

Elvir Bilic, BSc

Magnetfelder von Transformatorstationen

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades Diplom-Ingenieur

> Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der Technischen Universität Graz

Betreuerin

Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Katrin Friedl

Institut für elektrische Anlagen und Netze – IEAN Inffeldgasse 18/1 8010 Graz

Graz, Juni 2024



Institut für Elektrische Anlagen und Netze



Magnetfelder von Transformatorstationen

Eine Masterarbeit von Elvir Bilic, BSc

Betreuerin: Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Katrin Friedl

Juni 2024

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

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

Betreuerin Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Katrin Friedl

Eine Masterarbeit von Elvir Bilic, BSc

Juni 2024

Statutory Declaration

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, am 05.06.2024

Elvin Bilin Elvir Bilic, BSc

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 05.06.2024

Eloin Bilin

Elvir Bilic, BSc

Danksagung

Ich möchte die Gelegenheit nutzen, um mich bei den Personen zu bedanken, die mich während meines gesamten Studiums unterstützt haben, mir geholfen haben, meine Masterarbeit abzuschließen, und vor allem an die Personen, die mich motiviert haben, überhaupt mit dem Studium zu beginnen.

Als erstes möchte ich mich bei meiner Betreuerin Frau Prof. Katrin Friedl bedanken. Vielen Dank für die überragende fachliche Kompetenz in diesem Gebiet sowie für die Zeit, die sie sich jedes Mal genommen haben, um mir meine Fragen zu beantworten. Durch jede Sprechstunde bin ich meinem Ziel nähergekommen.

Ein weiteres großes Dankeschön widme ich der Elsta Mosdorfer GmbH und Frau Wagner für die ideale Gelegenheit, an einer praxisorientierten Masterarbeit zu arbeiten und Lösungen für die bevorstehende Energiewende zu entwickeln. Des Weiteren möchte ich mich bei meinem Betreuer Herrn Fussi seitens Elsta Mosdorfer bedanken, der mich mit Konstruktionsmodellen und Zahlen versorgte und mich bei Prüfständen mitnahm, um gemeinsam Messungen aufzunehmen.

Beim Studium steht man oftmals vor Herausforderungen, die man allein nicht bewältigen kann. Deshalb bedanke ich mich bei meinen Freunden und Studienkollegen, die mir dabei geholfen haben. Außerdem geht ein großes Dankeschön an meinen Langzeitstudienfreund und Lernbuddy Ćazim, mit dem ich durch das ganze Studium gegangen bin und wir gemeinsam etliche Protokolle, Labore und Prüfungen bewältigt haben.

Zusätzlich möchte ich mich bei meiner Lebenspartnerin Sara bedanken, die mir auf besondere Weise gezeigt hat, dass das Studium nicht nur aus dem reinen Lernen besteht, sondern auch aus dem Erleben und Genießen des Lebens sowie dem Erforschen der Vielfalt unserer Welt.

Abschließend möchte ich meiner Familie, insbesondere meinen Eltern, meinen aufrichtigen Dank aussprechen. Dank ihrer großzügigen Unterstützung konnte ich mein Studium an der TU Graz ohne finanzielle Sorgen fortsetzen. Sie standen stets hinter mir und gaben mir die nötige moralische Unterstützung auf meinem Weg. Ein besonderer Dank geht auch an meinen Bruder, der gemeinsam mit meinen Eltern mich motivierte, überhaupt studieren zu gehen. Durch euch habe ich eine der prägendsten und bedeutendsten Erfahrungen meines Lebens machen dürfen.

Abstract

The optimization of transformer stations with regard to magnetic fields is a significant topic in the field of energy supply and will become much more relevant in the future. Here, not only the technical aspects of transformer station optimization are addressed, but also the effects on humans and the environment, as well as the relevant legal framework in the countries of Austria, Germany and Switzerland.

The research starts with the modeling and simulation of a substation with a capacity of up to 1,250 kVA, which includes the main components such as housing, medium-voltage/low-voltage transformer, medium-voltage switchgear and low-voltage main distribution. Here, the individual elements are analyzed, especially with regard to the generation of magnetic fields.

The master thesis also deals with the measurement of the actually occurring magnetic fields at transformer stations in operation in order to quantify the magnetic field strengths occurring there and to compare them with the calculated values of the simulations and defined limit values in Austria, Germany and Switzerland.

Finally, the work focuses on optimization measures to reduce magnetic fields in transformer stations. By using innovative technologies and design approaches, solutions are developed that help to comply with the limits while ensuring power supply security.

Keywords: electromagnetic fields, electric fields, magnetic fields, transformer stations, compact transformer stations

Kurzfassung

Die Optimierung von Transformatorstationen im Hinblick auf magnetische Felder ist ein wichtiges Thema im Bereich der Energieversorgung und wird auch in Zukunft deutlich relevanter werden. Hierbei wird nicht nur auf die technischen Aspekte der Optimierung einer Transformatorstation eingegangen, sondern auch auf die relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen in den Ländern Österreich, Deutschland und der Schweiz.

Die Masterarbeit beschäftigt sich mit der Modellierung und Simulation zweier Kompakt-Transformatorstationen mit einer Leistung von 800 kVA und 1.250 kVA, welche die Hauptkomponenten wie Gehäuse, Mittelspannungs-Niederspannungs-Transformator, Mittelspannungs-Schaltanlage und Niederspannungshauptverteilung umfasst. Hierbei werden die einzelnen Elemente analysiert, insbesondere in Bezug auf die Verursachung magnetischer Felder. Dabei erfolgt ein Vergleich zwischen vereinfachten Berechnungsmethoden und solchen, die eine aufwändigere Herangehensweise/Berechnung erfordern.

Zur Verifikation der Berechnungsergebnisse wird eine Messung der tatsächlich auftretenden magnetischen Felder bei Transformatorstationen im Betrieb durchgeführt.

Schließlich konzentriert sich die Arbeit auf Optimierungsmaßnahmen zur Verringerung der magnetischen Felder innerhalb sowie außerhalb der Transformatorstation. Durch den Einsatz von innovativen Technologien und Designansätzen werden Lösungen entwickelt, die dazu beitragen, die Grenzwerte einzuhalten und gleichzeitig die Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten, ohne dabei Wartung, Betrieb und andere Aspekte negativ zu beeinflussen.

Stichwörter: elektromagnetische Felder, elektrische Felder, magnetische Felder, Transformatorstationen, Kompakt-Transformatorstation

Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

CO ₂	Kohlenstoffdioxid
PV	Photovoltaik
F ₁₂	Kraftwirkung von Probeladung 1 auf Probeladung 2
Q_1	Probeladung Q1
<i>Q</i> ₂	Probeladung Q ₂
Е	elektrische Feldstärke
U	elektrische Spannung
d	Abstand
$\Delta arphi$	Potentialdifferenz
grad	Gradient
φ	elektrisches Potential
В	magnetische Flussdichte
μ	Permeabilität
μ_0	Permeabilität im Vakuum
μr	relative Permeabilität
Н	magnetische Feldstärke
1	Strom
r	Radius
f	Frequenz
t	Zeit
I E,i	Elektrische Feldstärke bei der Frequenz <i>i</i>
<i>G</i> E,i	Jeweiliger Referenzwert der elektrischen Feldstärke bei der Frequenz i
Н	Messhöhe
Ej	Elektrische Feldstärke bei der Frequenz j
E _{R,j}	Referenzwert der elektrischen Feldstärke bei der Frequenz j
Ai	Amplitude des Feldes
θ_{i}	Phasenwinkel des Feldes

$oldsymbol{arphi}_{i}$	Phasenwinkel des Filters bei der harmonischen Frequenz i		
ELi	Referenzwert bei der i-ten harmonischen Frequnz		
fi	i-te harmonische Frequenz		
<i>к</i> н	Oberschwingungsfaktor		
δ	Eindringtiefe		
R _m	Magnetischer Widerstand		
Dr	Referenzabstand		
<i>a</i> 1	Abstand zwischen den einzelnen Phasen		
a 2	Länge des Drehstromleiters		
<i>B</i> ₁	Magnetische Flussdichte in Luft ohne Schirm (Simulation)		
B ₂	Magnetische Flussdichte gemessen mit Schirm (Messung)		
S	Schirmfaktor		
P1 – P14	Verschiedene Prüfpunkte		
B _{max}	Maximal auftretende magnetische Flussdichte		
<i>S</i> 800 kVA	Schirmfaktor bei der 800-kVA-Transformatorstation		
S _{1250 kVA}	Schirmfaktor bei der 1250-kVA-Transformatorstation		
AW	Auslösewert		
3D	Dreidimensional		
ER	Expositionsquotient		
ER1	Grundschwingung Expositionsquotient		
EMVU	Elektromagnetische Umweltverträglichkeit		
EMF	Elektromagnetische Felder		
1999/519/EG	EU-Ratsempfehlung für die Bevölkerung		
ICNIRP	Internationale Kommission für nichtionisierende Strahlung		
EU	Europäische Union		
OVE	Österreichischer Verband für Elektrotechnik		
OVE-Richtlinie R 27	Österreichischer Verband für Elektrotechnik Richtlinie 27		
OVE-Richtlinie R 23-1	Österreichischer Verband für Elektrotechnik Richtlinie 23-1		

Forschungsbericht 451	Forschungsbericht 451 des deutschen Arbeits- und Sozialministeriums				
VEMF	Verordnung elektromagnetischer Felder				
AUVA	Allgemeine Unfallversicherungsanstalt (Österreich)				
26. BlmSchV	Sechsundzwanzigste Verordnung zum Bundes-Immissionsschutzgesetz				
26. BlmSchVVwV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BlmSchV				
LAI	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz				
EMFV	Elektromagnetische Felder - Arbeitsschutzverordnung				
TREMF	Technischen Regeln zur Arbeitsschutzverordnung EMF				
NIS	Nichtionisierender Strahlung				
BAFU	Bundesamt für Umwelt				
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft				
Suva	Schweizerische Unfallversicherungsanstalt				
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat				
NISV	Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung				
IGW	Immissionsgrenzwerte				
ICNIRP 1998	ICNIRP Leitfaden 1998				
ICNIRP 2010	ICNIRP Leitfaden 2010				
2013/35/EU	EU-Richtlinie				
WBF	Eidgenössische Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung				
EN	Europäische Norm				
DIN	Deutsches Institut für Normung				
ÖVE/ÖNORM EN 62271-208	Österreichische Norm der europäischen Norm EN 62271:208 (speziell für Transformatorkompaktstationen und HV-Schaltanlagen)				
ÖVE/ÖNORM					
EN 62110	Österreichische Norm der europäischen Norm EN 62110				
DIN EN 50413:2008	Deutsche Fassung der europäischen Norm EN 50413:2008				
STOP-Prinzip	Substitution; technische, organisatorische und personenbezogen Maßnahmen				

S	Substitution
ТОР	Technische, organisatorische und personenbezogene Maßnahmen
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
WPM	Methode des gewichteten Spitzenwertes (Weighted Peak Method)
NH-Sicherungen	Niederspannungs-Hochleistungssicherungen
AIT	Austrian Institute of Technology
FFT	Fast Fourier Transform
L1, L2 und L3	Dreiphasenleiter Bezeichnung der drei Stränge
MOH27	Ferromagnetisches Material MOH27
fs	Schirmfaktor aus [40]
А	Aluminium
F	Ferromagnetisches Material
CAD	Computergestütztes Erstellen von Zeichnungen (Computer Aided Design)
OMEN	Orte mit empfindlicher Nutzung
IEAN	Institut für elektrische Anlagen und Netze
<i>I</i> ∟1	Strom der durch den Leiter L1 fließt
lL2	Strom der durch den Leiter L2 fließt
lцз	Strom der durch den Leiter L3 fließt
<i>I</i> N	Strom der durch den Neutral-Leiter (N-Leiter) fließt
ZNS	Zentralnervensystem

Inhaltsverzeichnis

1	Einf	ührung	1
	1.1	Motivation und Ausgangslage	1
	1.2	Zielsetzung und Forschungsfragen	1
2	Theo	orie	3
	2.1	Physikalische Grundlagen	3
	2.1.1	Elektrische Felder	3
	2.1.2	Magnetische Felder	4
	2.1.3	Wechselfelder und zeitvariable Felder	5
	2.1.4	Niederfrequenzbereich	6
	2.1.5	Hochfrequenzbereich	6
	2.1.6	Quellen, Kopplung und Senken	7
	2.2	EMF-Wirkungen auf Mensch	7
	2.2.1	Beeinflussung von medizinischen Implatanten	8
	2.3	Expositionsbewertung (rechtliche Rahmenbedingungen)	9
	2.3.1	Regelungen in Österreich	10
	2.3.2	Regelungen in Deutschland	17
	2.3.3	Regelungen in der Schweiz	19
	2.4	Evaluierung elektromagnetischer Felder	22
	2.4.1	Deutschland	22
	2.4.2	Österreich	24
	2.4.3	Schweiz	24
	2.4.4	Oberschwingungen	24
	2.4.5	Maßnahmen zur Verringerung der Gefährdung	26
	2.5	Transformatorkompaktstation	28
3	Mes	sungen an Transformatorstationen im Betrieb	29
	3.1	Messung – 800-kVA-Transformatorstation	29
	3.2	Messung – 1250-kVA-Transformatorstation	33
4	Mod	ellierung einer Transformatorstation mit MATLAB	40

4	.1	Modellierung 800-kVA-Transformatorstation	40
	4.1.1	Vergleich Messung und Simulation in MATLAB	41
	4.1.2	Berücksichtigung der Oberschwingungen	45
	4.1.3	3D-Simulationen – 800 kVA	47
	4.1.4	Maximalwert verschiedener Lastfälle	48
	4.1.5	Unsymmetrische Belastung Simulation	50
4	.2	Modellierung 1250-kVA-Transformatorstation	53
	4.2.1	Vergleich Messung und Simulation in MATLAB	53
	4.2.2	Berücksichtigung der Oberschwingungen	56
	4.2.3	3D-Simulationen – 1250 kVA	58
	4.2.4	Maximalwert verschiedener Lastfälle	59
	4.2.5	Unsymmetrische Belastung Simulation	61
5	Bew	ertungsverfahren laut OVE-Richtlinie R 27	65
5	.1	Vergleich Simulation und Kalkulation laut OVE-Richtlinie R 27-Formeln	65
5	.2	Zonenkonzept für Transformatorstation mit 1250 kVA	68
~	0	miarungamaßnahman	
0	Ορτι		
b 6		Optimierung durch Anordnung/Bauweise	
6	טףנו 1 2	Optimierung durch Anordnung/Bauweise Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation	
6 6	0 р ті .1 .2 6.2.1	Optimierung durch Anordnung/Bauweise Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation Schirmung durch geeignetes Gehäusematerial	
6 6 7	Opti .1 .2 6.2.1 Zusa	Optimierung durch Anordnung/Bauweise Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation Schirmung durch geeignetes Gehäusematerial	
6 6 7 7	Opti 1 2 6.2.1 Zusa	Optimierung durch Anordnung/Bauweise Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation Schirmung durch geeignetes Gehäusematerial Schirmenfassung und Schlussfolgerungen Rechtlicher Rahmen	
6 6 7 7	Opti 1 2 6.2.1 Zusa .1 7.1.1	Optimierung durch Anordnung/Bauweise Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation Schirmung durch geeignetes Gehäusematerial Emmenfassung und Schlussfolgerungen Rechtlicher Rahmen Allgemeinbevölkerung	
6 6 7 7	Opti .1 .2 6.2.1 Zusa .1 7.1.1 7.1.2	Optimierung durch Anordnung/Bauweise Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation Schirmung durch geeignetes Gehäusematerial Emmenfassung und Schlussfolgerungen Rechtlicher Rahmen Allgemeinbevölkerung Berufliche Exposition	
6 6 7 7 7	.1 .2 6.2.1 Zusa .1 7.1.1 7.1.2 .2	Optimierung durch Anordnung/Bauweise Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation Schirmung durch geeignetes Gehäusematerial Emmenfassung und Schlussfolgerungen Rechtlicher Rahmen Allgemeinbevölkerung Berufliche Exposition	
6 6 7 7 7 7 7	Opti .1 .2 6.2.1 Zusa .1 7.1.1 7.1.2 .2 .3	Optimierung durch Anordnung/Bauweise Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation Schirmung durch geeignetes Gehäusematerial Schirmenfassung und Schlussfolgerungen Rechtlicher Rahmen Allgemeinbevölkerung Berufliche Exposition Modellierung Schleifenmodel nach OVE-Richtlinie R 27	
6 6 7 7 7 7 7 7 7	Opti .1 .2 6.2.1 Zusa .1 7.1.1 7.1.2 .2 .3 .4	Optimierung durch Anordnung/Bauweise Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation Schirmung durch geeignetes Gehäusematerial Schirmenfassung und Schlussfolgerungen Rechtlicher Rahmen Allgemeinbevölkerung Berufliche Exposition Modellierung Schleifenmodel nach OVE-Richtlinie R 27 Optimierungsmaßnahmen	
6 6 7 7 7 7 7 7 7 7 7	Opti .1 .2 6.2.1 Zusa .1 7.1.1 7.1.2 .2 .3 .4 .5	Optimierung durch Anordnung/Bauweise Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation Schirmung durch geeignetes Gehäusematerial Immenfassung und Schlussfolgerungen Rechtlicher Rahmen Allgemeinbevölkerung Berufliche Exposition Modellierung Schleifenmodel nach OVE-Richtlinie R 27 Optimierungsmaßnahmen	
6 6 7 7 7 7 7 7 7 7 7 8	Opti .1 .2 6.2.1 Zusa .1 7.1.1 7.1.2 .2 .3 .4 .5 Liter	Optimierung durch Anordnung/Bauweise	
6 6 7 7 7 7 7 7 7 8	Opti .1 .2 6.2.1 Zusa .1 7.1.1 7.1.2 .2 .3 .4 .5 Liter	Optimierung durch Anordnung/Bauweise. Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation Schirmung durch geeignetes Gehäusematerial Immenfassung und Schlussfolgerungen Rechtlicher Rahmen Allgemeinbevölkerung Berufliche Exposition Modellierung Schleifenmodel nach OVE-Richtlinie R 27 Optimierungsmaßnahmen Ausblick	

9.1	Simulationen 800-kVA-Transformatorkompaktstation (1155 A)	86
9.2	Simulationen 1250-kVA-Transformatorkompaktstation (1879 A)	93
9.3	Simulationen 1250-kVA-Transformatorkompaktstation (1804 A Belastung)	103
9.4	OVE-Richtlinie R 27 Tabellen Erläuterung	106

1 Einführung

Dieses Kapitel deckt die Motivation und Ausgangslage sowie die Zielsetzung und Forschungsfragen zu dem Thema der Masterarbeit "Elektromagnetische Felder von Transformatorstationen" ab.

1.1 Motivation und Ausgangslage

Durch neue innovative Technologien und ständige Weiterentwicklung elektrotechnischer Anwendungen haben sich die elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Felder, die uns Menschen umgeben, ebenso verändert. Sowohl der Ausbau der Energieversorgung als auch die immer höheren Frequenzen bei der drahtlosen Nachrichtenübertragung führen dazu, dass die elektromagnetischen Felder, denen der Mensch ausgesetzt ist, immer weiter steigen. [1]

Aufgrund der viel zu hohen CO₂-Emissionen, die durch fossile Energieerzeugung entstehen, erlebt die Energieversorgung gerade einen Umschwung in eine nachhaltige Energieproduktion. Darauf basierend werden immer mehr erneuerbare Energieformen genutzt, wie etwa Sonne, Wind, Wasser und Biomasse, um grünen Strom zu erzeugen. Dies wiederum führt zu dem Konzept der dezentralen Energieversorgung, was bedeutet, dass immer häufiger zahlreiche kleine Erzeugungsanlagen, zum Beispiel PV-Anlagen und Transformatorstationen, errichtet werden, die in das Verteilungsnetz einspeisen. Die derzeitige Netzinfrastruktur ist diesem schnellen Prozess jedoch nicht gewachsen, was dazu führt, dass das Verteilernetz immer stärker beansprucht wird und somit mehr Strom über Verteilerkasten, Transformatoren und Transformatorkompaktstationen fließt. Durch die höhere Belastung steigt auch das elektrische wie auch magnetische Feld in der Umgebung von Versorgungsanlagen. [2]

1.2 Zielsetzung und Forschungsfragen

Diese Masterarbeit beschäftigt sich mit der Optimierung von Kompaktstationen mit Schwerpunkt auf Verringerung der magnetischen Felder. Es werden computergesteuerte Modellierungen und Simulationen einer Transformatorstation erstellt und die daraus berechneten magnetischen Felder mit den rechtlichen Rahmenbedingungen aus den Ländern Österreich, Deutschland und der Schweiz verglichen. Ebenso werden Messungen an Transformatorstationen im Betrieb durchgeführt, um zu sehen, welche Felder tatsächlich auftreten und wie dies im Verhältnis zur Simulation steht. Abschließend sollten Optimierungsmaßnahmen an der Station entwickelt werden, um die Grenzwerte einzuhalten als auch Stromversorgungssicherheit, Wartung und Betrieb zu gewährleisten.

Die relevanten Forschungsfragen sind Folgende:

- Wie können moderne Technologien und Designansätze genutzt werden, um Transformatorstationen so zu gestalten, dass die Exposition gegenüber magnetischen Feldern minimiert wird und gleichzeitig eine zuverlässige Stromversorgung gewährleistet ist, ohne dabei Wartung, Betrieb und andere Aspekte negativ zu beeinflussen?
- Welche rechtlichen und regulatorischen Anforderungen gibt es bezüglich magnetischer Felder in Transformatorstationen in den Ländern Österreich, Deutschland und der Schweiz, und wie können sie erfüllt beziehungsweise implementiert werden?
- Welche Faktoren beeinflussen die Intensität und Verteilung magnetischer Felder in Transformatorstationen und wie können diese Faktoren verändert werden, damit Transformatorstationen geringere magnetische Felder verursachen?
- Hinsichtlich welcher Lastszenarien ist es sinnvoll, Transformatorstationen zu optimieren, und welche Lastszenarien müssen für die Berechnungen und Planung von Transformatorstationen ermittelt werden?
- Wie weit können vereinfachte Berechnungsmethoden, wie z. B. die Methode mit den Leiterschleifen nach OVE-Richtlinie R 27, für eine Optimierung einer Transformatorstation herangezogen werden? Wie hoch ist der Fehler im Vergleich zu einer genaueren Berechnung?

2 Theorie

Nachfolgend werden die wichtigsten elektrotechnischen Grundlagen sowie rechtliche und regulatorische Anforderungen in Österreich, Deutschland und der Schweiz beschrieben, die für diese Masterarbeit benötigt werden.

2.1 Physikalische Grundlagen

Die Masterarbeit konzentriert sich auf Transformatorstationen, die mit ausschließlich 50 Hz betrieben werden. Aufgrund dieser Annahme können elektromagnetische Felder einfachheitshalber in elektrische und magnetische Felder aufgeteilt werden. Dies ist nur möglich, da es sich um niederfrequente Felder handelt. Generell gesprochen, sind magnetische und elektrische Felder Vektorfelder. Das heißt, dass jedem Ort in einem ausgewählten Raum ein Vektor mit dementsprechender Feldstärke zugeordnet wird. [3]

2.1.1 Elektrische Felder

Elektrische Felder können in statische Felder und Wechselfelder unterteilt werden. Im statischen Feld kann das elektrische Feld leicht erklärt werden. Elektrische Felder können nur hervorgerufen werden, wenn elektrische Ladungen in einem Gebiet vorhanden sind. Dabei beschreibt das Coulomb'sche Gesetz in Formel 1, die Kraftwirkung auf eine Probeladung Q_2 die durch die Ladung Q_1 hervorgerufen wird. Obwohl sich die Ladungen nicht berühren, wirkt eine Kraft zwischen ihnen. Diese Kraft wird auch als elektrisches Feld bezeichnet. [3], [4], [5]

$$\vec{F}_{12} = Q_2 \cdot \vec{E}$$

Formel 1: Coloumb'sche Gesetz [5]

Die elektrische Feldstärke \vec{E} ist wie auch die Kraft ein Vektor und besitzt somit eine Richtung wie auch einen Betrag und wird in Volt pro Meter angegeben (V/m). Das elektrostatische Feld ist ein reines Quellen-Senken Feld. Elektrische Felder treten immer dann auf, wenn eine Potentialdifferenz $\Delta \varphi$ zwischen zwei Punkten vorhanden ist oder Ladungen im Raum vorhanden sind. Die Potentialdifferenz wird auch als elektrische Spannung *U* bezeichnet. Im homogenen Feld kann man die elektrische Feldstärke direkt mit der Formel 2 berechnen, wobei man eine Spannung *U* (Differenz zweier Potentiale) und den Abstand *d* benötigt. [3], [5], [6]

$$E = \frac{U}{d}$$

Formel 2: Berechnung der elektrischen Feldstärke im homogenen Feld [3]

Im inhomogenen Feld muss man die Formel 3 benutzen, um das elektrische Feld zu berechnen.

$$E = -grad \varphi$$

Formel 3: Berechnung der elektrischen Feldstärke im inhomogenen Feld [3]

2.1.2 Magnetische Felder

Auch magnetische Felder können in statische Felder und Wechselfelder unterteilt werden. Magnetische Felder entstehen durch gleichförmige Bewegungen von Ladungsträgern. Somit erzeugt ein stromdurchflossener Leiter ein Magnetfeld. Dieses Magnetfeld lässt sich durch Feldbilder darstellen, die auch beim elektrischen Feld benutzt werden können, um die Feldrichtung besser zu erkennen. Die Abbildung 1 zeigt das Magnetfeld, verursacht durch einen stromdurchflossenen Leiter. Das Magnetfeld ist ebenso ein Vektor, der als magnetische Flussdichte \vec{B} (magnetische Induktion) bezeichnet und in Tesla [T] angegeben wird. [3], [7]



Abbildung 1: Magnetfeld eines stromdurchflossenen Leiters [7]

Die magnetische Flussdichte \vec{B} berücksichtigt bereits die Materialeigenschaft des umgebenden Mediums und steht über die Permeabilität μ ($\mu = \mu_0 \cdot \mu_r$, mit Permeabilität in Vakuum $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Vs/Am) in Verbindung mit der magnetischen Feldstärke \vec{H} wie auch in Formel 4 gezeigt. Die magnetische Feldstärke \vec{H} hat die Einheit Ampere pro Meter (A/m). Des Weiteren zeigt die Formel 4, dass ein geschlossenes Wegintegral entlang einer Feldlinie ($|\vec{H}|$ = konstant) aus Abbildung 1, den dort eingeschlossenen fließenden Strom *I* liefert. Durch Umformungen und Verwendung von Strom *I* und Radius *r* erhält man die magnetische Flussdichte \vec{B} . Die relative Permeabilität μ_r kann sowohl in Luft als auch im biologischen Gewebe mit $\mu_r \approx 1$ angenommen werden. [3], [7]

$$\vec{B} = \mu \cdot \vec{H} = \mu_0 \cdot \mu_r \cdot \vec{H}$$
$$\oint \vec{H} \cdot d\vec{s} = I$$
$$H \cdot 2\pi \cdot r = I$$
$$B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2\pi \cdot r}$$

Formel 4: Formeln für das magnetische Feld [3], [7]

2.1.3 Wechselfelder und zeitvariable Felder

Neben den oben beschriebenen statischen Feldern gibt es auch Wechselfelder, die auftreten, wenn sich Strom und Spannung eines Leiters zeitlich verändern. Diese zeitlichen Veränderungen haben Einwirkungen auf das E- und B-Feld. Als Beispiel kann Abbildung 2 herangezogen werden. Hierbei sieht man die Veränderung der magnetischen Flussdichte aufgrund des sinusförmigen Wechselstroms. [3]



Abbildung 2: Magnetische Flussdichte in x, y, z-Richtung, wenn ein Leiter aktiv ist und mit Wechselstrom betrieben wird. [8]

Drehfelder, also Felder, bei denen sich im allgemeinen Richtung und Amplitude ändern, entstehen, wenn man mindestens zwei phasenverschobene Ströme als Feldquellen hat. Transformatorstationen werden mit einem Dreiphasensystem, also mit mehr als zwei phasenverschobenen Strömen, betrieben und deshalb sind Drehfelder für diese Masterarbeit relevant. Ein beispielhaftes B-Feld eines Drehfeldes, bei dem Richtung und Betrag zeitlich abhängig sind, kann in Abbildung 3 gesehen werden. [8]



Abbildung 3: Magnetische Flussdichte in x, y, z-Richtung, wenn drei Leiter aktiv sind und mit Drehstrom betrieben werden. [8]

2.1.4 Niederfrequenzbereich

Wie in Kapitel 2.1 bereits erwähnt können das magnetische und elektrische Feld entkoppelt voneinander betrachtet und gemessen werden, bei statischen und niederfrequenten Feldern. Außerdem sind im Niederfrequenzbereich die Felder meist an ihre Quellen gebunden und können sich von diesen nicht ablösen. Diese Annahme gilt jedoch nur für Frequenzen $f \leq 30$ kHz. Des Weiteren hängt das magnetische Feld hauptsächlich vom Strom, der geometrischen Anordnung der Leiter und dem Vorhandensein magnetisch wirksamer Materialien ab. Im Gegensatz dazu ist das elektrische Feld abhängig von der Spannung, geometrischen Anordnung der Leiter, Leiterseildurchmesser und vom Vorhandensein elektrisch leitfähiger Oberflächen. Die Feldstärkeabnahme mit zunehmender Entfernung von der Feldquelle ist je nach Quellenart unterschiedlich. Jedoch zeigen die Formel 4 und die Abbildung 4, dass die Abnahme der Feldstärke mindestens umgekehrt proportional zum Abstand ist. [3], [8]



Abbildung 4: Abnahme der magnetischen Feldstärke mit zunehmender Entfernung [9]

2.1.5 Hochfrequenzbereich

Für Frequenzen, die 30 kHz übersteigen, können das elektrische und magnetische Feld nicht mehr getrennt voneinander betrachtet und gemessen werden, da jede Änderung des elektrischen Feldes ein magnetisches Feld verursacht und umgekehrt. Deshalb werden im Hochfrequenzbereich ($f \ge 100 \text{ kHz}$) die Felder als elektromagnetische Felder bezeichnet. Des Weiteren kann es im hochfrequenten Bereich zur Ablösung und Ausweitung von elektromagnetischen Wellen in die Umgebung kommen, wenn die Abmessungen der Feldquelle in der Größenordnung der Wellenlänge liegen (z. B.: Antennen). [3], [10]

2.1.6 Quellen, Kopplung und Senken

Quellen, die ein elektrisches und magnetisches Feld verursachen, gibt es in der realen Welt zahlreich. Die Größe der verursachten Felder hängt aber sehr stark von der Art der Quelle und der technischen Ausführung ab. Quellen, die Felder verursachen können, sind Maschinen (Generator), Geräte, Kabel, Transformatorstationen, Freileitungen und auch generell Anlagen der Energieversorgung. Weiters können auch Funkanlagen und atmosphärische Entladungen zu elektromagnetischen Feldern führen. Beispiele für die Stärke von magnetischen und elektrischen Feldern, verursacht durch bestimmte Quellen, können in der Tabelle 1 gesehen werden. Diese Beispielwerte können jedoch in der Realität stark abweichen, bei konkreten Anlagen. [3], [8]

Quelle	Frequenz	Entfernung	Elektrische Feldstärke	Magnetische Flussdichte
380 kV Hochspannungsfreileitung	50 Hz	Unter der Leitung	10.000 V/m	15 µT
(6 Leiter, 1300 A/Phase,				
Spannfeldmitte)		50 m zur	250 V/m	2,5 µT
		Trassenmitte		
Freiluftschaltanlage	50 Hz	Innerhalb der	< 12 kV/m	< 150 µT
		Anlage		
Ortsnetztransformatorstation	50 Hz	Außenwand		100 µT
		2 m Abstand		2 µT
Haushaltsgeräte	50 Hz	30 cm	10 – 250 V/m	0,01 – 1 µT
		3 cm		0,3 – 2.000 µT

Tabelle 1	· Feldauellen	und deren	verursachten	elektrischen	und m	nannetischen	Felder	[3]
Tabelle T.	. I eluquellell	unu ueren	veruisachten	CIENTIACHER	unu m	lagnelischen	i eiuei j	U

Bei den Kopplungsarten wird zwischen vier verschiedenen Arten unterschieden: galvanisch (ohmsch), induktiv, kapazitiv und elektromagnetisch. Die Kopplung wird auch oft "Übertragungsweg" genannt. Damit wird beschrieben, wie die Störenergie von der Quelle zur Senke kommt. [8], [11]

Die Senke bekommt die Störenergie ab und es entsteht eine Störwirkung bei der Senke. Typische Senken sind: empfindliche Geräte, Mensch, Tier, Schutzeinrichtungen und generell die Umwelt (EMVU). [8]

2.2 EMF-Wirkungen auf Mensch

Elektromagnetische Felder zeigen unterschiedliche Auswirkungen auf den menschlichen Körper. Die Auswirkungen hängen von der Feldstärke, Frequenz, Einwirkdauer und Energiedichte ab. Generell wird unterschieden zwischen Reizwirkung, Kraftwirkung und thermischer Wirkung. Basierend darauf zeigt die Abbildung 5 die verschiedenen Wirkungen auf den Menschen, hervorgerufen durch Felder unterschiedlicher Frequenzen: [3], [4], [12]

- Reizwirkungen: Reizwirkungen beim Menschen entstehen durch statische und • niederfrequente Felder. Beispiele für Reizwirkungen sind Kribbeln und Aufrichten der Haare, die durch statische elektrische Felder hervorgerufen werden. Des Weiteren dringen elektrische Gleichfelder kaum in das biologische Gewebe ein. Jedoch wirken Gleichfelder fast wie niederfrequente Wechselfelder, da durch Bewegungen des Körpers in dem Feld (auch Blutfluss) im Gewebe Wirbelströme entstehen. Außerdem zählen zu den Reizwirkungen auch Phosphene beziehungsweise Sehstörungen, die durch schnelles Reinbewegen in ein magnetisches Gleichfeld entstehen. Weitere Beispiele wären Reizungen von Nerven- und Muskelzellen, da Nervenimpulse auch nur elektrische Signale sind und dadurch durch äußere Felder gestört werden können. [3], [4], [12]
- Thermische Wirkung: Ein Beispiel für thermische Wirkung ist das Erwärmen von Gewebe, welches nur bei hochfrequenten Feldern möglich ist, da hier das Feld vom Körper absorbiert und somit das Oberflächengewebe erwärmt wird. Zudem kann Metallschmuck durch hochfrequente Felder noch viel stärker erwärmt werden als menschliches Gewebe, aufgrund der besseren Leitfähigkeit. Somit stellt dies ebenfalls eine Gefahr für den Menschen dar. [3], [4]
- **Kraftwirkung:** Beispiele für Kraftwirkungen sind metallische Gegenstände (Implantate, Schmuck), die in einem starken magnetischen Gleichfeld angezogen und somit zu gefährlichen Projektilen werden und eine Gefahr für den Menschen darstellen (Quetschgefahr). [4]

Bislang konnten keine Langzeit-Wirkungen von elektromagnetischen Feldern wissenschaftlich fundiert nachgewiesen werden. Bei den Reizwirkungen handelt es sich nur um einen vorübergehenden Effekt. Sobald die betroffene Person wieder aus dem Feld herausgeht, normalisiert sich der Zustand der Person. [3], [4], [12]



Abbildung 5: Verschiedene Wirkungen hervorgerufen durch Felder unterschiedlicher Frequenzen [4]

2.2.1 Beeinflussung von medizinischen Implatanten

Medizinische Implantate sind sehr anfällig für elektromagnetische Felder (niederfrequente E- und B-Felder). Dies lässt sich zurückführen auf deren elektrischen und mechanischen Aufbau, der durch die niederfrequenten Felder gestört wird. Beispiele für Implantate wären: Herzschrittmacher, Defibrillator, Cochlea-Implantat, Medikamentenpumpe und Neurostimulator. Herzschrittmacher fallen ab einer gewissen Störschwelle zum Beispiel in den Testmodus. Darüber hinaus werden durch elektromagnetische Felder Funktionsstörungen direkt oder indirekt in die Elektronik eines Implantats induziert, was zu Fehlfunktionen führen kann. Aus diesem Grund gelten für Menschen mit Implantaten kleinere Grenzwerte und Referenzwerte. [3], [4]

2.3 Expositionsbewertung (rechtliche Rahmenbedingungen)

Wie im Kapitel 2.2 beschrieben, haben elektromagnetische Felder Auswirkungen auf den Menschen. Um diese Auswirkungen zu verhindern, wurden Normen und Regelwerke eingeführt, die gewisse Werte festgelegt haben, bei denen keine Gefahr für den Menschen entsteht. Generell wird zwischen zwei Arten von Werten unterschieden. Die erste Art ist der Grenzwert oder auch Expositionsgrenzwert genannt. In manchen Regelwerken wird auch der Begriff Basisgrenzwert dafür herangezogen. Falls der Expositionsgrenzwert überschritten wird, können Effekte, wie im Kapitel 2.2 beschrieben, im Körper des Menschen entstehen. Für die Evaluierung von Expositionsgrenzwerte werden in Regelwerken die körperinnere Feldstärke und Körperstromdichte verwendet. Aufgrund der Komplexität zur Ermittlung dieser Feldgrößen bei realen Feldguellen, wurden die Referenzwerte/Auslösewerte eingeführt. Referenzwerte sind niedriger angesetzt als Expositionsgrenzwerte, was bedeutet, dass beim Überschreiten der Referenzwerte nicht unbedingt Effekte im menschlichen Körper entstehen. In Regelwerken verwendet man für Referenzwerte die äußere elektrische Feldstärke sowie die äußere magnetische Flussdichte. Somit können diese Werte sehr leicht gemessen oder berechnet werden, mit dementsprechenden Messgeräten oder Formeln. Sobald die Referenzwerte eingehalten werden, kann man sichergehen, dass die Expositionsgrenzwerte nicht überschritten werden. Die Abbildung 6 zeigt das Konzept der verschiedenen Werte aus dem "Internationalen Leitfaden für nichtionisierende Strahlung" (ICNIRP) für die Expositionsevaluierung. [3], [4], [8]



Abbildung 6: Konzept der verschiedenen Werte aus der ICNIRP [3]

Jedes Land hat seine eigenen Expositionsgrenzwerte und Referenzwerte in seiner Verordnung niedergeschrieben. Die Basis aller Verordnungen und Normen ist die ICNIRP (Internationale Kommission für nichtionisierende Strahlung). Die ICNIRP erstellt internationale Guidelines, wobei insgesamt für niederfrequente Felder im wesentlichen ICNIRP 1998 und ICNIRP 2010 relevant sind. Beide Guidelines sollen die Immissionen von elektromagnetischen Feldern begrenzen und Menschen vor den Auswirkungen der EMF schützen. Grundsätzlich legt ICNIRP Werte für die berufliche Exposition und für die Allgemeinbevölkerung fest. Zu der Allgemeinbevölkerung zählen auch Kinder und Schwangere. Berufliche Exponierte haben im Gegensatz zur Allgemeinbevölkerung eine Unterweisung erhalten und können somit besser die Situation und die Stärke der Felder einschätzen als die Allgemeinbevölkerung. [3], [4], [13]

Basierend auf der ICNIRP hat die EU deren Ratsempfehlung und später die Richtlinie erstellt. Die EU-Ratsempfehlung für die Bevölkerung (1999/519/EG) basiert auf der ICNIRP 1998 legt jedoch nur Werte für die Allgemeinbevölkerung fest. Jedoch ist die Ratsempfehlung nur eine Empfehlung und die EU-Länder sind nicht daran gebunden. 2013 kam dann die Richtlinie der EU für die ArbeitnehmerInnen (2013/35/EU) heraus. Länder der EU sind somit verpflichtet, nationale Verordnungen für die beruflich Exponierten bis zum 01.06.2016 einzuführen. [3], [8]

Diese Masterarbeit wird sich nur auf die Verordnungen/Richtlinien in den Ländern Österreich, Deutschland und der Schweiz konzentrieren.

2.3.1 Regelungen in Österreich

In Österreich sowie in vielen anderen Ländern gibt es Expositionsgrenzwerte und Referenzwerte, die für die Allgemeinbevölkerung und für die beruflich Exponierten festgelegt sind. Die Verordnung elektromagnetischer Felder (VEMF) gilt für ArbeitnehmerInnen in Österreich für die Frequenzen 0 Hz bis 300 GHz und legt bestimmte Expositionsgrenzwerte und Referenzwerte fest. Zusätzlich zur VEMF wurde noch die OVE-Richtlinie R 27 [15] ins Leben gerufen, welche vereinfachte Verfahren beschreibt, die angewendet werden können, um VEMF umzusetzen. Wichtig zu beachten ist, dass die OVE-Richtlinie R 27 nur für Frequenzen von 0 Hz bis 100 kHz gilt. Die OVE-Richtlinie R 23-1 [16] legt basierend auf ICNIRP 2010 für die Allgemeinbevölkerung in Österreich im Frequenzbereich von 0 Hz bis 300 GHz die Expositionsgrenzwerte und Referenzwerte fest. [3], [14], [15], [16]

2.3.1.1 Allgemeinbevölkerung

Zu beachten ist, dass die OVE-Richtlinie R 23-1 nur eine Richtlinie ist und somit kein Gesetz oder eine Verordnung. Trotzdem wird die OVE-Richtlinie für Anwendungen in der elektrischen Energieversorgung rechtlich relevant, da verpflichtende Normen auf die OVE-Richtlinie R 23-1 verweisen und somit auch diese Richtlinie eingehalten werden muss. [3], [14], [15], [16]

2.3.1.2 Beruflich Exponierte

Anders als bei der Allgemeinbevölkerung ist die VEMF eine Verordnung (österreichisches Recht) und somit rechtlich relevant für ArbeitgeberInnen in Österreich. Die VEMF ist dabei die Umsetzung der EU-

Richtlinie 2013/35/EU. ArbeitgeberInnen müssen sicherstellen, dass die ArbeitnehmerInnen bei deren Arbeit die Referenzwerte/Expositionsgrenzwerte nicht überschreiten. Dafür muss der/die ArbeitgeberIn die Werte ermitteln und bewerten, insbesondere auch für Immissionen aus verschiedenen Frequenzbereichen. Dies geschieht über Datenbanken, Herstellerangaben oder über bestimmte Leitfäden von Richtlinien (Richtlinie 2013/35/EU). Kann man keine von den Varianten anwenden, muss eine Messung beziehungsweise Berechnung der Exposition durch fachkundiges Personal stattfinden. Des Weiteren spezifiziert die VEMF spezielle Bestimmungen für besondere Arbeitnehmergruppen wie etwa Schwangere, Jugendliche und medizinische Implantats-TrägerInnen. Außerdem legt die VEMF Auslösewerte auf niedrigere und höhere Auslösewerte fest. Der niedrigere Auslösewert wird für den Kopf herangezogen, während der höhere für den Rumpf gilt. Das zeitweilige Überschreiten von niedrigen Auslösewerten ist laut der VEMF nur in wenigen Ausnahmefällen erlaubt (Resonanz-Tomographie, Widerstands- und Bolzenschweißen), jedoch müssen die Expositionsgrenzwerte immer eingehalten werden. Die Voraussetzungen für diese Ausnahmen sind jedoch streng geregelt und ohne Beurteilung eines fachkundigen Personals nicht erlaubt. Nur beim Unterschreiten der Auslösewerte kann sichergestellt werden, dass Expositionsgrenzwerte eingehalten werden. Bei überschreiten der Auslösewerte müssen Maßnahmen getroffen werden oder auf andere Art nachgewiesen werden, dass Expositionsgrenzwerte nicht überschritten werden. Fachkundiges Personal müssen nicht externe ExpertInnen sein, sondern können auch Unternehmensangehörige sein, die Berufserfahrung auf dem Gebiet Elektrotechnik oder Physik haben. [3], [4], [14]

Die Abbildung 7 zeigt die Referenzwerte der elektrischen Feldstärke in kV/m über einen Frequenzbereich von 0 Hz bis 1 GHz für beruflich Exponierte und auch für die Allgemeinbevölkerung. Dabei wurden die Werte bei 50 Hz hervorgehoben, da sie für diese Masterarbeit von Bedeutung sind. Die graue Linie zeigt die Werte von der EU-Ratsempfehlung 1999/519/EG, die sich von der ICNIRP 1998 ableitet. Die graue Linie stellt nach OVE-Richtlinie R 27 die Auslösewerte für schwangere Arbeitnehmerinnen und Implantatsträger dar. [8]



Abbildung 7: Referenzwerte der elektrischen Feldstärke für Allgemeinbevölkerung und berufliche Exponierte in Österreich [8]

In Abbildung 8 sind analog zu Abbildung 7 die Referenzwerte für die magnetische Flussdichte in µT angegeben.



Abbildung 8: Referenzwerte der magnetischen Flussdichte für Allgemeinbevölkerung und berufliche ArbeitnehmerInnen in Österreich [8]

Zusätzlich legt die VEMF fest, dass jugendliche ArbeitnehmerInnen nicht in Bereichen arbeiten dürfen, wo die hohen Auslösewerte überschritten sind. Außerdem dürfen sie nicht Schweiß- und Schneidearbeiten unter schwierigen Umständen, wie etwa in einem engen Raum, machen. [3]

Menschen, die elektronische und metallische Implantate im Körper haben, sind gesondert zu betrachten und haben andere Grenz- und Auslösewerte. Im AUVA Report R50 und dem Forschungsbericht 451 des deutschen Arbeits- und Sozialministeriums sind Auslösewerte (Effektivwerte) für Menschen mit Implantaten angegeben. Aus dem Forschungsbericht 451 wurde beispielhaft für 50 Hz ein Auslösewert von 6,3 kV/m für die elektrische Feldstärke ermittelt, bei dem keine Beeinflussung des elektronischen Implantats stattfindet (Tabelle 6.3 in [17]). Für die magnetische Feldstärke wurde ein Wert von 78,56 A/m berechnet, was umgerechnet in die magnetische Flussdichte 98,72 µT beträgt (Tabelle 6.4 in [17]). Für metallische Implantate differenzieren sich die Werte ein wenig. Bei 50 Hz liegt der Auslösewert für die elektrische Feldstärke bei etwa 20 kV/m und für die magnetische Flussdichte ist der Referenzwert bei etwa 1,358 mT (Tabelle 6.5 und 6.6 in [17]). [3], [17]

2.3.1.3 OVE-Richtlinie R 27

In Österreich gibt es die Möglichkeit, die Evaluierung von elektromagnetischen Feldern im Sinne der VEMF nach der OVE-Richtlinie R 27 zu tätigen. Hierbei beschreibt die OVE-Richtlinie R 27, dass dieses Verfahren speziell für Energieversorgungsanlagen mit einer Netzfrequenz von 16,7 Hz und 50 Hz angewendet werden soll. Für die Evaluierung werden elektromagnetische Felder im Bereich von 0 Hz bis 100 kHz als relevant gesehen und miteinbezogen. Wird das Verfahren laut der OVE-Richtlinie R 27 korrekt angewendet, so bekommt man automatisch einen Nachweis, dass die Auslösewerte nach der eingehalten wurden. Somit müssen keine weiteren aufwendigeren VEMF Messund Berechnungsverfahren angewendet werden. Dieses Verfahren kann auch bei Kompaktstationen, die mit 50 Hz betrieben werden, eingesetzt werden. Des Weiteren wendet diese Richtlinie einfache und konservative Verfahren an, die so konzipiert sind, dass auch Nicht-EMF-Fachleute die Richtlinie für die Evaluierung von elektromagnetischen Feldern am Arbeitsplatz heranziehen können. Die Oberschwingungen beziehungsweise der Oberschwingungsfaktor k_H werden bei dieser Richtlinie für spezifische Orte bereits vordefiniert und müssen somit nicht selbst ermittelt werden. Außerdem werden Kurzschlüsse nicht miteinbezogen bei den Berechnungen dieser Richtlinie als auch generell bei elektromagnetischen Felder, da diese von den jeweiligen Schutzeinrichtungen innerhalb der zugelassenen Abschaltdauer unterbrochen werden sollten. [3], [8], [15], [18]

2.3.1.4 Erläuterung des Zonenkonzepts

Die OVE-Richtlinie R 27 führt EMF-Zonen ein. Innerhalb jeder EMF-Zone werden die dazugehörigen Auslösewerte nicht überschritten. Somit können zum Beispiel Personen mit Implantaten beziehungsweise schwangere Arbeitnehmerinnen sicher gehen, falls sie sich in der richtigen Zone befinden, dass sie keine Nebenwirkungen erfahren werden. Darüber hinaus hat jede EMF-Zone gewisse Zugangsbeschränkungen für eine spezifische Personengruppe. Die Bezeichnung der EMF-Zonen, die Zugangsbeschränkungen und die dahinterliegenden Richtlinien und Verordnungen sind in in Tabelle 2 ersichtlich. [8], [15], [18]

EMF-	Einhaltung der	Zutrittsverbot für
Zone		
0	Referenzwerte EU RE 1999/519/EG	Keine Zutrittsverbote
Α	Referenzwerte OVE-Richtlinie R 23-1	Aktive Implantate ohne Störfestigkeitsnachweis und schwangere ArbeitnehmerInnen
В	Auslösewerte VEMF	Wie A + Personen ohne Unterweisung
Cs	Expositionsgrenzwerte VEMF sensorische Wirkung	Wie A + B + Personen ohne anlagenspezifische Unterweisung und ArbeitnehmerInnen, die
Cg	Expositionsgrenzwerte VEMF gesundheitliche Wirkung	jünger als 18 Jahre oder weniger als 18 Monate einschlägige Ausbildung haben
X	-	Alle

Tabelle 2: EMF-Zonen und die dazugehörigen Zutrittsverbote, Richtlinien und Verordnungen, die eingehalten werden müssen [15]

Die Tabelle 3 zeigt die verschiedenen Auslösewerte des magnetischen Feldes. Diese Werte der Zone A dürfen zu 100% ausgenutzt werden, wenn eine zeitgleiche elektrische Feldexposition von bis zu maximal 60% der Werte aus Tabelle 4 ausgenutzt wird. Überschreitet die elektrische Feldexposition die 60%, dann dürfen maximal 50% der Auslösewerte aus Tabelle 3 ausgeschöpft werden. Bei der Zone B gibt es drei Auslösewerte, wobei jeder Wert einem Teil des menschlichen Körpers zugeordnet ist. Zum Beispiel darf für die Zone B der Kopf maximal einer magnetischen Flussdichte von 1000 μ T ausgesetzt werden. [15]

EMF- Zone	Maximaler zulässiger Auslösewert bei 50 Hz (magnetische Flussdiche)	Erläuterung	
0 100 μΤ		Kopf und Rumpf	
Α	200 µT	Kopf und Rumpf	
	1000 µT	Kopf+ZNS	
В	6000 µT	Rumpf	
	18000 µT	Gliedmaßen (Extremitäten)	

Tabelle 3: EMF-Zonen, dazugehörige Auslösewerte der magnetischen Flussdichte [15]

Die Tabelle 4 zeigt die verschiedenen Auslösewerte des elektrischen Feldes und das empfohlene Farbkonzept der dementsprechenden Zonen an. Die Auslösewerte der Zone A dürfen nur zu 100% ausgenutzt werden, wenn bei zeitgleicher magnetischer Feldexposition die Auslösewerte der Tabelle 3 maximal zu 50% ausgenutzt sind. [15]

Außerdem hat die EMF-Zone B zwei Auslösewerte. Laut der OVE-Richtlinie R 27 soll der niedrigere Wert angewendet werden. Der höhere Wert darf nur verwendet werden, wenn es aus praktischen Gründen notwendig ist und die in der VEMF § 4 (6) beschriebenen Maßnahmen eingehalten sind. [15]

EMF- Zone	Maximaler zulässiger Auslösewert (elektrische Flussdichte)	Erläuterung	Farbe im Zonenplan
0	5 kV/m		Weiß
Α	5 kV/m		Grau
В	10 kV/m 20 kV/m	Niedriger Auslösewert Hoher Auslösewert	Blau
Cs	-		Gelb
Cg	-		Orange
X	-		Rot

Tabelle 4: EMF-Zonen, dazugehörige Auslösewerte der elektrischen Flussdichte und das Farbenkonzept [15]

Die oben genannten Zonen und Grenzen werden in der Praxis meist auf bauliche Abgrenzungen ausgeweitet. Darunter versteht man, dass zum Beispiel Zäune, Gebäude oder Gehäuse verwendet werden können, um Zonen voneinander abzugrenzen. Ist dies nicht möglich, werden die Zonen auf deren maximal zulässigen Auslösewert ausgelegt. Die Zone X sollte nur in den seltensten Fällen verwendet werden. Ein Anwendungsfall dieser Zone wäre zum Beispiel Bereiche innerhalb einer Anlage, in die kein Mensch in Betrieb betreten kann. Des Weiteren darf der Weg in einer Zone nicht durch Zonen mit höheren Auslösewerten getrennt werden. [15]

Um einen Zonenkonzeptplan nach der OVE-Richtlinie R 27 für eine spezifische Anlage zu erstellen, sollten für die meisten Fälle die Ablaufdiagramme (Abbildung 7 und Abbildung 8) der OVE-Richtlinie R 27 verwendet werden. Dabei werden zuerst Prüfpunkte rund um die Anlage gesetzt, vor allem dort, wo die größten magnetischen/elektrischen Flussdichten vermutet werden. Das heißt, für das E-Feld werden große Spannungen und für das B-Feld werden große Ströme gesucht. Danach soll das Ablaufdiagramm (Abbildung 7) für das E-Feld und das B-Feld (Abbildung 8) abgearbeitet werden. Das Ablaufdiagramm gibt Informationen darüber, ob ein Prüfpunkt unterhalb oder oberhalb vom Auslösewert ist. Wenn es den Auslösewert überschreitet, müssen entweder die Zonen und somit Auslösewerte verändert werden oder generell Maßnahmen zur Verringerung der Exposition vorgenommen werden. In manchen Fällen reichen die Ablaufdiagramme nicht aus, vor allem dann, wenn genauere Berechnungen benötigt werden oder Anlagen mit anderen Spezifikationen auftreten, die nicht in den Tabellen beschrieben sind, auf die die Ablaufdiagramme verweisen. In diesen Fällen sollen die Formeln im Kapitel 2.3.1.5 der OVE-Richtlinie R 27 verwendet werden. [15]

Für die OVE-Richtlinie R 27-Formeln, die im nächsten Kapitel beschrieben werden, benötigt man auch die sogenannten Oberschwingungsfaktoren. In der OVE-Richtlinie R 27 werden diese Faktoren sehr konservativ angenommen, da man damit alle Szenarien abdecken möchte und somit eher größere Faktoren wählt, die in der Realität vielleicht auch nie auftreten werden. Diese Masterarbeit konzentriert sich spezifisch auf Transformatorkompaktstationen mit 800 kVA und 1250 kVA, welche auch als Ortsnetzstationen beziehungsweise Anlagen in Verteilernetzen bezeichnet werden. Somit sind diese Transformatoren dafür zuständig, Mittelspannung auf Niederspannung zu transformieren. Für Ortsnetzstationen wurden die Oberschwingungsfaktoren aus Tabelle 51 der OVE-Richtlinie R 27 entnommen. Diese Werte sind in der Tabelle 5 gelistet. [15]

EMF-Zone	Oberschwingungsfaktor k _H
0	1,8
A	1,4
В	1,4

Tabelle 5: EMF-Zonen und die zu verwendenden Oberschwingungsfaktoren k_H [15]

2.3.1.5 OVE-Richtlinie R 27-Formeln

Das Verfahren in der OVE-Richtlinie R 27 für das magnetische Feld basiert auf vereinfachte Formeln zur Berechnung des magnetischen Feldes. Auf diesen Formeln basieren auch die Tabellen der OVE-

Richtlinie R 27. Zur Berechnung der magnetischen Flussdichte B wird die Formel 5 des unendlich langen, geraden Linienleiters als Basisformel verwendet. Der Abstand d beschreibt den Abstand vom Prüfpunkt zum Leiter und wird in mangegeben. [8], [15]

$$B = \frac{\mu_0 I}{2\pi d}$$

Formel 5: Berechnung der magnetischen Flussdichte [15]

Die Formel 6 beschreibt den Auslösequotient AQ beziehungsweise auch Expositionsquotient ER genannt. Dieser gibt Informationen darüber, wie viel Prozent des Auslösewertes ausgeschöpft sind. Überschreitet AQ den Wert 1 ist das gleichbedeutend, dass der Auslösewert AW in μ T überschritten wird. $k_{\rm H}$ steht für den Oberschwingungsfaktor. Somit ist in dieser Formel der Oberschwingungsfaktor enthalten und man ist auf der sicheren Seite, da die Oberschwingungen ebenfalls berücksichtigt werden. [15]

$$AQ = ER = \frac{\mu_0 I k_{\rm H}}{2\pi d AW}$$

Formel 6: Berechnung des Auslösequotienten AQ [15]

Die Formel 7 berechnet den Referenzabstand D_r , der angibt, bei welcher Distanz der Auslösequotient 1 unterschritten und somit der Auslösewert maximal ausgeschöpft ist. [15]

$$D_{\rm r} = \frac{\mu_0 I k_{\rm H}}{2\pi AW}$$

Formel 7: Berechnung des Referenzabstandes D_r [15]

Da in dieser Masterarbeit nur Transformatorstationen mit Drehstromleiter verwendet werden, gibt es laut OVE-Richtlinie R 27 auch verschiedene Formel zur Berechnung des Auslösequotienten AQ, die vom Abstand *d* abhängig sind. Die Abbildung 9 zeigt einen vereinfachten Drehstromleiter. Hierbei sind die wesentlichen Informationen die Länge des Drehstromleiters a_2 , der Abstand zwischen den einzelnen Phasen a_1 , der Strom *I* und der Abstand *d* zum Prüfpunkt. [8]



Abbildung 9: vereinfachter Drehstromleiter [8]

Ist der Abstand $d < a_1\sqrt{3}$ dann, muss die Formel 8 für die Berechnung des Auslösequotienten verwendet werden. [8]

$$AQ = ER = \frac{D_{\rm r}}{d}$$

Formel 8: Berechnung des Auslösequotienten AQ [8], [15]

Wenn $d \ge a_1\sqrt{3}$, muss die Formel 9 verwendet werden. [8]

$$AQ = ER = \frac{\sqrt{3}a_1D_r}{d^2}$$

Formel 9: Berechnung des Auslösequotienten AQ [8], [15]

Die Formel 10 wird angewendet falls $d \ge a_2$. [8]

$$AQ = ER = \frac{\sqrt{3}a_1a_2D_r}{d^3}$$

Formel 10: Berechnung des Auslösequotienten AQ [8], [15]

2.3.2 Regelungen in Deutschland

Auch in Deutschland werden für die Allgemeinbevölkerung und für beruflich Exponierte Grenzwerte und Referenzwerte festgelegt. Die sechsundzwanzigste Verordnung zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (26. BImSchV) gilt für die Allgemeinbevölkerung in Deutschland für die Frequenzen 0 Hz bis 300 GHz und legt bestimmte Expositionsgrenzwerte und Referenzwerte fest auf Basis ICNIRP 2010. Zusätzlich wurde durch die Verwaltungsvorschrift 26. BImSchVVwV ein Minimierungsgebot von magnetischen und elektrischen Feldern bei Energieversorgungsanlagen eingeführt. Die EU-Richtlinie 2013/35/EU wurde in Deutschland für die ArbeitnehmerInnen mit der EMF-Arbeitsschutzverordnung umgesetzt. [3], [19], [20]

2.3.2.1 Allgemeinbevölkerung

Die 26. BImSchV schützt die Bevölkerung vor zu hohen elektrischen und magnetischen Feldern und ist in Deutschland eine verbindliche Regelung. Die 26. BImSchV ist an Anlehnung der ICNIRP 2010 erstellt worden (Tabelle 6, Tabelle 7). Für das magnetische Feld bei 50 Hz wurde jedoch der Referenzwert in Deutschland auf 100 µT limitiert, anstatt wie bei der ICNIRP 2010 bei 200 µT. [3], [19]

Tabelle 6: Referenzwert für elektrische Felder bei einer Frequenz f von 50 Hz [19]

Frequenz f[Hz]	Elektrische Feldstärke <i>E</i> [kV/m] (Effektivwert)
	Referenzwert
50	5

Tabelle 7: Auslösewert für magnetische Felder bei einer Frequenz f von 50 Hz [19]

Frequenz <i>f</i> [Hz]	Magnetische Flussdichte <i>B</i> [µT] (Effektivwert)
	Referenzwert
50	100

Außerdem wurde in der Verordnung festgelegt, dass Immissionsbeiträge anderer Anlagen betrachtet werden müssen. Somit müssen niederfrequente Felder und Überlagerungen von hochfrequenten Feldern gemeinsam betrachtet werden. Die Formel 11 zeigt die additive Überlagerung der niederfrequenten und hochfrequenten Felder an einem Immissionsort für das elektrische Feld. Dabei steht $I_{E,i}$ für die elektrische Feldstärke bei der Frequenz *i* im Bereich von 1 Hz bis 10 MHz und $G_{E,i}$ steht für den jeweiligen Referenzwert der elektrischen Feldstärke bei der Frequenz *i* im Bereich von 1 Hz bis 10 MHz. [3], [19]

$$\sum_{\substack{1 \text{ MHz} \\ 1 \text{ Hz}}}^{10 \text{ MHz}} \frac{I_{\text{E},i}}{G_{\text{E},i}} \leq 1$$

Formel 11: Berechnung der additiven Überlagerung von niederfrequenten Feldern und hochfrequenten Feldern für das elektrische Feld [19]

Für das magnetische Feld gilt die gleiche Formel 11, nur dass dort die magnetische Flussdichte und der Referenzwert der magnetischen Flussdichte eingesetzt werden. Insgesamt muss der Wert \leq 1 sein, damit es laut der 26. BlmSchV eingehalten ist und keine Gefahr für den Menschen darstellt. [19]

Weiters wurde eine effizientere Prozedur entwickelt, um die überlagerten Immissionsbeiträge zu berechnen. Dies wird in der Bund-/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) näher beschrieben. [3], [21]

Wie bereits oben beschrieben gibt es in Deutschland zusätzlich das Minimierungsgebot, das besagt, dass bestimmte Leitungen und Anlagen ≥ 1000 V bei der Planung, Projektierung und bei Änderungen einen Nachweis brauchen, dass diese so entwickelt und betrieben werden, dass die elektromagnetischen Felder minimiert werden. Die erforderlichen Minimierungsoptionen, die je nach Betriebsmitteln unterschiedlich sind, werden in der "Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder" (26. BImSchVVwV) beschrieben. [3], [22]

2.3.2.2 Beruflich Exponierte

Die "EMF-Arbeitsschutzverordnung" (EMFV) realisiert die EU-Richtlinie 2013/35/EU in staatliches Arbeitsschutzrecht in Deutschland und gilt für die Frequenzen 0 Hz bis 300 GHz. Damit der/die ArbeitgeberIn die EMF-Arbeitsschutzverordnung leichter umsetzen kann, wurde die "Technischen Regeln zur Arbeitsschutzverordnung EMF" (TREMF) eingeführt. Beim Einhalten dieser Regeln kann der/die ArbeitgeberIn davon ausgehen, dass die Anforderungen der Verordnung eingehalten sind. Auch in Deutschland muss der/die UnternehmerIn sicherstellen, dass die Anforderungen am Arbeitsplatz für Mitarbeitende eingehalten werden. Die EMFV bezeichnet die Auslösewerte als Auslöseschwellen und unterscheidet ähnlich wie in Österreich zwischen unterer und oberer Auslöseschwelle. Dabei gibt es jedoch zwei feine Unterschiede. Bei Überschreitung von unteren und oberen Auslösewerten von

elektrischen Feldern müssen Maßnahmen getroffen werden, um indirekte und direkte Wirkungen durch Entladungen oder Kontaktströme zu verhindern. Indirekte Wirkungen sind zum Beispiel Störungen von Implantaten und Verletzung des Menschen durch Projektile. Unter direkten Wirkungen zählen Reizwirkungen und thermische Wirkungen. Des Weiteren wird bei magnetischen Feldern ebenso zwischen unteren und oberen Auslöseschwellen unterschieden, wobei hier die unteren Werte für reversible sensorische Wirkungen (Reizwirkungen) stehen. Bei Überschreiten der oberen Auslösewerte können irreversible gesundheitliche Wirkungen entstehen (z. B.: irreversible Erwärmung von Körpergewebe). Beim Unterschreiten der Auslöseschwellen sind die Expositionsgrenzwerte auf jeden Fall eingehalten. Werden die Auslösewerte überschritten, dann muss der/die ArbeitgeberIn selbst Berechnungen und Messungen nach dem Stand der Technik durch fachkundiges Personal durchführen, um zu beweisen, dass die Werte eingehalten sind. Falls der/die UnternehmerIn nicht selbst fachkundiges Personal hat, müssen externe fachkundige Personen miteinbezogen werden. Ebenso bietet die EMFV Schutz für besonders schutzbedürftige Personen. Darunter zählen Personen, die aktive oder passive Implantate und auch medizinische Geräte am Körper tragen. Beim Überschreiten der Auslöseschwelle müssen diese Arbeitsbereiche deutlich erkennbar gekennzeichnet werden (Warn-, Hinweis- und Verbotszeichen), damit besonders schutzbedürftige Personen geschützt werden. [3], [20], [23]

Die Tabelle 8 zeigt die Referenzwerte der elektrischen Feldstärke in kV/m für die berufliche Exposition. Hierbei wurden nur die Werte bei 50 Hz gelistet, da sie für diese Masterarbeit von Bedeutung sind. [20]

	Elektrische Feldstärke E [kV/m] (Effektivwerte)	
	Unterer Auslösewert	Oberer Auslösewert
50	10	20

Tabelle 8: Auslösewert für elektrische Felder bei einer Frequenz f von 50 Hz [20]

Die Tabelle 9 zeigt die Referenzwerte der magnetischen Flussdichte in µT für die berufliche Exposition. Hierbei wurden nur die Werte bei 50 Hz gelistet, da sie für diese Masterarbeit von Bedeutung sind. [20]

Tabelle 9: Auslösewert für magnetische Felder bei einer Frequenz f von 50 Hz [20]

	Magnetische Flussdichte <i>B</i> [µT] (Effektivwerte)	
	Unterer Auslösewert	Oberer Auslösewert
50	1000	6000

2.3.3 Regelungen in der Schweiz

Die Einhaltung von "nichtionisierender Strahlung" (NIS) ist in der Schweiz auf verschiedene Stellen und Bundesämter verteilt. Beispielhaft ist das Bundesamt für Umwelt (BAFU) zuständig, dass Anlagen wie etwa Sende-, Radaranlagen, Eisenbahnanlagen und Anlagen zur Stromübertragung so konzipiert sind, dass der Mensch geschützt ist. Zusätzlich hat die BAFU die Aufgabe, die Belastung der Allgemeinbevölkerung durch nichtionisierende Strahlung regelmäßig zu untersuchen. Die Suva (Schweizerische Unfallversicherungsanstalt) & Staatssekretariat für Wirtschaft SECO sind dafür zuständig, dass der Arbeitnehmende am Arbeitsplatz geschützt ist und haben deshalb Grenzwerte für den Arbeitsplatz eingeführt. Zusätzlich hat die Suva die Aufgabe, Messmethoden und Maßnahmen zur Einhaltung der Grenzwerte am Arbeitsplatz zu entwickeln. Das eidgenössische Starkstrominspektorat (ESTI) kontrolliert, ob die Grenzwerte der "Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung" (NISV) bei Energieversorgungsanlagen (Frei- und Kabelleitungen, Transformatorstationen und Schaltanlagen) eingehalten sind. [3]

2.3.3.1 Allgemeinbevölkerung

Die NISV wurde im Jahr 2000 verabschiedet und schützt die Allgemeinbevölkerung der Schweiz vor elektromagnetischen Feldern. Sie gilt für den Frequenzbereich von 0 Hz bis 300 GHz. Die NISV beschreibt deren Referenzwerte als Immissionsgrenzwerte (IGW). Diese entsprechen der ICNIRP 1998 und gelten dort, wo sich die Allgemeinbevölkerung aufhält. Die Tabelle 10 zeigt den Immissionsgrenzwert für das elektrische Feld bei 50 Hz und die Tabelle 11 den Wert für das magnetische Feld. [3], [24]

Tabelle 10: Immissionsgrenzwert für elektrische Felder bei einer Frequenz f von 50 Hz [24]

Frequenz <i>f</i> [Hz]	Elektrische Feldstärke <i>E</i> [kV/m] (Effektivwert)
	Referenzwert
50	5

Tabelle 11: Immissionsgrenzwert für magnetische Felder bei einer Frequenz f von 50 Hz [24]

Frequenz <i>f</i> [Hz]	Magnetische Flussdichte <i>B</i> [µT] (Effektivwert)
	Referenzwert
50	100

Zusätzlich zum Immissionsgrenzwert wurde in der NISV ein Anlagegrenzwert eingeführt, der für das magnetische Feld festgelegt wurde und 1 µT beträgt. Dieser muss überall dort eingehalten werden, wo Orte mit empfindlicher Nutzung (OMEN) stationiert sind. Beispiele für solche Orte sind Schulen, Kindergärten und Wohngebiete. Neue wie auch Änderungen an alten Anlagen müssen diesen Anlagegrenzwert einhalten. Betroffen dieser Regelung von sind vor allem neue Hochspannungsfreileitungen, alte und neue Transformatoren und Unterwerke. Die einzige Ausnahme, wo der Anlagegrenzwert überschritten werden darf, ist, falls man alle technischen, betrieblichen und andere Optimierungsmaßnahmen vorgenommen hat und dies nachweist. Ebenso muss bei alten Anlagen die Phasenbelegung so optimiert werden, dass die Exposition verringert wird. Die Sanierungsfrist dafür beträgt drei Jahre. Zusätzlich gibt es auch einen Anlagegrenzwert für Sendeanlagen für das elektrische Feld, jedoch ist dies für diese Masterarbeit nicht relevant. [3], [24]

2.3.3.2 Beruflich Exponierte

Wie oben bereits erläutert, ist in der Schweiz die schweizerische Unfallversicherungsanstalt (Suva) zuständig für das Festlegen der Grenzwerte am Arbeitsplatz. Im Dokument "Grenzwerte am Arbeitsplatz" legt sie damit auch die Grenzwerte für Felder an Arbeitsplätzen fest. Insbesondere konzentriert sich dieses Dokument auf Arbeitsplätze in der Nähe von Energieverteilungsanlagen, Transformatoren, Schweißanlagen, Bahnen und vieles mehr. Die Tabelle 12 und Tabelle 13 zeigen die Referenzwerte für das elektrische und magnetische Feld bei einer Frequenz von 50 Hz, die nicht überschritten werden dürfen. Die Werte sind hierbei aus der ICNIRP 1998 übernommen worden. [25]

Tabelle 12: Referenzwert für das elektrische Feld bei einer Frequenz f von 50 Hz [25]

Frequenz <i>f</i> [Hz]	Elektrische Feldstärke E [kV/m] (Effektivwert)
	Referenzwert
50	10

Tabelle 13: Referenzwert für das magnetische Feld bei einer Frequenz f von 50 Hz [25]

Frequenz <i>f</i> [Hz]	Magnetische Flussdichte $B[\mu T]$ (Effektivwert)
	Referenzwert
50	500

Für Mitarbeiter mit elektromedizinischen Hilfsgeräten und aktiven Implantaten kann trotz der Einhaltung der Referenzwerte in Tabelle 12 und Tabelle 13 nicht sichergestellt werden, dass diese Personen ausreichend geschützt sind. Deshalb sollten weitere Abklärungen und Sicherheitsmaßnahmen getroffen werden für diese Personengruppe. [25]

ArbeitgeberIn muss für Mitarbeiterinnen, die schwanger sind, die Grenzwerte der "Verordnung des WBF über gefährliche und beschwerliche Arbeiten bei Schwangerschaft und Mutterschutz" (Mutterschutzverordnung) einhalten. Nur durch diese Verordnung sind schwangere Arbeitnehmerinnen ausreichend geschützt. In der Mutterschutzverordnung werden die gleichen Referenzwerte (ICNIRP 98) wie in Tabelle 10 und Tabelle 11 im Kapitel 2.3.3.1 Allgemeinbevölkerung verwendet. [25], [26]

2.4 Evaluierung elektromagnetischer Felder

2.4.1 Deutschland

In Deutschland wie auch in Österreich und der Schweiz gilt es zuerst Herstellerangaben, Informationen aus Listen, Leitfaden der EU-Kommission, Tabellenwerke und Datenbanken heranzuziehen, um die Exposition zu bestimmen, falls es das Gesetz nicht anders verlangt. Reicht dies nicht aus, müssen andere Verfahren angewendet werden, wie etwa das Mess- und Berechnungsverfahren aus den Grundnormen. Die LAI beschreibt zum Beispiel, dass Mess- und Berechnungsverfahren aus DIN EN 50413 (VDE 0848-1:2009-08) heranzuziehen sind [3], [21], [27]

2.4.1.1 Messverfahren zur Expositionsbestimmung

Generell gilt für Messungen, dass Energieversorgungsanlagen auf Nennleistung, Nennstrom, Nennspannung oder auf die größtmögliche Anlagenauslastung gebracht werden müssen, bevor Messwerte aufgenommen werden dürfen. Zusätzlich ist der Stromkreis so zu konfigurieren, dass die höchste Stromstärke entsteht, um die maximale magnetische Flussdichte zu verursachen. Im Niederfrequenzbereich müssen Feldmessgeräte mit dreiachsigen Messungen verwendet werden, um die magnetische Flussdichte zu messen. Für die elektrische Feldstärke können auch einachsige Messgeräte verwendet werden. Die Präferenz sollte dennoch ein dreiachsiges Messgerät sein. Bei Feldmessungen mit einer Frequenz von 50 Hz müssen die Messgeräte ein Mindest-Durchlassband von 50 Hz bis 800 Hz eingestellt haben. Optimal wäre es, den Ort der höchsten Exposition zu bestimmen und dort genauere Messungen vorzunehmen. [28], [29], [30], [31]

Beim Messen vom elektrischen Feld dürfen sich keine Personen in der Nähe befinden. Laut der Norm EN 50413 muss bei Messungen vom elektrischen Feld ein Mindestabstand von 2 m zwischen der Bedienperson und der Messsonde eingehalten werden. Des Weiteren ist der Messabstand zwischen einem beweglichen oder unbeweglichen Gegenstand und der Messsonde ebenfalls in der Norm beschrieben. Gegenstände, die in der Nähe der Feldquelle sind, müssen berücksichtigt werden. Bei dauerhaftem Gegenstand muss die Messsonde 1 m vom Gegenstand entfernt sein. Ist der Gegenstand nur temporär bei der Feldquelle, muss mindestens der dreifache Abstand von der Höhe des Gegenstandes eingehalten werden. Die Messsonde muss auf einem isolierten Stativ befestigt werden. [28], [29], [30], [31]

Bei Messungen von magnetischen Feldern hat die Anwesenheit von Personen keine Auswirkung auf das B-Feld. Außerdem ist es wichtig zu beachten, dass die Messsonde von Gegenständen aus magnetischen Materialien sowie nichtmagnetische Leiter ebenfalls einen bestimmten Abstand benötigt, und zwar mindestens den dreifachen Abstand vom größten Gegenstand. Nur so kann sichergestellt werden, dass diese Gegenstände das B-Feld nicht beeinflussen. Die Ergebnisse dürfen dann gemittelt werden, wenn kein Messpunkt die Auslöseschwelle überschreitet. Die verschiedenen Messhöhen und Messabstände sind in der ÖVE/ÖNORM EN 62110:2010 [29] enthalten. [28], [29], [30], [31]
Zusätzlich kann das Konzept der Mittelung bei B-Feldmessungen verwendet werden. Dafür muss aber mindestens ein Abstand von der Quelle zur Bedienperson von 20 cm eingehalten werden. Des Weiteren beschreibt die EN 62110 [29] die Drei-Punkte-Messung, die angewendet werden sollte bei inhomogenen Feldern. Diese Methode gilt auch für Kompaktstationen. Laut der Norm sollte ein horizontaler Abstand von 0,2 m eingehalten werden von Gehäuse/Oberfläche/Wand der Kompaktstation. Danach sollten drei Höhen aufgenommen werden: 0,5 m, 1 m und 1,5 m. Ist die Höhe der Feldquelle/des Objekts kleiner als 1,5 m, dann wird die Höhe der Einrichtung genommen und gedrittelt. Somit müssen zum Schluss ebenfalls drei Messhöhen aufgenommen werden, und zwar: H/3, 2H/3, und H. Bevor die Drei-Punkte-Methode aus der EN 62110 [29] angewendet wird, muss zuerst rundum die Schaltanlage in einem Abstand von 0,2 m und einer Höhe von 1 m gemessen werden. Dort, wo der Höchstwert entdeckt wird, muss eine Drei-Punkte-Messung angewendet werden. Für Einrichtung rund um die Einrichtung gemessen werden, solange bis der Höchstwert gefunden ist. Dieses Messprinzip gilt sowohl für das Messen des magnetischen Feldes als auch für das elektrische Feld. [28], [29], [30], [31]

Des Weiteren besagt die ÖVE/ÖNORM EN 62271-208:2008 [31] (Norm für EMF-Messungen an Kompaktstationen), dass zusätzlich noch beim Höchstwert die Veränderung des Magnetfeldes mit größer werdendem Abstand zur Station aufgenommen werden muss. Beginnend von 20 cm zum Gehäuse muss so lange die Distanz vergrößert werden, bis nur noch 1/10 des maximalen Wertes gemessen wird. Dieser Wert ist ebenfalls zu notieren. [28], [29], [31]

Nachfolgend muss die ganze Kompaktstation ausgeschaltet werden, um die Hintergrundfelder zu ermitteln. Es muss sichergestellt werden, dass in einem Abstand ab 20 cm vom Gehäuse bis hin zu dem Abstand, wo der 1/10-Maximalwert gemessen wurde, um das ganze Gehäuse herum die Hintergrundfelder kleiner sind als 1/10 des maximalen Wertes. Ist dies nicht der Fall, muss das Testsetup so verändert werden, damit die Bedingung von 1/10 des maximalen Wertes in einem Abstand von 20 cm bei ausgeschaltetem Zustand erfüllt ist. Maßnahmen, um dies umzusetzen, sind zum Beispiel die Verwendung von geschirmten Dreiphasenleitern bei der Hochspannungsseite oder 4-adrigen Kabel auf der Niederspannungsseite zu empfehlen. Der Grund für diese Anpassungen ist, dass man das echte B-Feld verursacht von der Kompaktstation messen möchte und nicht die Hintergrundfelder durch das Testsetup. Im Falle, dass es nicht möglich ist, die Hintergrundfelder zu minimieren, ist es möglich, die Hintergrundfelder von den Messwerten abzuziehen. Dies muss jedoch im Bericht vermerkt werden. [28], [29], [30], [31]

2.4.1.2 Berechnungsverfahren zur Expositionsbestimmung

Bei Niederfrequenz können auch numerische Verfahren verwendet werden, um das elektrische und magnetische Feld zu berechnen. Dabei können die Finite-Element-Methode, Finite-Integrations-Technik, Impedanz-Verfahren, Finite-Differenzen-Methode und alle Software, die entweder Biot-Savart oder Maxwell-Gleichungen lösen, verwendet werden. Die Berechnungsergebnisse sollten mit einfachen analytischen Lösungen, die verfügbar sind, validiert werden. Zum Beispiel können die

Berechnungsergebnisse mit der EN 62226-2-1 (scheibenförmiges Modell – B-Feld) oder mit der EN 62226-3-1 (halbkugelförmiges Modell – E-Feld) verglichen werden. [27], [28], [31]

Der anschließende Bewertungsbericht muss eine gewisse Form haben, die genauer in der DIN EN 50413 (VDE 0848-1:2009-08) beschrieben ist. [27]

Zusätzlich muss in Deutschland der Nachweis über die Erfüllung von Minimierungsoptionen eingereicht werden. Dabei müssen die jeweiligen Minimierungsoptionen, basierend auf der Art der Anlage, umgesetzt werden. Für den Nachweis müssen Messungen im ungestörten Feld am maßgeblichen Minimierungsort (einem Gebäude oder Grundstück im Wirkungsbereich der Anlage) getätigt werden (1 m Abstand von leitfähigen und magnetischen Objekten). Der Einwirkungsbereich endet dort, wo die elektrische Feldstärke weniger als 1 V/m und die magnetische Flussdichte weniger als 0,1 µT beträgt. Der Nachweis muss bei der größtmöglichen Anlagenauslastung stattfinden. Die Umsetzung des Minimierungsgebots kann in dem Flussdiagramm der 26. BlmSchVVwV im Anhang I betrachtet werden. [3], [22]

Für die Risikobewertung von Menschen mit aktiven Implantaten sollen die EN 50499 und EN 50527-1 näher betrachtet werden. [3]

2.4.2 Österreich

In Österreich können dieselben Methoden, Mess- und Berechnungsverfahren wie in Deutschland verwendet werden, um elektromagnetische Felder zu evaluieren. Des Weiteren gibt es in Österreich die Möglichkeit, die Exposition mittels des vereinfachten Verfahrens, das in der OVE-Richtlinie R 27 beschrieben wird, zu ermitteln. Dies wird in Kapitel 5 näher beschrieben. [3], [18]

2.4.3 Schweiz

Auch in der Schweiz können die gleichen Methoden wie in Deutschland verwendet werden, um elektromagnetische Felder zu evaluieren. Anstelle des Minimierungsgebots muss geprüft und bewiesen werden, dass der Anlagegrenzwert von 1 µT an Orten mit empfindlicher Nutzung eingehalten wird. [3]

2.4.4 Oberschwingungen

Sind Felder mehrerer Frequenzen wie z. B. durch Oberschwingungen verursachte vorhanden, so müssen diese ebenfalls bei der Evaluierung von elektromagnetischen Feldern sowie bei Messungen und Berechnungen berücksichtigt werden. Aus diesem Grund führte die ICNIRP bereits in der Richtlinie 1998 Formeln ein, mit denen Felder unterschiedlicher Frequenz summiert werden. Die Formel 12 (Summation aller Frequenzanteile) ist die konservativere Formel, welche Ergebnisse für das elektrische Feld von 1 Hz bis 10 MHz miteinbezieht. Dabei steht E_j für die elektrische Feldstärke bei der Frequenz *j*. Dies wird durch $E_{R,j}$, der Referenzwert der elektrischen Feldstärke bei der Frequenz *j*, dividiert. Anschließend werden die Werte aufsummiert und insgesamt muss der Wert ≤ 1 sein. Die Summe wird als Expositionsquotient *ER* beziehungsweise auch als Auslösequotient *AQ* bezeichnet. Wie oben bereits erwähnt ist diese Formel sehr konservativ und liefert meist Ergebnisse, die größer sind als bei Messungen. Die gleiche Formel kann für die magnetische Flussdichte ebenfalls verwendet werden. [8], [32]

$$ER = \sum_{j=1 \text{ Hz}}^{10 \text{ MHz}} \frac{E_j}{E_{\text{R},j}} \le 1$$

Formel 12: Multifrequency-Rule für die elektrische Feldstärke aus der ICNIRP 2010 (Expositionsquotient ER) [32]

Des Weiteren führte die ICNIRP in der Guideline 2010 die Methode des gewichteten Spitzenwertes ein (WPM), die in der Formel 13 beschrieben wird. Diese Formel kann sowohl für das elektrische als auch magnetische Feld angewendet werden. Die Formel 13 berücksichtigt zusätzlich die Phasenwinkel, A_i , was die Amplitude des Feldes darstellt, θ_i für den Phasenwinkel des Feldes und φ_i für den Phasenwinkel des Filters bei der harmonischen Frequenz *i*. *EL*_i steht für den Referenzwert bei der *i*-ten harmonischen Frequenz f_i und *t* steht für die Zeit. Mit dieser Formel können geringere Ausschöpfungen des Referenzwertes erreicht werden im Vergleich zu der Formel 12. [8], [15], [32]

$$ER = \left| \sum_{i} \frac{A_i}{EL_i} \cos(2\pi f_i t + \theta_i + \varphi_i) \right| \le 1$$

Formel 13: Methode des gewichteten Spitzenwertes (WPM) aus der ICNIRP 2010 [32]

Um schnell und einfach Oberschwingungen zu berücksichtigen kann der Oberschwingungsfaktor $k_{\rm H}$ verwendet werden. Dieser stellt wie in Formel 14 dargestellt das Verhältnis vom gesamten Expositionsquotienten *ER* zu dem *ER* der Grundschwingung *ER*₁ dar. Weitere Details zur Verwendung des Oberschwingungsfaktors werden im Kapitel 5 beschrieben. [8]

$$k_{\rm H} = \frac{ER}{ER_1}$$

Formel 14: Oberschwingungsfaktor k_H [8]

Viele Messgeräte bieten die Möglichkeit, bereits das gesamte gemessene Spektrum zu bewerten und zeigen den *ER* nach verschiedenen Referenzwert-Kurven an. [8]

2.4.5 Maßnahmen zur Verringerung der Gefährdung

Wie oben bereits erklärt, können verschiedene Verfahren genommen werden, um die Exposition zu ermitteln. Um aber zu wissen, was zu tun ist, falls der Expositionswert größer ist als es die VEMF, 26. BImSchV oder die NISV erlaubt, gibt es ein Schema, das sich nach der VEMF richtet. Die Abbildung 10 erklärt die Vorgehensweise, wie elektromagnetische Felder bewertet werden, und was zu tun ist bei Über- oder Unterschreiten von Auslösewerten und Expositionsgrenzwerten. Ein besonderes Augenmerk ist auf die betroffene Personengruppe zu setzen, nach der evaluiert wird. Abhängig von dieser sind verschiedene Risiken und Auslösewerte sowie Grenzwerte zu beachten. Die Quellen sollten laut dem Schema zuerst ermittelt werden. Dabei können unbedenkliche Quellen durch den Leitfaden der Richtlinie 2013/35/EU Band 1/2 ermittelt werden. Des Weiteren werden Gefahren durch indirekte Wirkungen, Überschreitung von Auslösewerten und Überschreitungen von Expositionsgrenzwerten genauer betrachtet. Falls in diesen Fällen Gefährdungen oder Überschreitungen stattfinden, kann das STOP-Prinzip verwendet werden. Das STOP-Prinzip beginnt zuerst mit Setzen von Maßnahmen (S = Substitution), indem man eine Substitution findet, die keine EMF oder geringere EMF verursacht. Ist dies nicht möglich, müssen die Maßnahmen TOP herangezogen werden. Hierbei wird versucht, in der Reihenfolge technische (T), organisatorische (O) und personenbezogene (P) Maßnahmen zu schaffen. Unter technischen Maßnahmen versteht man die Reduktion des Feldes an der Quelle, indem z.B. die Leistung heruntergefahren, die Bauweise der Quelle (Zusammenlegung von Leitungen) geändert oder eine Abschirmung verwendet wird. Ist die technische Maßnahme unzureichend, müssen organisatorische Maßnahmen angewendet werden. Dabei werden Absperrungen um die Quelle und Zugangsbeschränkungen errichtet. Auch Kennzeichnungen bei Zugangsbeschränkungen und Absperrungen zählen zu den organisatorischen Maßnahmen. Dies soll Personen mit Herzschrittmachern, metallischen Implantaten und generell Personen mit metallischen Teilen am Körper schützen. Die Abbildung 11 zeigt beispielhaft einige Kennzeichnungen. Die persönliche Schutzausrüstung zählt zur personenbezogenen Maßnahme. Außerdem zählt die Unterweisung der ArbeitnehmerInnen zur personenbezogenen Maßnahme. [3], [4]



Abbildung 10: Schema zur Vorgehensweise von EMF-Evaluierung basierend auf der VEMF [4]



Abbildung 11: Mögliche Kennzeichnungen, um auf Gefahren von hohen EMF hinzuweisen [4]

2.5 Transformatorkompaktstation

Da sich diese Masterarbeit mit elektromagnetischen Feldern bei MS/NS-Transformatorstationen werden nun Transformatorstationen ein wenig auseinandersetzt, genauer beschrieben. Transformatorstationen werden immer häufiger als Kompaktstationen ausgeführt oder auch in Transformatorhäuschen installiert. In den meisten Großstädten werden auch Transformatorstationen in Wohn- oder Unternehmensgebäuden verbaut. Die Abbildung 12 zeigt beispielhaft eine Kompaktstation. Die Hauptkomponenten einer MS/NS-Transformatorstation (Kompaktstation) sind Gehäuse, Mittelspannungs-Niederspannungs-Transformator, Mittelspannungs-Schaltanlage und Niederspannungshauptverteilung. Der Grund, warum Transformatorstationen als Kompaktstationen oft verwendet werden, lässt sich durch deren Vorteile begründen. Als Erstes bietet die Station aus Aluminium oder Beton Schutz gegen Unwetter und Regen. Des Weiteren werden Kompaktstationen so gebaut, dass sie Öldichtigkeit (Flüssigkeitsdichtigkeit) aufweisen. Falls der Transformator somit undicht wird und das umweltschädliche Isolier-Öl entweicht, verbleibt es innerhalb der flüssigkeitsdichten Kompaktstation. Dies liefert den erforderlichen Gewässerschutz und somit wird die Umwelt nicht verschmutzt durch die gefährlichen Inhaltsstoffe, die im Isolier-Öl vorhanden sind. Außerdem weisen alle Kompaktstationen einen integrierten Kabelkeller auf, sodass Mittel- und Niederspannungskabel erdbedeckt eingeführt werden können und somit Schutz vor Berührungsspannungen bieten. Aufgrund der niederspannungsseitig großen Stromstärke treten im Bereich der Niederspannungsverteilung größere niederfrequente magnetische Felder als jene von der Mittelspannungsseite verursachten. Die magnetischen Felder der Mittelspannungsseite sind kleiner, aufgrund des kleineren Stromes in der Mittelspannungsseite. Deshalb stellt die Niederspannungsverteilung mit Verbindungsleitungen zu dem Transformator die größte magnetische Feldquelle dar. Faktoren, die Einflüsse auf die Magnetflussdichte außerhalb der Kompaktstation haben, sind die Konstruktion des Transformators und der Abstand der Niederspannungsverteilung zu den Wänden und zur Decke der Station. Wie groß die magnetische Flussdichte in der Umgebung ist, hängt von dem aktuellen Stromfluss ab, der je nach Verbrauch beziehungsweise Einspeisung variiert. [33], [34], [35], [36], [37]



Abbildung 12: Transformatorstation als Kompaktstation ausgeführt [34]

3 Messungen an Transformatorstationen im Betrieb

3.1 Messung – 800-kVA-Transformatorstation

Eine Aufgabe dieser Masterarbeit war es, Messungen an Kompaktstationen zu begleiten. Insgesamt wurden zwei Messungen getätigt. Eine Messung fand beim ELIN Motoren Prüfstand statt. Dabei wurde eine 800-kVA-Transformatorstation getestet. Es handelt sich dabei um eine 24-kV/400-V-Mittelspannungs-Kompaktstation. Zuerst wurde beim Transformator auf der Mittelspannungsseite angeschlossen und bei der Niederspannungsseite wurden 5 Stromabgänge (NH-Sicherungs-Lastschaltleisten) zu einem Kurzschluss verbunden. Die Spannung wurde so lange erhöht, bis die Transformatorstation auf Nennstrom gebracht wurde, um das maximale magnetische Feld messen zu können. Jeder Niederspannungsstromabgang wurde mit 231 A bestromt, was sich insgesamt zu dem maximalen Strom der Transformatorstation von 1155 A an der Sammelschiene beziehungsweise den Transformator summiert. Jede NH-Sicherungs-Lastschaltleiste schafft einen maximalen Strom von circa 250 A bei realen Bedingungen. Aus diesem Grund wurden 5 Stromabgänge bestromt, um auf den maximalen Strom der Transformatorstation zu kommen. Das elektrische Feld wurde bei dieser Messung ausgelassen, da keine hohen Spannungen auftreten (maximal 24 kV) und die Kompaktstation ein 3mm-Aluminiumgehäuse hat. Dadurch wird das elektrische Feld sehr gut geschirmt, da das Aluminiumgehäuse wie ein Faraday-Käfig wirkt. Des Weiteren beschreibt die EN 62110 [29], dass das elektrische Feld nur dann gemessen werden muss, wenn eine Freileitungsverbindung vorhanden ist. Die Abbildung 13 zeigt den Aufbau der Station innerhalb des ELIN Motoren Prüfstandes. [28], [29]



Abbildung 13: Prüfstand bei ELIN Motoren

Die Abbildung 14 zeigt die Niederspannungsverteilung der 800-kVA-Kompaktstation. Die Komponenten, die aufgrund der hohen Ströme am meisten zum Magnetfeld beitragen, sind bei der Niederspannungsverteilung die Drehstromverbindungsleitung vom Transformator zum Leistungsschalter, die dreiphasige Kupfer-Sammelschiene und die 6 NH-Sicherungs-Lastschaltleisten (Stromabgänge). Im Bild wurden die aktiven Stromabgänge 1-5 (orange) nummeriert. Der Stromabgang mit der Nummer 6 (hellgrün) war nicht aktiv.



Abbildung 14: Niederspannungsverteilung – 800-kVA-Transformatorstation

Für die Messung der magnetischen Flussdichte wurde der Wavecontrol SMP2 (Handmessgerät für EMF-Messungen) in Abbildung 15 verwendet. Die Feldsonde WP400 mit einem Frequenzbereich von 1 Hz – 400 kHz wurde als Aufsatz montiert.



Abbildung 15: EMF-Handmessgerät (Wavecontrol SMP2) mit Feldsonde (WP400)

Da das Magnetfeld neben der Stromstärke auch vom Abstand stark abhängig ist, macht es am meisten Sinn, die magnetische Flussdichte in der Nähe von der Niederspannungsverteilung zu messen, beziehungsweise dort, wo der Mensch der Niederspannungsverteilung am nächsten kommen kann. Die Niederspannungsverteilung ist vom Gehäuse umschlossen und für die Allgemeinbevölkerung unzugänglich. Gemessen wurde mit der Drei-Punkte-Methode aus der EN 62110 [29]. Zuerst wurde rund um die Schaltanlage in einem Abstand von 0,2 m und einer Höhe von 1 m gemessen. Dort, wo der Höchstwert auftauchte, wurde eine Drei-Punkte-Messung durchgeführt. Zusätzlich wurden noch Extra-Messpunkte aufgenommen, um mehr Daten zu erhalten. Wie erwartet traten bei der

Niederspannungsverteilung die höchsten B-Felder auf. Mit dem Wavecontrol SMP2 wurde die magnetische Flussdichte bei 50 Hz gemessen und zusätzlich noch gemäß der integrierten Messung nach der ICNIRP 2010 und nach der ICNIRP 98 gemessen. Zum Erwähnen ist jedoch, dass die Transformatorstation von der hauseigenen 50-Hz-Stromversorgung gespeist wurde und nicht vom öffentlichen Netz. Die hauseigene Stromversorgung von ELIN-Motoren erzeugt eine nahezu reine 50-Hz-Sinus-Schwingung, was dazu führt, dass nur ein vernachlässigender Oberschwingungsanteil bei der B-Feldmessung gemessen wurde. Im Normalbetrieb (in realen Einsatzumgebungen) hingegen treten jedoch größere Oberschwingungen durch die nicht reine Sinusversorgung des öffentlichen Netzes beziehungsweise nicht linearen Verbrauchern auf. [28], [29]

Die Abbildung 16 zeigt die Vorderseite der Transformatorstation. Bei der linken Hälfte befindet sich die Niederspannungsverteilung. Aufgrund der großen Ströme bei der Niederspannungsverteilung wurden dort mehrere Messpunkte aufgenommen. Bei der rechten Seite wurde zwar gemessen, jedoch waren die Werte so gering, dass diese nicht aufgenommen wurden. Die maximale magnetische Flussdichte tritt dort auf, wo die Anschlussleitung vom Transformator mit der Hauptsammelschiene verbunden wird, und wird im Bild als "Max" bezeichnet. Außerdem befindet sich links unten das Koordinatensystem (rot) für die Messungen. Der Ursprung des Koordinatensystems ist direkt beim linken unteren Ende des Gehäuses. Von dort aus wurden die Messpunkte mit dem Wavecontrol SMP2 aufgenommen.



Abbildung 16: Messpunkte auf der Niederspannungsverteilung – Vorderseite [34]

Die Tabelle 14 zeigt die gemessene magnetische Flussdichte der Messpunkte. Auf der rechten Seite befinden sich die verschiedenen Bewertungsergebnisse. Die Bewertung "50 Hz" steht für die 50-Hz-Grundschwingung des magnetischen Feldes. Die Bewertung nach der ICNIRP 98 sowie nach der ICNIRP 2010 erfolgt in % und gibt an, wie viel Prozent der maximalen zulässigen Exposition (100%) ausgeschöpft sind. Bei beiden Bewertungen (ICNIRP 98, ICNIRP 2010) werden die Oberschwingungen in Form von Expositionsquotienten *ER* berücksichtigt. Wie bereits oben erklärt sind die

Oberschwingungen vernachlässigbar klein aufgrund der konstanten 50-Hz-Versorgung und verändern somit nicht das Gesamtergebnis. Die Messergebnisse bestätigen, dass die auftretende magnetische Flussdichte rund um die 800-kVA-Transformatorkompaktstation kleiner als die Auslösewerte für die Allgemeinbevölkerung sind. Somit werden sowohl die Verordnungen in Österreich, Deutschland als auch in der Schweiz eingehalten. Bei der Schweizer Verordnung (NISV) bleibt anzumerken, dass, falls diese Anlage bei OMEN installiert wird, trotzdem noch hinsichtlich des Anlagegrenzwertes von 1 µT geprüft werden muss. [3], [24]

	Koordinaten			Messwert		
Messpunkt	x	Y	Z	50 HZ	ICNIRP 98	ICNIRP 2010
	cm	cm	cm	μΤ	ER in %	ER in %
1	10	14	20	13,4	13,3	6,0
2	90	14	20	8,6	8,5	3,8
3	150	14	20	5,7	4,6	2,4
4	10	103	20	13,2	13,3	5,9
5	90	103	20	42,8	42,1	18,6
6	150	103	20	18,2	15,5	8,0
7	10	196	20	23,1	22,8	10,3
8	90	196	20	19,0	13,4	7,4
9	150	196	20	10,7	13,0	5,9
МАХ	107	103	20	45,7	45,5	20,4

Tabelle 14: Messwerte der magnetischen Flussdichte an Messpunkten gemäß Abbildung 16(Niederspannungsverteilung-Vorderseite) (800 kVA)

In der Abbildung 17 wird die linke Seitenansicht der Kompaktstation dargestellt. Die Niederspannungsverteilung grenzt hierbei direkt an dieser Seite des Gehäuses. Aus diesem Grund wurde dieser Bereich genauer betrachtet und gemessen. Ähnlich zur Abbildung 16 zeigt der Mittelpunkt des roten Koordinatensystems, von wo die Messpunkte gemessen wurden. Es wurden insgesamt 9 Messpunkte aufgenommen bei der linken Seitenansicht.



Abbildung 17: Messpunkte auf der Niederspannungsverteilung – linke Seitenansicht [34]

Die Tabelle 15 ist gleich aufgebaut wie die Tabelle 14. Hierbei kann gesehen werden, dass auf der Seite kleinere magnetische Flussdichten auftreten als an der Vorderseite. Des Weiteren sind auch hier alle Werte innerhalb des erlaubten Rahmens für die Allgemeinbevölkerung.

	Koordinaten			Messwert		
Messpunkt	x	Y	Z	50 HZ	ICNIRP 98	ICNIRP 2010
	cm	cm	cm	μΤ	ER in %	ER in %
1	10	10	20	7,7	7,9	3,5
2	90	10	20	6,7	6,7	3,1
3	150	10	20	4,2	4,7	2,1
4	10	50	20	11,3	11,3	5,1
5	90	50	20	8,3	8,2	3,7
6	150	50	20	7,7	7,6	3,4
7	10	130	20	15,0	14,7	6,8
8	90	130	20	6,4	6,3	3,0
9	150	130	20	6,7	6,8	3,0

Tabelle 15: Messwerte der magnetischen Flussdichte an Messpunkten gemäß Abbildung 17 (Niederspannungsverteilung-Linke-Seitenansicht) (800 kVA)

3.2 Messung – 1250-kVA-Transformatorstation

Diese Messung fand beim AIT (Austrian Institute of Technology) statt. Es wurde eine 1250-kVA-Kompaktstation getestet. Wie bei der 800-kVA-Station handelt es sich hierbei ebenfalls um eine 24kV/400-V-Mittelspannungs-Kompaktstation. Bei diesem Setup wurde die Mittelspannungsschaltanlage dreiphasig an das öffentliche Netz angeschlossen. Somit werden im Gegensatz zur 800-kVA-Prüfstandmessung bei diesen Messungen ebenfalls Oberschwingungen vorhanden sein. Bei der Niederspannungsseite wurden 7 Stromabgänge (NH-Sicherungs-Lastschaltleisten) zu einem Kurzschluss verbunden. Der Transformator-Nennstrom beträgt bei dieser Anlage 1804 A. Jedoch wurde hier bei diesem Prüfstand ein Summenstrom von 1879 A verwendet. Somit wird auf jeden Fall das maximale magnetische Feld erzeugt. Jeder Stromabgang wurde mit 268,4 A bestromt, was sich insgesamt zu dem maximalen Strom der Transformatorstation von 1879 A summiert. Die Abbildung 18 zeigt den Aufbau der Station innerhalb des AIT-Prüfstandes. [28], [29]



Abbildung 18: Prüfstand bei AIT

Die Abbildung 19 zeigt die Niederspannungsverteilung der 1250-kVA-Transformatorkompaktstation. Im Bild wurden die aktiven Stromabgänge 7-13 (orange) nummeriert. Die hellgrünen Stromabgänge waren nicht aktiv. Im Normalfall wird die Station jedoch mit 14 Stromabgängen geliefert. Ein Stromabgang wurde bei der Niederspannungsverteilung im Bild unterhalb nicht montiert, da der vorübergehende Berührungsschutz aus Plexiglas sonst nicht montiert hätte werden können.



Abbildung 19: Niederspannungsverteilung – 1250-kVA-Transformatorstation

Die Abbildung 20 zeigt die Vorderseite der Transformatorstation. Hinter den Aluminiumtüren befindet sich die Niederspannungsverteilung. Aufgrund der großen Ströme bei der Niederspannungsverteilung wurden dort mehrere Messwerte aufgenommen. Die maximale magnetische Flussdichte, die bei der Messung auftrat, wird im Bild als "Max" bezeichnet. Außerdem befindet sich links unten das Koordinatensystem (rot) für die Messungen. Der Ursprung des Koordinatensystems ist direkt beim linken unteren Ende des Gehäuses. Von dort aus wurden die Punkte definiert und mit dem Wavecontrol SMP2 wurden die entsprechenden Messwerte erfasst.



Abbildung 20: Messpunkte auf der Niederspannungsverteilung – Vorderseite [34]

Die Tabelle 16 zeigt die gemessenen Werte für die 1250-kVA-Transformatorstation. Auf der rechten Seite befinden sich die gleichen Bewertungen wie in der Tabelle 14. Die Messergebnisse bestätigen, dass sich das magnetische Feld rund um die 1250-kVA-Transformatorstation unterhalb der

Auslösewerte für die Allgemeinbevölkerung befindet. Somit wurden sowohl die Verordnungen in Österreich, Deutschland als auch in der Schweiz eingehalten. Bei der Schweizer Verordnung (NISV) bleibt anzumerken, dass, falls diese Anlage bei empfindlichen Orten installiert wird, trotzdem noch eine Prüfung stattfinden muss, die beweist, dass der Anlagegrenzwert von 1 µT eingehalten wird. [3], [24]

	Koordinaten			Messwert		
Messpunkt	Х	Y	Z	50 HZ	ICNIRP 98	ICNIRP 2010
	mm	mm	mm	μΤ	ER in %	ER in %
1	12,0	30,0	20,0	9,2	9,0	4,0
2	80,0	30,0	20,0	13,7	13,4	6,1
3	145,0	30,0	20,0	13,7	13,2	6,1
4	12,0	120,0	20,0	32,7	31,5	14,3
5	80,0	120,0	20,0	40,5	38,6	19,6
6	145,0	120,0	20,0	12,4	12,2	5,5
7	12,0	200,0	20,0	41,2	40,6	17,9
8	80,0	200,0	20,0	33,0	30,9	14,1
9	145,0	200,0	20,0	16,9	16,5	7,4
10	104,0	159,5	20,0	31,7	30,9	14,2
11	59,5	146,0	20,0	58,0	61,9	26,2
MAX	52,7	179,0	20,0	61,73	59,6	26,8

Tabelle 16: Messwerte der magnetischen Flussdichte an Messpunkten gemäß Abbildung 20 (Niederspannungsverteilung-Vorderseite) (1250 kVA)

In der Abbildung 21 wird die rechte Seitenansicht der Kompaktstation abgebildet. Hierbei befindet sich die Niederspannungsverteilung auf der linken Seite des Gehäuses. Aus diesem Grund wurde dieser Bereich genauer betrachtet und gemessen. Ähnlich zur Abbildung 20 zeigt das rote Koordinatensystem den Mittelpunkt, von dem die Messpunkte gemessen wurden. Es wurden insgesamt 9 Messpunkte bei der rechten Seitenansicht aufgenommen.



Abbildung 21: Messpunkte auf der Niederspannungsverteilung – rechte Seitenansicht [34]

Die Tabelle 17 ist gleich aufgebaut wie die Tabelle 14. Hierbei kann gesehen werden, dass auf der rechten Seite fast die gleichen magnetischen Flussdichten auftreten wie auf der Vorderseite. Dies ist aufgrund des ähnlichen Abstandes zwischen der Verbindungsleitung des Transformators zu den Kupfer Hauptsammelschienen und dem Gehäuse. Des Weiteren sind auch hier alle Werte innerhalb des zulässigen Rahmens für die Allgemeinbevölkerung.

	Koordinaten			Messwert		
Messpunkt	x	Y	Z	50 HZ	ICNIRP 98	ICNIRP 2010
	cm	cm	cm	μΤ	ER in %	ER in %
1	12,0	7,5	20,0	25,0	24,0	11,1
2	80,0	7,5	20,0	23,8	24,9	11,1
3	145,0	7,5	20,0	11,7	11,2	5,5
4	12,0	27,0	20,0	39,7	39,4	17,6
5	80,0	27,0	20,0	38,2	38,5	18,7
6	145,0	27,0	20,0	15,8	15,1	7,6
7	12,0	46,0	20,0	56,2	55,5	24,3
8	80,0	46,0	20,0	60,3	59,7	28,4
9	145,0	46,0	20,0	18,9	19,6	9,3

 Tabelle 17: Messwerte der magnetischen Flussdichte an Messpunkten gemäß Abbildung 21 (Niederspannungsverteilung-Rechte-Seitenansicht) (1250 kVA)

Die letzte Messung bei der 1250-kVA-Station fand bei der linken Seitenansicht statt, wie in Abbildung 22 zu sehen ist. Hierbei befindet sich die Niederspannungsverteilung auf der rechten Seite des Gehäuses. Jedoch wurden hier nur 7 Messpunkte aufgenommen, weil die Niederspannungsverteilung einen deutlich größeren Abstand zum Gehäuse aufweist als bei der Vorderseite und der rechten Seite der Kompaktstation. In rot ist in Abbildung 22 der Ursprung des Koordinatensystems für Tabelle 18 angegeben.



Abbildung 22: Messpunkte auf der Niederspannungsverteilung – linke Seitenansicht [34]

Die Tabelle 18 ist gleich aufgebaut wie die Tabelle 14. Betrachtet man die Tabelle näher, sieht man, dass auf der rechten Seite nur sehr kleine magnetische Flussdichten auftreten. Dies ist wie oben beschrieben, aufgrund des großen Abstandes zwischen der Niederspannungsverteilung und dem Gehäuse. Auch hier sind alle Werte innerhalb des erlaubten Rahmens für die Allgemeinbevölkerung. Beim Messpunkt "Max" wurde nur der 50-Hz-Wert aufgenommen.

	Koordinaten			Messwert		
Messpunkt	x	Y	Z	50 HZ	ICNIRP 98	ICNIRP 2010
	cm	cm	cm	μΤ	ER in %	ER in %
1	12,0	7,0	20,0	5,2	5	2,2
2	80,0	7,0	20,0	3,7	3,7	1,7
3	145,0	7,0	20,0	5,7	5,3	2,45
4	12,0	36,0	20,0	5,8	5,7	2,6
5	80,0	36,0	20,0	4,9	5,2	2,3
6	145,0	36,0	20,0	8,2	7,6	3,6
MAX	145,0	160,9	20,0	10,2	-	-

Tabelle 18: Messwerte der magnetischen Flussdichte an Messpunkten gemäß Abbildung 22
(Niederspannungsverteilung-Linke-Seitenansicht) (1250 kVA)

Wie am Anfang des Kapitels 3.2 erwähnt, wurden die Messungen bei AIT mit dem öffentlichen Netz gespeist. Aus diesem Grund sind mehr Oberschwingungen bei den Messungen zu erwarten. Mit dem Wavecontrol SMP2 wurde dies getestet, indem in den Modus FFT gewechselt wurde. Hierbei werden sowohl der 50-Hz-Wert als auch die höheren Oberschwingungen mitgemessen. In Abbildung 23 kann der Graph gesehen werden. Hierbei sieht man, dass der 50-Hz-Anteil den größten Wert ausmacht. Danach folgt der 150-Hz-Anteil sowie die höheren Oberschwingungen, wobei der gesamte Oberschwingungsanteil mit 0,19 μ T im Vergleich zum 50-Hz-Anteil mit 61,57 μ T nur einen sehr geringen Teil ausmacht. Der Grund für diesen kleinen Oberschwingungsanteil kann wieder dadurch begründet werden, dass die Einspeisung der Transformatorkompaktstation mit einem fast reinen Sinusstrom erfolgt und somit der Oberschwingungsanteil sehr klein ausfällt. Größere Oberschwingungen können bei Industrienetzen gemessen werden, wo nicht lineare Verbraucher wie Netzteile und Gleichrichter vorhanden sind.



Abbildung 23: FFT-Messung der magnetischen Flussdichte (Grundschwingung 50 Hz + Oberschwingungen) mit Wavecontrol SMP2

4 Modellierung einer Transformatorstation mit MATLAB

In diesem Kapitel werden nun die Kompaktstationen (800 kVA und 1250 kVA) von Kapitel 3 nachmodelliert. Ziel dieser Modellierung ist es, die Ergebnisse der Simulation mit den Messungen zu verifizieren und zusätzlich "Worst-Case" Szenarios der beiden Kompaktstationen zu simulieren. Zur Modellierung wird ein Rechenkern von IEAN (Institut für Elektrische Anlagen und Netze) verwendet, der durch Eingabe von der Niederspannungsverteilung-Geometrie als Linienleiter und den dazugehörigen Linienströmen der Kompaktstation das magnetische Feld einer Kompaktstation in beliebiger Auflösung berechnet. Hierbei ist anzumerken, dass die Berechnung Vakuum/Luft als Medium annimmt und somit weder der Einfluss des Gehäuses noch der Einfluss des Erdbodens in die Berechnung miteinbezogen wird. Die Funktionen sind in MATLAB implementiert und zusätzlich wurden Extra-Funktionen programmiert, um das magnetische Feld in bestimmten Ebenen darzustellen. Der Rechenkern basiert auf der Biot-Savart-Formel. Das magnetische Feld wird durch vektorielle Superposition der Feldanteile aller Linienströme in einem bestimmten Punkt berechnet. Damit die Transformatorstation möglichst realistisch modelliert wird, wurden 3D-Modelle sowie Aufbaupläne von den 800-kVA- und 1250-kVA-Transformatorstationen verwendet. Die Komponenten der Niederspannungsverteilung wie etwa die Kupfer-Hauptsammelschiene, Stromabgänge und NH-Sicherungs-Lastschaltleisten (Abbildung 14) werden immer mit einem Linienleiter im Mittelpunkt des Bauteils angenommen. Die Abstände zu den anderen Kupferschienen sowie zum Gehäuse wurde immer vom Mittelpunkt der Schiene betrachtet. Somit enthält das Modell in MATLAB größere Abstände zwischen den einzelnen Dreiphasen-Schienen und auch zu anderen Bauteilen, als es in der Realität der Fall ist. [38]

4.1 Modellierung 800-kVA-Transformatorstation

Um einen Vergleich zwischen der Messung und einer Modellierung in MATLAB zu erstellen, wurde die 800-kVA-Transformatorstation maßstabgetreu in MATLAB nachgebildet. Ebenso wurde das gleiche Lastszenario wie bei der Messung simuliert. Somit waren die ersten fünf Stromabgänge aktiv (wie in Abbildung 14) und wurden mit einem Strom von 231 A pro Stromabgang bestromt. Dies summiert sich auf den maximalen Strom von 1155 A, mit dem der Transformator maximal belastet werden kann. Die Abbildung 24 zeigt das Modell in MATLAB. Hierbei wurden nur die relevanten Komponenten der Niederspannungsverteilung modelliert. Dabei handelt es sich um die Komponenten, die den größten Strom führen wie etwa die Drehstromanschlussleitung vom Transformator zum Leistungsschalter, die dreiphasige Kupfer Hauptsammelschiene und 6 NH-Sicherungs-Lastschaltleisten (Stromabgänge).

Die graue Wand um die Niederspannungsverteilung herum symbolisiert das Gehäuse der Kompaktstation und ist detailgetrau nachgebildet worden. Die braune Fläche um das Gehäuse herum repräsentiert den Erdboden. Des Weiteren wurden die drei Phasen in den Farben Rot (L1), Orange (L2) und Grün (L3) eingefärbt. Auf dem rechten Bild in Abbildung 24 erkennt man, dass die Stromabgänge

in das Erdreich übergehen und in einer Tiefe von 0,66 m unter der Erdoberfläche gerade ausgeführt sind. Dies sollte einem realen Szenario entsprechen.



Abbildung 24: 3D-Übersicht Niederspannungsverteilung – 800-kVA-Kompaktstation

4.1.1 Vergleich Messung und Simulation in MATLAB

Um Messung und Simulation bestmöglich zu vergleichen, wurden die gleichen Abstände wie bei der Messung simuliert (20 cm Entfernung vom Gehäuse - EN 62110 [29]). Des Weiteren wird bei den Simulationen in Abbildung 25 und Abbildung 26 nur die 50-Hz-Grundschwingung berechnet. Somit entsteht ein besserer Vergleich zu den Messungen in Kapitel 3. Die Abbildung 25 zeigt die Niederspannungsverteilung von der Vorderseite. Dabei steht z = 0 m für den Ursprung des ersten Linienleiters, der genau dort liegt, wo die Niederspannungsseite des Transformators ist. Der Wert z = 1,23 m entspricht einem Abstand von 20 cm vom Gehäuse der Transformatorstation, welches dem Messsetup in Kapitel 3.1 entspricht. Des Weiteren wird in den Abbildungen zwischen verschiedenen Zonen unterschieden. Diese Zonen entsprechen den Zonen der folgenden OVE-Richtlinie R 27 (siehe Kapitel 2.3.1.4). Die Zone 0 ist weiß gefärbt und bedeutet, dass das B-Feld kleiner gleich 100 µT beziehungsweise der ER < 1 für ICNIRP 98 ist. Zone A ist grau gefärbt und steht für Werte, die kleiner gleich 200 μT sind und größer als 100 μT. Die Zone B ist blau und alle Werte, die größer als 200 μT und kleiner als 1000 µT sind der Zone B zugeordnet. Das rote Kreuz gibt an, wo die höchste magnetische Flussdichte auftritt, und in der Legende kann ebenso der dazugehörige Wert eingesehen werden. Die braune Linie stellt den Erdboden dar. In Abbildung 25 kann gesehen werden, dass fast alles zu der Zone 0 gehört, außer einem kleinen Bereich, wo die Zone A herrscht. Dort tritt auch die höchste magnetische Flussdichte auf. Die höchste magnetische Flussdichte in der Abbildung 25 beträgt 102,4 µT. Die Abbildung 26 zeigt die Niederspannungsverteilung von der linken Seitenansicht und entspricht somit den Messungen aus der Abbildung 17. Die orangefarbene Linie stellt die Gehäusewand dar, während die violette Linie dem Abstand laut der EN 62110 [29] entspricht. Aufgrund davon, dass



hier von der Niederspannungsverteilung bis hin zur linken Gehäusewand ein größerer Abstand als zur Vorderseite besteht, beträgt hier die maximale magnetische Flussdichte nur 36,5 μT.

Für eine bessere Vorstellung der obigen Abbildungen ist die Abbildung 27 gegeben. In Abbildung 27 wurde das B-Feld der gesamten Niederspannungsverteilung in 3D simuliert. Eingestellt wurde dabei die Ansicht, dass sowohl die Vorderseite als auch die linke Seite der Transformatorkompaktstation gesehen werden können. Dabei sieht man wieder die braune Fläche, die die Erde um die Kompaktstation darstellt. Die violette Linie gibt den Abstand von 20 cm vom Gehäuse an, bei dem B-Feld Werte gemäß EN 62110 [29] gemessen werden. Die graue, transparente Fläche deutet das Gehäuse der Transformatorstation an. Des Weiteren sieht man die Leiter der Niederspannungs-verteilung. Die Zonenfarben des B-Feldes wurden von der OVE-Richtlinie R 27 (siehe Kapitel 2.3.1.4) übernommen und sind gleich angelegt wie die Zonen in Abbildung 25 und Abbildung 26. Einziger Unterschied bildet die rote Zone dar, die B-Felder größer gleich 1000 μ T symbolisiert. Die roten Kreuze markieren die maximalen magnetischen Flussdichten in einem Abstand von 20 cm vom Gehäuse für die linke Seite und Vorderseite der Transformatorkompaktstation. Somit ist das Bild unterhalb nur die 3D-Simulation von der Abbildung 25 und Abbildung 26. Um leichter zu erkennen, was für ein B-Feld bei der Vorderseite und der linken Seite auftreten wird, wurden die Darstellungen von Abbildung 25 und Abbildung 26 gewählt.



Abbildung 27: 3D-Simulation Grundschwingung – Vogelperspektive (800 kVA)

Vergleicht man nun die maximalen B-Felder aus der Simulation mit den maximal auftretenden magnetischen Flussdichten bei der Messung, kann man einen deutlichen Unterschied erkennen. Dieser Unterschied ist dadurch zu begründen, dass die Simulation nicht die Schirmwirkung des Aluminiumgehäuses mitberücksichtigt. Um nun herauszufinden, welche Schirmwirkung bei der 800-kVA-Kompaktstation mit einem Aluminiumgehäuse mit einer Dicke von 3 mm entsteht, wird der Schirmfaktor *S* in der Formel 15 eingeführt. Der Schirmfaktor gibt das Verhältnis der magnetischen Flussdichte *B*₁ in Luft ohne Schirm/Gehäuse (Simulation) zu der magnetischen Flussdichte *B*₂ mit Schirm (Messung) an. [39]

$$S = \frac{B_1}{B_2}$$

Formel 15: Schirmfaktor S des Gehäuses [39]

Die Tabelle 19 beschreibt die maximale magnetische Flussdichte, die bei der Messung (Kapitel 3.1) und bei der Simulation der 800-kVA-Transformatorstation bei einer Frequenz von 50 Hz aufgetreten ist. Aus diesen Werten wurde der empirische Schirmfaktor $S_{800 \text{ kVA}}$ berechnet. Da bei der Messung und der Simulation jeweils nur die maximale magnetische Flussdichte an einer spezifischen Position zur Bestimmung des Schirmfaktors verwendet wurde und dieser somit nur für diese Position und für das spezifische Lastszenario gilt, wird für alle weiteren Simulationen der 800-kVA-Transformatorstation ein konservativer Schirmfaktor von $S_{800 \text{ kVA}} = 2$ angenommen.

Tabelle 19: Ermittlung des Schirmfaktors vorr	Gehäuse der Kompaktstation (800 kVA)
---	--------------------------------------

	Messung	Simulation	Schirmfaktor
Messaufnahme- bereich	B _{max}	B _{max}	S800 kVA
	μΤ	μΤ	-
Vorderseite	45,7	102,4	2,24
Linke Seite	15,0	36,5	2,43

Laut den physikalischen Grundlagen gibt es zwei Möglichkeiten, wie eine Abschirmung/Dämpfung funktionieren kann. Die erste Methode ist das Bilden von Wirbelströmen (Gegenfelder) im Gehäuse/Schirm. Dabei muss das Gehäuse ein guter, elektrisch leitfähiger Leiter sein, damit diese Schirmwirkung entstehen kann. Das Verfahren der Wirbelströme kann durch die Lenz'sche Regel begründet werden, wo durch induzierte Spannung im Gehäuse ein Stromfluss erzeugt wird und dieser dann wieder ein B-Feld erzeugt, das dem Hauptfeld entgegenwirkt. Die Schirmwirkung durch induzierte Wirbelströme ist vor allem bei höheren Frequenzen (ab 1 kHz) sehr effektiv. [39], [40]

Die zweite Methode, wie Magnetfelder abgeschwächt werden können, ist die magnetische Flussumlenkung. Dabei benutzt man Materialien, die eine hohe magnetische relative Permeabilität μ_r aufweisen. Dadurch kommen nur paramagnetische Stoffe $\mu_r > 1$ (Aluminium) und ferromagnetische Stoffe $\mu_r >> 1$ (Dynamoblech, Sonderlegierungen, Eisen) in Frage. Beispielhaft ist Eisen was zu den ferromagnetischen Stoffen zählt und somit ein $\mu_r >> 1$ aufweist, für die magnetische Flussumlenkung geeignet. Durch die höhere relative Permeabilität sinkt der magnetische Widerstand R_m des Gehäuses und die Feldlinien werden innerhalb der Gehäusewand geleitet. Dies beruht darauf, dass magnetische Feldlinien genau wie der Strom den geringsten magnetischen Widerstand bevorzugen. In Abbildung 28 sieht man, dass die magnetischen Feldlinien durch den geringeren magnetischen Widerstand des Quaders hauptsächlich den Weg durch den Quader verwenden. Das Gleiche passiert auch bei der Gehäusewand aus Aluminiumblech, wobei hier der Effekt geringer ausfällt, aufgrund der kleineren relative Permeabilität im Vergleich zum Eisen. [5], [39]



Abbildung 28: Quadermaterial in einem äußeren Feld (magnetische Flussumlenkung) [5]

Im Falle der Transformatorkompaktstation, die mit 50-Hz-Frequenz betrieben wird, finden beide physikalischen Phänomene einen Anwendungsfall: sowohl die Wirbelstrombildung als auch die magnetische Feldlinienumlenkung durch hochpermeable Materialien, zur Dämpfung des magnetischen Feldes. Verwendet man jedoch ferromagnetische Materialien als Gehäusewand, wird zwar der Effekt der magnetischen Flussumlenkung größer, jedoch ist aufgrund der schlechten Leitfähigkeit die induzierte Wirbelstrombildung schlechter. Vor allem bei höherer Frequenz sollte für eine gute Dämpfung des magnetischen Feldes ein gut leitendes Material, nicht permeables Gehäuse, verwendet werden, wie in Abbildung 29 zu erkennen ist. Des Weiteren gehen selbst paramagnetische als auch

ferromagnetische Materialien irgendwann in Sättigung und schirmen ab diesem Punkt schlechter. Dies hängt vor allem davon ab, wie groß die auftretende magnetische Flussdichte ist. [39], [41]



Abbildung 29: Vergleich Dämpfwirkung von Gehäusematerialien bei verschiedenen Frequenzen. [39]

4.1.2 Berücksichtigung der Oberschwingungen

Wie in Kapitel 2.4.4 bereits beschrieben, müssen Feldquellen, somit auch Oberschwingungen berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wurde in den Abbildungen unterhalb der Expositionsquotient *ER* verwendet, da dort bereits die Oberschwingungen inkludiert sind. Dabei wurde die 50-Hz-Komponente mit den Oberschwingungsfaktor $k_{\rm H}$ multipliziert (siehe Formel 14). Abhängig davon, in welcher Zone der Wert liegt, werden verschiedene Faktoren benutzt. Die verwendeten Faktoren sind in Kapitel 2.3.1.4 angegeben. Der Oberschwingungsfaktor ist dabei sehr konservativ angenommen. In Abbildung 30 sind die Oberschwingungen berücksichtigt (ohne Schirmwirkung durch Gehäuse). Hierbei sieht man, dass sich die Zone A nun mehr ausgebreitet hat. $ER_{max,0}$ steht für den maximalen Expositionsquotienten für die Zone 0, was bedeutet das die maximale magnetische Flussdichte mit dem Oberschwingungsfaktor multipliziert und durch den Auslösewert der Zone 0 dividiert wurde (siehe Formel 6). Laut Simulation ohne Gehäuse beträgt $ER_{max,0} = 1,84$. Die Abbildung 31 zeigt die Zonengrenzen mit Oberschwingungen für die linke Seite der Transformatorstation in 20 cm Abstand zum Gehäuse.



Da der Schirmfaktor für die 800-kVA-Kompaktstation nun bekannt ist, können die maximalen Expositionsquotienten ER_{max} mit Oberschwingungen berechnet werden, die bei der 800-kVA-Station mit Gehäuse (Schirm) auftreten sollten. Der Expositionsquotient $ER_{max,0}$ in Tabelle 20 wird aus der Abbildung 30 und Abbildung 31 entnommen. Formel 16 zeigt die Berechnung (Extrapolation) des Expositionsquotienten mit Schirm ER_{Schirm} . Dabei wird $ER_{max,0}$ durch den Schirmfaktor $S_{800 \text{ kVA}}$ dividiert. Dies ergibt die zu erwartenden maximalen Expositionsquotienten $ER_{Schirm,0}$ mit Schirm je Seitansicht, die in Tabelle 20 angeführt sind. Beim Schirmfaktor $S_{800 \text{ kVA}}$ handelt es sich um den konservativen Schirmfaktor für die 800-kVA-Transformatorstation, der bei den 50-Hz-Messungen berechnet wurde. Dieser Schirmfaktor wird bei höheren Frequenzen eine noch bessere Dämpfung bewirken, da die Bildung von Wirbelströmen mit steigender Frequenz zunimmt und somit das B-Feld weiter geschwächt wird. Das bedeutet, dass der Schirmfaktor bei Oberschwingungen tatsächlich höher sein sollte, was zu noch geringeren Werten führt als in Tabelle 20 angegeben.

$$ER_{\rm Schirm,0} = \frac{ER_{\rm max,0}}{S_{\rm 800 \ kVA}}$$

Formel 16: Berechnung des Expositionsquotienten mit Schirm ER_{Schirm,0} (Extrapolation) [39]

Tabelle 20: Berechnung des zu erwartenden maximalen Expositionsquotienten unter Berücksichtigung eines Schirmfaktors der 800-kVA-Station

Messaufnahme-	Simulation – maximaler auftretender ER der Zone 0	Schirmfaktor	Expositionsquotient mit Schirm der Zone 0	
bereich	ER _{max,0}	S 800 kVA	ER _{Schirm,0}	
	-	-	-	
Vorderseite	1,84	2	0,92	
Linke Seite	0,66	2	0,33	

Es ist ersichtlich, dass der gedämpfte Wert für den Expositionsquotienten trotz der konservativen Oberschwingungsfaktoren immer noch ≤ 1 und somit unter den erlaubten Werten der Verordnungen für die Allgemeinbevölkerung (100 µT) liegt.

4.1.3 3D-Simulationen – 800 kVA

Zusätzlich zu den oberen Simulationen wurden ebenfalls noch 3D-Simulationen der gesamten Niederspannungsverteilung aus der Vogelperspektive simuliert. In Abbildung 32 sind die Zonengrenzen ohne Oberschwingungen dargestellt. Die braune Fläche stellt die Erde um die Kompaktstation dar, die violette Linie um das Gehäuse im Abstand von 20 cm gezeichnet, um zu sehen, was für einen Wert das B-Feld bei der Messung laut EN 62110 [29] hat. Das Gehäuse der Transformatorstation stellt die Linie dar, die von weiß auf braun übergeht. Des Weiteren sieht man die Niederspannungsverteilung. Die Zonenfarben wurden gleich wie in der Abbildung 27 gewählt. Außerhalb der grauen Fläche ist das Magnetfeld kleiner als 100 μ T. Die Abbildung unterhalb stimmt mit der Abbildung 25 und Abbildung 26 überein, da bei der Abbildung 25 nur ein kleiner Bereich größer gleich 100 μ T war und dies in Abbildung 32 auch erkennbar ist, wo die graue Fläche knapp die violette Linie streift.



Abbildung 32: 3D-Simulation Grundschwingung – Vogelperspektive (800 kVA)

In Abbildung 33 sind die Flächen rot, blau und grau ausgeweitet aufgrund der Berücksichtigung der Oberschwingungen, die graue Fläche tritt nun deutlich über die violette Linie.



Abbildung 33: 3D-Simulation ER mit Oberschwingungen – Vogelperspektive (800 kVA)

4.1.4 Maximalwert verschiedener Lastfälle

Dieses Unterkapitel befasst sich mit der Ermittlung der maximalen Flussdichte für verschiedene Lastfälle bei einer 800-kVA-Transformatorstation. Dabei werden alle möglichen Strombelastungen simuliert, die möglich sind, wenn 5 Stromabgänge aktiv sein müssen und es maximal 6 Abgänge gibt. Bei dieser Anordnung ergibt dies 6 mögliche Kombinationen, die benutzt werden können, um bei der Transformatorstation den Maximalstrom zu erhalten. Im Kapitel 4.1.3 wurde die gleiche Anordnung wie bei den Messungen benutzt. Dabei wurden die Abgänge 1 bis 5 von Abbildung 14 bestromt. In Abbildung 34 ist der Maximalwert aller möglichen Lastfälle für jeden Punkt dargestellt. Zum Beispiel ist von der Kombination 1 (Abgänge 1 bis 5 aktiv) bei bestimmten Simulationspunkten der Maximalwert enthalten und bei anderen Simulationspunkten der Maximalwert von Kombination 3 enthalten. Die Abbildung 34 stellt somit den "Worst-Case"-Fall dar, der allerdings so in der Gesamtheit nie auftreten kann, aber für jeden Punkt theoretisch schon. Die Zonen sind in Abbildung 34 im Vergleich zu Abbildung 32 in manchen Bereichen ausgedehnter, wie etwa bei der Vorderseite. Dies bedeutet im Rückschluss, dass es für die Vorderseite der Transformatorstation eine Kombination gibt, die noch größere B-Felder erzeugt als die Kombination 1 mit den Stromabgängen 1 bis 5 aktiv. Eine Messung mit einer Lastsituation wird daher auch nie für den gesamten Bereich den ungünstigsten Fall repräsentieren können.



Abbildung 34: 3D-Simulation Grundschwingung vom "Worst-Case"-Fall – Vogelperspektive (800 kVA) Die Abbildung 35 zeigt das auftretende Magnetfeld mit dem "Worst-Case"-Fall mit den verschiedenen Strombelastungen bei der Vorderseite der 800-kVA-Transformatorstation. Dabei erkennt man, dass sowohl die graue Fläche als auch die maximale magnetische Flussdichte, größer sind als in Abbildung 25. Die Kombination 4 (aktive Stromabgänge: 1,2,4,5,6) liefert bei der Vorderseite der Station den maximalen B-Feldwert von 127 μT. Bei Abbildung 36 hingegen sind keine Veränderungen gegenüber der Abbildung 26 sichtbar. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die Kombination 1 mit den aktiven Stromabgängen 1 bis 5, den maximalen B-Feldwert auf der linken Seite der Transformatorstation liefert.



Die Tabelle 21 zeigt die Berücksichtigung des in Kapitel 4.1.2 ermittelten Schirmfaktors auf die Berechnung verschiedener Lastfälle. Bei Berücksichtigung des Schirmfaktors liegen die maximalen Expositionsquotienten unter 1, somit ist die zulässige Exposition für die Zone 0 eingehalten.

Messaufnahme-	Simulation – ER der Zone 0 (ohne Oberschwingungen)	Schirmfaktor	Expositionsquotient mit Schirm der Zone 0 (ohne Oberschwingungen)
bereich	ER _{max,0}	S 800 kVA	ER _{Schirm,0}
	-	-	-
Vorderseite 1,27		2	0,64
Linke Seite	0,37	2	0,19

Tabelle 21: Berechnung des zu erwartenden maximalen Expositionsquotienten mit Schirmfaktor für das "Worst-Case"-Szenario bei der 800-kVA-Station

4.1.5 Unsymmetrische Belastung Simulation

Die Transformatorkompaktstation wurde sowohl bei Messungen als auch in den obigen Simulationen mit dem maximalen Nennstrom unter symmetrischen Bedingungen getestet. Dies entspricht auch den notwendigen Testbedingungen, die in der EN 62110 [29] und der EN 62271-208 [31] beschrieben werden. Jedoch wurde kein Fall angenommen, dass die Last unsymmetrisch verteilt ist, was unter normalen realen Betriebsbedingungen durchaus vorkommen kann. Aus diesem Grund beschäftigt sich dieses Unterkapitel damit, welche Magnetfelder bei unsymmetrischen Bedingungen auftreten würden. Es wurde wieder das gleiche Setup wie bei den Messungen angenommen mit den Stromabgänge 1 bis 5 aktiv. In der Abbildung 37 wurde ein Asymmetrie-Faktor von 10% angenommen. Der 10%-Asymmetrie-Faktor wird so umgesetzt wie in Formel 17 beschrieben, indem $I_{J.2}$ und $I_{J.3}$ um 10% geringer und I_{L1} normal mit den 1155 A (Nennstrom I) belastet wird. Der Strom über den N-Leiter I_N ist die negative vektorielle Addition aller drei Phasen. Im Falle des 10%-Asymmetrie-Faktor ergibt die vektorielle Addition genau 10% des Nennstromes I (1155 A) und somit herrscht insgesamt 10% unsymmetrische Belastung an der Transformatorkompaktstation Diese Asymmetrie wird gleichermaßen auf alle Abzweige angewandt. In Abbildung 37 im Vergleich zu Abbildung 24 ist der blaue Neutralleiter hinzugefügt worden und über diesen wird der asymmetrische Strom zum Transformator zurückgeführt.

$$\underline{I}_{L1} = I$$
, $\underline{I}_{L2} = I \cdot \underline{a}^2 \cdot (1 - 0, 1)$, $\underline{I}_{L3} = I \cdot \underline{a} \cdot (1 - 0, 1)$

 $\underline{I}_{\rm N} = -(\underline{I}_{\rm L1} + \underline{I}_{\rm L3} + \underline{I}_{\rm L3})$

Formel 17: Berechnung der Ströme mit einem Asymmetrie Faktor von 10% [42]



Abbildung 37: 3D-Übersicht Niederspannungsverteilung – 800-kVA-Kompaktstation (unsymmetrisch)

Vergleicht man die Abbildung 38 mit der Abbildung 25, sieht man zuerst, dass bei einer Asymmetrie von 10% die maximale magnetische Flussdichte kleiner wird als im kompletten symmetrischen Fall. Hingegen ist bei Abbildung 39 genau das Gegenteil der Fall. Hierbei erhöht sich die magnetische Flussdichte im Gegensatz zu Abbildung 26 und der maximale Punkt verschiebt sich kaum.



Genauere Unterschiede kann man in Abbildung 40 sehen, wo die Vogelperspektive-Ansicht bei einem Asymmetrie-Faktor von 10% gezeigt wird. Vergleicht man nun mit der Abbildung 32, sieht man, dass sich das B-Feld (grauer Bereich) mehr nach links ausgeweitet hat.



Abbildung 40: 3D-Simulation Grundschwingung (10% unsymmetrische Belastung, 800 kVA) – Vogelperspektive

Erhöht man nun den Asymmetrie-Faktor auf 30% mit Formel 17, werden deutlich größere Unterschiede bemerkbar. Der Faktor mit 30% ist frei gewählt und rein zu Wissenszwecken verwendet worden. Sowohl in Abbildung 41 als auch in Abbildung 42 sieht man, dass sich die maximale magnetische Flussdichte verschoben hat und deutlich gestiegen ist im Vergleich zu Abbildung 25 und Abbildung 26.



Da sowohl bei der Simulation mit 10%-Asymmetrie-Faktor als auch bei der Simulation mit 30%-Asymmetrie-Faktor die maximale magnetische Flussdichte den Wert über 200 μ T nicht überschreitet, wären diese Ergebnisse unter Berücksichtigung des konservativen Schirmfaktors $S_{800 \text{ kVA}} = 2 \text{ der } 800 \text{ kVA-Transformatorstation immer noch unterhalb vom Referenzwert bei 50 Hz.}$

4.2 Modellierung 1250-kVA-Transformatorstation

Identisch mit Kapitel 4.1 wird nun eine 1250-kVA-Transformatorstation maßstabgetreu in MATLAB nachgebildet. Dies dient den Zweck, das Modell mit den Messungen zu vergleichen und zu sehen, inwiefern sich diese unterscheiden. Auch bei dieser Simulation wurde das gleiche Lastszenario wie bei der Messung in Kapitel 3.2 simuliert. Somit waren die Stromabgänge 7 bis 11 und 12,13 aktiv (Abbildung 19). Jeder Stromabgang wurde mit 268,4 A bestromt, was sich insgesamt zu dem maximalen Strom der Transformatorstation von 1879 A summiert. Die Abbildung 43 zeigt das Modell in MATLAB. Hierbei wurden wieder nur die relevanten Komponenten der Niederspannungsverteilung modelliert. Die graue Wand um die Niederspannungsverteilung herum symbolisiert das Gehäuse der 1250-kVA-Kompaktstation und ist detailgetrau nachgebildet worden. Die braune Fläche um das Gehäuse herum repräsentiert den Erdboden. Des Weiteren wurden die drei Phasen in den Farben Rot (L1), Orange (L2) und Grün (L3) eingefärbt. Auf dem rechten Bild in Abbildung 43 erkennt man, dass die Stromabgänge in das Erdreich übergehen und in einer Tiefe von circa 0,4 m unter der Erdoberfläche gerade ausgeführt sind. Dies sollte einem realen Szenario entsprechen.



Abbildung 43: 3D-Übersicht Niederspannungsverteilung – 1250-kVA-Kompaktstation

4.2.1 Vergleich Messung und Simulation in MATLAB

Um wieder wie bei der 800-kVA-Transformatorstation einen möglichst genauen Vergleich zu bekommen, wurden wieder die gleichen Abstände wie bei der Messung simuliert (20 cm Entfernung vom Gehäuse – EN 62110 [29]). Des Weiteren wurde bei den Simulationen in Abbildung 44 und

Abbildung 45 nur die 50-Hz-Komponente ohne Oberschwingungsanteil berechnet. Das Farbschema für die verschiedenen Zonen wie auch die Leiterfarben sind ident mit den Simulationen in Kapitel 4.1.1. Die größte magnetische Flussdichte beträgt bei der Vorderseite 167,4 μ T und bei der linken Seitenansicht 45,9 μ T.



Niederspannungsverteilung sehr viel haner ist als bei der linken Seitenansicht. Die Abbildung 46 zeigt die rechte Seitenansicht (50-Hz-Komponente Grundschwingung) und man kann erkennen, dass die Werte deutlich größer sind als bei der linken Seitenansicht. Aufgrund des ähnlichen Abstandes zur Vorderseite der Station beträgt hier die maximale magnetische Flussdichte 103,5 µT.



Abbildung 46: Simulation B-Feld mit 20 cm Abstand zum Gehäuse, Grundschwingung – rechte Seitenansicht (1250 kVA)

Gleich wie bei der 800-kVA-Station wurde auch hier übersichtshalber nochmal die 3D Simulation der B-Felder für die 1250-kVA-Station in Abbildung 47 gezeigt, um die obigen Abbildungen besser zu erklären. Bei der Abbildung unterhalb werden sowohl die Vorderseite als auch die linke Seite dargestellt. Wiederum gleich sind die roten maximalen magnetischen Flussdichten, die in dem Abstand von 20 cm vom Gehäuse eingezeichnet sind, für die Vorderseite und linke Seite. Somit stellt das Bild unterhalb die 3D-Simulation des B-Feldes von Abbildung 44 und Abbildung 45 dar. Um leichter zu erkennen, welche B-Felder bei der Vorderseite und linken Seite auftreten, wurden die Darstellungen von Abbildung 44 und Abbildung 45 gewählt.



Abbildung 47: 3D-Simulation Grundschwingung – linke Seite und Vorderseite (1250 kVA)

Die Abbildung 48 stellt die 3D-Simulation des B-Feldes für die rechte Seite wie auch die Vorderseite der Station dar. Gleichfalls wie im obigen Bild sind hier die maximalen B-Felder im Abstand von 20 cm rot markiert. Für eine leichtere Darstellung der auftretenden Felder für die rechte Seite wurde Abbildung 46 geplottet.



Abbildung 48: 3D-Simulation Grundschwingung – rechte Seite und Vorderseite (1250 kVA)

Im Vergleich zu den Messungen (Tabelle 17 und Tabelle 18) unterscheiden sich die Werte, da die Simulation die Schirmwirkung des Gehäuses nicht berücksichtigt. Jedoch sind das Gehäusematerial und die Gehäusedicke bei der 1250-kVA-Station identisch mit der 800-kVA-Station und bestehen somit auch aus Aluminium und 3-mm-Gehäusedicke. Basierend auf dieser gleichen Bauweise kann angenommen werden, dass der Schirmfaktor von der 800-kVA-Station und der 1250-kVA-Station ähnlich sein wird. Diese zwei Schirmfaktoren können in der Tabelle 22 gesehen werden. Wie man sehen kann, ist der Unterschied vor allem bei der Vorderseite gering, wo der Abstand von der Niederspannungsverteilung bis zum Gehäuse fast gleich ist. Der Schirmfaktor S 1250 kVA = 1,72 auf der rechten Seite weist einen unerwartet niedrigen Wert auf, was seine Gültigkeit in Frage stellt. Da bei der Messung und der Simulation der 1250-kVA-Transformatorstation jeweils nur die maximale magnetische Flussdichte für einen spezifischen Lastfall an einer spezifischen Position zur Bestimmung des Schirmfaktors verwendet wurde und dieser somit nur für diese Position und diesen Lastfall gilt, wird für alle weiteren Simulationen der 1250-kVA-Transformatorstation ein konservativer Schirmfaktor von $S_{1250 \text{ kVA}} = 2$ angenommen. Des Weiteren wird sich der Schirmfaktor ändern, wenn noch leistungsstärkere Transformatoren eingebaut werden, da das Material bei höheren Flussdichten in Sättigung gehen kann. [40], [41]

Tabelle 22: Ermittlung des Schirmfaktors der 1250-kVA-Station und Vergleich mit dem Schirmfaktor der 800-kVA-Station

	Messung	Simulation	Schirmfaktor	Schirmfaktor
Messaufnahme- bereich	B _{max}	B _{max}	S 1250 kVA	S 800 kVA
	μΤ	μΤ	-	-
Vorderseite	61,7	167,4	2,71	2,24
Linke Seite	10,2	45,9	4,50	2,43
Rechte Seite	60,3	103,5	1,72	-

4.2.2 Berücksichtigung der Oberschwingungen

In den folgenden Abbildungen unterhalb wurde der Oberschwingungsanteil bei den Simulationen berücksichtigt. Dabei wurde die 50 Hz Komponente mit einem bestimmten Oberschwingungsfaktor gemäß Kapitel 2.3.1.4 multipliziert. Wieso Oberschwingungsfaktoren wichtig sind, kann in Kapitel 2.4.4 gelesen werden. Es wurden wieder die gleichen Ansichten wie in Kapitel 4.1.1 simuliert. Auch bei der Abbildung 49 und der Abbildung 51 unterhalb sieht man einen deutlichen Unterschied, und zwar hat sich die Zone A mehr ausgebreitet und bei Abbildung 49 ist die blaue Zone hinzugekommen. Bei der Abbildung 50 ist nur der Expositionsquotient der Zone 0 gestiegen.





Abbildung 51: Simulation ER für verschiedene Zonen nach OVE-Richtlinie R 27 mit 20 cm Abstand zum Gehäuse – rechte Seitenansicht (1250 kVA)

Die Tabelle 23 zeigt die zu erwartenden maximalen Expositionsquotienten mit der Berücksichtigung des Schirmfaktors der 1250-kVA-Transformatorstation. Ein berechneter Expositionsquotient $ER_{\text{Schirm},0}$ in der Tabelle unterhalb ist größer als eins (ER > 1) und sind somit größer als der erlaubte Referenzwert in Deutschland und der Schweiz (100 µT). Für die Berechnung von $ER_{\text{Schirm},0}$ wurden die maximalen Expositionsquotienten der Zone 0 $ER_{\text{max},0}$ aus der Abbildung 49, Abbildung 50 und Abbildung 51 entnommen.

Messaufnahme-	Simulation – maximaler auftretender ER der Zone 0	Schirmfaktor	Expositionsquotient mit Schirm der Zone 0
bereich	ER _{max,0}	S 1250 kVA	ER _{Schirm,0}
	-	-	-
Vorderseite	3,01	2	1,51
Linke Seite	0,83	2	0,42
Rechte Seite	1,86	2	0,93

Tabelle 23: Berechnung des zu erwartenden maximalen Expositionsquotienten unter Berücksichtigung eines Schirmfaktors der 1250-kVA-Station

4.2.3 3D-Simulationen – 1250 kVA

Auch bei der 1250-kVA-Transformatorstation wurden die Ergebnisse aus der 3D-Simulationen aus der Vogelperspektive dargestellt. Dabei wurden die gleichen Farbkennzeichen sowie Abstände vom Gehäuse (20 cm Abstand laut EN 62110 [29]) verwendet. Wie man in Abbildung 52 erkennen kann, überschreitet die graue Zone die violette Linie sowohl bei der Vorderseite als auch knapp auf der rechten Seite der Kompaktstation. Dies stimmt mit den Simulationen aus Abbildung 44 und Abbildung 46 überein.



Abbildung 52: 3D-Simulation Grundschwingung – Vogelperspektive (1250 kVA)

Auch die Abbildung 53 mit der Simulation des B-Feldes inklusive der Oberschwingungen zeigt das zu erwartende Verhalten, und zwar, dass sich die rote, blaue und graue Fläche sich mehr ausgeweitet hat aufgrund von den miteinberechneten Oberschwingungsfaktoren.


Abbildung 53: 3D-Simulation ER mit Oberschwingungen – Vogelperspektive (1250 kVA)

4.2.4 Maximalwert verschiedener Lastfälle

Außerdem ist auch bei der 1250-kVA-Kompaktstation die "Worst-Case"-Analyse wichtig, um herauszufinden, ob es Anordnungen gibt, die größere B-Felder erzeugen können als die Anordnung in Abbildung 19. Bei der 1250-kVA-Station gibt es standardmäßig 14 eingebaute Stromabgänge. Bei der Messung von AIT wurden 7 Abgänge aktiviert, um auf den maximalen Strom des Transformators zu kommen. Gleich wie im Kapitel 4.1.4 ist in der Abbildung 54 der Maximalwert der magnetischen Flussdichte für alle relevanten maximalen Lastfälle dargestellt. Im Vergleich zur Messung ergibt sich durch die Berücksichtigung der anderen Lastfälle in manchen Bereichen ein höheres magnetisches Feld als bei der Lastsituation der Messung.



Abbildung 54: 3D-Simulation Grundschwingung von "Worst-Case"-Fall – Vogelperspektive (1250 kVA) Die Abbildung 55 zeigt bei der ungünstigsten Anordnung, dass die maximale magnetische Flussdichte auf 259,2 μT steigt und somit deutlich größer ist als in Abbildung 44. Auch bei der Abbildung 56 sieht man, dass die magnetische Flussdichte deutlich steigt, und zwar um mehr als das Doppelte im Vergleich zu Abbildung 45. Bei der Abbildung 57 steigt die magnetische Flussdichte circa um das 1,5-Fache im Vergleich zu der Abbildung 46. Die ungünstigste Anordnung der 1250-kVA-



Transformatorkompaktstation bei allen drei Seiten entsteht, wenn man die ersten 7 Stromabgänge (1 bis 7 aktiv aus der Abbildung 19) bestromt.



Abbildung 57: Simulation B-Feld von "Worst-Case"-Fall mit 20 cm Abstand zum Gehäuse Grundschwingung – rechte Seitenansicht (1250 kVA)

Die Tabelle 24 beschreibt die mit Schirmfaktor umgerechneten, zu erwartenden maximalen Expositionsquotienten bei der 1250-kVA-Station bei der "Worst-Case"-Anordnung. Für alle Seitenansichten wird der konservative Schirmfaktor $S_{1250 \text{ kVA}} = 2$ verwendet. Dabei ist ersichtlich, dass die linke und rechte Seite noch immer unterhalb der Referenzwerte für die Allgemeinbevölkerung sind, jedoch die Vorderseite mit 1,30 über 1 ist und somit größer als der erlaubte Referenzwert in Deutschland und der Schweiz (100 µT). Hierbei muss jedoch angemerkt werden, dass das "Worst-Case"-Szenario bei 1879 A simuliert wurde und somit der Transformator überbelastet wird, was in der Realität nicht der Fall ist. Das gleiche "Worst-Case"-Szenario wurde für eine maximale erlaubte Belastung des Transformators mit 1804 A ebenfalls simuliert. Dabei kam bei der Vorderseite ein $ER_{max,0}$ von 2,48

heraus. Wendet man dort den Schirmfaktor an, kommt ein Expositionsquotient mit Schirm von 1,24 heraus der \geq 1 ist und somit den Referenzwert (100 µT) überschreitet.

Messaufnahme- bereich	Simulation – ER der Zone 0 (ohne Oberschwingungen)	Schirmfaktor	Expositionsquotient mit Schirm der Zone 0 (ohne Oberschwingungen)	
	ER _{max,0} S _{1250 kVA} ER		ER _{Schirm,0}	
	-	-	-	
Vorderseite	2,59	2	1,30	
Linke Seite	1,10	2	0,55	
Rechte Seite	1,50	2	0,75	

Tabelle 24: Berechnung des zu erwartenden maximalen Expositionsquotienten mit Schirmfaktor für das "Worst-Case"-Szenario bei der 1250-kVA-Station

4.2.5 Unsymmetrische Belastung Simulation

Wie auch im Kapitel 4.1.5 beschäftigt sich diese Unterkapitel damit, was passieren würde, falls die Last und somit der Strom nicht mehr ein symmetrisches Dreiphasensystem bilden, sondern ein unsymmetrisches Dreiphasensystem. Es wurden die gleichen Bedingungen wie in Kapitel 4.1.5 genommen, mit dem einzigen Unterschied, dass die unsymmetrische Belastung für die 1250-kVA-Station simuliert wurde. Für die Anordnung der bestromten Stromabgänge wurde das Gleiche wie bei den Messungen angenommen (Abbildung 19). Auch bei den Simulationen unterhalb wurde ein Asymmetrie-Faktor von 10% angenommen und nur die Grundschwingung simuliert.



Abbildung 58: 3D-Übersicht Niederspannungsverteilung – 1250-kVA-Kompaktstation (unsymmetrisch mit Neutralleiter)

Vergleicht man die Abbildung 59 (unsymmetrischer Fall) mit der Abbildung 44 (symmetrischer Fall), sieht man, dass bei einer Asymmetrie von 10% die maximale magnetische Flussdichte auf 175,6 μT gestiegen ist. Bei der Abbildung 60 verändert sich die magnetische Flussdichte kaum im Gegensatz zu Abbildung 45.

Da bei der Simulation mit 10%-Asymmetrie-Faktor die maximalen magnetischen Flussdichten bei jeder Seite unter 200 μ T liegen, werden auch bei dieser Simulation unter Berücksichtigung des konservativen Schirmfaktors ($S_{1250 \text{ kVA}} = 2$) der 1250-kVA-Transformatorstation die Referenzwerte nicht überschritten.



Bei der rechten Seite bleibt der Punkt des maximalen B-Feldes gleich wie beim symmetrischen Fall (Abbildung 46), jedoch steigt die maximale magnetische Flussdichte.



Abbildung 61: Simulation B-Feld mit 20 cm Abstand zum Gehäuse, Grundschwingung – rechte Seitenansicht (10% unsymmetrische Belastung, 1250 kVA)

Abbildung 62 zeigt die Ergebnisse der 3D-Simulation in Vogelperspektive bei einem Asymmetrie-Faktor von 10%. Wird wieder mit der Abbildung 52 verglichen, sieht man, dass sich das B-Feld (grauer und blauer Bereich) nach rechts und nach unten ausgeweitet hat.



Abbildung 62: 3D-Simulation Grundschwingung (10% unsymmetrische Belastung, 1250 kVA) – Vogelperspektive

Des Weiteren wird bei der 1250-kVA-Station auch getestet, was passiert, wenn ein Asymmetrie-Faktor von 30% verwendet wird. Der Faktor mit 30% ist auch bei der 1250-kVA-Station frei gewählt und rein zu Wissenszwecken verwendet worden. In der Abbildung 63 sieht man, dass sich der Punkt der maximalen magnetischen Flussdichte verschoben hat und deutlich gestiegen ist im Vergleich zu Abbildung 44. Bei der Abbildung 64 hingegen ist die maximale magnetische Flussdichte verschoben und kleiner als in Abbildung 45.





Die Abbildung 65 zeigt, dass bei der rechten Seite der Station die maximale magnetische Flussdichte Anstieg im Vergleich zu Abbildung 46 und der maximale Punkt sich leicht verschoben hat.

Abbildung 65: Simulation B-Feld mit 20 cm Abstand zum Gehäuse, Grundschwingung – rechte Seitenansicht (30% unsymmetrische Belastung, 1250 kVA)

In Tabelle 25 wird der Schirmfaktor $S_{1250 \text{ kVA}} = 2$ herangezogen. Hierbei sieht man, dass der Expositionsquotient bei der Vorderseite überschritten ist ($ER_{\text{Schirm},0} > 1$) und somit oberhalb des erlaubten Referenzwertes in Deutschland und der Schweiz liegt. Das Szenario mit 30% unsymmetrischer Belastung ist ein sehr ungünstiger Fall und wurde rein für Interessenszwecke simuliert. Des Weiteren wurde hier wieder mit Überlast des Transformators simuliert, was auch nicht der Realitätsbeanspruchung entspricht. Bei Simulationen mit maximaler Belastung (1804 A) würden kleinere Werte herauskommen. [15]

Messaufnahme- bereich	Simulation ER der Zone 0 (ohne Oberschwingungen)	Schirmfaktor	Expositionsquotient mit Schirm der Zone 0(ohne Oberschwingungen)		
	ER _{max,0}	S _{1250 kVA}	ER _{Schirm,0}		
	-	-	-		
Vorderseite	2,98	2	1,49		
Linke Seite	0,40	2	0,20		
Rechte Seite	1,21	2	0,61		

Tabelle 25: Berechnung des zu erwartenden maximalen Expositionsquotienten mit Schirmfaktor für
eine 30% unsymmetrische Belastung ohne Oberschwingungen bei der 1250-kVA-Station

5 Bewertungsverfahren laut OVE-Richtlinie R 27

5.1 Vergleich Simulation und Kalkulation laut OVE-Richtlinie R 27-Formeln

In diesem Kapitel wird ein Vergleich zwischen der Simulation der 1250-kVA-Station und der Berechnung laut OVE-Richtlinie R 27-Formeln aus Kapitel 2.3.1.5 erstellt. Es wird versucht, mit den konservativen Formeln aus dem Kapitel 2.3.1.5 die maximale magnetische Flussdichte wie in den Simulationen aus Kapitel 4.2.4 zu berechnen. Bei den Berechnungen werden jedoch sowohl der Oberschwingungsfaktor $k_{\rm H}$ als auch der Auslösewert AW weggelassen, damit es besser mit den 50 Hz Simulationen aus Kapitel 4.2.4 verglichen werden kann. Als Lastfall wird der "Worst-Case"-Fall verwendet, und somit sind die Stromabgänge 1 bis 7 aktiv (Kapitel 4.2.4). Die Abbildung 66 zeigt die 1250-kVA-Transformatorstation aus der Vogelperspektive. Dabei wird die Transformatorstation in 22 Feldquellen aufgeteilt. Die Drehstromkabel, die von der Niederspannungsseite des Transformators bis zur Kupfer-Hauptsammelschiene führen (rot, blau und grün markiert), stellen drei Feldquellen dar. Die orangefarbene Linie stellt die Drehstromleiter-Hauptsammelschiene der Niederspannungsverteilung dar. Diese wirkt von oben wie ein Linienleiter. In Wirklichkeit ist es jedoch ein Dreiphasendrehstromleiter aus Kupfer. Die Hauptsammelschiene wird bei den Berechnungen in 12 Feldquellen aufgeteilt. Da auf dem 13. und 14. Stromabgang kein Strom fließt, wird der Teil der Sammelschiene ab dem 13. Stromabgang nicht näher betrachtet. Die letzten 7 Feldquellen stellen die Stromabgänge der Niederspannungsverteilung dar. Insgesamt gibt es bei dieser Kompaktstation 14 Stromabgänge (blau), die in der Abbildung 66 ersichtlich sind. Die rot markierten Zahlen stellen die aktiven Stromabgänge dar. Die Prüfpunkte P wurden so gewählt, dass immer ein Prüfpunkt dort ist, wo die maximale magnetische Flussdichte vermutet wird, bei jeder Seite des Gehäuses. Des Weiteren wurden ebenfalls drei Prüfpunkte im Abstand von 20 cm vom Gehäuse gesetzt, so wie es die EN 62110 [29] verlangt. Innerhalb der Kompaktstation wurden keine Prüfpunkte gesetzt, da dieser Bereich abgesperrt ist und somit sowohl für die Allgemeinbevölkerung als auch für beruflich Exponierte während des Betriebs der Transformatorstation nicht zugänglich ist. Auch ganz oben bei der Transformatorkompaktstation wurden keine Prüfpunkte gesetzt, da dort keine relevanten großen Ströme fließen und die Entfernung zu den Feldquellen so groß ist, dass dort alles in die Zone 0 fällt.



Abbildung 66: Prüfpunkte der 1250-kVA-Kompaktstation für die OVE-Richtlinie R 27-Berechnungen Die Tabelle 26 zeigt die berechneten maximalen magnetischen Flussdichten bei den jeweiligen Prüfpunkten. In der ersten Spalte sind die jeweiligen Feldquellen angegeben. Bei den Feldquellen, die Verbindungsschiene genannt werden, wird das Zwischenstück zwischen zwei Stromabgängen bezeichnet. Im Falle der Verbindungsschiene 7 wäre es so, dass die Drehstromsammelschiene die Stromabgänge 7 und 8 miteinander verbindet. Wird nun die Summe aller Feldquellen beim Prüfpunkt P2 mit der Abbildung 55 verglichen, kann gesehen werden, dass bei der Berechnung der Wert deutlich größer ist als bei der Simulation und somit sehr überbewertet wird. Der Prüfpunkt P4 hingegen ist mit 160,60 μ T nahe bei den 149,6 μ T die bei Abbildung 57 zu sehen sind, und somit leicht überbewertet. Der Punkt P6 ist mit 107,06 μ T knapp unter dem Wert aus Abbildung 56 und somit ist in diesem Fall die OVE-Richtlinie R 27-Berechnung unterbewertet. Ein genauer Vergleich zwischen der Simulation und der Berechnung laut OVE-Richtlinie R 27-Formeln wird in den letzten beiden Zeilen der Tabelle 26 gezeigt. Die verwendeten Daten (a_1 , a_2 und d) zur Erstellung der Tabelle 26, können in der Tabelle 27 und Tabelle 28 im Anhang (Kapitel 9.4) gesehen werden.

	Strom	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Feldquelle	I	В	В	В	В	В	В
	А	μΤ	μΤ	μΤ	μΤ	μΤ	μΤ
Anschlussleitung Transformator 1	1879,0	411,52	112,46	155,84	57,85	5,61	3,89
Anschlussleitung Transformator 2	1879,0	14,14	6,79	22,28	10,67	1,94	1,93
Anschlussleitung Transformator 3	1879,0	15,43	8,59	11,21	6,44	3,22	3,19
Verbindungsschiene 1	268,4	0,98	0,81	0,31	0,22	23,05	7,18
Verbindungsschiene 2	536,8	2,49	2,02	0,73	0,52	24,33	9,18
Verbindungsschiene 3	805,2	4,87	3,80	1,31	0,92	21,55	9,32
Verbindungsschiene 4	1073,6	8,64	6,42	2,13	1,45	18,36	8,81
Verbindungsschiene 5	1342	14,71	10,30	3,28	2,18	15,54	8,08
Verbindungsschiene 6	1610,4	24,67	15,98	4,93	3,19	13,21	7,33
Verbindungsschiene 7	1878,8	41,37	24,25	7,35	4,59	11,31	6,61
Verbindungsschiene 8	1878,8	60,95	31,47	9,58	5,75	8,55	5,22
Verbindungsschiene 9	1878,8	91,30	40,29	12,83	7,35	6,61	4,20
Verbindungsschiene 10	1878,8	135,44	50,01	17,73	9,58	5,22	3,42
Verbindungsschiene 11	1878,8	177,80	58,89	25,47	12,83	4,20	2,83
Verbindungsschiene 12	1878,8	357,43	97,68	72,57	31,70	5,13	3,54
Stromabgang 1	268,4	1,42	1,30	0,66	0,54	13,11	6,03
Stromabgang 2	268,4	1,67	1,51	0,73	0,59	8,56	4,47
Stromabgang 3	268,4	1,98	1,76	0,82	0,66	6,03	3,45
Stromabgang 4	268,4	2,38	2,07	0,93	0,73	4,47	2,74
Stromabgang 5	268,4	2,92	2,46	1,06	0,82	3,45	2,23
Stromabgang 6	268,4	3,66	2,97	1,22	0,93	2,74	1,85
Stromabgang 7	268,4	4,69	3,61	1,42	1,06	2,23	1,56
Summe:		1380,47	485,43	354,40	160,60	208,42	107,06
Simulationswerte der Grundschwingung		552,70	259,30	277,50	149,60	199,50	109,60

Tabelle 26: Berechnungen der maximalen magnetischen Feldstäke laut OVE-Richtlinie R 27 für alle Prüfpunkte aus Abbildung 66

5.2 Zonenkonzept für Transformatorstation mit 1250 kVA

In diesem Unterkapitel wird nun für eine 1250-kVA-Transformatorstation ein Zonenkonzept, basierend auf dem Verfahren der OVE-Richtlinie R 27, erstellt. Hierbei wird für das "Worst-Case"-Szenario aus dem Kapitel 4.2.4 das Zonenkonzept erstellt.

Laut OVE-Richtlinie R 27 muss zuerst das elektrische Feld geprüft werden, mit dem Ablaufdiagramm aus der Abbildung 7 in der OVE-Richtlinie R 27. Bei dieser Prüfung werden keine Auslösewerte überschritten und alles außerhalb des Gehäuses kann in die Zone 0 eingeteilt werden. Der Grund dafür ist, dass die Tabelle 9 in der OVE-Richtlinie R 27 für Spannungen U < 70 kV das Ergebnis liefert, dass alle Auslösewerte eingehalten sind. Für den Nachweis des magnetischen Feldes hingegen liefern die Tabellen aus der OVE-Richtlinie R 27 nicht die relevanten Informationen, um das Zonenkonzept für die Kompaktstation zu berechnen. Aus diesem Grund werden die OVE-Richtlinie R 27-Formeln aus Kapitel 2.3.1.5 verwendet. Die Abbildung 67 zeigt das fertige Zonenkonzept für den "Worst-Case"-Fall. Des Weiteren können die aktivierten Stromabgänge (rot markierte Zahlen 1-7) im Bild gesehen werden. Beim Zonenkonzept wurden insgesamt 12 Prüfpunkte gewählt, um die Zonen besser einteilen zu können. Wie aus der Abbildung hervorkommt, ist bei der Vorderseite der Kompaktstation die höchste Zone, und zwar die Zone B-Rumpf. Dies bedeutet, dass selbst unterwiesene Personen ihren Kopf außerhalb der Zone halten müssen. Nach dieser Zone folgt die Zone B, die sowohl bei der Vorderseite als auch bei der rechten Seite des Transformators gilt. Rund um die Zone B ist die Zone A. Die Zone A sollte von der Zone 0 mit einem Zaun umrandet werden, damit die Allgemeinbevölkerung der Transformatorkompaktstation nicht zu nahekommt. Zusätzlich wurde die die violette Linie hinzugefügt, die die 20 cm Abstand zum Gehäuse symbolisiert EN 62110 [29]. Außerdem ist zu erkennen, dass nur in der Nähe der Niederspannungsverteilung die größten magnetischen Flussdichten und somit die Zone B zur Anwendung kommt. Hält man die in Abbildung 67 beschriebenen Zonen ein, so kann sichergestellt werden, dass die Gesundheit sowohl von der Allgemeinbevölkerung als auch von den beruflichen Exponierten sicher ist.



Abbildung 67: Zonenplan der 1250-kVA-Kompaktstation laut OVE-Richtlinie R 27 ("Worst-Case") Vergleicht man nun das mit der OVE-Richtlinie R 27 erstellte Zonenkonzept aus Abbildung 67 mit der Simulation des "Worst-Case"-Falles mit Oberschwingungen aus Abbildung 68, kann man Unterschiede erkennen. Die lila Linie in Abbildung 68 stellt den 20 cm Abstand zum Gehäuse dar und die Zonen blau, grau und weiß haben die gleiche Bedeutung wie die Zonen aus Abbildung 67. Die rote Zone gibt an, dass die magnetische Flussdichte in dieser Zone \geq 1000 µT ist. Zusätzlich wurde in der Abbildung 68 jeder Prüfpunkt aus Abbildung 67 eingezeichnet. Dabei fällt auf, dass die Zonengrenzen aus der OVE-Richtlinie R 27 bei jeder Seite der Transformatorkompaktstation unterbewertet sind und laut der Simulation die Zonenbereiche größer sein müssten. Auf der Vorderseite weist die OVE-Richtlinie R 27 beim Gehäuse direkt deutlich größere Magnetfelder auf als die Simulation. Jedoch hat die Simulation mit zunehmendem Abstand etwas größere Zonen, vor allem bei der grauen Zone. Daraus lässt sich leiten, dass das Zonenkonzept auf Basis der OVE-Richtlinie R 27 unterbewertet.



Abbildung 68: 3D Simulation B-Feld mit Oberschwingungen und eingezeichneter Prüfpunkte aus Abbildung 67 (Stromabgänge 1-7 aktiv, 1250 kVA) – Vogelperspektive

Der Grund, warum die Simulation "größere" Zonen als das Zonenkonzept hat, ist, dass beim Zonenkonzept ab einem Wert kleiner 20% die Feldquelle nicht dazu gezählt werden muss und somit in Wirklichkeit eine kleinere Zone entsteht, als es entstehen würde, wenn man jeden Beitrag der Feldquelle mitberücksichtigt. Bezieht man jedoch alle einzelnen Beiträge von jeder Feldquelle und summiert diese, bekommt man eine größere Gesamtexposition und einen Zonenplan wie in der Abbildung 69. Dabei ist zu erkennen, dass nun die Zonen viel größer sind als in Abbildung 67.



Abbildung 69: Zonenplan der 1250-kVA-Kompaktstation laut OVE-Richtlinie R 27 ("Worst-Case") ohne Berücksichtigung der 20% Grenze

Die Abbildung 70 zeigt die Simulation des B-Feldes mit Oberschwingungen. Zusätzlich wurden alle Prüfpunkt aus Abbildung 69 eingezeichnet. Dabei fällt auf, dass nun die Prüfpunkte aus der OVE-Richtlinie R 27 bei jeder Seite der Transformatorkompaktstation überbewertet sind und laut dem Zonenplan in Abbildung 69 die Zonenbereiche größer sein müssten. Somit ist der Zonenplan laut OVE-Richtlinie R 27 überbewertet, solange man jede Feldquelle miteinbezieht einschließlich der Feldquellen die Werte kleiner 20% liefern.



Abbildung 70: 3D Simulation B-Feld mit Oberschwingungen und eingezeichneter Prüfpunkte aus Abbildung 69 (Stromabgänge 1-7 aktiv, 1250 kVA) – Vogelperspektive

Die Tabelle 29 und Tabelle 30 im Anhang (Kapitel 9.4) zeigen die Prüfpunkte aus Abbildung 69 mit den jeweiligen Feldquellen und deren Beitrag zu jedem Prüfpunkt. Bei den Tabellen wurden insgesamt 22 Feldquellen, die durch die aktiven Stromabgänge 1 bis 7 bestromt werden, berücksichtigt. Beide Tabellen beziehen sich auf die Zone 0, wobei die grün markierten Prüfpunkte diejenigen sind, die in die Zone 0 fallen. Alle anderen Prüfpunkte überschreiten die Grenzen der Zone 0. Für die Zone A, B und B_Rumpf wurden genau die gleichen Tabellen eingesetzt nur mit dem Unterschied, dass die dazugehörigen Auslösewerte und Oberschwingungsfaktoren der Zone A, B und B_Rumpf eingesetzt wurden. Die verwendeten Daten (a_1 , a_2 und d) zur Erstellung der Tabelle 29 und Tabelle 30, können in der Tabelle 31-Tabelle 35 im Anhang (Kapitel 9.4) gesehen werden.

6 Optimierungsmaßnahmen

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit Optimierungsmaßnahmen, die angewendet werden können, um magnetische Felder verursacht durch die Transformatorkompaktstation zu reduzieren. Dabei kann grob in zwei Unterkapitel eingeteilt werden.

6.1 Optimierung durch Anordnung/Bauweise

Das erste Unterkapitel beschäftigt sich damit, wie eine Kompaktstation optimiert werden kann, indem die Station so dimensioniert wird, dass die B-Felder um diese herum kleiner werden. Die 26. BlmSchVVwV und die OVE-Richtlinie R 23-3-1 beschreiben bereits einige Maßnahmen zur Minimierung des magnetischen Feldes. Unterhalb aufgelistet sind die Maßnahmen, die für die Ortsnetzumspannstation (Umspannung von Mittelspannung auf Niederspannung) angewendet werden können. Da die Transformatorstationen (800 kVA und 1250 kVA) in dieser Masterarbeit ebenfalls eine Ortsnetzumspannstation darstellen, können diese Minimierungsmaßnahmen unterhalb angewendet werden. [22], [43]

- 1. Abstandsoptimierung:
 - a. Hierbei sollen vor allem die Anlagenteile der Niederspannung so verlegt beziehungsweise platziert werden, dass Sie den größtmöglichen Abstand zu den Minimierungsorten haben. Zum Beispiel könnte man, falls die Bauweise der Kompaktstation es zulässt, die Niederspannungsverteilung in die Mitte des Gehäuses platzieren. Somit würde der Abstand zur Gehäusewand deutlich erhöht werden, und damit wäre das B-Feld außerhalb des Gehäuses kleiner. Die Platzierung der Niederspannung in der Mitte ist meist begrenzt möglich, da die Gehäusehersteller andere Bauarten haben beziehungsweise die Niederspannungsverteilung am Rand platzieren, aufgrund der leichteren Zugänglichkeit für Wartungsarbeiten. Auch der Transformator innerhalb der Station sollte so positioniert werden, dass die Niederspannungsseite der Mitte des Gehäuses am nächsten ist, da hauptsächlich durch den großen Strom der Niederspannung große Magnetfelder verursacht werden. [22]
- 2. Phasenoptimierung:
 - a. Da der Transformator ein Dreiphasentransformator ist, sollten hier die Außenleiter möglichst nahe miteinander geführt werden. Der Grund dafür ist, dass bei einem Dreiphasenstrom sich die Felder sehr gut selbst kompensieren, wenn die Außenleiter möglichst nahe beieinander sind. Erhöht sich der Abstand zwischen den Außenleitern, so wird auch das verursachte B-Feld größer. Dies kann auch in den Formeln im Kapitel 2.3.1.5 gesehen werden. [22]

- 3. Einspeisung und Abgänge der Niederspannungsverteilung:
 - a. Um die B-Felder bei der Niederspannungsverteilung klein zu halten, sollten die Anschlussleitungen vom Transformator (Niederspannungsseite) an der Kupfer-Sammelschiene der Niederspannungsverteilung immer möglichst in der Mitte der Sammelschiene platziert werden. Das gleiche gilt auch für den Neutralleiter. Dieser sollte auch möglichst nahe an den Anschlussleitungen des Transformators platziert werden. Vor allem aber sollte man vermeiden, die Anschlussleitung am Ende der Hauptsammelschiene zu platzieren, da dadurch der maximale Summenstrom der Transformatorstation über einen großen Teil der Kupfer-Hauptsammelschiene fließen würde und somit ein sehr großes B-Feld entsteht. [22]
- 4. Leiteranordnung/Stromabgänge:
 - a. Die Dreiphasen-Stromabgänge sollten, wenn möglich, in Dreieck-Form zusammengebunden werden. Damit wird das verursachte B-Feld am besten reduziert. [43]
 - b. Durch Aufteilen jeder Phase in 2 Leiter und Anordnung nach Abbildung 71 können die Felder weiter reduziert werden. Diese Verbesserung macht vor allem Sinn bei Verbindungen von einem Anlagenteil bis zu einem anderen Anlagenteil. Dabei sollte die Anordnung (Abbildung 71) bis zum Anschluss anderer Geräte beibehalten werden, um eine Verbesserung zu ermöglichen. [39]



Abbildung 71: Dreiphasensystem mit sechs Leitern [39]

- 5. Verlegetiefe der Stromabgänge:
 - a. Die Stromabgänge, die von der Niederspannungsverteilung ins Erdreich übergehen, sollten so tief wie möglich verlegt werden. Durch den größeren Abstand zur Oberfläche wird das Magnetfeld auf der Oberfläche kleiner. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die thermische Beanspruchung der Kabel mit zunehmender Verlegetiefe steigt. [43]
- 6. Halbieren der Niederspannungsverteilung:
 - a. Eine weitere Bauweise der Niederspannungsverteilung, wie man Felder minimieren kann, ist, indem man die Niederspannungsverteilung halbiert und mit dem Rücken aneinanderstellt. Somit erhält man zwei aufgeteilte Systeme, wobei bei beiden

Niederspannungsverteilungen die Einspeisung auf den Stromschienen in der Mitte platziert werden sollte. Dazu müsste das Gehäuse meist neu designt werden, da im derzeitigen Konzept der Platz nicht ausreicht. Außerdem würden je nach Bauweise die Wartungsarbeiten dadurch erschwert werden. [39], [43]

- 7. Umzäunung der Transformatorkompaktstation
 - a. Eine sehr einfache Art, um sicherzustellen, dass Referenzwerte eingehalten werden, ist, indem man einen zusätzlichen Zaun in angemessenem Abstand um die Station baut. Damit würde das B-Feld durch den großen Abstand sehr klein sein. Jedoch muss geprüft werden, ob der Standort dies zulässt. [15], [39]

6.2 Optimierung durch Schirmauswahl und Kompensation

Nun werden andere Optimierungsmaßnahmen gelistet, mit denen ebenfalls das Magnetfeld gedämpft werden kann. Dabei handelt es sich sowohl um Maßnahmen durch geeignete Schirmauswahl als auch um Kompensationsmaßnahmen. [41], [43]

- 1. Passive Kompensation mit Leiterschleifen:
 - a. Bei dieser Art der Optimierung werden Leiterschleifen so angeordnet, dass sie über den stromführenden Kabeln/Hauptschienen platziert sind. Dadurch entstehen induzierte Ströme in dem zuvor stromlosen Leiter, wobei der Strom in die entgegengesetzte Richtung fließt. Das entstehende Gegenfeld reduziert das Hauptfeld und führt dazu, dass das Gesamtfeld ebenfalls reduziert wird. [41], [43]
- 2. Aktive Kompensation mit Leiterschleifen:
 - a. Hierbei werden Leiterschleifen über den stromführenden Kabeln/Hauptschienen angeordnet und mit einer externen gesteuerten Stromquelle versorgt, und zwar so, dass der Strom wieder in die entgegengesetzte Richtung fließt. Damit entsteht wieder ein Magnetfeld, das dem Hauptfeld entgegenwirkt und somit wiederum zur Feldschwächung des Gesamtfeldes führt. [41], [43]

6.2.1 Schirmung durch geeignetes Gehäusematerial

Die Einführung und physikalischen Grundlagen zur Schirmung durch geeignete Materialien, wie etwa hochpermeables Material beziehungsweise gut elektrisch leitfähiges Material, wurde bereits im Kapitel 4.1.1 näher erklärt. Nun wird genauer auf gute Schirmkombinationen sowie Schirmeffektivität eingegangen.

In vielen Fällen ist es einfacher, Schirme aus Metall zu installieren, anstatt Positionsänderungen und Bauweisen wie in Kapitel 6.1 umzusetzen. Generell betrachtet gehören Kupfer und Aluminium zu den besten und wirtschaftlichsten Alternativen, um das Magnetfeld zu dämpfen. Schirme mit hoher Permeabilität wie zum Beispiel µ-Schilder der Firma cfw eignen sich noch besser zum Schirmen von Magnetfeldern. Der Nachteil dabei ist jedoch, dass es wirtschaftlich meist zu teuer ist, solche µ-Schilder zu installieren. [39], [40], [41], [43]

Neben dem Material ist es weitaus wichtiger folgende Konstruktionsüberlegungen des Schirmes zu beachten, um eine gute Schirmungseffektivität zu bekommen:

- Bei leitfähigem Material gilt, dass die Schirmeffizienz abnimmt, wenn die Dicke des Materials kleiner ist als die Eindringtiefe δ. Bei der 1250-kVA- und 800-kVA-Transformatorstation würde dies bedeuten, dass aufgrund der dünnen Schirmdicke des Aluminiums von 3 mm die Schirmeffizienz geringer ist, da die Eindringtiefe bei 50 Hz circa 1,2 cm beträgt. [39], [40]
- Je größer der Schirm und seine Ausdehnung sind, desto größer ist die Intensität der induzierten Wirbelströme im Schirm. Somit ist es immer vorteilhaft, einen möglichst flächengroßen Schirm zu installieren. [40]
- Je geringer der Abstand zwischen der Feldquelle und dem Schirm, desto größer die Schirmeffektivität. Angewendet auf eine Transformatorkompaktstation bedeutet dies, dass das Gehäuse möglichst nahe zur Niederspannungsverteilung angebracht wird. Dies könnte jedoch negative Auswirkungen auf die Messungen laut EN 62110 [29] haben, da sich diese immer vom Gehäuse beziehen und von dort in einem Abstand von 20 cm gemessen werden müssen. Daraus resultierend würde es mehr Sinn machen, die Niederspannungsverteilung weiter weg Gehäuse vom zu installieren und dafür einen separaten Schirm vor der Niederspannungsverteilung zu bauen. [40]
- Schweißnähte können zu einer schlechteren Effektivität des Schirmes führen. [40]
- Die Ausrichtung der Feldquelle spielt eine entscheidende Rolle f
 ür die Abschirmungseffizienz von leitf
 ähigem und permeablen Material. Der leitf
 ähige Schirm kompensiert haupts
 ächlich die Normalkomponente der Quelle, da die Normalkomponente am meisten Wirbelstr
 öme im Schirm induziert. Daher ist es ideal, die Niederspannungsverteilung horizontal zum horizontalen leitf
 ähigen Schirm zu positionieren. Im Gegensatz dazu erfordert ein permeabler Schirm eine vertikale Ausrichtung der Feldquelle zum horizontalen Schirm und somit eine Tangentialkomponente, um eine maximale Schirmeffizienz zu erreichen. [40], [41]

Um einen möglichst großen Schirmeffekt zu bekommen, ist es empfehlenswert, mehrschichtige Abschirmungen zu verwenden. Dabei werden jeweils ein Material, das eine gute elektrische Leitfähigkeit aufweist, und ein anderes Material, das hohe Permeabilität aufweist, miteinander laminiert. Dies stellt eine deutlich bessere Schirmeffektivität dar, als nur eine Art von Material zu verwenden. In dieser Masterarbeit wird der Schirmfaktor *S* verwendet, der die Abschirmwirkung eines Materials beschreibt. Dabei ist der Schirmfaktor so definiert, dass ein höherer Wert eine bessere Abschirmung bedeutet. Im englischsprachigen Raum wird häufig der Schirmfaktor f_s benutzt, der umgekehrt proportional ($f_s = \frac{1}{s}$) zum Schirmfaktor *S* ist. Das bedeutet, dass ein niedrigerer f_s -Wert eine bessere Abschirmung anzeigt. In Abbildung 72 wird der Schirmfaktor f_s für verschiedene Materialdicken von Aluminium und dem ferromagnetischen Material MOH27 dargestellt. Zusätzlich wurde der niedrigste und der größte empirisch ermittelte Schirmfaktor (3 mm Alugehäuse) aus der 800-kVA- und 1250-kVA-Transformatorstation in der untenstehenden Abbildung hinzugefügt (roter und oranger Balken). In der Abbildung unterhalb kann gesehen werden, dass die kleinsten Schirmfaktoren f_s entstehen, wenn beide Materialien laminiert werden. [41]



Abbildung 72: Schirmfaktor f_s bei verschiedenen Schirmdicken und bei verschiedenen Arten von Materialkombinationen [41]

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

7.1 Rechtlicher Rahmen

7.1.1 Allgemeinbevölkerung

Eine Gegenüberstellung der zulässigen Referenz- beziehungsweise Auslösewerte für 50 Hz in Österreich, Deutschland und Schweiz hat für die Allgemeinbevölkerung ergeben, dass in Deutschland und der Schweiz die gleichen Auslösewerte für die Allgemeinbevölkerung aus der ICNIRP 1998 entnommen wurden, wobei $B = 100 \,\mu\text{T}$ und $E = 5 \,\text{kV/m}$ betragen. Diese Werte sind rechtlich bindend durch die 26. BImSchV in Deutschland und die NISV in der Schweiz. Im Gegensatz dazu liegt der Referenzwert in Österreich laut OVE-Richtlinie R23-1 bei $B = 200 \,\mu\text{T}$ und $E = 5 \,\text{kV/m}$, die aus der ICNIRP 2010 stammen. Allerdings ist die OVE-Richtlinie R 23-1 lediglich eine Richtlinie und somit keine rechtlich bindende Verordnung. In Deutschland gilt zusätzlich das Minimierungsgebot für bestimmte Leitungen und Anlagen $\ge 1000 \,\text{V}$, das besagt, dass bei Planung, Projektierung und Änderungen ein Nachweis erforderlich ist, dass elektromagnetische Felder minimiert werden. Ebenso gilt in Österreich ein entsprechendes Minimierungsgebot gemäß der OVE-Richtlinie R 23-3-1. Für die Schweiz wurde zusätzlich der Anlagegrenzwert von 1 μ T für das magnetische Feld eingeführt, der bei Orten mit empfindlicher Nutzung (Schulen, Kindergärten und Wohngebiete) eingehalten werden muss, sowohl für neue Anlagen als auch für Änderungen an bestehenden.

7.1.2 Berufliche Exposition

Für den Arbeitnehmer:innenschutz (berufliche Exposition) sind durch die EU-Richtlinie 2013/35/EU einheitliche Auslösewerte und Grenzwerte basierend auf der Richtlinie der ICNIRP aus dem Jahr 2010 vorgegeben, daher wurden diese auch in den jeweiligen Verordnungen in Deutschland (EMFV) und Österreich (VEMF) übernommen. In der Schweiz legte die Suva strengere Werte im Dokument "Grenzwerte am Arbeitsplatz" fest, die aus der ICNIRP 1998 entnommen wurden. Zusätzlich zur VEMF wurde noch die OVE-Richtlinie R 27 eingeführt, welche vereinfachte Verfahren beschreibt, die angewendet werden können, um einen Nachweis zu liefern für die Einhaltung von Auslösewerten

Bei dieser Masterarbeit wurde zur Bewertung von Messungen und Simulationen der Auslösewert der Allgemeinbevölkerung von 100 µT aus Deutschland und der Schweiz herangezogen, da dieser den strengsten Referenzwert von den drei Ländern (Österreich, Deutschland und Schweiz) darstellt und gleichzeitig dem Auslösewert der EMF-Zone 0 gemäß der OVE-Richtlinie R 27 entspricht. Für diese Zone gibt es keine Zugangsbeschränkungen. Somit sollte bei Einhaltung dieses Wertes sich die Transformatorkompaktstation in allen drei Ländern für die Allgemeinbevölkerung und somit auch für beruflich Exponierte innerhalb des Rahmens befinden. Des Weiteren wurde für die Simulationen, zwecks übersichtlicher Darstellung, das Zonenkonzept mit entsprechendem Farbschema aus der OVE-

Richtlinie R 27 verwendet. Der Anlagegrenzwert von 1 µT wurde dabei nicht berücksichtigt, da das vorrangige Ziel darin bestand, dass die Transformatorstationen unterhalb des Referenzwertes in Österreich und Deutschland liegen.

7.2 Modellierung

Ein Ziel der Arbeit war es eine 800-kVA- und eine 1250-kV-Transformatorstation zu modellieren, das Modell mit Messungen zu verifizieren und schließlich hinsichtlich ungünstiger Lastfälle zu bewerten. Bei dem Modell in MATLAB wurden nur die stromführenden Leiter der Station nachgebildet. Die Schirmwirkung des Gehäuses konnte daher nicht berücksichtigt werden. Aufgrund der Gegenüberstellung von simulierten und gemessenen Werten für die gleiche Lastsituation sowie an verschiedenen Positionen konnte jedoch ein Schirmfaktor empirisch ermittelt werden. Dieser liegt je nach Position, Bauweise und Leistung der Transformatorstation (800 kVA und 1250 kVA) zwischen 1,7 und 4,5 und liegt in der Größenordnung der Schirmfaktoren, die auch in der Literatur für Aluminiumgehäuse angegeben sind (2-4,5). [39], [41]

Zusätzlich zu den 50-Hz-Simulationen wurden auch Oberschwingungen mithilfe der in der OVE-Richtlinie R 27 beschriebenen Oberschwingungsfaktoren berücksichtigt. Es zeigt sich, dass diese einen wesentlichen Einfluss auf die Bewertung der Felder im Nahbereich der Transformatorstation haben.

Eine Messung kann immer nur für einen spezifischen Lastfall erfolgen, daher werden in der Simulation auch alle möglichen ungünstigen Lastfälle untersucht, um sicherzustellen, dass die Referenzwerte auch für sämtliche theoretisch möglichen Lastsituationen eingehalten werden können. Für die 800-kVA-Transformatorstation ergab sich, dass bei jedem möglichen Lastfall die Transformatorkompaktstation unter Berücksichtigung des Schirmfaktors immer noch unterhalb der Referenzwerte der Allgemeinbevölkerung liegt. Bei der 1250-kVA-Station zeigt sich im ungünstigsten Grundschwingungslastfall an der Vorderseite eine Überschreitung der Referenzwerte unter Berücksichtigung des konservativen Schirmfaktors. Um genauere Informationen zu erhalten und festzustellen, ob die Werte möglicherweise doch unterhalb der Referenzwerte liegen, sind Messungen des ungünstigsten Lastfalls erforderlich. Werden jedoch die konservativen Oberschwingungsfaktoren der OVE-Richtlinie R 27 miteinbezogen, so werden die Referenzwerte trotz Berücksichtigung des Schirmfaktors überschritten. Dabei ist zu beachten, dass der Schirmfaktor bei höheren Frequenzen eine noch bessere Dämpfung bewirkt, da die Bildung von Wirbelströmen mit steigender Frequenz zunimmt und somit das B-Feld weiter geschwächt wird. Dies bedeutet, dass der Schirmfaktor bei Oberschwingungen tatsächlich höher sein sollte als in Tabelle 22 angegeben.

Ein weiterer spezifischer Fall ist eine unsymmetrische Belastung. Dabei wurde die gesamte Anlage einmal mit 10% Asymmetrie ($L1 = 100\% \cdot I_{max}$, $L2 = 90\% \cdot I_{max}$, $L3 = 90\% \cdot I_{max}$) betrieben und einmal mit 30% Asymmetrie ($L1 = 100\% \cdot I_{max}$, $L2 = 70\% \cdot I_{max}$, $L3 = 70\% \cdot I_{max}$). Der zweitere Fall ist jedoch

in der Praxis ein eher theoretischer Fall der rein für Forschungszwecke simuliert wurde. Beim unsymmetrischen Lastfall von 10% ändert sich hinsichtlich der Bewertung der Anlage die Situation kaum. Bei einer Asymmetrie von 30% können jedoch trotz Berücksichtigung des Schirmfaktors die Referenzwerte für die Allgemeinbevölkerung außerhalb der Kompaktstation nicht mehr eingehalten werden. Die Simulationen mit unsymmetrischen Belastungen zeigen, dass je größer die Asymmetrie ist, desto größer das verursachte Magnetfeld und die maximale magnetische Flussdichte im Nahbereich der Transformatorstation.

7.3 Schleifenmodel nach OVE-Richtlinie R 27

Neben einem 3D-Linienmodell wurde auch die Exposition mit dem Schleifenmodell nach OVE-Richtlinie R 27 überprüft. Dabei konnte festgestellt werden, dass der Großteil der Bewertung konservativ, also überbewertend im Vergleich zur genaueren Simulation ist, solange alle Auslösequotienten inkludiert werden. Werden jedoch Auslösequotienten kleiner als 20% vernachlässigt, was laut OVE-Richtlinie R 27 erlaubt ist, so kann es vorkommen, dass vereinzelt die ermittelten Auslösequotienten kleiner sind als in der Simulation und sich dadurch die Zonengrenzen verschieben. Im Bedarfsfall ist daher eine 3D-Simulation der Berechnung mit Schleifen vorzuziehen, wobei eine 3D-Modellierung wesentlich aufwendiger als die Bewertung mit Schleifen ist. Des Weiteren ist hier anzumerken, dass auch das Schleifenmodell nach OVE-Richtlinie R 27 keinen Schirmfaktor berücksichtigt und somit die berechneten Zonen mit Schirmfaktor deutlich kleiner wären.

7.4 Optimierungsmaßnahmen

Abschließend wurden noch Optimierungsmaßnahmen gelistet, die sich in Optimierung durch Bauweise und in Optimierung durch geeignete Schirmauswahl unterteilen lassen. Bei der Optimierung durch Bauweise wurden verschiedene Konstruktionsansätze beschrieben. Die weitaus effektivere Art der Schirmung stellt jedoch die Optimierung durch geeignete Schirmauswahl dar, wobei ein laminierter Schirm aus Aluminium und ferromagnetischem Material die beste Abschirmwirkung darstellt.

7.5 Ausblick

Des Weiteren ist anzumerken, dass es sich bei den beiden Transformatorkompaktstationen (800 kVA und 1250 kVA) um Verteilnetzstationen handelt, die die Spannung von der Mittelspannungsebene auf die Niederspannungsebene bringen und an die Verbraucher verteilen. Mit dem verstärkten Einsatz von PV-Anlagen werden zukünftig Transformatorkompaktstationen benötigt, die sowohl Strom verteilen als auch Einspeisungen durch PV-Anlagen ermöglichen. Besonders in diesen Fällen ist es wichtig, die durch PV-Wechselrichter verursachten Oberschwingungen zu berücksichtigen und Messungen im Betrieb durchzuführen, um deren Auswirkungen auf die Gesamtexposition zu beobachten. Größere Ströme als der Nennstrom des Transformators können sich nicht bilden, da der Hersteller dafür verantwortlich ist, die Ströme entsprechend zu limitieren. Der Hersteller muss die maximale

Einspeiseleistung der PV-Anlagen durch entsprechende Planung unter Berücksichtigung der Bemessungswerte der Niederspannungsseite sicherstellen, wodurch dieselben 50-Hz-B-Felder wie bei einer normalen Verteilnetzstation entstehen.

Zusätzlich wäre es von Interesse bei der 800-kVA- und 1250-kVA-Transformatorstation "Worst-Case"-Lastfälle und reale Lastfälle im Betrieb zu untersuchen und zu messen. Dies würde es ermöglichen, die Simulationen mit den empirischen Schirmfaktoren und den Oberschwingungsfaktoren zu vergleichen und deren Übereinstimmung zu überprüfen.

8 Literaturverzeichnis

- [1] SSK, "Elektromagnetische Felder neuer Technologien. Statusbericht der Strahlenschutzkommission". Zugegriffen: 29. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.emf-portal.org/de/article/25300
- [2] W. Horenkamp, W. Hube, Jäger Johan, und M. Kleimaier, "VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020".
- [3] R. Bodemann *u. a.*, "Leitfaden ,Elektromagnetische Felder", 2019. [Online]. Verfügbar unter: http://www.fs-ev.org/arbeitskreise/nichtionisierende-strahlung/
- [4] AUVA, "Merkblatt M 470: Elektromagnetische Felder", 2017. [Online]. Verfügbar unter: www.auva.at
- [5] M. Kaltenbacher, "Elektrodynamik".
- [6] R. Werner, "Ergänzende Unterlagen zur Vorlesung Grundlagen der Elektrotechnik (ET) Teil 1 437.207 VO 1,5 SSt", 2011.
- [7] R. Werner, "Grundlagen der Elektrotechnik Teil 2", 2015.
- [8] K. Friedl, "Unterlagen zu der Vorlesung Elektromagnetische Beeinflussung und Verträglichkeit".
 2023.
- [9] EMF-Portal, "Magnetische Feld". Zugegriffen: 25. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.emf-portal.org/de/cms/page/home/technology/general/magnetic-fields
- [10] M. Kaltenbacher, "Theory of Electrical Engineering".
- [11] electronicsplanet.ch, "EMV Maßnahmen". Zugegriffen: 26. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.electronicsplanet.ch/emv/emv-massnahmen.php
- [12] J. Eberhard, "Beeinflussen elektromagnetische Felder unsere Gesundheit?" Zugegriffen: 29. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2023/beeinflussen-elektromagnetischefelder-unsere-gesundheit.html
- [13] I. C. on N. R. Protection (ICNIRP), "ICNIRP Guidelines for Limiting Exposure to Time-varying Electric, Magnetic and Electromagnetic Fields (up to 300 GHz)", *Health Phys*, Bd. Bd. 74 Nr. 4, S. 494–522, 1998.
- [14] "Verordnung über den Schutz der Arbeitnehmer/-innen vor der Einwirkung durch elektromagnetische Felder (Verordnung elektromagnetische Felder VEMF)", BGBI. II NR. 179/2016 idgF. Zugegriffen: 3. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/II/2016/179

- [15] OVE, "OVE-Richtlinie R 27:2019-07-01 Verfahren zum Nachweis der Einhaltung der Auslösewerte gemäß Verordnung Elektromagnetische Felder im Bereich elektrischer Energieversorgungsanlagen für Frequenzen von 0 bis 100 kHz". [Online]. Verfügbar unter: http://www.ove.at
- [16] OVE, "OVE-Richtlinie R 23-1:2017-04-01 Elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder im Frequenzbereich von 0 Hz bis 300 GHz -- Teil 1: Begrenzung der Exposition von Personen der Allgemeinbevölkerung".
- [17] H. Heinrich und F. Börner, "Forschungsbericht 451: Elektromagnetische Felder am Arbeitsplatz, Sicherheit von beschäftigten mit aktiven und passiven Körperhilfsmitteln bei Exposition gegenüber elektromagnetischen Feldern", 2015, [Online]. Verfügbar unter: http://www.bmas.bund.de
- [18] K. Friedl, "Alles sicher? Arbeitnehmerschutz in Energieversorgungsanlagen hinsichtlich elektromagnetischer Felder", in *In EnInnov2020, 16. Energiesyposium: Kurzfassungsband Verlag der Technischen Universität Graz*, 2020, S. 220–221.
- [19] "26. BImSchV: Sechsundzwanzigste Verordnung zur Durchführung des BundesImmissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV) vom 16.12. 1996 (BGBI. I S. 1966). 1996.
- [20] BMAS, Verordnung zum Schutz der Beschäftigten vor Gefährdungen durch elektromagnetische Felder (Arbeitsschutzverordnung zu elektromagnetischen Feldern – EMFV). 2016.
- [21] LAI, "Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder (26. BImSchV)", Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz", 2014.
- [22] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder 26. BlmSchV (26. BlmSchVVwV). 2016.
- [23] baua, Technische Regeln zur Arbeitsschutzverordnung zu elektromagnetischen Feldern (TREMF). 2023.
- [24] Schweizerischer Bundesrat, Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) vom 23. Dezember 1999.
- [25] Suva, "Grenzwerte am Arbeitsplatz", 2023. [Online]. Verfügbar unter: www.suva.ch/grenzwerte.
- [26] WBF, "Verordnung des WBF über gefährliche und beschwerliche Arbeiten bei Schwangerschaft und Mutterschaft (Mutterschutzverordnung)". Zugegriffen: 28. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2001/127/de
- [27] DIN EN 50413 VDE 0848-1:2009-08 Grundnorm zu Mess- und Berechnungsverfahren der Exposition von Personen in elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Feldern (0 Hz bis 300 GHz); Deutsche Fassung EN 50413:2008. 2008.

- [28] ÖVE, "ÖVE/ÖNORM EN 50413 Grundnorm zu Mess- und Berechnungsverfahren der Exposition von Personen in elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Feldern (0 Hz bis 300 GHz) (deutsche Fassung)", 2020.
- [29] ÖVE, ÖVE/ÖNORM EN 62110: Elektrische und magnetische Felder, die von Wechselstrom-Energieversorgungssystemen erzeugt werden - Messverfahren im Hinblick auf die Exposition der Allgemeinbevölkerung (IEC 62110:2009) (deutsche Fassung). 2010.
- [30] ÖVE, "ÖVE/ÖNORM EN 61786-1: Messung von magnetischen Gleichfeldern und von elektrischen und magnetischen Wechselfeldern von 1 Hz bis 100 kHz im Hinblick auf die Exposition von Personen - Teil 1: Anforderungen an Messgeräte (IEC 61786-1:2013) (deutsche Fassung)", 2014.
- [31] ÖVE, "ÖVE/ÖNORM EN 62271-208 Methods to quantify the steady state, low frequency EMF generated by HV switchgear assemblies and HV/LV prefabricated substations (IEC 17C/429/CDV)", 2008.
- [32] I. C. on N. R. Protection (ICNIRP), "ICNIRP Guidelines for Limiting Exposure to Time-varying Electric and Magnetic Fields (1 Hz 100 kHz))", *Health Phys*, Bd. Bd. 99 Nr. 6, S. 818–836, 2010.
- [33] M. Schenk, "Einfluss des Strömungswiderstandsbeiwertes von Lüfterelementen auf die Kühlung von Transformatoren in Kompaktstationen", 2003. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/312328310
- [34] ELSTA Mosdorfer GmbH, "Kompakt-Trafostationen & Niederspannungsverteilung". Zugegriffen:
 28. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://elsta.com/produkte/kompakt-trafostationen-niederspannungsverteilung
- [35] BfS, "Transformatorstationen". Zugegriffen: 28. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bfs.de/DE/themen/emf/nff/anwendung/transformatorstation/transformatorstation_n ode.html
- [36] REDMONDIS GmbH & Co. KG, "Fakten rund um die Abfallart Transformatoren". Zugegriffen:
 28. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.remondisentsorgung.de/abfallarten/transformatoren/
- [37] Betonbau BBO GmbH, "Kompakte Beton-Stationen", Zugegriffen: 28. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.betonbau.com/de/technikgebaeude/stationen/kompaktstationen/
- [38] Friedl Katrin, "3d-Berechnung magnetischer Felder in Hochspannungsanlagen", Wien, 2005.
- [39] Rene Zempel, "Energieanlagenoptimierung im Hinblick auf die Schweizer NIS Verordnung", Berlin, 2002.
- [40] P. Alotto, M. Guarnieri, F. Moro, und R. Turri, "MITIGATION OF RESIDENTIAL MAGNETIC FIELDS GENERATED BY MV/LV SUBSTATIONS", 2007.

- [41] M. Istenit, P. Kokelj, P. Hnko, und B. Cestnik, "SOME ASPECTS OF MAGNETIC SHIELDING OF A TRANSFORMER SUBSTATION USING ALTERNATIVE SHIELDING TECHNIQUES", 2001.
- [42] R. Schürhuber, "Unterlagen zu der Vorlesung Grundlagen der elektrischen Energiesysteme".
- [43] OVE, "OVE Richtlinie R 23-3-1 Elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder im Frequenzbereich von 0 Hz bis 300 GHz Teil 3-1: Magnetische Felder – Maßnahmen an der Feldquelle zur Expositionsreduktion für die Allgemeinbevölkerung bei Errichtung oder wesentlicher Änderung ortsfester Anlagen und Leitungen der Stromversorgung". [Online]. Verfügbar unter: http://www.ove.at

9 Appendix

9.1 Simulationen 800-kVA-Transformatorkompaktstation (1155 A)



Normale Simulation (1155 A – ELIN Motoren Setup):







Maximalwert verschiedener Lastfälle:









Abbildung 87: 3D-Simulation B-Feld von "Worst-Case"-Fall mit Oberschwingungen – Vogelperspektive

10% unsymmetrische Belastung Simulation:







Abbildung 92: 3D Simulation B-Feld mit Oberschwingungen – Vogelperspektive (10% unsymmetrische Belastung, 800 kVA)



30% unsymmetrische Belastung Simulation:





Abbildung 97: 3D-Simulation B-Feld, Grundschwingung – Vogelperspektive (30% unsymmetrische Belastung, 800 kVA)



Abbildung 98: 3D-Simulation B-Feld mit Oberschwingungen – Vogelperspektive (30% unsymmetrische Belastung, 800 kVA)

9.2 Simulationen 1250-kVA-Transformatorkompaktstation (1879 A)

Normale Simulation (1879 A – AIT Setup):





Abbildung 101: Simulation B-Feld direkt beim Gehäuse, Grundschwingung – rechte Seitenansicht (1250 kVA)




Abbildung 104: Simulation ER für verschiedene Zonen nach OVE-Richtlinie R 27 direkt beim Gehäuse – rechte Seitenansicht (1250 kVA)

"Worst-Case"-Simulation (Stromabgang 1-7 aktiv):





Abbildung 107: Simulation ER für verschiedene Zonen nach OVE-Richtlinie R 27 mit 20 cm Abstand zum Gehäuse – rechte Seitenansicht (1250 kVA)



Abbildung 110: Simulation B-Feld von "Worst-Case"-Fall direkt beim Gehäuse, Grundschwingung – rechte Seitenansicht (1250 kVA)

z in m

0 0? 0 40 0°

~





Abbildung 113: Simulation ER für verschiedene Zonen nach OVE-Richtlinie R 27 von "Worst-Case"-Fall direkt beim Gehäuse – rechte Seitenansicht (1250 kVA)



Abbildung 114: 3D-Simulation B-Feld von "Worst-Case"-Fall mit Oberschwingungen – Vogelperspektive (1250 kVA)

x = 1.9648 m Zone 0 -0.4 Zone A Zone B z = 0.9127 m -0.2 ¥ ER_{max,0}: 0.88 -0.5 Zone 0 0 Zone A Zone B 0.2 0 🗙 ER_{max,0}: 3.16 × 0.4 Ε in m 0.5 .<u>_</u> 0.6 > > 0.8 1 1 1.2 1.5 2.5 2 1.5 0.5 0 -0.5 -1 -1.5 1.4 1 x in m 1.6 0.4 0,0 0.8 > 0,00 0,0 0, 0,2 0 0.2 ~ 2 , Þ z in m Abbildung 116: Simulation ER für Abbildung 115: Simulation ER für verschiedene verschiedene Zonen nach OVE-Richtlinie R 27 Zonen nach OVE-Richtlinie R 27 mit 20 cm mit 20 cm Abstand zum Gehäuse – linke Abstand zum Gehäuse – Vorderseite (10% Seitenansicht (10% unsymmetrische unsymmetrische Belastung, 1250 kVA) Belastung, 1250 kVA)





Abbildung 117: Simulation ER für verschiedene Zonen nach OVE-Richtlinie R 27 mit 20 cm Abstand zum Gehäuse – rechte Seitenansicht (10% unsymmetrische Belastung, 1250 kVA)



Abbildung 118: 3D-Simulation B-Feld mit Oberschwingungen – Vogelperspektive (10% unsymmetrische Belastung, 1250 kVA)

x = 1.9648 m Zone 0 Zone A -0.4 Zone B z = 0.9127 m -0.2 ¥ ER_{max,0}: 0.71 -0.5 Zone 0 0 Zone A Zone B 0.2 0 🗙 ER_{max,0}: 5.371 0.4 Ε in m 0.5 0.6 > > 0.8 1 1 1.2 1.5 2.5 2 1.5 0.5 0 -0.5 -1 -1.5 1.4 x in m 1.6 0,0 > 20 40 00 00 00 0 0.2 0.4 0.90 \sim 2.2 ~~ z in m Abbildung 120: Simulation ER für Abbildung 119: Simulation ER für verschiedene verschiedene Zonen nach OVE-Richtlinie R 27 Zonen nach OVE-Richtlinie R 27 mit 20 cm mit 20 cm Abstand zum Gehäuse – linke Abstand zum Gehäuse – Vorderseite (30% Seitenansicht (30% unsymmetrische unsymmetrische Belastung, 1250 kVA) Belastung, 1250 kVA)





Abbildung 121: Simulation ER für verschiedene Zonen nach OVE-Richtlinie R 27 mit 20 cm Abstand zum Gehäuse – rechte Seitenansicht (30% unsymmetrische Belastung, 1250 kVA)



Abbildung 122: 3D-Simulation B-Feld, Grundschwingung – Vogelperspektive (30% unsymmetrische Belastung, 1250 kVA)



Abbildung 123: 3D-Simulation B-Feld mit Oberschwingungen – Vogelperspektive (30% unsymmetrische Belastung, 1250 kVA)

9.3 Simulationen 1250-kVA-Transformatorkompaktstation (1804 A Belastung)

"Worst-Case"-Simulation mit maximaler Transformatorbelastung (1804 A Belastung, Stromabgang 1-7 aktiv):





Abbildung 126: Simulation B-Feld mit 20 cm Abstand vom Gehäuse mit Oberschwingungen – rechte Seitenansicht (1250 kVA, 1804 A Belastung)





Abbildung 129: Simulation ER für verschiedene Zonen nach OVE-Richtlinie R 27 mit 20 cm Abstand zum Gehäuse – rechte Seitenansicht (1250 kVA, 1804 A Belastung)



Abbildung 130: 3D-Simulation B-Feld, Grundschwingung – Vogelperspektive (1250 kVA, 1804 A Belastung)



Abbildung 131: 3D-Simulation B-Feld mit Oberschwingungen – Vogelperspektive (1250 kVA, 1804 A Belastung)

9.4 OVE-Richtlinie R 27 Tabellen Erläuterung

		P1			P2		P3		
Feldquelle	a 1	a 2	d	a 1	a ₂	d	a ₁	a 2	d
	m	m	m	m	m	m	m	m	m
Anschlussleitung Transformator 1	0,0905	0,353	0,3697	0,0905	0,353	0,5697	0,0905	0,353	0,5110
Anschlussleitung Transformator 2	0,02	0,41	0,7227	0,02	0,41	0,9227	0,02	0,41	0,6211
Anschlussleitung Transformator 3	0,02	0,68	0,8309	0,02	0,68	1,0100	0,02	0,68	0,9243
Verbindungsschiene 1	0,185	0,1	1,2080	0,185	0,1	1,2834	0,185	0,1	1,7790
Verbindungsschiene 2	0,185	0,1	1,1132	0,185	0,1	1,1946	0,185	0,1	1,6790
Verbindungsschiene 3	0,185	0,1	1,0194	0,185	0,1	1,1077	0,185	0,1	1,5790
Verbindungsschiene 4	0,185	0,1	0,9269	0,185	0,1	1,0233	0,185	0,1	1,4790
Verbindungsschiene 5	0,185	0,1	0,8362	0,185	0,1	0,9418	0,185	0,1	1,3790
Verbindungsschiene 6	0,185	0,1	0,7479	0,185	0,1	0,8643	0,185	0,1	1,2790
Verbindungsschiene 7	0,185	0,1	0,6627	0,185	0,1	0,7919	0,185	0,1	1,1790
Verbindungsschiene 8	0,185	0,1	0,5824	0,185	0,1	0,7259	0,185	0,1	1,0790
Verbindungsschiene 9	0,185	0,1	0,5090	0,185	0,1	0,6686	0,185	0,1	0,9790
Verbindungsschiene 10	0,185	0,1	0,4463	0,185	0,1	0,6221	0,185	0,1	0,8790
Verbindungsschiene 11	0,185	0,1	0,4076	0,185	0,1	0,5891	0,185	0,1	0,7790
Verbindungsschiene 12	0,185	0,15	0,3697	0,185	0,15	0,5697	0,185	0,15	0,6290
Stromabgang 1	0,025	-	1,2789	0,025	-	1,3356	0,025	-	1,8790
Stromabgang 2	0,025	-	1,1814	0,025	-	1,2425	0,025	-	1,7790
Stromabgang 3	0,025	-	1,0843	0,025	-	1,1506	0,025	-	1,6790
Stromabgang 4	0,025	-	0,9878	0,025	-	1,0601	0,025	-	1,5790
Stromabgang 5	0,025	-	0,8920	0,025	-	0,9715	0,025	-	1,4790
Stromabgang 6	0,025	-	0,7973	0,025	-	0,8854	0,025	-	1,3790
Stromabgang 7	0,025	-	0,7040	0,025	-	0,8024	0,025	-	1,2790

Tabelle 27: zusätzlichen Daten zur Berechnung der Werte in Tabelle 26

		P4			P5			P6	
Feldquelle	a 1	a 2	d	a 1	a ₂	d	a 1	a 2	d
	m	m	m	m	m	m	m	m	m
Anschlussleitung Transformator 1	0,0905	0,353	0,7110	0,0905	0,353	1,5480	0,0905	0,353	1,7480
Anschlussleitung Transformator 2	0,02	0,41	0,7938	0,02	0,41	1,4010	0,02	0,41	1,4048
Anschlussleitung Transformator 3	0,02	0,68	1,1120	0,02	0,68	1,4010	0,02	0,68	1,4048
Verbindungsschiene 1	0,185	0,1	1,9790	0,185	0,1	0,4210	0,185	0,1	0,6210
Verbindungsschiene 2	0,185	0,1	1,8790	0,185	0,1	0,5210	0,185	0,1	0,7210
Verbindungsschiene 3	0,185	0,1	1,7790	0,185	0,1	0,6210	0,185	0,1	0,8210
Verbindungsschiene 4	0,185	0,1	1,6790	0,185	0,1	0,7210	0,185	0,1	0,9210
Verbindungsschiene 5	0,185	0,1	1,5790	0,185	0,1	0,8210	0,185	0,1	1,0210
Verbindungsschiene 6	0,185	0,1	1,4790	0,185	0,1	0,9210	0,185	0,1	1,1210
Verbindungsschiene 7	0,185	0,1	1,3790	0,185	0,1	1,0210	0,185	0,1	1,2210
Verbindungsschiene 8	0,185	0,1	1,2790	0,185	0,1	1,1210	0,185	0,1	1,3210
Verbindungsschiene 9	0,185	0,1	1,1790	0,185	0,1	1,2210	0,185	0,1	1,4210
Verbindungsschiene 10	0,185	0,1	1,0790	0,185	0,1	1,3210	0,185	0,1	1,5210
Verbindungsschiene 11	0,185	0,1	0,9790	0,185	0,1	1,4210	0,185	0,1	1,6210
Verbindungsschiene 12	0,185	0,15	0,8290	0,185	0,15	1,5210	0,185	0,15	1,7210
Stromabgang 1	0,025	-	2,0790	0,025	-	0,4210	0,025	-	0,6210
Stromabgang 2	0,025	-	1,9790	0,025	-	0,5210	0,025	-	0,7210
Stromabgang 3	0,025	-	1,8790	0,025	-	0,6210	0,025	-	0,8210
Stromabgang 4	0,025	-	1,7790	0,025	-	0,7210	0,025	-	0,9210
Stromabgang 5	0,025	-	1,6790	0,025	-	0,8210	0,025	-	1,0210
Stromabgang 6	0,025	-	1,5790	0,025	-	0,9210	0,025	-	1,1210
Stromabgang 7	0,025	-	1,4790	0,025	-	1,0210	0,025	-	1,2210

Tabelle 28: zusätzlichen Daten zur Berechnung der Werte in Tabelle 26

Feldquelle	Strom	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
		%	%	%	%	%	%	%
Anschlussleitung Transformator 1	1879,0	802,2%	282,2%	42,3%	13,4%	280,5%	84,9%	23,9%
Anschlussleitung Transformator 2	1879,0	25,5%	14,5%	4,2%	1,7%	40,1%	16,3%	5,4%
Anschlussleitung Transformator 3	1879,0	28,3%	18,0%	6,0%	2,7%	20,2%	10,2%	4,3%
Verbindungsschiene 1	268,4	1,8%	1,6%	0,9%	0,5%	0,5%	0,4%	0,2%
Verbindungsschiene 2	536,8	4,5%	3,9%	2,2%	1,1%	1,3%	0,9%	0,5%
Verbindungsschiene 3	805,2	8,9%	7,4%	3,8%	1,9%	2,4%	1,5%	0,8%
Verbindungsschiene 4	1073,6	15,7%	12,7%	5,9%	2,8%	3,8%	2,4%	1,3%
Verbindungsschiene 5	1342	26,9%	20,7%	8,6%	3,8%	5,9%	3,6%	1,9%
Verbindungsschiene 6	1610,4	45,3%	32,9%	11,9%	5,0%	8,9%	5,2%	2,6%
Verbindungsschiene 7	1878,8	76,3%	51,4%	16,0%	6,3%	13,2%	7,4%	3,5%
Verbindungsschiene 8	1878,8	113,2%	68,9%	18,2%	6,7%	17,3%	9,2%	4,2%
Verbindungsschiene 9	1878,8	171,2%	91,6%	20,3%	7,1%	23,1%	11,7%	5,0%
Verbindungsschiene 10	1878,8	257,4%	118,3%	22,2%	7,4%	31,9%	15,1%	6,1%
Verbindungsschiene 11	1878,8	365,4%	144,3%	23,6%	7,6%	45,8%	19,9%	7,4%
Verbindungsschiene 12	1878,8	696,8%	245,1%	36,7%	11,6%	130,6%	47,9%	15,5%
Stromabgang 1	268,4	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,2%	0,9%	0,7%
Stromabgang 2	268,4	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,3%	1,0%	0,7%
Stromabgang 3	268,4	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	1,5%	1,1%	0,8%
Stromabgang 4	268,4	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	1,7%	1,3%	0,8%
Stromabgang 5	268,4	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	1,9%	1,4%	0,9%
Stromabgang 6	268,4	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,2%	1,6%	1,0%
Stromabgang 7	268,4	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	2,6%	1,8%	1,1%
Summe:		2656,2%	1130,2%	239,7%	96,3%	637,9%	245,6%	88,7%

Tabelle 29: Erstellung des Zonenplans laut OVE-Richtlinie R 27 für alle Prüfpunkte aus Abbildung 69 für die Zone 0

Feldquelle	Strom	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14
		%	%	%	%	%	%	%
Anschlussleitung Transformator 1	1879,0	10,1%	7,6%	4,1%	10,1%	10,1%	66,2%	21,5%
Anschlussleitung Transformator 2	1879,0	21,4%	3,9%	6,9%	5,5%	5,5%	17,0%	5,5%
Anschlussleitung Transformator 3	1879,0	21,4%	6,4%	6,9%	9,1%	9,1%	12,9%	24,1%
Verbindungsschiene 1	268,4	41,5%	16,6%	3,4%	13,2%	1,9%	0,5%	0,2%
Verbindungsschiene 2	536,8	43,8%	20,5%	5,0%	19,0%	3,4%	1,1%	0,5%
Verbindungsschiene 3	805,2	38,8%	20,3%	5,8%	20,6%	4,6%	1,9%	0,9%
Verbindungsschiene 4	1073,6	33,0%	18,7%	6,0%	20,2%	5,4%	2,9%	1,3%
Verbindungsschiene 5	1342	28,0%	16,9%	6,0%	18,9%	6,0%	4,4%	1,7%
Verbindungsschiene 6	1610,4	23,8%	15,1%	5,8%	17,2%	6,3%	6,3%	2,3%
Verbindungsschiene 7	1878,8	20,4%	13,5%	5,6%	15,6%	6,4%	8,9%	3,0%
Verbindungsschiene 8	1878,8	15,4%	10,6%	4,6%	12,3%	5,6%	10,8%	3,2%
Verbindungsschiene 9	1878,8	11,9%	8,4%	3,9%	9,8%	4,9%	13,4%	3,6%
Verbindungsschiene 10	1878,8	9,4%	6,8%	3,3%	8,0%	4,3%	16,6%	3,9%
Verbindungsschiene 11	1878,8	7,6%	5,6%	2,8%	6,5%	3,7%	20,8%	4,2%
Verbindungsschiene 12	1878,8	9,2%	7,0%	3,7%	8,1%	4,9%	43,9%	7,0%
Stromabgang 1	268,4	23,6%	12,8%	4,4%	11,0%	3,0%	1,1%	0,7%
Stromabgang 2	268,4	15,4%	9,3%	3,6%	8,8%	2,8%	1,2%	0,8%
Stromabgang 3	268,4	10,8%	7,0%	3,1%	7,1%	2,6%	1,3%	0,8%
Stromabgang 4	268,4	8,0%	5,5%	2,6%	5,8%	2,4%	1,4%	0,9%
Stromabgang 5	268,4	6,2%	4,4%	2,2%	4,8%	2,2%	1,6%	0,9%
Stromabgang 6	268,4	4,9%	3,6%	1,9%	4,0%	2,0%	1,8%	1,0%
Stromabgang 7	268,4	4,0%	3,1%	1,7%	3,4%	1,9%	2,0%	1,0%
Summe:		408,7%	223,7%	93,5%	239,0%	99,2%	237,8%	88,9%

Tabelle 30: Fortsetzung von Tabelle 29

		P1			P2			P3	
Feldquelle	a 1	a 2	d	a 1	a ₂	d	a 1	a 2	d
	m	m	m	m	m	m	m	m	m
Anschlussleitung Transformator 1	0,0905	0,353	0,3600	0,0905	0,353	0,5100	0,0905	0,353	0,9600
Anschlussleitung Transformator 2	0,02	0,41	0,7227	0,02	0,41	0,8727	0,02	0,41	1,3227
Anschlussleitung Transformator 3	0,02	0,68	0,8260	0,02	0,68	0,9600	0,02	0,68	1,3819
Verbindungsschiene 1	0,185	0,1	1,2050	0,185	0,1	1,2580	0,185	0,1	1,4980
Verbindungsschiene 2	0,185	0,1	1,1100	0,185	0,1	1,1673	0,185	0,1	1,4227
Verbindungsschiene 3	0,185	0,1	1,0159	0,185	0,1	1,0782	0,185	0,1	1,3506
Verbindungsschiene 4	0,185	0,1	0,9231	0,185	0,1	0,9913	0,185	0,1	1,2822
Verbindungsschiene 5	0,185	0,1	0,8319	0,185	0,1	0,9070	0,185	0,1	1,2182
Verbindungsschiene 6	0,185	0,1	0,7430	0,185	0,1	0,8262	0,185	0,1	1,1594
Verbindungsschiene 7	0,185	0,1	0,6573	0,185	0,1	0,7501	0,185	0,1	1,1064
Verbindungsschiene 8	0,185	0,1	0,5763	0,185	0,1	0,6801	0,185	0,1	1,0602
Verbindungsschiene 9	0,185	0,1	0,5021	0,185	0,1	0,6185	0,185	0,1	1,0218
Verbindungsschiene 10	0,185	0,1	0,4383	0,185	0,1	0,5680	0,185	0,1	0,9920
Verbindungsschiene 11	0,185	0,1	0,3900	0,185	0,1	0,5316	0,185	0,1	0,9716
Verbindungsschiene 12	0,185	0,15	0,3600	0,185	0,15	0,5100	0,185	0,15	0,9600
Stromabgang 1	0,025	-	1,5402	0,025	-	1,5402	0,025	-	1,5402
Stromabgang 2	0,025	-	1,4662	0,025	-	1,4662	0,025	-	1,4662
Stromabgang 3	0,025	-	1,3937	0,025	-	1,3937	0,025	-	1,3937
Stromabgang 4	0,025	-	1,3275	0,025	-	1,3275	0,025	-	1,3275
Stromabgang 5	0,025	-	1,2658	0,025	-	1,2658	0,025	-	1,2658
Stromabgang 6	0,025	-	1,2003	0,025	-	1,2003	0,025	-	1,2003
Stromabgang 7	0,025	-	1,1562	0,025	-	1,1562	0,025	-	1,1562

Tabelle 31: zusätzlichen Daten zur Berechnung der Werte in Tabelle 29 und Tabelle 30

	P4				P5		P6		
Feldquelle	a 1	a ₂	d	a 1	a 2	d	a 1	a ₂	d
	m	m	m	m	m	m	m	m	m
Anschlussleitung Transformator 1	0,0905	0,353	1,4109	0,0905	0,353	0,5110	0,0905	0,353	0,7610
Anschlussleitung Transformator 2	0,02	0,41	1,7727	0,02	0,41	0,6211	0,02	0,41	0,8389
Anschlussleitung Transformator 3	0,02	0,68	1,8173	0,02	0,68	0,9243	0,02	0,68	1,1593
Verbindungsschiene 1	0,185	0,1	1,8195	0,185	0,1	1,7790	0,185	0,1	2,0290
Verbindungsschiene 2	0,185	0,1	1,7580	0,185	0,1	1,6790	0,185	0,1	1,9290
Verbindungsschiene 3	0,185	0,1	1,7002	0,185	0,1	1,5790	0,185	0,1	1,8290
Verbindungsschiene 4	0,185	0,1	1,6464	0,185	0,1	1,4790	0,185	0,1	1,7290
Verbindungsschiene 5	0,185	0,1	1,5971	0,185	0,1	1,3790	0,185	0,1	1,6290
Verbindungsschiene 6	0,185	0,1	1,5526	0,185	0,1	1,2790	0,185	0,1	1,5290
Verbindungsschiene 7	0,185	0,1	1,5135	0,185	0,1	1,1790	0,185	0,1	1,4290
Verbindungsschiene 8	0,185	0,1	1,4801	0,185	0,1	1,0790	0,185	0,1	1,3290
Verbindungsschiene 9	0,185	0,1	1,4528	0,185	0,1	0,9790	0,185	0,1	1,2290
Verbindungsschiene 10	0,185	0,1	1,4320	0,185	0,1	0,8790	0,185	0,1	1,1290
Verbindungsschiene 11	0,185	0,1	1,4180	0,185	0,1	0,7790	0,185	0,1	1,0290
Verbindungsschiene 12	0,185	0,15	1,4100	0,185	0,15	0,6290	0,185	0,15	0,8790
Stromabgang 1	0,025	-	1,5402	0,025	-	1,8790	0,025	-	2,1290
Stromabgang 2	0,025	-	1,4662	0,025	-	1,7790	0,025	-	2,0290
Stromabgang 3	0,025	-	1,3937	0,025	-	1,6790	0,025	-	1,9290
Stromabgang 4	0,025	-	1,3275	0,025	-	1,5790	0,025	-	1,8290
Stromabgang 5	0,025	-	1,2658	0,025	-	1,4790	0,025	-	1,7290
Stromabgang 6	0,025	-	1,2003	0,025	-	1,3790	0,025	-	1,6290
Stromabgang 7	0,025	-	1,1562	0,025	-	1,2790	0,025	-	1,5290

Tabelle 32: zusätzlichen Daten zur Berechnung der Werte in Tabelle 29 und Tabelle 30

		P7			P8		P9		
Feldquelle	a 1	a 2	d	a 1	a ₂	d	a 1	a 2	d
	m	m	m	m	m	m	m	m	m
Anschlussleitung Transformator 1	0,0905	0,353	1,1610	0,0905	0,353	1,5480	0,0905	0,353	1,6980
Anschlussleitung Transformator 2	0,02	0,41	1,2135	0,02	0,41	1,2048	0,02	0,41	1,3548
Anschlussleitung Transformator 3	0,02	0,68	1,5451	0,02	0,68	1,2048	0,02	0,68	1,3548
Verbindungsschiene 1	0,185	0,1	2,4290	0,185	0,1	0,4210	0,185	0,1	0,5710
Verbindungsschiene 2	0,185	0,1	2,3290	0,185	0,1	0,5210	0,185	0,1	0,6710
Verbindungsschiene 3	0,185	0,1	2,2290	0,185	0,1	0,6210	0,185	0,1	0,7710
Verbindungsschiene 4	0,185	0,1	2,1290	0,185	0,1	0,7210	0,185	0,1	0,8710
Verbindungsschiene 5	0,185	0,1	2,0290	0,185	0,1	0,8210	0,185	0,1	0,9710
Verbindungsschiene 6	0,185	0,1	1,9290	0,185	0,1	0,9210	0,185	0,1	1,0710
Verbindungsschiene 7	0,185	0,1	1,8290	0,185	0,1	1,0210	0,185	0,1	1,1710
Verbindungsschiene 8	0,185	0,1	1,7290	0,185	0,1	1,1210	0,185	0,1	1,2710
Verbindungsschiene 9	0,185	0,1	1,6290	0,185	0,1	1,2210	0,185	0,1	1,3710
Verbindungsschiene 10	0,185	0,1	1,5290	0,185	0,1	1,3210	0,185	0,1	1,4710
Verbindungsschiene 11	0,185	0,1	1,4290	0,185	0,1	1,4210	0,185	0,1	1,5710
Verbindungsschiene 12	0,185	0,15	1,2790	0,185	0,15	1,5210	0,185	0,15	1,6710
Stromabgang 1	0,025	-	2,5290	0,025	-	0,4210	0,025	-	0,5710
Stromabgang 2	0,025	-	2,4290	0,025	-	0,5210	0,025	-	0,6710
Stromabgang 3	0,025	-	2,3290	0,025	-	0,6210	0,025	-	0,7710
Stromabgang 4	0,025	-	2,2290	0,025	-	0,7210	0,025	-	0,8710
Stromabgang 5	0,025	-	2,1290	0,025	-	0,8210	0,025	-	0,9710
Stromabgang 6	0,025	-	2,0290	0,025	-	0,9210	0,025	-	1,0710
Stromabgang 7	0,025	-	1,9290	0,025	-	1,0210	0,025	-	1,1710

Tabelle 33: zusätzlichen Daten zur Berechnung der Werte in Tabelle 29 und Tabelle 30

		P10			P11		P12		
Feldquelle	a 1	a ₂	d	a 1	a ₂	d	a 1	a 2	d
	m	m	m	m	m	m	m	m	m
Anschlussleitung Transformator 1	0,0905	0,353	2,1980	0,0905	0,353	1,5480	0,0905	0,353	1,5480
Anschlussleitung Transformator 2	0,02	0,41	1,8548	0,02	0,41	1,2048	0,02	0,41	1,2048
Anschlussleitung Transformator 3	0,02	0,68	1,8548	0,02	0,68	1,2048	0,02	0,68	1,2048
Verbindungsschiene 1	0,185	0,1	1,0710	0,185	0,1	0,6162	0,185	0,1	1,1778
Verbindungsschiene 2	0,185	0,1	1,1710	0,185	0,1	0,6884	0,185	0,1	1,2171
Verbindungsschiene 3	0,185	0,1	1,2710	0,185	0,1	0,7669	0,185	0,1	1,2632
Verbindungsschiene 4	0,185	0,1	1,3710	0,185	0,1	0,8499	0,185	0,1	1,3152
Verbindungsschiene 5	0,185	0,1	1,4710	0,185	0,1	0,9362	0,185	0,1	1,3726
Verbindungsschiene 6	0,185	0,1	1,5710	0,185	0,1	1,0251	0,185	0,1	1,4347
Verbindungsschiene 7	0,185	0,1	1,6710	0,185	0,1	1,1158	0,185	0,1	1,5008
Verbindungsschiene 8	0,185	0,1	1,7710	0,185	0,1	1,2079	0,185	0,1	1,5706
Verbindungsschiene 9	0,185	0,1	1,8710	0,185	0,1	1,3013	0,185	0,1	1,6434
Verbindungsschiene 10	0,185	0,1	1,9710	0,185	0,1	1,3955	0,185	0,1	1,7190
Verbindungsschiene 11	0,185	0,1	2,0710	0,185	0,1	1,4906	0,185	0,1	1,7970
Verbindungsschiene 12	0,185	0,15	2,1710	0,185	0,15	1,5862	0,185	0,15	1,8771
Stromabgang 1	0,025	-	1,0710	0,025	-	0,6162	0,025	-	1,1778
Stromabgang 2	0,025	-	1,1710	0,025	-	0,6884	0,025	-	1,2171
Stromabgang 3	0,025	-	1,2710	0,025	-	0,7669	0,025	-	1,2632
Stromabgang 4	0,025	-	1,3710	0,025	-	0,8499	0,025	-	1,3152
Stromabgang 5	0,025	-	1,4710	0,025	-	0,9362	0,025	-	1,3726
Stromabgang 6	0,025	-	1,5710	0,025	-	1,0251	0,025	-	1,4347
Stromabgang 7	0,025	-	1,6710	0,025	-	1,1158	0,025	-	1,5008

Tabelle 34: zusätzlichen Daten zur Berechnung der Werte in Tabelle 29 und Tabelle 30

		P13			P14	
Feldquelle	a 1	a ₂	d	a 1	a 2	d
	m	m	m	m	m	m
Anschlussleitung Transformator 1	0,0905	0,353	0,8268	0,0905	0,353	1,2038
Anschlussleitung Transformator 2	0,02	0,41	0,8268	0,02	0,41	1,2066
Anschlussleitung Transformator 3	0,02	0,68	1,0734	0,02	0,68	0,8710
Verbindungsschiene 1	0,185	0,1	1,8940	0,185	0,1	2,3549
Verbindungsschiene 2	0,185	0,1	1,8004	0,185	0,1	2,2803
Verbindungsschiene 3	0,185	0,1	1,7076	0,185	0,1	2,2077
Verbindungsschiene 4	0,185	0,1	1,6155	0,185	0,1	2,1374
Verbindungsschiene 5	0,185	0,1	1,5245	0,185	0,1	2,0694
Verbindungsschiene 6	0,185	0,1	1,4347	0,185	0,1	2,0042
Verbindungsschiene 7	0,185	0,1	1,3463	0,185	0,1	1,9419
Verbindungsschiene 8	0,185	0,1	1,2597	0,185	0,1	1,8828
Verbindungsschiene 9	0,185	0,1	1,1751	0,185	0,1	1,8274
Verbindungsschiene 10	0,185	0,1	1,0932	0,185	0,1	1,7758
Verbindungsschiene 11	0,185	0,1	1,0146	0,185	0,1	1,7285
Verbindungsschiene 12	0,185	0,15	0,9045	0,185	0,15	1,6663
Stromabgang 1	0,025	-	1,9883	0,025	-	2,4314
Stromabgang 2	0,025	-	1,8940	0,025	-	2,3549
Stromabgang 3	0,025	-	1,8004	0,025	-	2,2803
Stromabgang 4	0,025	-	1,7076	0,025	-	2,2077
Stromabgang 5	0,025	-	1,6155	0,025	-	2,1374
Stromabgang 6	0,025	-	1,5245	0,025	-	2,0694
Stromabgang 7	0,025	-	1,4347	0,025	-	2,0042

Tabelle 35: zusätzlichen Daten zur Berechnung der Werte in Tabelle 29 und Tabelle 30