

Schutztechnische Netzanalyse des 20-kV-Mittelspannungsnetzes der voestalpine Tubulars

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert

Dipl.-Ing. Christian Raunig

Dipl.-Ing. Helfried Wernigg (voestalpine)

Vorgelegt von Stefan Riegler, BSc

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

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I

Telefon: (+43 316) 873 – 7551

Telefax: (+43 316) 873 – 7553

<http://www.ifea.tugraz.at>

<http://www.tugraz.at>

Graz / Juni – 2012



Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei meinen Betreuern Herrn Univ.-Prof. Dr. Lothar Fickert und Herrn Dipl.-Ing. Helfried Wernigg für die Unterstützung bei der Erstellung der Diplomarbeit bedanken.

Ein besonderer Dank gilt Herrn Dipl.-Ing. Christian Raunig, der stets ein offenes Ohr hatte und mit Rat und Tat zur Seite stand.

Zu guter Letzt gilt ein besonderer Dank meinen FreundInnen, StudienkollegInnen und meinen MitbewohnerInnen, die nicht nur fürs Studium eine Bereicherung waren, sondern auch für das Leben außerhalb.

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 08.06.2012

Stefan Riegler

GENDER

In der vorliegenden Arbeit werden personenbezogene Bezeichnungen häufig in männlicher Form angeführt, sie beziehen sich jedoch auf Frauen und Männer in gleicher Weise. Wird auf bestimmte Personen Bezug genommen, wird die zutreffende geschlechtsspezifische Form verwendet.

Kurzfassung

Titel: Schutztechnische Netzanalyse des 20-kV-Mittelspannungsnetzes der voestalpine Tubulars

Schlüsselwörter: Erdschluss, Erdschlussortung, Erdschlusskompensation, Kurzschlussberechnung, Schutztechnik, Lastfluss, Industrienetz, Petersen-Spule

Die vorliegende Arbeit entstand in Zusammenarbeit mit der voestalpine Tubulars in Kindberg. In den kommenden Jahren wird deren 20-kV-Mittelspannungsnetz umgebaut, erweitert und auf neusten Stand gebracht. Um das Netz möglichst ausfallsicher planen zu können, ist ein fundiertes Wissen über die auftretenden Kurzschlussströme notwendig. Der gesamte Lastfluss wird simuliert um auch auf die Netzauslastung rückschließen zu können. Von den so erhaltenen Daten können diverse Aussagen über Netzverluste, die Netztopologie und Auswirkungen einer veränderten Struktur getätigt werden.

Analysiert werden die Sternpunktbehandlung und mögliche Alternativen, sowie die jeweiligen Methoden zur Fehlerortung. Da das Bestandsnetz gelöscht betrieben wird, wird auch eine Überprüfung der Petersen-Spuleneinstellung vorgenommen. Weiters ist ein ganzheitliches Schutzkonzept dargestellt.

Die erarbeiteten Daten und Erkenntnisse sind dem weiteren Netzbetrieb dienlich und zeigen auch eventuelle Grenzen der Netzstruktur auf.

Abstract

Title: Protection analysis of the 20-kV medium voltage power grid of voestalpine Tubulars

Keywords: earth fault, earth fault localization, earth fault compensation, short circuit calculation, protection technology, powerflow, industrial power grid, Petersen-coil

The present thesis is developed in cooperation with voestalpine Tubulars in Kindberg. In the coming years, the 20 kV medium voltage power grid will be rebuilt and modernized to comply to the state of the art. Further the network should be extended. In order to plan the network as fail-safe as possible, an in-depth knowledge of the occurring short-circuit currents is necessary. The entire load flow is simulated to get information about the network capacity utilisation. From the data obtained in various statements about network losses, network topology and the effects of a change in structure can be made.

The thesis analyses the treatment of the neutral point and possible alternatives, as well as methods for accidental ground detection. A review of the Petersen-coil is made, as well as a holistic protection plan.

The developed data and findings are relevant to the further network operations and also illustrate possible limitations of the net structure.

Inhaltsverzeichnis

1	Abkürzungsverzeichnis	8
2	Kurzfassung	12
2.1	Ziel	12
2.2	Methode	12
2.3	Ergebnisse	12
2.4	Schlussfolgerungen	12
3	Einleitung	13
4	Methoden	14
5	Allgemeines	15
5.1	Unternehmensvorstellung: voestalpine Tubulars GmbH & Co KG	15
5.2	Theorie der Kurzschlussberechnung	16
5.3	Vergleich der Kurzschlussberechnungsverfahren	16
5.3.1	Überlagerungsverfahren	16
5.3.2	Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle	16
5.3.3	Gegenüberstellung	17
5.4	Kurzschlussberechnung in symmetrischen Komponenten	17
5.4.1	Dreipoliger (Erd-)Kurzschluss	17
5.4.2	Einpoliger Leiter-Erde-Fehler	18
5.4.3	Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung	19
5.4.4	Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung	20
5.5	Netzarten	21
5.5.1	Einfach gespeister Kurzschluss	21
5.5.2	Mehrseitig einfach gespeister Kurzschluss	21
5.5.3	Mehrseitig einfach gespeister Kurzschluss mit gemeinsamer Leitungsimpedanz	22
5.5.4	Kurzschluss im vermaschten Netz	22
5.6	Kurzschlussstromverlauf und Kurzschlussbeanspruchung	23
5.6.1	Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstromes	23
5.6.2	Generatorferner Kurzschluss	23
5.6.3	Generatornaher Kurzschlussstrom	24
5.6.4	Kurzschlussbeanspruchung	25

6	Kurzschlussberechnung des bestehenden Mittelspannungsnetzes	27
6.1	Netzplan des bestehenden Mittelspannungsnetzes.....	27
6.2	Exemplarische Kurzschlussberechnung	31
6.2.1	Berechnung eines dreipoligen Kurzschlusses in UW2.....	31
6.3	Kurzschlussimulation des bestehenden Mittelspannungsnetzes	36
6.3.1	Allgemeines zur Simulation.....	36
6.3.2	Ein Umspanner und Kurzschlussdrosseln im Betrieb, Schaltzustand 1.....	36
6.3.3	Ein Umspanner und Kurzschlussdrosseln in Betrieb, Schaltzustand 2.....	37
6.3.4	Zwei Umspanner und Kurzschlussdrosseln in Betrieb, Schaltzustand 1	38
6.3.5	Zwei Umspanner und Kurzschlussdrosseln in Betrieb, Schaltzustand 2	39
6.3.6	Betrieb ohne Kurzschlussdrossel, ein Umspanner in Betrieb, Schaltzustand 1.....	139
6.3.7	Betrieb ohne Kurzschlussdrossel, beide Umspanner in Betrieb, Schaltzustand 2	40
6.3.8	Resümee.....	41
7	Lastfluss im bestehenden Mittelspannungsnetz	42
7.1.1	Messung des Lastflusses im Betrieb.....	42
7.1.2	Simulation des Lastflusses während des Betriebs.....	43
7.1.3	Lastflussmessung bei Produktionsstillstand.....	46
8	Kurzschlussberechnung und Lastflussberechnung des erweiterten Netzes	47
8.1	Kurzschlussberechnung.....	47
8.2	Lastflussberechnung.....	48
9	Berechnung der Kabelkapazitäten und Überprüfung der Löschspule	52
9.1	Theorie der Berechnung.....	52
9.2	Berechnung des Erdschlussstromes.....	53
9.3	Überprüfung der Petersen-Spule	53
10	Untersuchung auf etwaige mittelohmige Erdung zur Erdschlussortung.....	55
10.1	Allgemeines.....	55
10.2	Erdschlussfehlerortung im kompensierten Netz.....	55
10.2.1	Theorie der Ortung.....	55
10.2.2	Erdschlusserfassung und -ortungsmethoden.....	56
10.3	Erdschlussortung im 20-kV-Werksnetz	58
11	Darstellung eines gesamtheitlichen Schutzkonzeptes.....	60

11.1	Allgemeines.....	60
11.2	Empfohlenes Schutzschema.....	60
11.2.1	Schutz der Wasserkraftgeneratoren	61
11.2.2	Staffelwerte	63
12	Diskussion	66
13	Anhang.....	67
13.1	Daten der Energiekabel.....	67
13.1.1	Energiekabel PE- isoliert, E- 2YHCY, E- A2YHCY	67
13.1.2	Energiekabel papierisoliert, mit Bleimantel über jeder Ader, E- PHMBU, E- APHMBU	68
13.1.3	Energiekabel VPE- Isolierung, NA2XS(F)2Y	69
13.2	Daten der Transformatoren	70
13.2.1	Daten der Hauptumspanner 110 kV/20 kV	70
13.2.2	Daten der Verteiltransformatoren bzw. Drosseln im Mittelspannungsnetz	71
13.3	Daten der Synchronmaschinen	74
13.3.1	Synchronmaschine Kraftwerk Mürzhofen	74
13.3.2	Synchronmaschine Kraftwerk Aumühl	76
13.4	Daten der Asynchronmaschinen	77
13.5	Daten der Gleichstrommaschinen	78
13.5.1	Gleichstrommotor Stoßbank	78
13.5.2	Gleichstrommotor Streckreduzierwalzwerk.....	79
14	Literaturverzeichnis	81

1 Abkürzungsverzeichnis

a	Drehoperator $e^{j\frac{2\pi}{3}}$
C	Kapazität in F
c	Spannungsfaktor
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor
D	Kurzschlussbegrenzungsdrosseln
G	Generator
GSM	Gleichstrommaschine
$i(t)$	Momentanwert des Stromes in A
I_A	Nennstrom Asynchronmaschine in A
I_b	Ausschaltwechselstrom in A
$I_{g\max}$	Maximaler Anfangswert des Gleichstromgliedes in A
I_k	Dauerkurzschlusswechselstrom in A
I_k'	Übergangskurzschlusswechselstrom in A
I_k''	Anfangskurzschlusswechselstrom in A
$\underline{I}_{k(i)}''$	Anfangskurzschlusswechselstrom an der Fehlerstelle k in symmetrischen Komponenten in A
\underline{I}_{ki}''	Anfangskurzschlusswechselstrom an der Fehlerstelle k der Phase i in A
I_p	Stoßkurzschlussstrom in A
I_{th}	thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom in A
J	Massenträgheitsmoment in kgm^2
L	Induktivität in H
m,n	Faktoren zur Berechnung des Joule Integrals
n	Drehzahl in min^{-1}
NRW	Nahtlosrohrwalzwerk
q	Faktor zur Berechnung des Ausschaltwechselstromes

R	Widerstand in Ω
RM	mehrdräftiger Rundleiter
s	Schlupf
S_k''	Kurzschlusscheinleistung in VA
SRW	Streckreduzierwalzwerk
SS	Sammelschiene
Stoßb.	Stoßbank
SVC	Static Var Compensator
SWW	Schrägwalzwerk
t	Zeit in s
t_k	Kurzschlussdauer in s
T	Transformator
T'	Transiente Zeitkonstante in s
T''	Subtransiente Zeitkonstante in s
ü	Übersetzungsverhältnis des Transformators
\underline{U}_{ki}	Anfangskurzschlusswechselfp. an der Fehlerstelle k der Phase i in V
$\underline{U}_{k(i)}$	Anfangskurzschlusswechselfspannung an der Fehlerstelle k in symmetrischen Komponenten in V
$\underline{U}_{k(t=0)}$	Spannung vor Eintritt des Fehlers in V
UMZ	Unabhängiger Maximalstromzeitschutz
\underline{U}_N	Nennspannung in V
X	Reaktanz in Ω
x	stationäre Reaktanz der Synchronmaschine in %
x'	transiente Reaktanz der Synchronmaschine in %
x''	subtransiente Reaktanz der Synchronmaschine in %
Z	Impedanz in Ω
$\underline{Z}_{k(i)}$	Impedanz am Fehlerort k in symmetrischen Komponenten in Ω
γ	Impedanzwinkel in $^\circ$

η	Wirkungsgrad in %
κ	Stoßfaktor
λ	Faktor zur Berechnung des Dauerkurzschlussstromes
μ	Faktor zur Berechnung des Ausschaltwechselstromes
ν	Verstimmung (Petersen-Spule) in % bzw. in A
τ	Zeitkonstante in s
φ	Winkel zwischen Strom und Spannung in °
φ_U	Phasenlage bei Kurzschlusseintritt in °
ω	Winkelgeschwindigkeit in rad/s

Nebenzeichen, rechts unten (Indizes)

(i)	symmetrische Komponenten, i=1...Mitsystem, i=2... Gegensystem, i=0...Nullsystem
0	Leerlauf
BT	Blocktransformator
C_E	Erdkapazität
d	direkte Komponente
d'	transiente in d- Richtung
d''	subtransiente in d- Richtung
diff	Differenz
E	Erde
F	Erdschlussfehlerstrom
G	Generator
g	Gleichstrom/ Gleichspannung
Gd	Grunddrehzahl
i	Phase
k	Kurzschlussstelle
k3	dreipoliger Kurzschluss
KG	Kurzschluss Gleichstromanteil
KW	Kurzschluss Wechselstromanteil
loss	Losses, Verluste

M	Asynchronmaschine
M	ohne Asynchronmaschine
max	maximal
min	minimal
p	primär
Q	Netz
q	Quer-Komponente
q'	transiente in q-Richtung
q''	subtransiente in q-Richtung
r	rated, Bemessungswert
rest	Reststrom, nicht zu kompensierende resistive Erdstrom
S	Kraftwerk
s	sekundär
th	thermisch
tot	total, gesamt
V	Verluste
Zd	Zusatzdrehzahl

2 Kurzfassung

2.1 Ziel

Das 20-kV-Industrienetz der voestalpine Tubulars in Kindberg soll auch in Zukunft stabil, sicher und zuverlässig sein. Daher wurden in dieser Diplomarbeit diverse Kurzschluss- und Lastflussberechnungen durchgeführt, um auch bei zukünftigen Netzerweiterungen bzw. bei Umbaumaßnahmen Anlagenwerte für die Planung und Projektierung zu haben. Eine geplante Netzerweiterung bzw. der Neubau einiger Umspannwerke soll so unterstützt werden. Die Netzstruktur soll überdacht, und ein gesamtheitliches Schutzkonzept gefunden werden.

2.2 Methode

Die Masterarbeit ist in drei Teile gegliedert, welche auch die unterschiedlichen Methoden darstellen sollen.

- 1) Zu Beginn werden die unterschiedlichen Varianten der Kurzschluss- und Erdschlussberechnung gezeigt, mit welchen auch einige Fehlerzustände in ausgewählten Netzknoten berechnet werden, basierend auf der Norm VDE0102.
- 2) Das gesamte Werksnetz wird anschließend mit NEPLAN® simuliert und die Berechnungsergebnisse kritischer Netzknoten und Sammelschienen dargestellt. Dabei wurden sowohl Kurzschlussberechnungen als auch Lastflusssimulationen durchgeführt.
- 3) Mit Hilfe einiger gängigen Methoden zur Berechnung der Schutzeinstellungen wird ein ganzheitliches Schutzkonzept entworfen.

2.3 Ergebnisse

Alle hier betrachteten Komponenten und Methoden widersprechen keinem Ausbau bzw. Umbau des Netzes, vorausgesetzt, die Berechnungsergebnisse werden berücksichtigt.

Konkrete Vorteile einer mittelohmigen Sternpunktbehandlung in Industrienetzen konnten nicht eruiert werden, welche eine Umstellung rechtfertigen würden. Die Kurzschlussdrosseln können entfernt werden, jedoch nur, wenn der Umbau aller Umspannwerke abgeschlossen, und die erforderliche Kurzschlusscheinleistung in der Planung berücksichtigt wird. Für ein ganzheitliches Schutzschema müssen die dort aufgezeigten Erkenntnisse berücksichtigt werden, sowohl für das derzeitige Mittelspannungsnetz, als auch für etwaige Erweiterungen.

2.4 Schlussfolgerungen

Das Mittelspannungsnetz hat genügend Reserven für Erweiterungen, lediglich das Alter und der Zustand einiger Erdkabel ist kritisch zu hinterfragen. Ein spezieller Schaltzustand ist im bestehenden Netz nicht zulässig, dieser muss im Betrieb berücksichtigt werden.

3 Einleitung

Gerade in Industrienetzen ist eine sichere Energieversorgung von höchster Priorität, da industrielle Prozessabläufe keine Unterbrechung der Stromzufuhr erlauben, bzw. enorme Ausfallkosten zu Buche schlagen.

Das Mittelspannungsnetz der voestalpine Tubulars wurde um 1980, diverse Anlagenteile schon früher, errichtet. Da die Lebensdauer von Energiekabel etwa 30 Jahre beträgt, kommt es nun vermehrt zu Erdschlüssen, welche die Produktionssicherheit gefährden können. Die Fehlerortung und anschließende Reparatur mit Hilfe von externem Fachpersonal ist unausweichlich.

Das Werksnetz wird von der 110-kV-Leitung der Stromnetz Steiermark GmbH gespeist. Die am Werksgelände installierten Umspanner 1 und 2 versorgen das Mittelspannungsnetz mit einer Spannungshöhe von 20 kV. Jedoch befindet sich nur ein Umspanner in Betrieb, da dieser zur Versorgung völlig ausreicht.

Das Werksnetz kann grob in zwei Teile gegliedert werden, jene Bereiche, die über Kurzschlussbegrenzungsdröseln versorgt werden, und jene die direkt versorgt werden. Die über die Kurzschlussdröseln versorgten Umspannwerke sind früher errichtet worden als die Versorgung des Nahtlosrohrwalzwerkes. Dort wurden die Sammelschienen stärker dimensioniert, sodass eine Speisung ohne Kurzschlussdröseln durchgeführt werden kann.

In dieser Arbeit wird daher das Augenmerk auf die zwei wesentlichsten Punkte einer intakten Stromversorgung gelegt: einerseits die Berechnung auftretender Kurzschlussströme um diese beherrschen zu können, andererseits ein umfassendes Schutzkonzept, das die Verfügbarkeit der Gesamtanlage sichern soll.

Da eine Netzerweiterung in den kommenden Jahren angedacht ist, wird auch auf diese genauer eingegangen. Einige Lastflusssimulation sollen Aufschluss über Netzverluste und die Auslastung geben. Grundsätzlich soll überprüft werden, ob diese ohne weitere Umbaumaßnahmen durchgeführt werden können.

Die Netzsimulation erfolgte mit dem Berechnungsprogramm NEPLAN®. Die zur Simulation notwendigen Eingabedaten konnten teils aus Fachbüchern bzw. aus Prüfberichten und Messprotokollen entnommen werden.

4 Methoden

Die Arbeit wurde in folgende Schwerpunkte geteilt:

- Behandlung der Theorie, Kurzschlussberechnungsmethoden, Berechnungen bezogen auf das Mittelspannungsnetz
- Eine Simulation der Gesamtanlage in NEPLAN®, Ermittlung kritischer Punkte im Netz, Betrachtung der Gesamtanlage
- Lastflusssimulation in NEPLAN®, Ermittlung der Netzverluste
- Auswertung der Ergebnisse
- theoretische Untersuchungen im Bezug auf eine mittelohmige Sternpunktterdung zur Erdfehlerstromortung
- Ermittlung eines ganzheitlichen Schutzkonzeptes

Lastfluss- und Kurzschlussimulationen wurden in „NEPLAN®“ (BCP Buscarello + Cott + Partner AG, CH-8703 Erlenbach, Switzerland) Version 5.5.0 durchgeführt. Im Weiteren wird das Programm mit NEPLAN bezeichnet.

5 Allgemeines

In diesem Kapitel wird die voestalpine Tubulars GmbH & Co KG vorgestellt, auf die Methoden der Kurzschlussberechnung, die unterschiedlichen Arten der Speisung und auf eine Gegenüberstellung derer eingegangen. Eine Berechnungsmethode der mechanischen und thermischen Kurzschlussbelastungen wird aufgezeigt.

5.1 Unternehmensvorstellung: voestalpine Tubulars GmbH & Co KG

Die in diesem Abschnitt verwendeten Informationen wurden sinngemäß aus [1] übernommen.

Die voestalpine Tubulars GmbH & Co KG ist ein Joint Venture zwischen der österreichischen voestalpine Gruppe und dem amerikanischen Konzern NOV Grant Prideco. Der Produktionsstandort befindet sich in Kindberg, einer Stadt mit rund 5500 Einwohnern im Mürztal (Stand 1. Jänner 2011).

Voestalpine Tubulars produziert nahtlose Stahlrohre mit einem Außendurchmesser bis zu 7 Zoll (177,8 mm), diese werden nicht nur in der Öl- und Gasindustrie, sondern auch in der Automobilindustrie, im Tunnelbau und in der Nutzfahrzeuge- und Automobilbranche eingesetzt. Die maximale Produktionskapazität, Warmrohrfertigung, Kesselrohradjustage und Ölfeldrohradjustage beträgt ca. 400.000 Jahrestonnen. Eine stetige Kapazitätserhöhung wird forciert und setzt eine stabile Energieversorgung voraus.

Die Produktion kann grob in zwei Teile gegliedert werden, jene der Warmrohrfertigung - diese ist in den Produktionshallen des Nahtlosrohrwalzwerkes untergebracht - und alle weiteren Produktionshallen, in welchen eine Weiterverarbeitung der bereits geformten Nahtlosrohre stattfindet.

Zur Produktion der Warmrohre sind Antriebe mit großer Leistung notwendig, die nachfolgend kurz erläutert werden.

Das glühende Vormaterial wird dem Schrägwalzwerk zugeführt, dort wird der massive Stahlblock durch zwei in der Längsachse versetzten Walzen ins rotieren gebracht. Durch die Walzenform entsteht eine wechselnde Druck- bzw. Zugbeanspruchung (Friemeln), wodurch ein Loch in axialer Richtung entsteht. Der durchlochte Stahlblock wird anschließend auf eine Dornstange gepresst und dort zum Mutterrohr umgeformt, dies geschieht auf der Stoßbank. Der durchlochte Stahlblock wird dort durch nicht angetriebene hintereinander sitzende Dreiwalzen-Gerüste bis zum 17-fachen der Ausgangslänge gestreckt. Die Dornstange wird anschließend ausgezogen.

Nach einem Nachwärmofen werden die Rohre auf den endgültigen Durchmesser mit Hilfe des Streckreduzierwalzwerkes gebracht. Das 28-gerüstige Walzwerk reduziert durch unterschiedliche Drehzahlen der einzelnen Gerüste den Außendurchmesser auf das gewünschte Maß, dabei wird auch die Wandstärke kontrolliert. Durch Kaltsägen wird abschließend das Rohr auf die gewünschte Länge gebracht.

5.2 Theorie der Kurzschlussberechnung

Dieses Kapitel basiert größtenteils auf [2] und [3].

Grundsätzlich können zur Berechnung des Anfangskurzschlusswechselstromes, welcher als Kriterium zur Auswahl der Leistungsschalter dient, zwei Varianten verwendet werden:

- Überlagerungsverfahren
- Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle

Voraussetzungen beim Überlagerungsverfahren sind:

- Das Netz wird exakt nachgebildet, d.h. es erfolgt keine Vereinfachung von Erzeugern, Lasten, Querableitungen und Längskomponenten.
- Exakte Nachbildung von Leistungserzeugern.

Voraussetzungen beim Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle

- Lastimpedanzen, Kompensationseinrichtungen und Leitungskapazitäten werden nicht berücksichtigt.

5.3 Vergleich der Kurzschlussberechnungsverfahren

Bevor eine Entscheidung getroffen wird, welches Kurzschlussberechnungsverfahren angewandt werden soll, muss man sich über die notwendigen Ergebnisse im Klaren sein. Auch mit zumutbaren Vereinfachungen können hinreichend genaue Ergebnisse erzielt werden.

Das Kapitel samt Unterkapitel basiert auf den Literaturquellen [4] und [5].

5.3.1 Überlagerungsverfahren

Wenn man die genauen Spannungsverhältnisse am Kurzschlussort vor Eintritt des Fehlers kennen würde, dann ist das Überlagerungsverfahren genauer. Die Spannungsverhältnisse werden jedoch durch den Netzbelastungs- und den Blindleistungszustand im Netz maßgeblich beeinflusst.

Um also auf hinreichend genaue Ergebnisse zu kommen, müsste vor einer Kurzschlussberechnung eine Lastflussberechnung stattfinden.

5.3.2 Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle

Kenntnisse über passive Lasten, Erregungszustand von Generatoren sowie die Stellung von Stufenschalter sind obsolet. Somit muss keine Lastflussberechnung vor dem Kurzschluss stattfinden.

Die Ersatzspannungsquelle ist die einzige Wirksame im Netz.

Des Weiteren werden alle Leitungskapazitäten, mit Ausnahme der Kapazitäten im Nullsystem, und alle Queradmittanzen von passiven Lasten vernachlässigt. Eine Berechnung nach ICE909/VDE0102 oder ANSI/IEE ist eine vereinfachte Methode, um Kurzschlussströme berechnen zu können.

5.3.3 Gegenüberstellung

Wenn eine Berechnung des Stoßkurzschluss-, Dauer- und Ausschaltstromes durchzuführen ist, so sollte die Berechnung nach IEC909/VDE0102 durchgeführt werden, wenn kein Interesse an Spannungsverhältnissen vor dem Kurzschluss besteht.

Falls diese jedoch im Interesse der Berechnung liegen, so ist das Überlagerungsverfahren anzuwenden.

Mit Hilfe der symmetrischen Komponenten kann die Berechnung an der Fehlerstelle durchgeführt werden. Ist das Netz symmetrisch aufgebaut und gespeist, so sind Mit-, Gegen- und Nullsystem entkoppelt.

5.4 Kurzschlussberechnung in symmetrischen Komponenten

Bei der Berechnung der Kurzschlussströme in symmetrischen Komponenten wird das Netz in Mit-, Gegen- und Nullsystem zerlegt. Die errechneten Netzdaten in symmetrischen Komponenten bleiben auch bei einer unsymmetrischen Versorgung durch eine Quelle unverändert.

Das Kapitel wurde mit Hilfe von [2], [6] und [7] erstellt.

5.4.1 Dreipoliger (Erd-)Kurzschluss

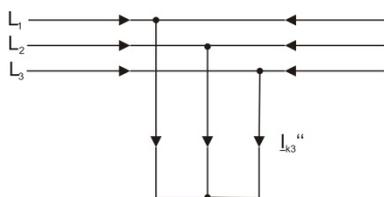


Abbildung 5.1 Darstellung dreipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung [8]

$$\underline{I}_{k(1)}'' = \frac{\underline{U}_{k(t=0)}}{\underline{Z}_{k(1)}} \quad (5-1)$$

$$\underline{I}_{k(2)}'' = 0 \quad (5-2)$$

$$\underline{I}_{k(3)}'' = 0 \quad (5-3)$$

$$\underline{I}_{k3}'' = \underline{I}_{k(1)}'' = \frac{\underline{U}_{k(t=0)}}{\underline{Z}_{k(1)}} \quad (5-4)$$

$$\underline{I}_{k1}'' + \underline{I}_{k2}'' + \underline{I}_{k3}'' = (1 + a^2 + a) \cdot \frac{\underline{U}_{k(t=0)}}{\underline{Z}_{k(1)}} \quad (5-5)$$

Fehlerbedingungen für einen Erdkurzschluss

$$\underline{U}_{(0)} + \underline{U}_{(1)} + \underline{U}_{(2)} = 0 \quad (5-6)$$

$$\underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_3 = 0 \quad (5-7)$$

5.4.2 Einpoliger Leiter-Erde-Fehler

Dieser tritt nur in Netzen mit geerdetem Sternpunkt auf.

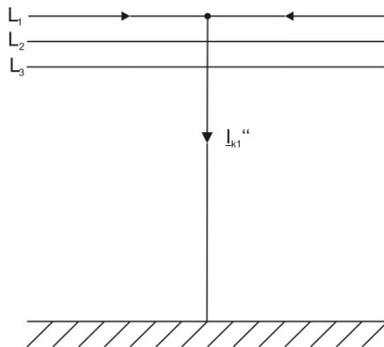


Abbildung 5.2 Darstellung einpoliger Erdschluss [8]

$$\underline{I}_{k(1)}'' = \frac{\underline{U}_{k(t=0)}}{\underline{Z}_{k(1)} + \underline{Z}_{k(2)} + \underline{Z}_{k(0)}} \quad (5-8)$$

$$\underline{U}_{(1)} = \frac{\underline{Z}_{k(0)} + \underline{Z}_{k(2)}}{\underline{Z}_{k(1)} + \underline{Z}_{k(2)} + \underline{Z}_{k(0)}} \underline{U}_{k(t=0)} \quad (5-9)$$

$$\underline{I}_{k(2)}'' = \underline{I}_{k(1)}'' \quad (5-10)$$

$$\underline{U}_{(2)} = \frac{\underline{Z}_{k(2)}}{\underline{Z}_{k(1)} + \underline{Z}_{k(2)} + \underline{Z}_{k(0)}} \underline{U}_{k(t=0)} \quad (5-11)$$

$$\underline{I}_{k(0)}'' = \underline{I}_{k(2)}'' \quad (5-12)$$

$$\underline{U}_{(0)} = -\frac{Z_{k(0)}}{Z_{k(1)} + Z_{k(2)} + Z_{k(0)}} \underline{U}_{k(t=0)} \quad (5-13)$$

$$\underline{U}_1 = 0 \quad (5-14)$$

$$\underline{U}_2 = j\sqrt{3} \cdot \underline{U}_{k(t=0)} \cdot \frac{a \cdot Z_{k(0)} - Z_{k(2)}}{Z_{k(1)} + Z_{k(2)} + Z_{k(0)}} \quad (5-15)$$

$$\underline{U}_3 = j\sqrt{3} \cdot \underline{U}_{k(t=0)} \cdot \frac{Z_{k(2)} - Z_{k(0)} \cdot a^2}{Z_{k(1)} + Z_{k(2)} + Z_{k(0)}} \quad (5-16)$$

$$\underline{I}_{k1}'' = \underline{I}_{k(1)}'' + \underline{I}_{k(2)}'' + \underline{I}_{k(0)}'' = 3 \cdot \underline{I}_{k(0)}'' \quad (5-17)$$

5.4.3 Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung

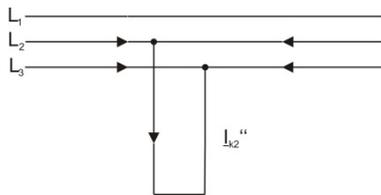


Abbildung 5.3 Darstellung zweipoliger Kurzschluss [8]

$$\underline{I}_{k(1)}'' = \frac{\underline{U}_{k(t=0)}}{Z_{k(1)} + Z_{k(2)}} \quad (5-18)$$

$$\underline{U}_{(1)} = \underline{U}_{(2)} = \frac{Z_{k(2)}}{Z_{k(1)} + Z_{k(2)}} \underline{U}_{k(t=0)} \quad (5-19)$$

$$\underline{I}_{k(2)}'' = -\underline{I}_{k(1)}'' \quad (5-20)$$

$$\underline{I}_{k(0)}'' = 0 \quad (5-21)$$

$$\underline{U}_{(0)} = 0 \quad (5-22)$$

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_{k(t=0)} \cdot \frac{2 \cdot Z_{k(2)}}{Z_{k(1)} + Z_{k(2)}} \quad (5-23)$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_3 = -\underline{U}_{k(t=0)} \cdot \frac{\underline{Z}_{k(2)}}{\underline{Z}_{k(1)} + \underline{Z}_{k(2)}} \quad (5-24)$$

$$\underline{I}_{k2}'' = \frac{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_{k(t=0)}}{|\underline{Z}_{k(1)} + \underline{Z}_{k(2)}|} \quad (5-25)$$

5.4.4 Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung

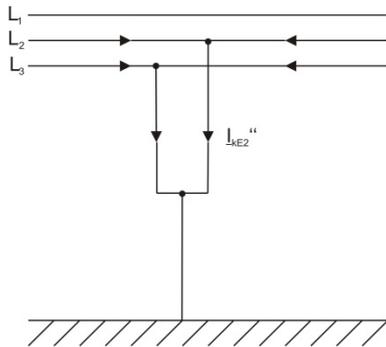


Abbildung 5.4 Darstellung zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung [8]

$$\underline{I}_{k(1)}'' = \frac{\underline{U}_{k(t=0)} \cdot (\underline{Z}_{k(1)} + \underline{Z}_{k(0)})}{\underline{Z}_{k(1)} \cdot (\underline{Z}_{k(0)} + \underline{Z}_{k(2)}) + \underline{Z}_{k(2)} \cdot \underline{Z}_{k(0)}} \quad (5-26)$$

$$\underline{I}_{k(2)}'' = -\underline{I}_{k(1)}'' \frac{\underline{Z}_{k(0)}}{\underline{Z}_{k(2)} + \underline{Z}_{k(0)}} \quad (5-27)$$

$$\underline{I}_{k(0)}'' = -\underline{I}_{k(1)}'' \frac{\underline{Z}_{k(2)}}{\underline{Z}_{k(2)} + \underline{Z}_{k(0)}} \quad (5-28)$$

$$\underline{U}_{(1)} = \underline{U}_{(2)} = \underline{U}_{(0)} = \frac{\underline{Z}_{k(2)} \cdot \underline{Z}_{k(0)} \cdot \underline{U}_{k(t=0)}}{\underline{Z}_{k(1)} \cdot (\underline{Z}_{k(0)} + \underline{Z}_{k(2)}) + \underline{Z}_{k(2)} \cdot \underline{Z}_{k(0)}} \quad (5-29)$$

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_{k(t=0)} \cdot \frac{2 \cdot \frac{\underline{Z}_{k(1)}}{\underline{Z}_{k(0)}}}{1 + 2 \cdot \frac{\underline{Z}_{k(1)}}{\underline{Z}_{k(0)}}} \quad (5-30)$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_3 = 0 \quad (5-31)$$

$$\underline{I}_{kE2}'' = \frac{-3 \cdot \underline{U}_{k(t=0)} \cdot \underline{Z}_{k(2)}}{\underline{Z}_{k(1)} \cdot (\underline{Z}_{k(0)} + \underline{Z}_{k(2)}) + \underline{Z}_{k(2)} \cdot \underline{Z}_{k(0)}} \quad (5-32)$$

5.5 Netzarten

Laut VDE0102 muss zur Berechnung der Kurzschlussströme noch deren Speisung mit Hilfe der Netztopologie berücksichtigt werden. Nachfolgende Netzarten wurden aus [8] entnommen.

5.5.1 Einfach gespeister Kurzschluss

Gespeist wird der Kurzschluss von nur einer Netzeinspeisung bzw. Spannungsquelle. Der Fehlerstrom an der Stelle F entspricht daher dem Strom der Quelle, mit Berücksichtigung des Übersetzungsverhältnisses \dot{u} des Transformators.

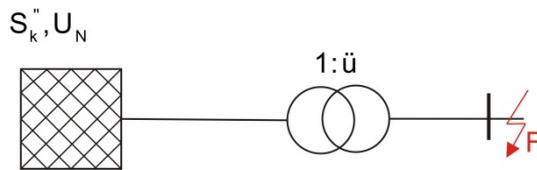


Abbildung 5.5 Darstellung einfach gespeister Kurzschluss [8]

5.5.2 Mehrseitig einfach gespeister Kurzschluss

Die Fehlerstelle wird von mehreren aktiven Elementen versorgt. Diese können Generatoren, Motoren, welche Energie rückspeisen, und Netzeinspeisungen sein. Der Strom an der Fehlerstelle entspricht dem Summenstrom der einzelnen Quellen.

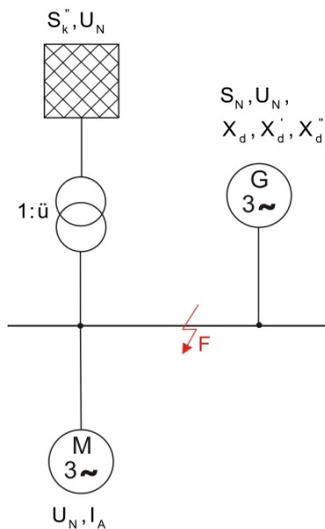


Abbildung 5.6 Darstellung mehrfach gespeister Kurzschluss [8]

5.5.3 Mehrseitig einfach gespeister Kurzschluss mit gemeinsamer Leitungsimpedanz

Der Kurzschlussstrom berechnet sich wie zuvor durch Überlagerung der Einzelströme. Dieser ist jedoch geringer, da eine Leitungs- oder Kabelimpedanz berücksichtigt werden muss.

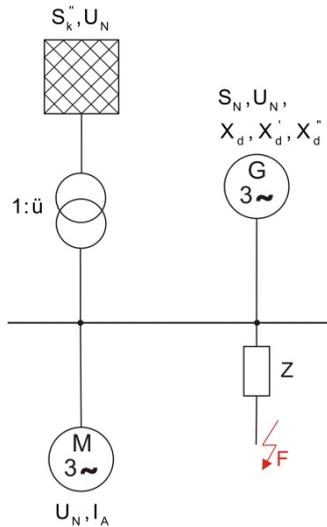


Abbildung 5.7 Darstellung einfach gespeister Kurzschluss mit gemeinsamer Leitung [8]

5.5.4 Kurzschluss im vermaschten Netz

Im vermaschten Netz speisen sämtliche Erzeugereinheiten über Transformatoren den Kurzschlussknoten. Der Kurzschlussstrom ergibt sich aus der Überlagerung der einzelnen Teilströme, wobei der Vermaschungsgrad beeinflussend wirkt.

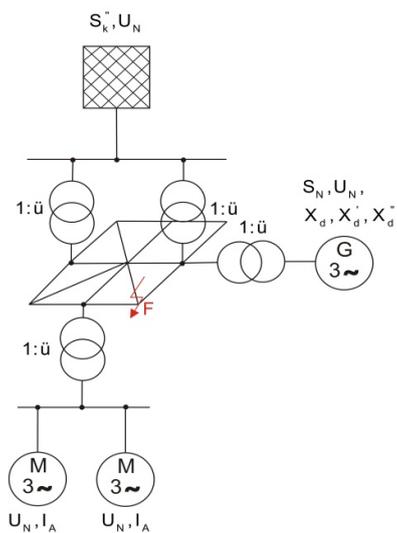


Abbildung 5.8 Darstellung Kurzschluss im vermaschten Netz [8]

5.6 Kurzschlussstromverlauf und Kurzschlussbeanspruchung

Nachfolgende Grundkenntnisse wurden aus [7] entnommen.

5.6.1 Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstromes

In guter Näherung kann der Verlauf des Kurzschlussstromes durch folgende Gleichung genähert werden.

$$\begin{aligned}
 i_k(t) = i_{kw}(t) + i_{kg}(t) = \sqrt{2} \left[\underbrace{(I_k'' - I_k')}_{\text{I}} e^{-\frac{t}{T_d'}} + \underbrace{(I_k' - I_k)}_{\text{II}} e^{-\frac{t}{T_d}} + \underbrace{I_k}_{\text{III}} \right] \sin(\omega t + \varphi_U - \gamma) \\
 + \sqrt{2} I_k'' e^{-\frac{t}{T_d}} \sin(\gamma - \varphi_U)
 \end{aligned} \tag{5-33}$$

Zum Zeitpunkt $t=0$ ist der Kurzschlussstrom gleich Null, die Teilkurzschlussströme in den Leitern jedoch im Allgemeinen nicht.

Der Kurzschlussstrom setzt sich aus der Wechselstrom- und einer Gleichstromkomponente zusammen. Die Wechselstromkomponente kann in drei Glieder zerlegt werden, wobei die ersten beiden Glieder als Übergangsglieder aufzufassen sind, sie nehmen mit ihrer jeweiligen Zeitkonstante ab. Das Erste beschreibt den Übergang vom Anfangskurzschlusswechselstrom zum Übergangskurzschlusswechselstrom, das Zweite vom Übergangskurzschlusswechselstrom zum Dauerkurzschlusswechselstrom. Das dritte Glied unterliegt keiner Zeitkonstante, da dies der Dauerkurzschlusswechselstrom an der Fehlerstelle nach dem Abklingen aller transienten Vorgänge ist.

Das Gleichstromglied ist dem Anfangs- Kurzschlusswechselstrom im Kurzschlussaugenblick entgegengesetzt, und erfüllt die Bedingung, dass zum Beginn des Kurzschlusses der Strom Null ist.

5.6.2 Generatorferner Kurzschluss

Kennzeichnend für den generatorfernen Kurzschluss ist die Konvention $I_k = I_k' = I_k''$, somit reduziert sich die Gleichung auf:

$$i_k(t) = i_{kw}(t) + i_{kg}(t) = \sqrt{2} I_k'' \sin(\omega t + \varphi_U - \gamma) + \sqrt{2} I_k'' e^{-\frac{t}{T_d}} \sin(\gamma - \varphi_U) \tag{5-34}$$

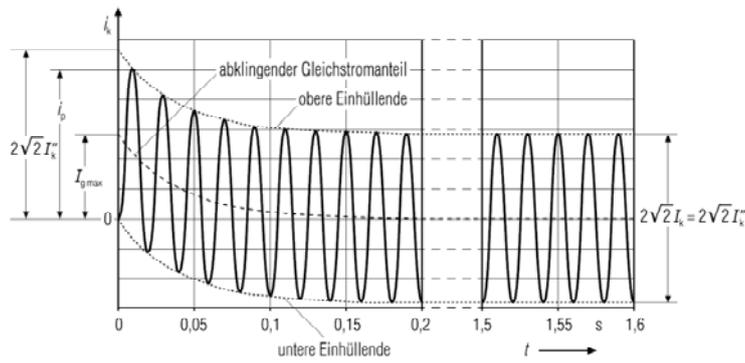


Abbildung 5.9 Darstellung generatorferner Kurzschluss [7]

Kennzeichnend für den generatorfernen Kurzschluss ist das Verhältnis des Kurzschlusswechselstromes zum Nennstrom, es gilt $\frac{I_k''}{I_{rG}} < 2$. Daraus kann weiters abgeleitet

werden, dass $I_k'' \approx I_b \approx I_k$

Wobei I_b den Ausschaltwechselstrom kennzeichnet, siehe Abbildung 5.11.

5.6.3 Generatornaher Kurzschlussstrom

Für den generatornahen Kurzschlussstrom gilt $\frac{I_{kG}''}{I_{rG}} > 2$, oder wenn Asynchronmotoren mehr

als 5% zum Anfangskurzschlussstrom I_{kM}'' ohne Motoren beitragen: $I_k'' > I_b > I_k$

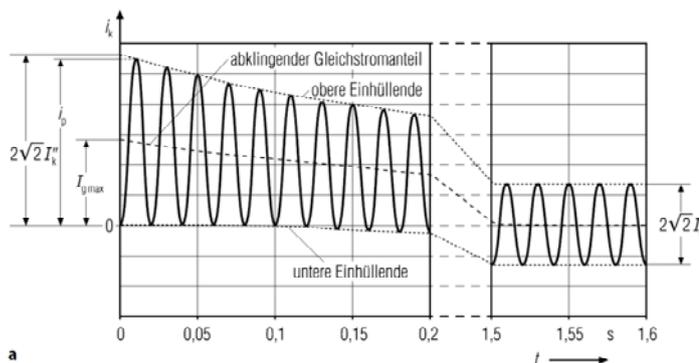


Abbildung 5.10 Darstellung generatornaher Kurzschluss [7], Prinzipdarstellung

Für den generatornahen Kurzschluss gilt, wenn $\varphi_U = \gamma - \frac{\pi}{2}$ ist,

$$i_k(t) = -\sqrt{2} \left[(I_k'' - I_k') e^{-\frac{t}{T_d''}} + (I_k' - I_k) e^{-\frac{t}{T_d'}} + I_k \right] \cos(\omega t) + \sqrt{2} I_k'' e^{-\frac{t}{T_g}} \quad (5-35)$$

5.6.4 Kurzschlussbeanspruchung

Die nachfolgende Abbildung wurde aus [7] entnommen, Informationen zu diesem Kapitel stammen aus [7], [9] und [10]. Diese soll ausgehend vom Kurzschlussstrom die Möglichkeiten der mechanischen und thermischen Berechnung zeigen. Die dafür notwendigen Faktoren sind aus [10] zu entnehmen, somit können zum Beispiel Schalter und Sammelschienen dimensioniert bzw. bestehende Anlagen überprüft werden.

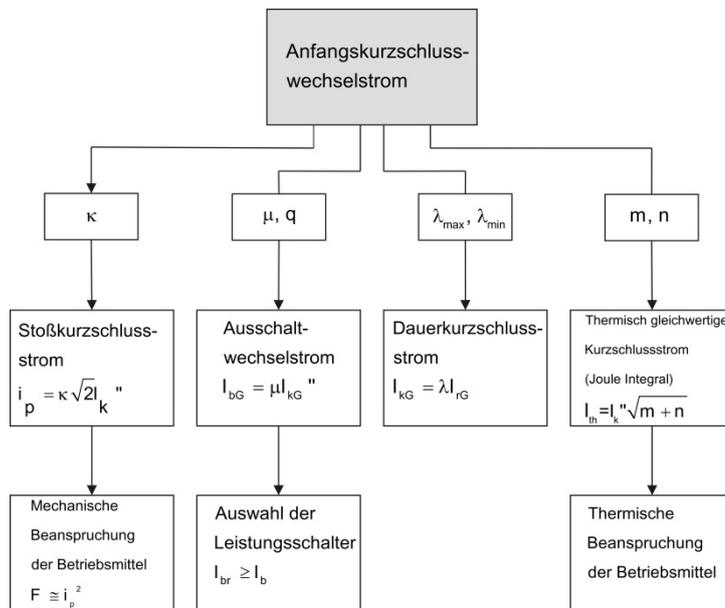


Abbildung 5.11 Darstellung Bedeutung der Kurzschlussströme, Ausschnitt aus [7], S. 519

Meist wird bei der Berechnung noch der Spannungsfaktor c berücksichtigt, dieser kann für unterschiedliche Spannungshöhen aus der Literaturquelle [10], Seite 72, Tabelle 3-1 bezogen werden.

5.6.4.1 Stoßkurzschlussstrom

Zur Berechnung der maximalen mechanischen Kurzschlusskräfte ist der Stoßkurzschlussstrom notwendig.

Das Abklingen des Gleichstromgliedes wird mit dem Faktor κ berücksichtigt.

$$\kappa = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3R}{X}} \tag{5-36}$$

Der Faktor kann nach der Methode der Ersatzfrequenz berechnet werden, laut DIN/VDE 0102, bzw. ist in [10], Seite 75, die Funktion dargestellt.

5.6.4.2 Ausschaltwechselstrom

Der Ausschaltwechselstrom errechnet sich für einen einfach gespeisten dreipoligen Kurzschluss nachfolgend mit,

$$\begin{aligned}
 I_{bG} &= \mu I_{kG}'' && \text{Generator} \\
 I_{bM} &= \mu q I_{kM}'' && \text{Asynchronmaschine} \\
 I_{bQ} &= I_{kQ}'' && \text{Netz}
 \end{aligned}$$

Der Faktor μ berücksichtigt das Abklingen des Kurzschlusswechselstromes während des Schaltverzuges, q gilt für Asynchronmaschinen und berücksichtigt das schnelle Abklingen des Motorkurzschlussstromes infolge des fehlenden Erregerfeldes.

Für den mehrseitig einfach gespeisten dreipoligen Kurzschluss gilt:

$$I_b = I_{bG} + I_{bM} + I_{bQ} \quad (5-37)$$

$$\begin{aligned}
 I_{bG} & \text{ Ausschaltwechselstrom eines Generators} \\
 I_{bM} & \text{ Ausschaltwechselstrom einer Asynchronmaschine} \\
 I_{bQ} & \text{ Anfangskurzschlusswechselstrom eines Netzes}
 \end{aligned}$$

5.6.4.3 Dauerkurzschlussstrom (Stationärer Kurzschlussstrom)

Ist der Effektivwert des Kurzschlussstromes der nach Abklingen aller transienten Glieder am Kurzschlussort bestehen bleibt. Da der Kurzschlussstrom von der Erregung der Generatoren, von Sättigungseinflüssen und von Schaltzuständen im Netz abhängt, wird ein Korrekturfaktor eingeführt. Die Abschätzung der unteren und oberen Grenze erfolgt durch λ_{\max} und λ_{\min} .

5.6.4.4 Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom

Der Effektivwert des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms erzeugt während der Kurzschlussdauer die gleiche thermische Energie wie der Kurzschlussstrom mit seinen zeitlich veränderlichen Gleich- und Wechselstromanteilen.

$$I_{th} = I_k'' \sqrt{m+n} \quad (5-38)$$

Die Faktoren m berücksichtigt die Wärmewirkung des Gleichstromglieds und der Faktor n die Wärmewirkung des Wechselstromglieds des Kurzschlussstromes.

Elektrische Betriebsmittel haben ausreichende thermische Festigkeit, wenn Nachfolgendes erfüllt ist, angeführt in der Literaturquelle [10], Seite 146.

$$I_{th} \leq I_{thr} \quad \text{für } t_k \leq t_{kr} \quad (5-39)$$

$$I_{th} \leq I_{thr} \sqrt{\frac{t_{kr}}{t_k}} \quad \text{für } t_k \geq t_{kr} \quad (5-40)$$

6 Kurzschlussberechnung des bestehenden Mittelspannungsnetzes

In diesem Kapitel werden die Kurzschlussströme des bestehenden Mittelspannungsnetzes berechnet. Dies soll, unter Anwendung der zuvor erläuterten Theorie, zuerst exemplarisch geschehen, anschließend werden Simulationen mit NEPLAN angeführt werden.

Um eine bessere Übersicht über das Werksnetz zu Erlangen, wird dieses zuvor noch erläutert.

6.1 Netzplan des bestehenden Mittelspannungsnetzes

Das Mittelspannungsnetz, nachfolgend in Abbildung 6.1 dargestellt, wird vom 110 kV Verteilnetz gespeist, dieses hat eine Kurzschlussleistung von $S_k = 2.600 \text{ MVA}$. Die zweisystemige 110 kV Leitung, welche von Bruck/Mur nach Ternitz führt, wird so betrieben, dass ein System die Industrie im Mürztal versorgt und das Zweite die restliche Bevölkerung. Durch den stärkeren Vermaschungsgrad, in Bezug auf 1980, wird die Netzimpedanz geringer, wodurch sich Oberschwingungen nicht mehr so deutlich bemerkbar machen.

Das Werksnetz selbst kann über die beiden Umspanner UMS1 und UMS2 versorgt werden. Zur Versorgung ist aber ein Umspanner ausreichend, der auf eine Doppelsammelschiene speist.

Die Umspannwerke UW1, UW2, UW3 und UW5 werden über Kurzschlussdrosseln versorgt, da die Kurzschlussleistung der älteren Umspannwerke deutlich geringer ist als jene im Nahtlosrohrwalzwerk. Alle Sammelschienen haben eine Kurzschlussleistung von 225 MVA, nur jene des Nahtlosrohrwalzwerkes haben 750 MVA. Die drei Sammelschienen des Nahtlosrohrwalzwerkes werden direkt gespeist.

Die Wasserkraftwerke speisen über Blocktransformatoren das Mittelspannungsnetz und tragen somit zum Kurzschlussstrom bei.

Das Netz wird größtenteils im Stich betrieben, jedoch besteht die Möglichkeit bei Ausfällen von Kabeln einen Ring zu bilden, bzw. Sammelschienen direkt zusammenzuschalten.

Eine Blindleistungskompensationsanlage wird im NRW1 betrieben, diese wird für die Kurzschlussberechnung außer Acht gelassen. Das Netz wird meist im dargestellten Schaltzustand betrieben, wie z.B. der Parallelbetrieb von NRW1 und NRW2, bzw. UW2 und UW5. Eine Umschaltung auf Ringbetrieb erfolgt nur bei Erdschlüssen oder Versorgungsunterbrechungen.

Dargestellt ist auch jeweils ein Schutzgerät pro Abgang und ein übergeordneter Unabhängiger-Maximalstrom-Zeitschutz auf der 20 kV Seite der Umspanner. Die Parametrierung des Schutzes wird am Ende im Kapitel 11 dargestellt.

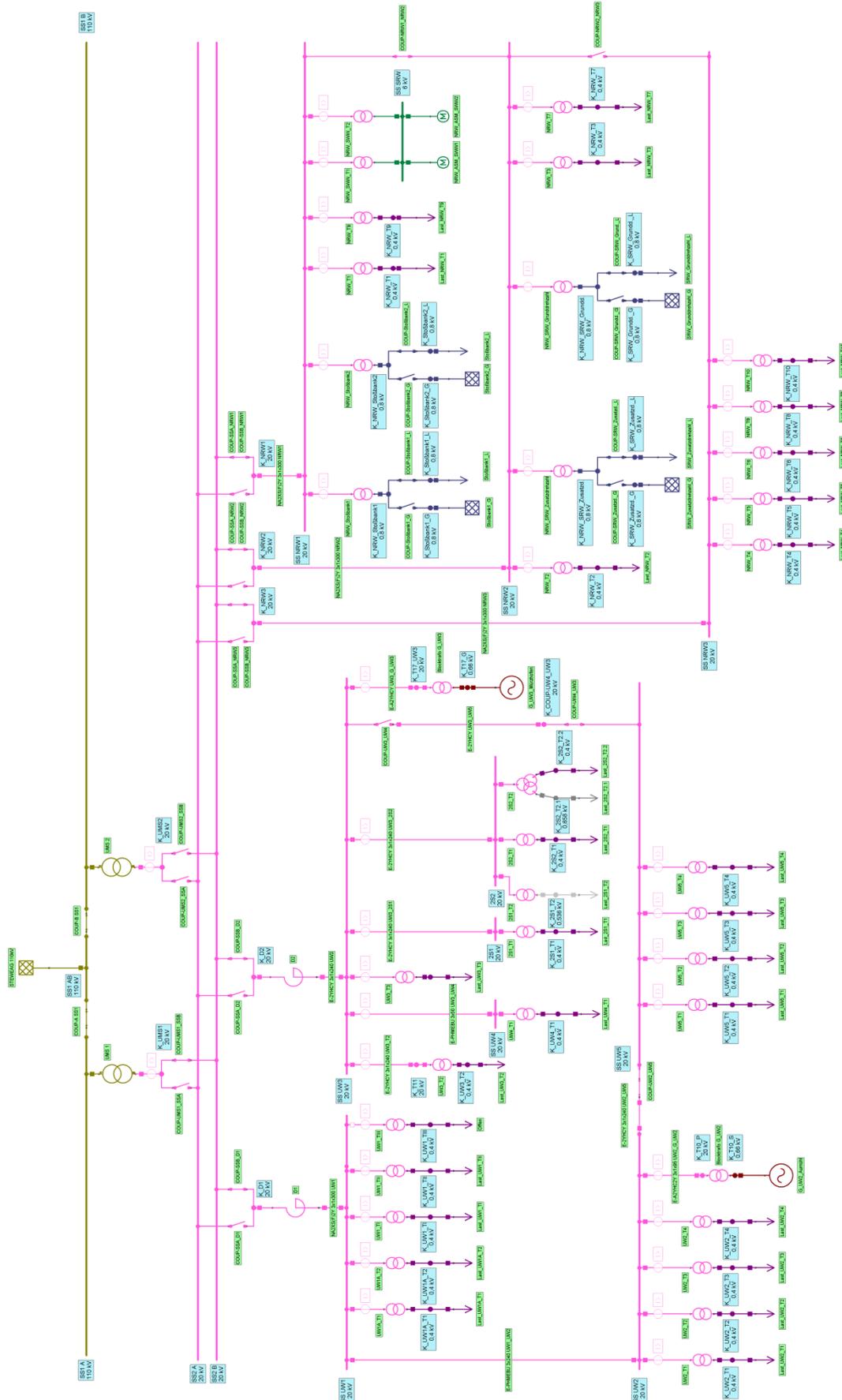


Abbildung 6.1 Bestehendes Mittelspannungsnetz, Kurzschlussberechnung

Nachfolgend sind alle verlegten Kabeltypen samt Längen aufgelistet, der Großteil der Kabeldaten konnte dem OEKW Lieferprogramm entnommen werden. Eine genaue Auflistung befindet sich im Anhang.

Name	Typ	Länge km
NA2XS(F)2Y 3x1x300 UW1	NA2XS(F)2Y 20kV 1 x 300	0.47
E-2YHCY 3x1x240 UW3	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.45
E-PHMEBU 3x240 UW1 UW2	E-PHMEBU 3x240 20kV	0.37
E-2YHCY 3x1x240 UW2 UW5	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.20
E-A2YHC2Y 3x1x95 UW2_G UW2	E-A2YHC2Y 1x95mm ² 20kV	0.40
E-PHMEBU 3x50 UW3 UW4	E-PHMEBU 3x50 20kV	0.25
E-2YHCY 3x1x240 UW3 T2	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.15
E-A2YHCY UW3_G UW3	E-A2YHCY-1x50mm ² 20kV	2.50
NA2XS(F)2Y 3x1x300 NRW2	NA2XS(F)2Y 20kV 1 x 300 20kV	0.45
NA2XS(F)2Y 3x1x300 NRW1	NA2XS(F)2Y 20kV 1 x 300 20kV	0.45
NA2XS(F)2Y 3x1x300 NRW3	NA2XS(F)2Y 20kV 1 x 300 20kV	0.45
E-2YHCY 3x1x240 UW3_2S2	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.15
E-2YHCY UW3 UW5	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.50
E-2YHCY 3x1x240 UW3_2S1	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.15
Summe		6.94 km

Tabelle 6.1 Bestehendes Mittelspannungsnetz, Kabeltypen und Kabellängen

Das Mittelspannungsnetz wird gelöst betrieben; die Petersen-Spule befindet sich örtlich zwischen den Umspannern 1 und 2. Über einen Leistungsschalter wird die Spule auf den jeweiligen Transformatorsternpunkt zugeschaltet.

Die grundsätzliche Netzstruktur ist nachfolgend dargestellt, jedoch ohne Verbraucher-bzw. Erzeugeranlagen.

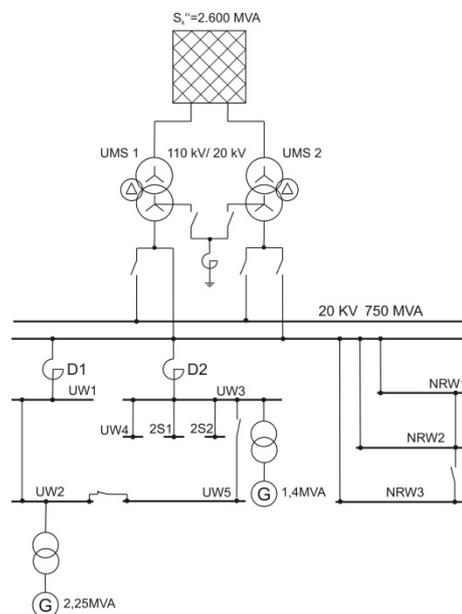


Abbildung 6.2 Mittelspannungsnetz mit Sternpunktbehandlung

Am Standort befinden sich zwei Wasserkraftwerke welche über Blocktransformatoren die elektrische Leistung ins Mittelspannungsnetz einspeisen. Das Kraftwerk Aumühl hat eine Nennscheinleistung von 2.250 kVA und das Kraftwerk Mürzhofen 1.400 kVA.

Da die elektrischen Großantriebe, wie die Stoßbank, Streckreduzierwalzwerk (SRW) und das Schrägwalzwerk (SWW) als Großverbraucher (in Summe rund 11.400 kW), im

Produktionstakt zwischen Leerlauf und Last betrieben werden, wird das Mittelspannungsnetz meist periodische belastet. Somit reicht für den Betrieb des Werksnetzes ein Transformator aus, da die im Mittel aufgenommene Leistung deutlich geringer als die Nennleistung ist. Zusätzlich speisen Gleichstrommotorantriebe beim Verzögern die Bremsenergie zurück.

Durch die periodische Belastung kommt es auch zu periodischen Spannungseinbrüchen im Mittelspannungsnetz, damit sich diese nicht ins übergeordnete Netz übertragen, wird in NRW1 eine SVC-Anlage betrieben. Diese soll einerseits auftretende Spannungseinbrüche minimieren, um Flickererscheinungen zu verhindern, andererseits wird mit dieser eine Grundschiwungs-Blindleistungskompensation und eine Filterung der fünften, siebenten und elften Oberschwingung vorgenommen.

Eine Aufzeichnung der Wirkleistungen am Standort zeigt die wechselnde Belastung. Die Messwerte zeigen einen Werktag im Jänner 2012, aufgezeichnet wird alle 15 Minuten. Somit lassen sich wechselnde Produktionsvorgänge mit deutlich kürzeren Lastzeiten nicht erkennen.

Die Wasserkraftwerke können auf Grund des niedrigen Wasserstandes im Jänner nur einen geringen Anteil an elektrischer Energie liefern. Es ist ersichtlich, dass die Leistungsaufnahme typisch für Industrienetze fluktuierend ist. Als Grenzwert wird eine Leistung von 13 MW vom Netzbetreiber vorgegeben; dieser soll nicht überschritten werden. Tatsächlich kommt es nur zu sehr wenigen Überschreitungen während eines Jahres.

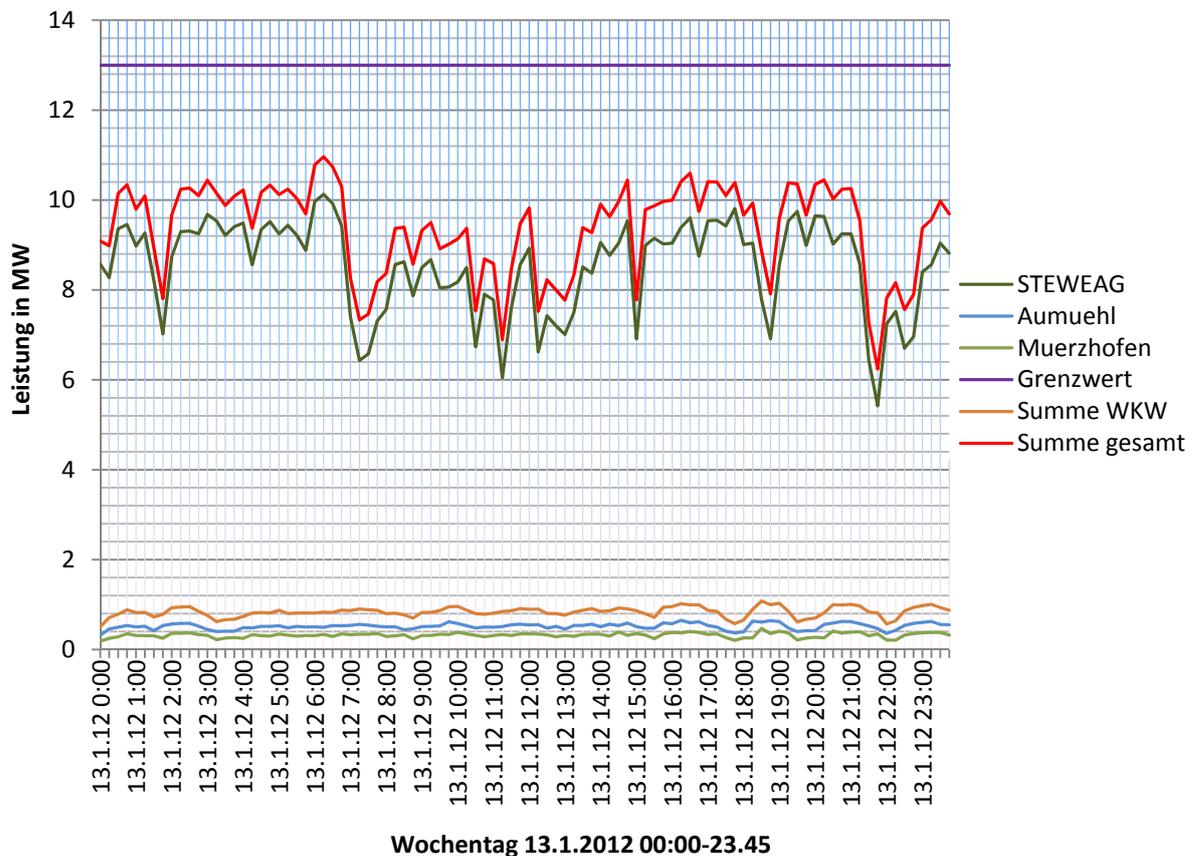


Abbildung 6.3 Lastgangmessung der voestalpine im Jänner 2012

Maximaler Anfangskurzschluss-Wechselstrom, bzw. Netzimpedanz, des 110 kV Netzknotens, der Spannungsfaktor c wurde mit $c=1,1$ gewählt:

$$I_{k_110kV}'' = \frac{S_{k_110kV}''}{\sqrt{3} \cdot U_{N_110kV}} = \frac{2.600 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ kV}} = 13,646 \text{ kA} \quad (6-1)$$

$$Z_{k_110kV} = \frac{c \cdot U_{N_110kV}^2}{S_{k_110kV}''} = \frac{1,1 \cdot (20 \text{ kV})^2}{2.600 \text{ MVA}} = 0,169 \Omega \quad (6-2)$$

Berechnung der Ersatzimpedanz, sowie der maximalen Kurzschlussströme der Wasserkraftwerke.

Kraftwerk Aumühl:

$$X_{G_UW2} = x_{d_G_UW2}'' \frac{U_{N_G_UW2}^2}{S_{G_UW2}} = 0,097 \frac{(20 \text{ kV})^2}{2,25 \text{ MVA}} = 17,244 \Omega \quad (6-3)$$

$$R_{G_UW2} = 0,15 \cdot X_{G_UW2} = 0,15 \cdot 17,244 \Omega = 2,586 \Omega \quad (6-4)$$

$$Z_{G_UW2} = \sqrt{(R_{G_UW2}^2 + X_{G_UW2}^2)} = 17,437 \Omega \quad (6-5)$$

$$I_{k_G_UW2}'' = \frac{c \cdot U_{N_G_UW2}}{\sqrt{3} \cdot Z_{G_UW2}} = \frac{1,1 \cdot 20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 17,437 \Omega} = 0,728 \text{ kA} \quad (6-6)$$

Kraftwerk Mürzhofen:

$$X_{G_UW3} = x_{d_G_UW3}'' \frac{U_{N_G_UW3}^2}{S_{G_UW3}} = 0,092 \frac{(20 \text{ kV})^2}{1,4 \text{ MVA}} = 26,286 \Omega \quad (6-7)$$

$$R_{G_UW3} = 0,15 \cdot X_{G_UW3} = 0,15 \cdot 26,286 \Omega = 3,943 \Omega \quad (6-8)$$

$$Z_{G_UW3} = \sqrt{(R_{G_UW3}^2 + X_{G_UW3}^2)} = 26,58 \Omega \quad (6-9)$$

$$I_{k_G_UW3}'' = \frac{c \cdot U_{N_G_UW3}}{\sqrt{3} \cdot Z_{G_UW3}} = \frac{1,1 \cdot 20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 26,58 \Omega} = 0,478 \text{ kA} \quad (6-10)$$

Maximaler Anteil am Anfangskurzschlusswechselstrom einer Asynchronmaschine:

$$Z_{k_ASM} = \frac{\eta \cdot \cos(\varphi) \cdot U_r^2}{P_{r\ mech} \cdot \left(\frac{I_a}{I_r} \right)} = \frac{0,95 \cdot 0,86 \cdot (20 \text{ kV})^2}{3 \text{ MW} \cdot 6,5} = 16,759 \Omega \quad (6-11)$$

$$I''_{k_ASM} = \frac{c \cdot U_r}{\sqrt{3} \cdot Z_{k_ASM}} = \frac{1,1 \cdot 20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 16,759 \Omega} = 0,758 \text{ kA} \quad (6-12)$$

Bei der Berechnung des maximalen Anfangskurzschlusswechselstromes der Gleichstromantriebe (Klemmen-Kurzschluss) wird davon ausgegangen, dass der Gleichrichter die volle Nennleistung dreiphasig rückspeist, somit wird die Gleichstrommaschine bezüglich der Leistung wie ein Drehstromverbraucher angesehen. Es ist nicht bekannt, wie groß der Leistungsfaktor der Umrichter ist. Für die Berechnung wird üblicherweise von einem Leistungsfaktor von $\cos(30^\circ) = 0,866$ ausgegangen, dies wird hier übernommen.

$$I''_{k_Stoßb.} = \frac{P_{Stoßb.}}{\sqrt{3} \cdot U_{Stoßb.}} = \frac{1,6 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV}} = 0,046 \text{ kA} \quad (6-13)$$

$$Z_{k_Stoßb.} = \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0,046 \text{ kA}} \cdot 0,866 = 217,385 \Omega \quad (6-14)$$

$$I''_{k_SRW_Gd.} = \frac{P_{SRW_Gd.}}{\sqrt{3} \cdot U_{SRW_Gd.} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{1,2 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV} \cdot 0,866} = 0,040 \text{ kA} \quad (6-15)$$

$$Z_{k_SRW_Gd.} = \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0,040 \text{ kA}} = 288,676 \Omega \quad (6-16)$$

$$I''_{k_SRW_Zd.} = \frac{P_{SRW_Zd.}}{\sqrt{3} \cdot U_{SRW_Zd.} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{1 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV} \cdot 0,866} = 0,033 \text{ kA} \quad (6-17)$$

$$Z_{k_SRW_Zd.} = \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0,033 \text{ kA}} = 349,909 \Omega \quad (6-18)$$

Reaktanz der Kurzschlussdrosseln

$$X_D = u_{kD} \frac{U_{ND}}{\sqrt{3} \cdot I_{ND}} = 0,0313 \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 290 \text{ A}} = 1,246 \Omega \quad (6-19)$$

Ersatzimpedanz der Transformatoren (Ersatzschaltbild laut NEPLAN)

$$Z_{UMS} = \frac{u_k U_r^2}{S_{r_UMS} \cdot 100} = \frac{0,099 \cdot (20 \text{ kV})^2}{32 \text{ MVA}} = 1,237 \Omega \quad (6-20)$$

$$Z_{BT_G_UW3} = \frac{u_k U_r^2}{S_{r_BT_G_UW3} \cdot 100} = \frac{0,06 \cdot (20 \text{ kV})^2}{1,6 \text{ MVA}} = 15 \Omega \quad (6-21)$$

$$\underline{Z}_{BT_G_UW2} = \frac{u_k \cdot \underline{U}_r^2}{\underline{S}_{r_BT_G_UW2} \cdot 100} = \frac{0,06 \cdot (20 \text{ kV})^2}{2,5 \text{ MVA}} = 9,6 \Omega \quad (6-22)$$

$$\underline{Z}_{T_SRW} = \frac{u_k \cdot \underline{U}_r^2}{\underline{S}_{r_T_SRW} \cdot 100} = \frac{0,06 \cdot (20 \text{ kV})^2}{1,6 \text{ MVA}} = 15 \Omega \quad (6-23)$$

$$\underline{Z}_{T_Stoßb.} = \frac{u_k \cdot \underline{U}_r^2}{\underline{S}_{r_T_Stoßb.} \cdot 100} = \frac{0,06 \cdot (20 \text{ kV})^2}{2,7 \text{ MVA}} = 8,89 \Omega \quad (6-24)$$

$$\underline{Z}_{T_Sww} = \frac{u_k \cdot \underline{U}_r^2}{\underline{S}_{r_T_Sww} \cdot 100} = \frac{0,06 \cdot (20 \text{ kV})^2}{4,5 \text{ MVA}} = 5,33 \Omega \quad (6-25)$$

Berechnung der Leitungsimpedanzen des Kurzschluss-Strompfades:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{UW1} &= \sqrt{(R'_{(1)UW1} \cdot I_{UW1})^2 + (X'_{(1)UW1} \cdot I_{UW1})^2} = \\ &= \sqrt{\left(0,1 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,47 \text{ km}\right)^2 + \left(0,178 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,47 \text{ km}\right)^2} = 95,958 \cdot 10^{-3} \Omega \end{aligned} \quad (6-26)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{UW3} &= \sqrt{(R'_{(1)UW3} \cdot I_{UW3})^2 + (X'_{(1)UW3} \cdot I_{UW3})^2} = \\ &= \sqrt{\left(0,075 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,45 \text{ km}\right)^2 + \left(0,112 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,45 \text{ km}\right)^2} = 60,657 \cdot 10^{-3} \Omega \end{aligned} \quad (6-27)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{UW1_UW2} &= \sqrt{(R'_{(1)UW1_UW2} \cdot I_{UW1_UW2})^2 + (X'_{(1)UW1_UW2} \cdot I_{UW1_UW2})^2} = \\ &= \sqrt{\left(0,075 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,37 \text{ km}\right)^2 + \left(0,114 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,37 \text{ km}\right)^2} = 50,490 \cdot 10^{-3} \Omega \end{aligned} \quad (6-28)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{UW2_G_UW2} &= \sqrt{(R'_{(1)UW2_G_UW2} \cdot I_{UW2_G_UW2})^2 + (X'_{(1)UW2_G_UW2} \cdot I_{UW2_G_UW2})^2} = \\ &= \sqrt{\left(0,32 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,4 \text{ km}\right)^2 + \left(0,13 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 0,4 \text{ km}\right)^2} = 138,160 \cdot 10^{-3} \Omega \end{aligned} \quad (6-29)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{UW3_G_UW3} &= \sqrt{(R'_{(1)UW3_G_UW3} \cdot I_{UW3_G_UW3})^2 + (X'_{(1)UW3_G_UW3} \cdot I_{UW3_G_UW3})^2} = \\ &= \sqrt{\left(0,641 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 2,5 \text{ km}\right)^2 + \left(0,145 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 2,5 \text{ km}\right)^2} = 1,643 \Omega \end{aligned} \quad (6-30)$$

$$\begin{aligned} Z_{NRW1} &= \sqrt{\left(R'_{(1)NRW1} \cdot I_{NRW1}\right)^2 + \left(X'_{(1)NRW1} \cdot I_{NRW1}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(0,1 \frac{\Omega}{km} \cdot 0,45 km\right)^2 + \left(0,178 \frac{\Omega}{km} \cdot 0,45 km\right)^2} = 91,875 \cdot 10^{-3} \Omega \end{aligned} \quad (6-31)$$

$$Z_{NRW2} = Z_{NRW1} \quad (6-32)$$

Berechnung des dreipoligen Kurzschlussstromes mit Hilfe des Ersatzquellenverfahrens. Da nur die Stromamplitude am Kurzschlussort von Interesse ist, wird ausschließlich mit Beträgen gerechnet.

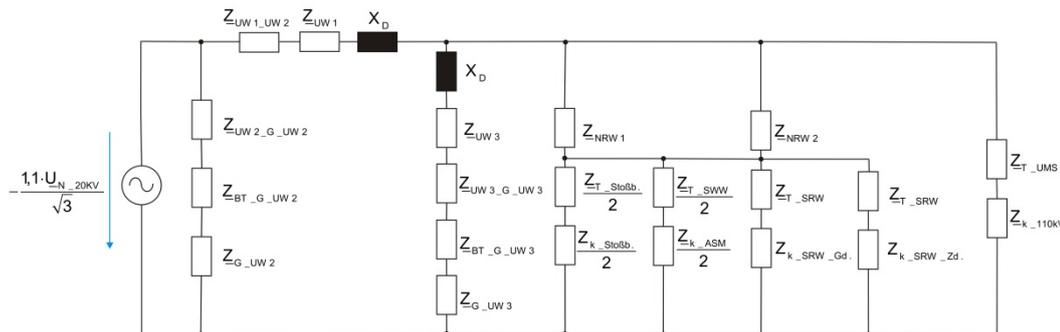


Abbildung 6.5 Kurzschluss- Ersatzschaltbild für dreipoligen Kurzschluss im UW2

Das Ersatzschaltbild wird mit Hilfe der Netzwerktheorie vereinfacht, wodurch sich nachfolgender Kurzschlussstrom errechnet.

$$I''_{k3_UM2} = \frac{c \cdot U_{N_20kV}}{\sqrt{3} \cdot Z_{ges}} = \frac{1,1 \cdot 20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 2,289 \Omega} = 5,549 \text{ kA} \quad (6-33)$$

$$S''_{k3_UM2} = \sqrt{3} \cdot U_{N_20kV} \cdot I''_{k3_UM2} = 192,22 \text{ MVA} \quad (6-34)$$

Im Umspannwerk tritt eine Scheinkurzschlussleistung von rund 192 MVA auf. Im Vergleich zur maximal zulässigen Scheinleistung, gegeben durch die Dimensionierung der Anlage, ist ersichtlich, dass die Reserve sehr gering ausfällt, diese beträgt nur rund 17 %. In der Planungsphase sollte darauf geachtet werden, die Reserven deutlich höher anzustreben, größer als 50%, da ein Netzbau oder zusätzliche Vermaschungen die Kurzschlussleistung deutlich erhöhen können. Hier kommt auch zu tragen, dass das Verteilnetz um 1980 nur eine Kurzschlussleistung von 1.800 MVA hatte.

Vergleicht man das Rechenergebnis mit der Simulation aus Kapitel 6.3.2, so lässt sich eine Differenz der Ergebnisse von rund 6 % feststellen.

Wenn die Kupplung zwischen UW3 und UW5 geschlossen wird, dann wird das Netz nicht mehr im Stich, sondern vermascht betrieben. Es kommt zu einer Parallelschaltung der Impedanzen ausgehend von der Kurzschlussdrossel D2 bis zum Generator UW3. Der dann errechnete Kurzschlussstrom von rund 6,8 kA und die berechnete Kurzschlussleistung von

rund 235 MVA überschreiten die höchst zulässige Scheinleistung. Somit wäre dieser Schaltzustand nicht mehr erlaubt.

Schaltzustand	I''_{k3_UW2}	S''_{k3_UW2}
---	kA	MVA
COUP UW3- UW5 offen	5.55	192.22
COUP UW3- UW5 geschlossen	6.80	235.00

Tabelle 6.2 Kurzschlussströme im UW2 in Abhängigkeit der Vermaschung

6.3 Kurzschlussimulation des bestehenden Mittelspannungsnetzes

6.3.1 Allgemeines zur Simulation

Das in Abbildung 6.1 dargestellte Mittelspannungsnetz stammt aus NEPLAN. Für die Kurzschlussberechnung wird vorerst die SVC Anlage als unerheblich betrachtet. Alle Gleichstromantriebe, die über Umrichter versorgt werden, sind mit einer Netzeinspeisung nachgebildet, welche einen Impedanzwinkel von 30° hat, in Übereinstimmung mit der Annahme des Leistungsfaktors aus Kapitel 6.2.1. Die Nachbildung mit einer Netzeinspeisung ist insofern nicht ganz richtig, da diese immer eine Kurzschlussleistung und eine Nennspannung hat, der tatsächliche Kurzschlussstrom ergibt sich aus der Netzimpedanz. Ein Umrichter kann jedoch als Stromquelle angesehen werden. Da der Nennstrom auf der 20 kV Ebene jedoch sehr gering im Bezug auf die Kurzschlussströme ist, ist der somit entstandene Berechnungsfehler vernachlässigbar klein.

Der Vollständigkeit halber werden die Gleichstromantriebe aber nicht vernachlässigt.

6.3.2 Ein Umspanner und Kurzschlussdrosseln im Betrieb, Schaltzustand 1

Simuliert wird ein dreipoliger Kurzschluss, da dieser den größten Kurzschlussstrom erzeugt. In Betrieb befindet sich der Umspanner 1, alle Wasserkraftwerke befinden sich am Netz. Als Worst Case wird angenommen, dass im Kurzschlussaugenblick auch die Gleichstromantriebe mit deren Nennleistung, siehe Berechnungen (6-13), (6-15) und (6-17), rückspeisen.

Simuliert werden Kurzschlüsse auf allen relevanten Sammelschienen.

Betriebsmittel	Zustand
UMS1	<input checked="" type="checkbox"/>
UMS2	<input type="checkbox"/>
COUP-UW2_UW5	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW3_UW5	<input type="checkbox"/>
COUP-UW5_UW3	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW1_NRW2	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW2_NRW3	<input type="checkbox"/>

Legende: in Betrieb, bzw. geschlossen
 außer Betrieb, bzw. offen

Tabelle 6.3: Netz- Betriebszustände, ein Umspanner, Schaltzustand 1

Fehlerort	Un	Ik"(RST)	Ik"w(RST)	ip (RST)	Sk"(RST)	Fehlertyp	Methode
---	kV	kA	°	kA	MVA		
2S1	20	5.191	-86.45	13.482	179.828	3polig	IEC60909
2S2	20	5.191	-86.45	13.482	179.828	3polig	IEC60909
SS NRW1	20	9.995	-84.86	25.015	346.239	3polig	IEC60909
SS NRW2	20	9.995	-84.85	25.012	346.235	3polig	IEC60909
SS NRW3	20	9.598	-83.84	23.489	332.469	3polig	IEC60909
SS SRW	6	14.626	-83.99	35.886	152.001	3polig	IEC60909
SS UW1	20	5.289	-86.39	13.712	183.228	3polig	IEC60909
SS UW2	20	5.211	-85.89	13.351	180.515	3polig	IEC60909
SS UW3	20	5.228	-86.69	13.655	181.119	3polig	IEC60909
SS UW4	20	5.137	-84.50	12.765	177.963	3polig	IEC60909
SS UW5	20	5.161	-85.55	13.123	178.789	3polig	IEC60909
SS1 A	110	13.971	-80.41	31.821	2,661.765	3polig	IEC60909
SS2 B	20	10.248	-85.55	26.057	355.007	3polig	IEC60909

Tabelle 6.4 Simulationsergebnisse, ein Umspanner, Schaltzustand 1

Für das bestehende Netz, betrieben in der üblichen Netzstruktur, besteht also keine Gefahr für die Sammelschienen falls ein dreipoliger Kurzschluss auftritt. Obwohl die Reserve gerade bei den Sammelschienen in den Umspannwerken UW1, UW2, UW3, UW4 und UW5 gering ist, sie liegt im Bereich von 22 % bis 27 %. Folglich ist diese in UW2 etwas größer als jene in 6.2.1, da der simulierte Kurzschlussstrom kleiner ist als der manuell errechnete.

6.3.3 Ein Umspanner und Kurzschlussdrosseln in Betrieb, Schaltzustand 2

Der im Vorhinein geschilderte Schaltzustand, dass die Umspannwerk 3 und 5 gekuppelt sind (Ringschluss), wird nun genauer untersucht. Wie zu sehen ist werden die Kurzschlussleistungen in den Umspannwerken 1 bis 5 überschritten. Eine Berechnung mit einer Kurzschlussleistung des Slack-Knotens von 1.800 MVA, Stand 1980, würde die Beanspruchung der Sammelschienen nur geringfügig vermindern, diese wären trotzdem überlastet. Der Vermaschungsgrad hat die größte Auswirkung auf den Kurzschlussstrom. Über das Kabel zwischen UW3 und UW5 werden im Kurzschlussfall rund 120 MVA transportiert, dieser Schaltzustand ist daher zu vermeiden, da die Sammelschienen überlastet wären.

Betriebsmittel	Zustand
UMS1	<input checked="" type="checkbox"/>
UMS2	<input type="checkbox"/>
COUP-UW2_UW5	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW3_UW5	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW5_UW3	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW1_NRW2	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW2_NRW3	<input type="checkbox"/>

Legende: in Betrieb, bzw. geschlossen
 außer Betrieb, bzw. offen

Tabelle 6.5 Netz- Betriebszustände, ein Umspanner, Schaltzustand 2

Fehlerort	Un	Ik"(RST)	Ik"w(RST)	ip (RST)	Sk"(RST)	Fehlertyp	Methode
---	kV	kA	°	kA	MVA	---	---
2S1	20	6.945	-85.24	17.546	240.582	3polig	IEC60909
2S2	20	6.945	-85.24	17.546	240.582	3polig	IEC60909
SS NRW1	20	9.997	-84.86	25.018	346.289	3polig	IEC60909
SS NRW2	20	9.996	-84.85	25.015	346.286	3polig	IEC60909
SS NRW3	20	9.599	-83.84	23.492	332.516	3polig	IEC60909
SS SRW	6	14.627	-83.99	35.888	152.006	3polig	IEC60909
SS UW1	20	6.998	-85.48	17.776	242.401	3polig	IEC60909
SS UW2	20	7.014	-85.51	17.825	242.978	3polig	IEC60909
SS UW3	20	7.013	-85.55	17.842	242.926	3polig	IEC60909
SS UW4	20	6.841	-82.65	16.341	236.971	3polig	IEC60909
SS UW5	20	7.012	-85.5	17.817	242.919	3polig	IEC60909
SS1 A	110	13.971	-80.41	31.821	2,661.805	3polig	IEC60909
SS2 B	20	10.250	-85.55	26.061	355.061	3polig	IEC60909

Tabelle 6.6 Simulationsergebnisse, ein Umspanner, Schaltzustand 2

6.3.4 Zwei Umspanner und Kurzschlussdrosseln in Betrieb, Schaltzustand 1

Werden die beiden Umspanner parallel betrieben, falls dies produktionsbedingt nötig sein sollte, so werden die Kurzschlussleistungen in den Altanlagen beinahe überschritten. Die Sammelschienen werden mit ihrer Nennscheinleistung im Kurzschluss belastet.

Auch hier zeigt sich deutlich, dass sich die Einspeiseleistung nicht so deutlich auf die Kurzschlussströme auswirkt als der Vermaschungsgrad.

Betriebsmittel	Zustand
UMS1	<input checked="" type="checkbox"/>
UMS2	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW2_UW5	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW3_UW5	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW5_UW3	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW1_NRW2	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW2_NRW3	<input checked="" type="checkbox"/>

Legende: in Betrieb, bzw. geschlossen
 außer Betrieb, bzw. offen

Tabelle 6.7 Netz- Betriebszustände, beide Umspanner, Schaltzustand 1

Fehlerort	Un	Ik"(RST)	Ik"w(RST)	ip (RST)	Sk"(RST)	Fehlertyp	Methode
---	kV	kA	°	kA	MVA		
2S1	20	6.374	-86.67	16.631	220.804	3polig	IEC60909
2S2	20	6.374	-86.67	16.631	220.804	3polig	IEC60909
SS NRW1	20	15.999	-84.03	39.300	554.210	3polig	IEC60909
SS NRW2	20	15.998	-84.03	39.295	554.204	3polig	IEC60909
SS NRW3	20	15.069	-82.59	35.894	522.014	3polig	IEC60909
SS SRW	6	16.036	-83.72	39.115	166.654	3polig	IEC60909
SS UW1	20	6.472	-86.6	16.856	224.203	3polig	IEC60909
SS UW2	20	6.351	-85.96	16.296	220.005	3polig	IEC60909
SS UW3	20	6.430	-86.96	16.895	222.749	3polig	IEC60909
SS UW4	20	6.293	-84.27	15.553	217.998	3polig	IEC60909
SS UW5	20	6.277	-85.56	15.957	217.447	3polig	IEC60909
SS1 A	110	14.001	-80.41	31.888	2667.583	3polig	IEC60909
SS2 B	20	16.749	-85.26	42.280	580.210	3polig	IEC60909

Tabelle 6.8 Simulationsergebnisse, beide Umspanner, Schaltzustand 1

6.3.5 Zwei Umspanner und Kurzschlussdrosseln in Betrieb, Schaltzustand 2

Dieser Betriebszustand ist nicht zulässig, da die Kurzschlussleistungen deutlich über den Nennwerten liegen. Die Sammelschienen im Nahtlosrohrwalzwerk sind für alle bisherigen Betrachtungen zweitrangig, da diese einer Kurzschlussbeanspruchung mit Sicherheit gewachsen sind.

Betriebsmittel	Zustand
UMS1	<input checked="" type="checkbox"/>
UMS2	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW2_UW5	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW3_UW5	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW5_UW3	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW1_NRW2	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW2_NRW3	<input type="checkbox"/>

Legende: in Betrieb, bzw. geschlossen
 außer Betrieb, bzw. offen

Tabelle 6.9 Netz- Betriebszustände, beide Umspanner, Schaltzustand 2

Fehlerort	Un	Ik"(RST)	Ik"w(RST)	ip (RST)	Sk"(RST)	Fehlertyp	Methode
---	kV	kA	°	kA	MVA	---	---
2S1	20	9.185	-85.15	23.157	318.194	3polig	IEC60909
2S2	20	9.185	-85.15	23.157	318.194	3polig	IEC60909
SS NRW1	20	16.000	-84.03	39.303	554.258	3polig	IEC60909
SS NRW2	20	16.000	-84.03	39.298	554.253	3polig	IEC60909
SS NRW3	20	15.070	-82.59	35.896	522.057	3polig	IEC60909
SS SRW	6	16.036	-83.72	39.115	166.656	3polig	IEC60909
SS UW1	20	9.282	-85.48	23.573	321.541	3polig	IEC60909
SS UW2	20	9.303	-85.5	23.628	322.279	3polig	IEC60909
SS UW3	20	9.304	-85.56	23.675	322.309	3polig	IEC60909
SS UW4	20	8.999	-81.76	21.096	311.750	3polig	IEC60909
SS UW5	20	9.301	-85.49	23.618	322.209	3polig	IEC60909
SS1 A	110	14.001	-80.41	31.889	2,667.631	3polig	IEC60909
SS2 B	20	16.751	-85.26	42.284	580.263	3polig	IEC60909

Tabelle 6.10 Simulationsergebnisse, beide Umspanner, Schaltzustand 2

6.3.6 Betrieb ohne Kurzschlussdrossel, ein Umspanner in Betrieb, Schaltzustand 1

Im Zuge des Umbaus der älteren Umspannwerke wird deren Kurzschlussfestigkeit erhöht, weshalb auf die Kurzschlussdrosseln verzichtet werden soll, da diese ansonsten nur unnötige Verluste erzeugen.

Betriebsmittel	Zustand
UMS1	<input checked="" type="checkbox"/>
UMS2	<input type="checkbox"/>
COUP-UW2_UW5	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW3_UW5	<input type="checkbox"/>
COUP-UW5_UW3	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW1_NRW2	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW2_NRW3	<input type="checkbox"/>

Legende: in Betrieb, bzw. geschlossen
 außer Betrieb, bzw. offen

Tabelle 6.11 Netz- Betriebszustände, ein Umspanner, ohne KS- Drossel, Schaltzustand 1

Fehlerort	Un	Ik"(RST)	Ik"w(RST)	ip (RST)	Sk"(RST)	Fehlertyp	Methode
---	kV	kA	°	kA	MVA		
2S1	20	9,739	-83.8	23.815	337.362	3polig	IEC60909
2S2	20	9,739	-83.8	23.815	337.362	3polig	IEC60909
SS NRW1	20	10,020	-84.82	25.059	347.091	3polig	IEC60909
SS NRW2	20	10,020	-84.82	25.056	347.088	3polig	IEC60909
SS NRW3	20	9,620	-83.8	23.529	333.259	3polig	IEC60909
SS SRW	6	14,635	-83.98	35.901	152.088	3polig	IEC60909
SS UW1	20	9,653	-83.86	23.635	334.375	3polig	IEC60909
SS UW2	20	9,363	-82.97	22.491	324.334	3polig	IEC60909
SS UW3	20	9,874	-84.22	24.367	342.052	3polig	IEC60909
SS UW4	20	9,515	-80.24	21.619	329.614	3polig	IEC60909
SS UW5	20	9,198	-82.43	21.843	318.637	3polig	IEC60909
SS1 A	110	13,974	-80.41	31.828	2,662.465	3polig	IEC60909
SS2 B	20	10,274	-85.52	26.106	355.915	3polig	IEC60909

Tabelle 6.12 Simulationsergebnisse, ein Umspanner, ohne KS- Drossel, Schaltzustand 1

Auf eine Simulation mit parallel geschalteten UW3 und UW5 wird verzichtet, da im Zuge des Umbaus die Kurzschlussleistung dem nachfolgenden Schaltzustand gewachsen sein muss.

6.3.7 Betrieb ohne Kurzschlussdrossel, beide Umspanner in Betrieb, Schaltzustand 2

Dar nachfolgende Schaltzustand soll den maximal auftretenden Kurzschlussstrom im vermaschten Mittelspannungsnetz darstellen.

Betriebsmittel	Zustand
UMS1	<input checked="" type="checkbox"/>
UMS2	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW2_UW5	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW3_UW5	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-UW5_UW3	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW1_NRW2	<input checked="" type="checkbox"/>
COUP-NRW2_NRW3	<input type="checkbox"/>

Legende: in Betrieb, bzw. geschlossen
 außer Betrieb, bzw. offen

Tabelle 6.13: Betriebszustände, beide Umspanner, ohne KS- Drossel, Schaltzustand 2

Fehlerort	Un	Ik"(RST)	Ik"w(RST)	ip (RST)	Sk"(RST)	Fehlertyp	Methode
---	kV	kA	°	kA	MVA	---	---
2S1	20	15.585	-82.95	37.405	539.879	3polig	IEC60909
2S2	20	15.585	-82.95	37.405	539.879	3polig	IEC60909
SS NRW1	20	16.023	-84.01	39.343	555.045	3polig	IEC60909
SS NRW2	20	16.023	-84.01	39.339	555.040	3polig	IEC60909
SS NRW3	20	15.091	-82.57	35.930	522.757	3polig	IEC60909
SS SRW	6	16.040	-83.72	39.121	166.694	3polig	IEC60909
SS UW1	20	15.615	-83.25	37.724	540.923	3polig	IEC60909
SS UW2	20	15.490	-82.88	37.125	536.574	3polig	IEC60909
SS UW3	20	15.937	-83.61	38.789	552.073	3polig	IEC60909
SS UW4	20	14.973	-77.37	32.209	518.674	3polig	IEC60909
SS UW5	20	15.513	-82.87	37.165	537.391	3polig	IEC60909
SS1 A	110	14.006	-80.41	31.897	2,668.437	3polig	IEC60909
SS2 B	20	16.776	-85.24	42.331	581.139	3polig	IEC60909

Tabelle 6.14 Simulationsergebnisse, beide Umspanner, ohne KS- Drossel, Schaltzustand 2

6.3.8 Resümee

Das Netz kann also durchaus ohne die Kurzschlussdrosseln betrieben werden, wenn die Sammelschienen mindesten der berechneten maximalen Kurzschlussbeanspruchung standhalten. Mit genügend Reserve wird auch bei den zu umbauenden Umspannwerken mindestens ein S_k'' von 750 MVA empfohlen. Bei dieser Bemessungsleistung besteht genügend Reserve bezüglich einer Erweiterung und möglichen zusätzlichen Vermaschungen.

7 Lastfluss im bestehenden Mittelspannungsnetz

In diesem Kapitel wird die Lastflussmessung im bestehenden Mittelspannungsnetz erläutert, sowie ein Vergleich mit den Simulationsergebnissen durchgeführt. Des Weiteren wird auch auf eine Lastflussmessung bei Produktionsstillstand eingegangen.

7.1.1 Messung des Lastflusses im Betrieb

Gemessen wird die Energie (W_{gem}) an allen Abgängen des UW110/20 kV. Berechnet wird daraus der Lastfluss durch ein installiertes Messsystem. In einem Zeitfenster (t_{mess}) von einer viertel Stunde werden alle positiv bzw. negativ gemessenen Energien gespeichert und daraus der Mittelwert gebildet. Somit erhält man den Mittelwert der Leistung, berechnet über eine Viertelstunde. Die Ausgabe und Anzeige erfolgt durch einen Computer.

Der Leistungsmittelwert wird getrennt sowohl für die positive und negative Lastflussrichtung berechnet mit (7-1).

$$P_{mittel} = \frac{W_{gem}}{t_{mess}} = \frac{...Wh}{0,25 \cdot h} = ...W \quad (7-1)$$

Eine Messung vormittags am 23. April 2012 ergab nachfolgende Ergebnisse.

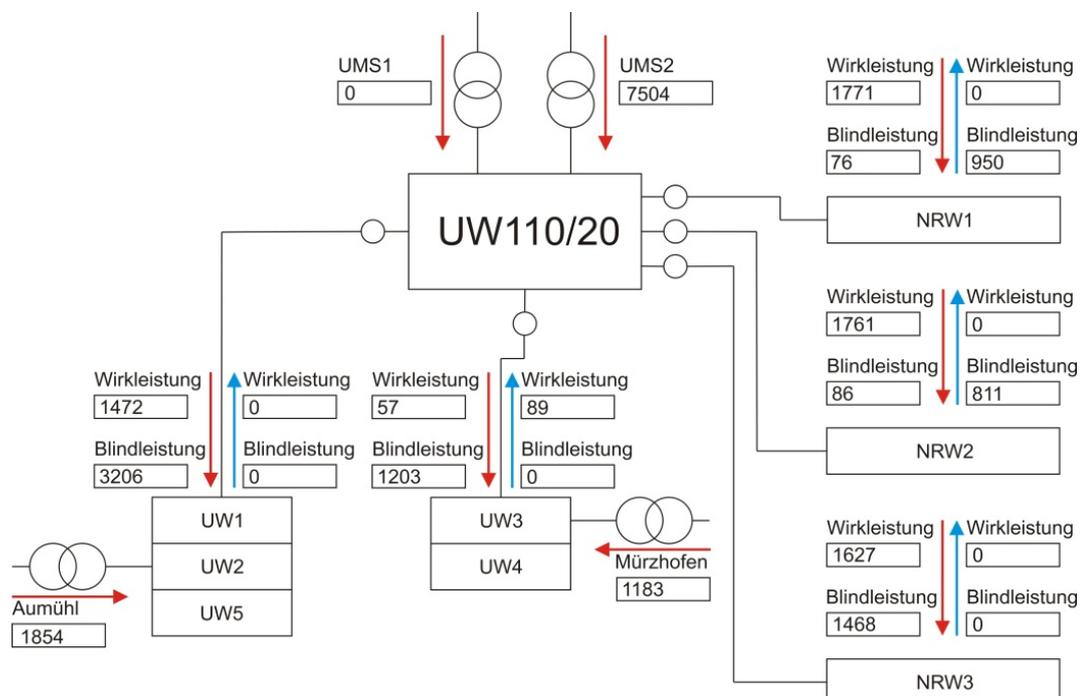


Abbildung 7.1 Lastflussmessung im Mittelspannungsnetz bei Betrieb, in kW bzw. kvar

Rot eingefärbte Pfeile kennzeichnen einen Lastfluss zum Verbraucher, blaue Pfeile definieren den Lastfluss zur Quelle.

Die Betrachtung aller Erzeuger- und Verbraucherleistungen führt zum Ergebnis, dass die Messung eine Wirkleistungsdifferenz von $P_{diff} = 816 \text{ kW}$ ergibt, diese Leistung wird aus dem Hochspannungsnetz entnommen und kann nicht direkt dem Mittelspannungsnetz zugeordnet werden. Selbst wenn die Wirkverluste im Netz abgezogen werden, würde eine beträchtliche Leistung übrig bleiben.

Eine vermutliche Ursache besteht in den Messung selbst, da die Einspeiseleistung der Wasserkraftwerke im Sekundentakt aufgezeichnet wird, für die übrigen Messstellen werden die Mittelwerte pro Viertel Stunde angezeigt. Der Fehler konnte jedoch nicht genau verifiziert werden.

Die aus dem Hochspannungsnetz entnommene Blindleistung muss aus der Differenz der Erzeuger- und Verbrauchermessungen ermittelt werden, inkludiert sind die Blindleistungsverluste im Mittelspannungsnetz. Diese ergeben einen Wert von $Q_{loss} = 0,659 \text{ Mvar}$, wobei nur die Kabeln berücksichtigt werden. Laut Berechnung muss eine Blindleistung von $Q_{diff} = 4,189 \text{ Mvar}$ aus dem Hochspannungsnetz entnommen werden.

Somit hat das Mittelspannungsnetz, beruhend auf dieser Messung, einen Leistungsfaktor von rund $\cos(\varphi) = 0,9$. Der über ein Monat gerechnete Leistungsfaktor, ermittelt aus der Stromrechnung vom 01.12.2011-31.12.2011, ist jedoch höher und beträgt $\cos(\varphi)_{\text{Dezember 2011}} = 0,97$. Diese Werte sind nicht direkt vergleichbar, da bei der Lastflussmessung der Betriebszustand im Netz nicht genau nachvollzogen werden kann, und einige Verbraucher, wie die Stauchpresse, einen sehr niedrigen Leistungsfaktor haben. Diese Anlage ist aber nicht immer in Betrieb, die Blindleistungsaufnahme variiert daher stark.

Es fällt jedoch sofort auf, dass in den Umspannwerken welche auch von den Wasserkraftgeneratoren versorgt werden fast kein Wirkleistungstransport stattfindet, die Blindleistung zum Aufbau der Magnetfelder wird jedoch aus dem Hochspannungsnetz entnommen, wodurch der Leistungsfaktor dementsprechend schlecht ist.

Im Mittel sind auch die Transformatoren wenig ausgelastet, wodurch die Leerlaufverluste stärker ins Gewicht fallen.

7.1.2 Simulation des Lastflusses während des Betriebs

Eine Simulation des Lastflusses soll weiteren Aufschluss über den Lastfluss geben, bzw. die Möglichkeit bieten, die Netzverluste zu ermitteln. Die Simulation wurde mit Anlehnung an die Mittelwerte der Messung durchgeführt, wodurch die Last der Transformatoren und der Antriebe angepasst wurde.

Der Großteil der Lasten hat einen Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,86$, da überwiegend Asynchronmotoren mit einer Nennleistung von 3 kW für Rollgänge in Betrieb sind. Das Schrägwalzwerk wird nicht dauernd im Nennpunkt betrieben; die durchschnittlich

aufgenommenen Leistungen entsprechen rund ein Drittel der Nennleistungen. Somit muss auch der Leistungsfaktor angepasst werden, dieser wurde dem Datenblatt [11] entnommen.

Eine SVC (Static Var Compensator) Anlage wurde bei der Lastflusssimulation berücksichtigt um die Blindleistungseinspeisung an NRW1 zu simulieren: diese liefert rund 6.100 kvar an kapazitiver Blindleistung, Netzoberwellen und dadurch entstehende Blindleistung wurde nicht berücksichtigt. Eine Messung im Stillstand brachte darüber detaillierten Aufschluss.

Simuliert wird das gesamte Werksnetz, eine Darstellung der gesamten Lastflüsse über jeden Transformator oder jedes Kabel wäre möglich. Da aber nur einige wichtige Punkte bzw. Kabel für eine Aussage notwendig sind, wurde nicht das gesamte Netz aus NEPLAN übernommen, sondern die Ergebnisse in eine minimierte Netzdarstellung eingetragen, dies dient der Übersicht.

Folgende Simulationsergebnisse werden dargestellt:

- Wirkleistung in MW
- Blindleistung in Mvar
- Strom in kA
- Leistungsfaktor (Power Factor)
- Wirkverluste in MW
- Blindverluste in Mvar
- Auslastung (Load) in %

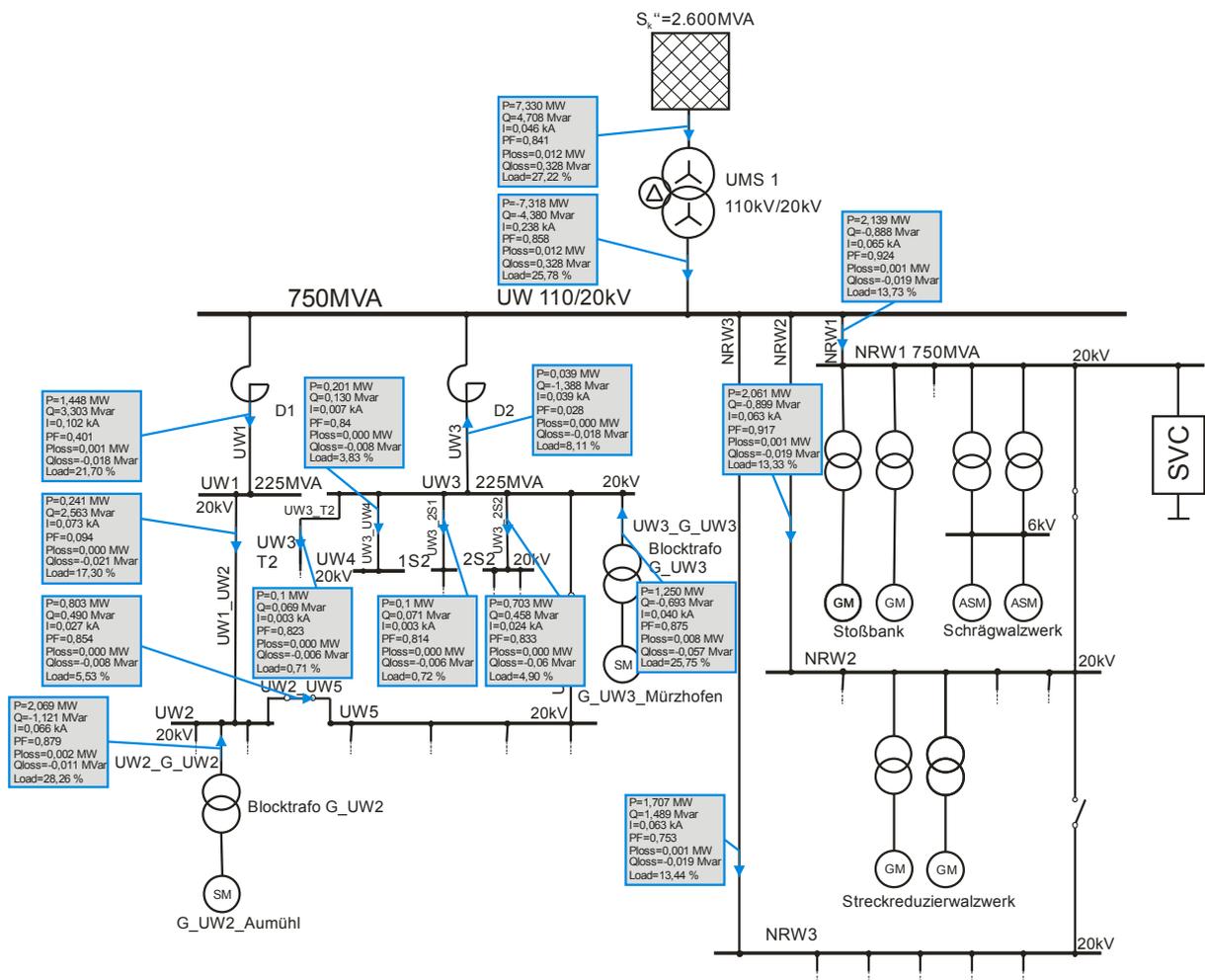


Abbildung 7.2 Lastflusssimulation im Mittelspannungsnetz bei Betrieb

Die Pfeilrichtung gibt die Lastflussrichtung für die Wirkleistung an, die Blindlastflussrichtung wird durch das Vorzeichen definiert. Die Simulation gibt die Ergebnisse der Messung sehr gut wieder: Somit wird die Annahme, dass die Transformatoren im Werksnetz im Mittel nur zu einem Drittel ausgelastet sind, sowie der angenommene Leistungsfaktor, bestätigt.

Das gesamte Mittelspannungsnetz samt Umspanner hat $P_{V_tot} = 92,05 \text{ kW}$ Wirkverluste und $Q_{V_tot} = 1,06 \text{ Mvar}$ an Blindverlusten. Die meisten Netzelemente sind nur sehr gering ausgelastet, wodurch die Wirkverluste sehr gering ausfallen. Die bei der Wirkleistung entstandene Differenzleistung kann nicht erklärt werden, wahrscheinlich ist eine fehlende Messstelle oder ein analytischer Auswertefehler die Ursache.

Die Kurzschlussdrosseln erzeugen praktische keine Wirkverluste, da der ohmsche Wirkwiderstand gering ist, die Blindverluste betragen laut Simulation $Q_{V_D} = 38,632 \text{ kvar}$, also haben nur einen geringen Anteil an den gesamten Verlusten.

7.1.3 Lastflussmessung bei Produktionsstillstand

Im Zuge eines Produktionsstillstandes wurde der Blindlastfluss im Netz aufgezeichnet, dies soll Informationen über die Blindleistungskompensation bringen. Diese stellt unabhängig vom Lastfluss im Netz kapazitive Blindleistung bereit, um die induktive Blindleistung im Netz zu kompensieren. Die Funktion als Oberschwingungsfilter wird hier nicht mehr betrachtet, da die Blindleistung der Oberschwingungen deutlich kleiner ist als die der Grundschwingung.

Das gesamte Werksnetz wurde am 04.05.2012 zwischen 12.40–13.10 Uhr heruntergefahren. Die dargestellte Aufzeichnung zeigt ein bereits abgestelltes Nahtlosrohrwalzwerk, die restlichen Produktionsstätten sind noch in Betrieb. Augenblicke später wurde auch der Rest vom Netz genommen und die Blindleistungskompensationsanlage abgestellt. Ein Wiederhochfahren der Anlagen, welche durch UW1-5 versorgt werden, erfolgte um 13.10 Uhr, der Betrieb lief derweilen unkompensiert.

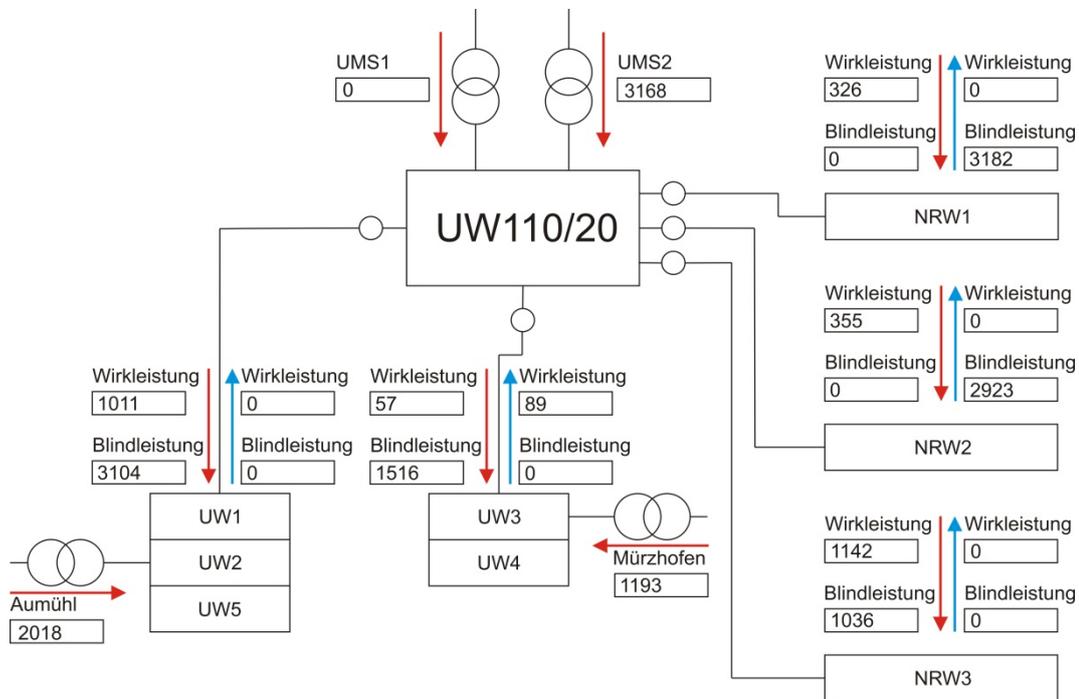


Abbildung 7.3 Lastflussmessung im Mittelspannungsnetz bei Stillstand, in kW bzw. kvar

Die Kompensationsanlage erzeugt 6.105 Mvar an kapazitiver Grundwellen-Blindleistung.

8 Kurzschlussberechnung und Lastflussberechnung des erweiterten Netzes

Im nachfolgenden Kapitel wird für die geplante Netzerweiterung eine Kurzschluss- und Lastflussberechnung durchgeführt. Untersucht wird, ob diese Erweiterung für das Mittelspannungsnetz zulässig ist. Die rot umrandeten Netzteile weisen auf den geplanten Zubau hin.

8.1 Kurzschlussberechnung

Die Netzerweiterung umfasst eine Produktionshalle („Halle“) mit einem Anschlusswert von 4 MW und eine Produktionsstätte zur induktiven Erwärmung („Induktive Erwärmung“) mit einer Leistung von 7 MW. Die induktive Erwärmung wird direkt von der Sammelschiene NRW2 versorgt. Von der 20 kV Hauptsammelschiene des NRW1 führt ein 150 m langes Kabel der Type NA2XS(F)2Y 1x240 zur Produktionshalle. Die Anlagen befinden sich noch in der Planungsphase, genaue Herstellerangaben sind daher noch nicht bekannt.

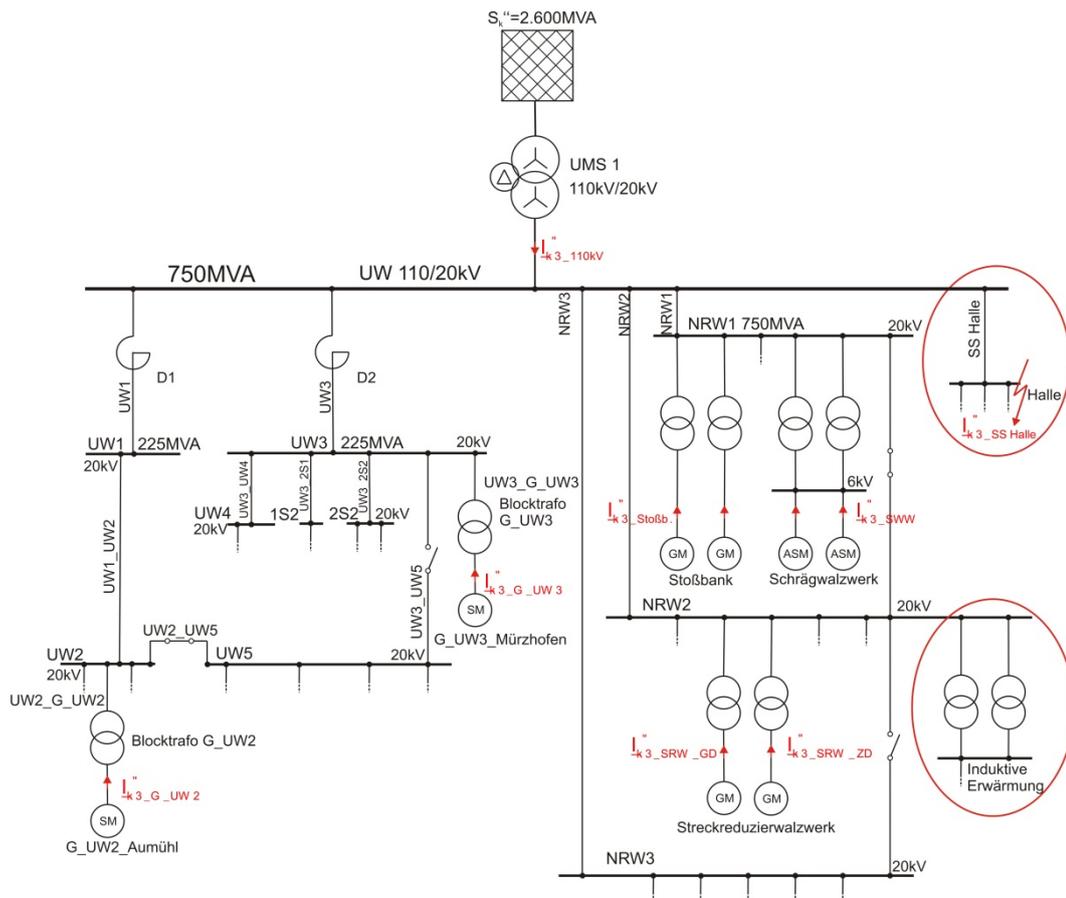


Abbildung 8.1 Kurzschlussberechnung des erweiterten Netzes

Daher werden die Transformatoren der Halle auf der Basis des bestehenden Netzes angenommen. Für die Reduktion des Oberschwingungsspektrums der induktiven

Erwärmung wird ein Transformator in Dy- und einer in Dd- Schaltgruppe vorgesehen, bei der so entstandenen unechten 12- pulsige Brückenschaltung reduziert sich das Spektrum auf Oberschwingungen der Ordnung $12n \pm 1$. Die zur Simulation verwendeten Transformatoren sind im Anhang aufgeführt.

Die Ergebnisse der Kurzschlussberechnung bleiben wesentlich gültig, da keine zusätzliche Einspeisung stattfindet bzw. sich die Netztopologie nicht durch die Stickleitungen ändert.

Somit ist lediglich der Kurzschlussstrom an der Sammelschiene der neuen Halle von Interesse. Die induktive Erwärmung wird direkt von den Transformatoren versorgt, Sammelschienen sind nicht vorgesehen.

Die Simulation ergibt nachfolgende Ergebnisse für einen bzw. zwei Umspanner in Betrieb. Alle weiteren Anlagen sind dem Netz zugeschaltet.

Umspanner in Betrieb	Fehlerort	Un	Ik"(RST)	Ik"w(RST)	ip (RST)	Sk"(RST)	Fehlertyp	Methode
		kV	kA	°	kA	MVA		
UMS 1	SS Halle	20	10.022	-84.92	25.124	347.182	3polig	IEC60909
UMS 1 und UMS 2	SS Halle	20	16.152	-84.26	39.873	559.513	3polig	IEC60909

Tabelle 8.1 Kurzschlussströme an SS Halle

Vergleicht man die Ergebnisse mit Kapitel 6.3.2, so ist erkennbar, dass der Kurzschlussstrom größer ist als in den Sammelschienen des Nahtlosrohrwalzwerkes, dies ist auf die kürzere Kabellänge zurückzuführen.

8.2 Lastflussberechnung

Das Lastprofil der Halle entspricht dem des bestehenden Netzes, somit wird der Lastfluss deutlich geringer als der mögliche Nennlastfluss.

Die induktive Erwärmung wird als Stoßbelastung angesehen, die im Produktionstakt auftritt, jedoch ist keine Rückspeisung möglich, somit wird sich diese stärker auf das Netz auswirken als die Antriebe.

Des Weiteren ist auch eine Untersuchung des möglichen maximalen Nennlastflusses notwendig, da es durchaus sein kann, dass alle Anlagen zeitgleich die Nennleistung beziehen.

Auf der Grundlage der Lastflusssimulation im bestehenden Netz wurden nun die zusätzlichen Verbraucher integriert. Als Durchschnittsbezug wurde für die induktive Erwärmung und die Halle ein Drittel der Nennleistung angenommen.

Induktive Erwärmungsprozesse haben einen geringen Leistungsfaktor (siehe Spule), die daher auftretenden Blindströme würden im Netz weitere Verluste erzeugen. Daher ist eine Kompensation vor Ort notwendig. Daher wird der Leistungsfaktor der induktiven Erwärmung mit 0,9 angenommen.

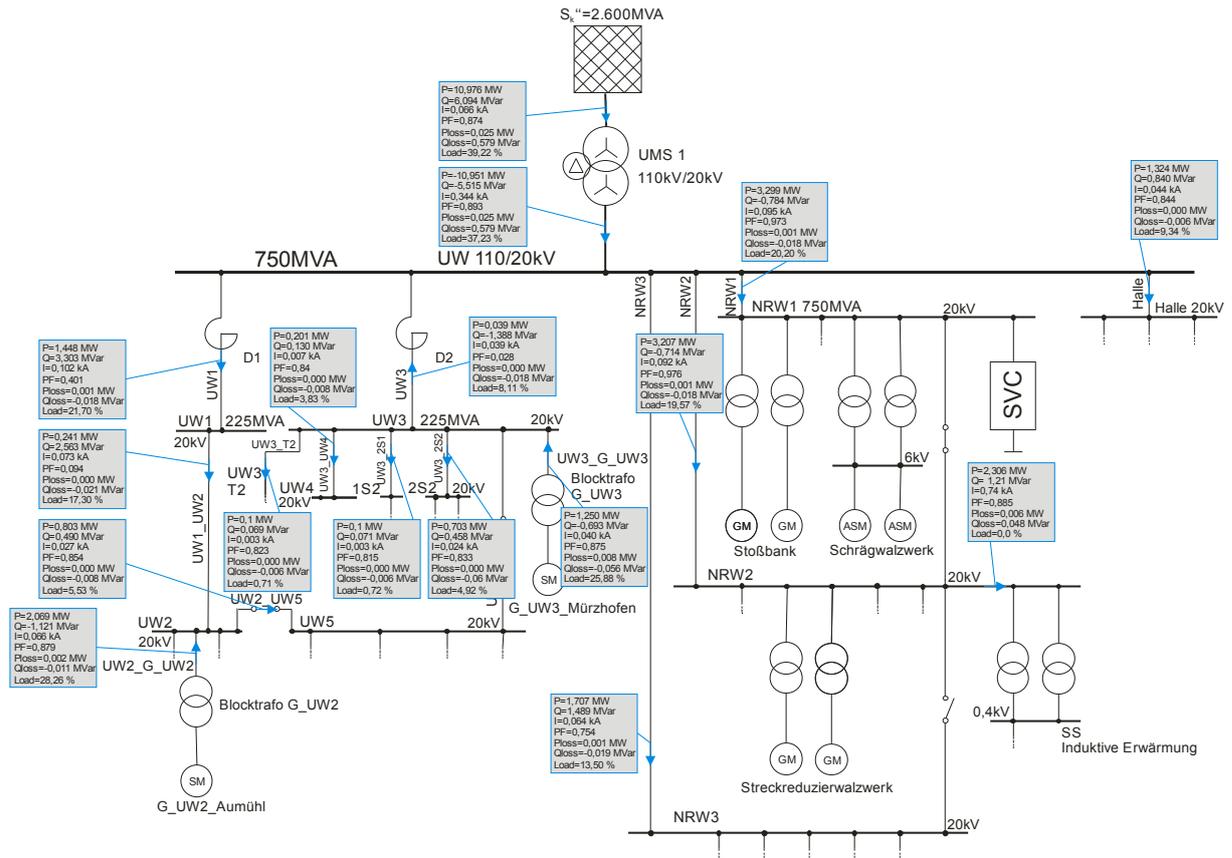


Abbildung 8.2 Lastflusssimulation des erweiterten Netzes, Durchschnittsverbrauch als Basis

Die Simulation ergab Netzverluste in der Höhe von $P_{V_tot} = 117,45 \text{ kW}$ und $Q_{V_tot} = 1,472 \text{ Mvar}$.

Eine Gegenüberstellung mit den Simulationsergebnissen des bestehenden Mittelspannungsnetzes zeigt (siehe Kapitel 7.1.2), dass die Wirkverluste um 27,5 % und die Blindverluste um 38,8 % gestiegen sind. Dies ist auf die höhere Auslastung zurückzuführen.

Bisher wurde angenommen, dass die Wasserkraftwerke mit Nennleistung ins Netz einspeisen, jedoch wird gerade im Winter diese Bedingung nicht erfüllt. Nachfolgend wird daher der Lastfluss für ein Szenario dargestellt, wo die Wasserkraftwerke nicht mehr einspeisen.

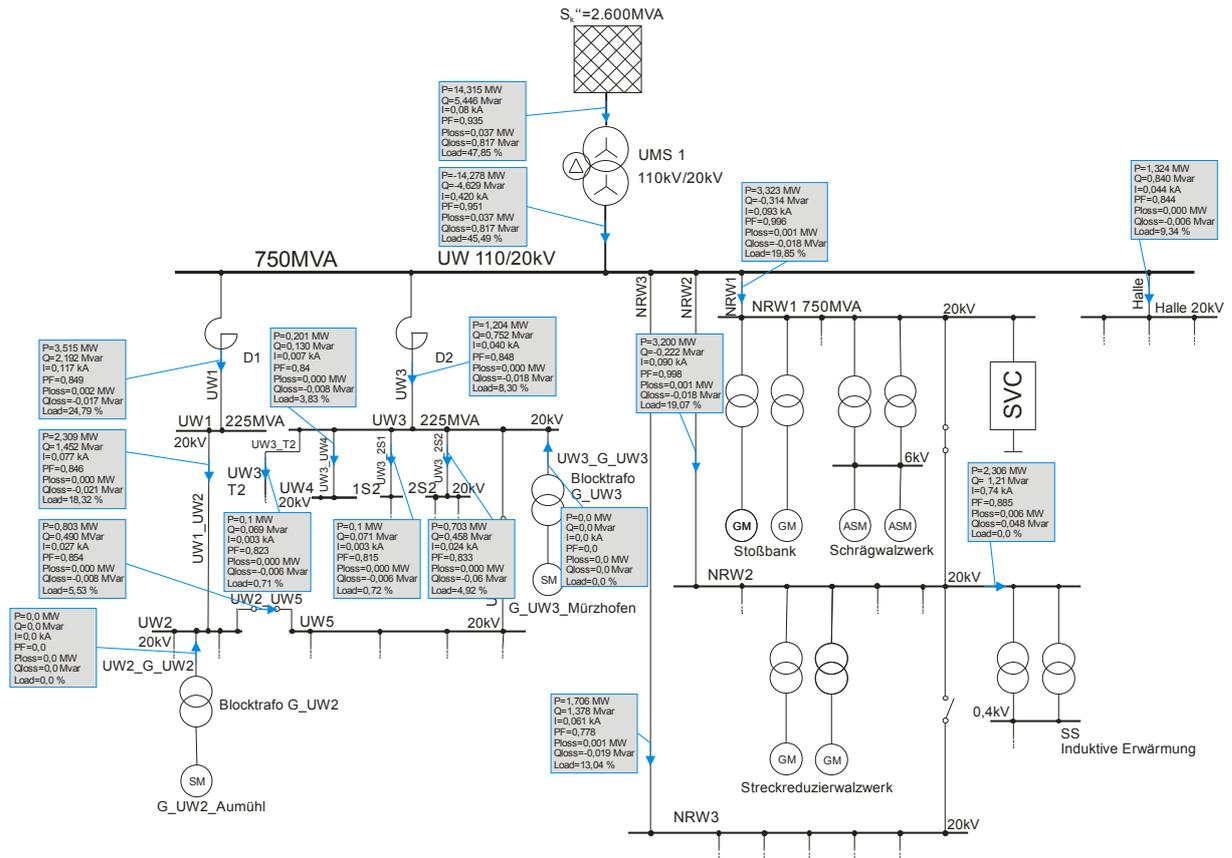


Abbildung 8.3 Lastflusssimulation des erweiterten Netzes, ohne Wasserkraft-Wirkleistungseinspeisung

Die Verluste betragen $P_{V_tot} = 110,77 \text{ kW}$ und $Q_{V_tot} = 1,624 \text{ Mvar}$, was einer Verringerung der Wirkleistungsverluste um 6 % bzw. eine Erhöhung der Blindleistungsverluste 10 %, gegenüber einer Einspeisung mit Nennleistung entspricht. Ausschlaggebend ist dabei das 2,5 km lange Kabel des Generators Aumühl Richtung UW3. Das Netz wird dadurch aber nicht maßgeblich beeinflusst, da genügend Übertragungsreserve besteht.

Zur Simulation der möglicherweise auftretenden Spitzenlasten wird eine gleichzeitige Belastung der Großantriebe und der induktiven Erwärmung vorausgesetzt. Alle anderen Verbraucher haben einen erhöhten durchschnittlichen Verbrauch, entsprechend der halben Transformatornennleistung.

Die Wasserkraftwerke speisen mit Nennleistung ins Mittelspannungsnetz.

Wenn nur ein Umspanner in Betrieb ist, wird dieser mit 47,10 % überlastet, da der Wirkleistungsfluss 37,631 MW und der Blindleistungsfluss 28,301 Mvar betragen. Auch wenn diese Belastung nur im Produktionstakt auftritt, so ist die Überlast schon beträchtlich, ein Betrieb mit zwei Umspannern würde unausweichlich werden.

Eine Spannungshaltung kann theoretisch über den Stufensteller des Transformators erfolgen, dieser würde jedoch weiterhin überlastet sein.

Nachfolgend sind die Simulationsergebnisse dargestellt, wenn bereits zwei Umspanner in Betrieb sind.

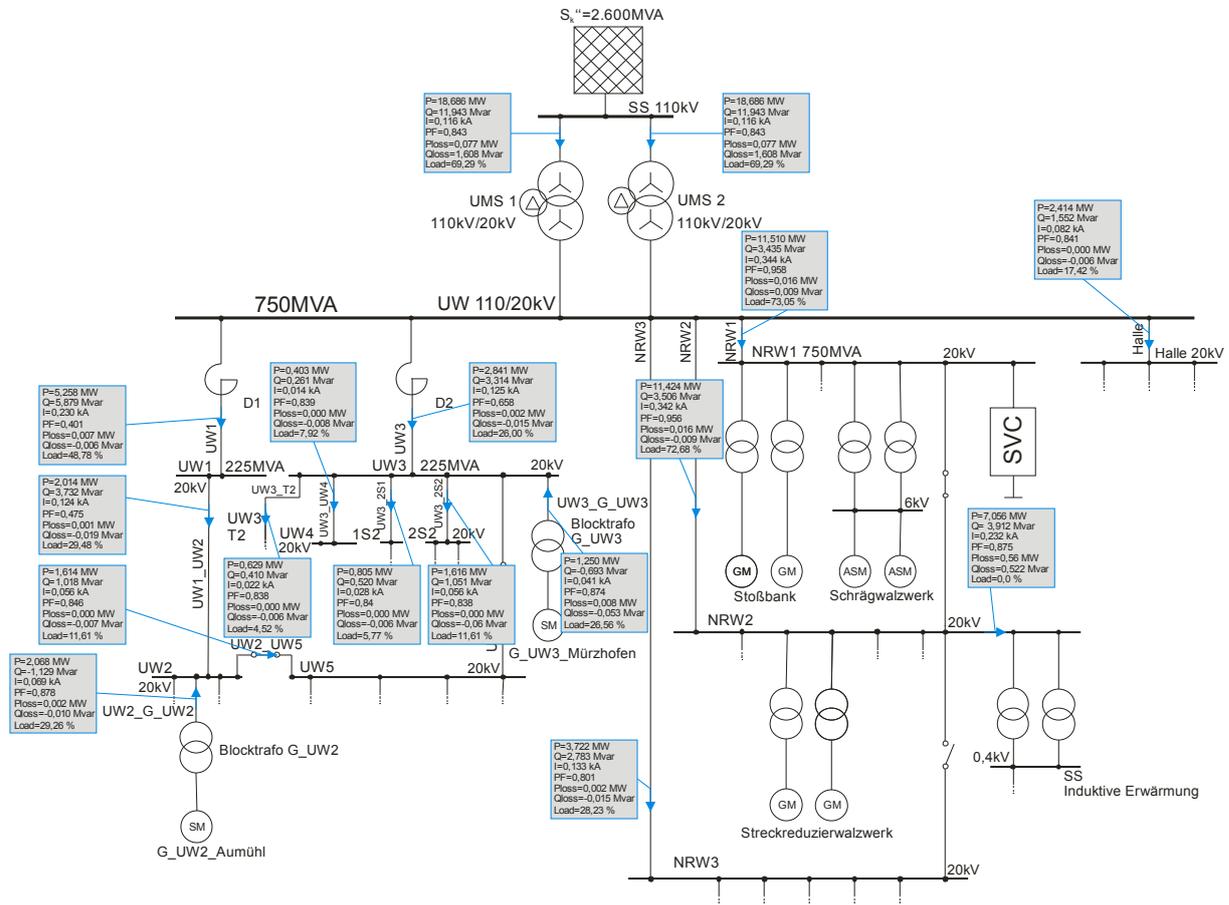


Abbildung 8.4: Lastfluss des erweiterten Mittelspannungsnetzes mit prognostizierter Hochlast

Wird am gesamten Standort produziert und es kommt zu einer Transformatorauslastung, welche rund die Hälfte der Nennlast entspricht, dann ist ein Betrieb mit beiden Umspannern notwendig. Beide sind dann mit rund 70 % ausgelastet, der Leistungsfaktor beträgt dann rund $\cos(\varphi) = 0,85$. Das Netz hat genügend Reserven, um selbst einem durchaus realistischen Produktionsablauf, welcher eine Gleichzeitigkeit der Großverbraucher voraussetzt, standzuhalten. Auch die Kabel haben genug Reserve, lediglich NRW1 und NRW2 haben eine höhere Auslastung.

Die Gesamtnetzverluste betragen laut Simulation $P_{V_tot} = 0,603 \text{ MW}$ und $Q_{V_tot} = 6,150 \text{ MVar}$.

Bei der Simulation wurde die Unterspannungsgrenze an UW1 TI und TII unterschritten, die Spannungshöhe beträgt nur mehr 88,4 % der Nennspannung. Eine Nachregelung des Stufenstellers an beiden Umspannern würde dies verbessern.

9 Berechnung der Kabelkapazitäten und Überprüfung der Löschspule

Die derzeitige Einstellung der Petersen-Spule wird rechnerisch überprüft, hierzu werden zuvor die Kabelkapazitäten bestimmt.

9.1 Theorie der Berechnung

Nachfolgende Theorie stammt sinngemäß aus [6].

Zur Überprüfung der Petersen-Spule werden nachfolgenden die Kabelkapazitäten berechnet, da der Erdfehlerstrom von den Erdkapazitäten, somit im Wesentlichen von der Ausdehnung des Netzes, bestimmt wird.

Ersatzschaltung eines einfachen Netzes mit Löschspule ist nachfolgend dargestellt. Tritt ein Erdschluss auf, kompensiert der induktive Spulenstrom den kapazitiven Erdschlussstrom, entsprechend einem Parallelschwingkreis. Lediglich der durch die ohmschen Widerstände zu Stande kommende resistive Strom kann nicht kompensiert werden, folglich wird dieser auch Wattreststrom genannt.

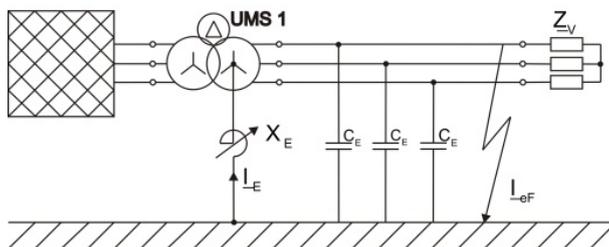


Abbildung 9.1: Darstellung eines kompensierten Netzes [6]

Damit der Fehlerstrom zu Null wird, muss die Gesamtreaktanz des Schwingkreises

unendlich werden, dies ist mit der Bedingung $3X_E = \frac{1}{\omega \cdot C_E}$ im Nullsystem erfüllt.

Der Reststrom beinhaltet also den nicht zu kompensierenden ohmschen Anteil und auch Anteile von Oberschwingungsströmen, der Verstimmungsstrom wird hier nicht berücksichtigt.

Literaturquelle [7] gibt an, dass sich diesem im Bereich von $I_{rest} \approx (0,3...0,04) \cdot I_{CE}$ befindet.

9.2 Berechnung des Erdschlussstromes

Aus der gegebenen Nullkapazität und den Längen der Kabel wird die Erdkapazität für das bestehende Netz berechnet.

Name	Typ	C(0)' μF/km	l km	C _E μF
NA2XS(F)2Y 3x1x300 UW1	NA2XS(F)2Y 20kV 1 x 300	0.330	0.47	0.155
E-2YHCY 3x1x240 UW3	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.304	0.45	0.137
E-PHMEBU 3x240 UW1_UW2	E-PHMEBU 3x240 20kV	0.270	0.37	0.100
E-2YHCY 3x1x240 UW2_UW5	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.304	0.20	0.061
E-A2YHC2Y 3x1x95 UW2_G_UW2	E-A2YHC2Y 1x95mm ² 20kV	0.216	0.40	0.086
E-PHMEBU 3x50 UW3_UW4	E-PHMEBU 3x50 20kV	0.150	0.25	0.038
E-2YHCY 3x1x240 UW3_T2	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.304	0.15	0.046
E-A2YHCY UW3_G_UW3	E-A2YHCY-1x50mm ² 20kV	0.175	2.50	0.438
NA2XS(F)2Y 3x1x300 NRW2	NA2XS(F)2Y 20kV 1 x 300 20kV	0.330	0.45	0.149
NA2XS(F)2Y 3x1x300 NRW1	NA2XS(F)2Y 20kV 1 x 300 20kV	0.330	0.45	0.149
NA2XS(F)2Y 3x1x300 NRW3	NA2XS(F)2Y 20kV 1 x 300 20kV	0.330	0.45	0.149
E-2YHCY 3x1x240 UW3_2S2	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.304	0.15	0.046
E-2YHCY UW3_UW5	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.304	0.50	0.152
E-2YHCY 3x1x240 UW3_2S1	E-2YHCY-1x240mm ² 20kV	0.304	0.15	0.046
C _{Egesamt} =				1.748 μF

Tabelle 9.1: Berechnung der Erdkapazität

$$I_{CE} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot \omega \cdot C_E = \sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV} \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 1,748 \text{ } \mu\text{F} = 19,03 \text{ A} \quad (9-1)$$

Durch die geringe Netzausdehnung ist auch der kapazitive Erdstrom eher gering. Auch die geplante Netzerweiterung würde hier nicht viel ändern, der kapazitive Erdstrom würde sich lediglich um rund 3 % erhöhen, dies ist bei der Überprüfung der Petersen-Spule zu vernachlässigen.

9.3 Überprüfung der Petersen-Spule

Aus der zuvor erwähnten Bedingung, dass der Erdschlussstrom Null wird kann die Impedanz der Löschspule berechnet werden.

$$X_E = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_E} = \frac{1}{3 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 1,748 \text{ } \mu\text{F}} = 606,9 \text{ } \Omega \quad (9-2)$$

Die Petersen-Spule kann aber nicht genau auf diesen Wert eingestellt werden, siehe Anhang. In [6] wird auf die Problematik der Über- bzw. der Unterkompensation eingegangen. Wird das Netz überkompensiert betrieben, so überwiegt der induktive Löschstrom gegenüber dem kapazitiven Erdschlussstrom, die dazugehörige Bedingung lautet somit $L_E < L_{E,ideal}$. Das Pendant ist der unterkompensierte Betrieb.

Ist der Schwingkreis optimal abgestimmt, so könnte bei einer asymmetrischen Erdkapazität eine Strom- und Sternspannungsüberhöhung auftreten, ein Pol unter oder über der Nennfrequenz, bevor die Nullstelle bei Nennfrequenz erreicht ist.

Ausschaltvorgänge im Netz, etwa durch Kurzschlüsse, führen in unterkompensierten Netzen dazu, dass sich dieser Pol in Richtung der Netzfrequenz verschiebt. Die Strom- und Sternspannungsüberhöhung würde nun solange bestehen bleiben, bis die Petersen-Spule nachgeregelt wird.

In überkompensierten Netzen führt ein Einschaltvorgang zu den geschilderten Phänomenen. Einschaltvorgänge sind aber kontrollierte Maßnahmen im herkömmlichen Betrieb, daher ist eine frühzeitige Reaktion möglich.

Daher ist für die Petersen-Spule die Stellung 2 mit einer Reaktanz von 550Ω zu wählen, um einen überkompensierten Betrieb zu gewährleisten. Derzeit wird die Petersen-Spule auch auf Stellung 2 betrieben.

Kabelsysteme sind im Allgemeinen sehr symmetrisch, wodurch es eher unwahrscheinlich ist, dass eine Resonanz auftritt.

Der Betrag der Verstimmung sollte aber in 10 kV Netzen, als Anlehnung ans Mittelspannungsnetz, nicht größer als 20 % sein, da ansonsten Lichtbogenfehler nicht mehr gelöscht werden. Auch dies ist, wie nachfolgend beweisen, der Fall.

$$v = \frac{L_E - L_{E,ideal}}{L_{E,ideal}} = \frac{X_E - X_{E,ideal}}{X_{E,ideal}} = \frac{550 \Omega - 606,9 \Omega}{606,9 \Omega} = 9,24 \% \quad (9-3)$$

Der Erdschluss-Reststrom darf in Netzen mit einer Nennspannung von 20 kV 60 A nicht überschreiten, ansonsten ist das selbsttätige Verlöschen des Lichtbogens nicht mehr gewährleistet. Ein selbsttätiges Verlöschen ist jedoch nur in Freileitungsnetzen möglich, für Kabelnetze ist in der Regel, die um Erdschluss überbrückte, Isolierstrecke zu gering.

10 Untersuchung auf etwaige mittelohmige Erdung zur Erdschlussortung

Das Kapitel zeigt Möglichkeiten zur Ortung von Erdschlüssen sowie die gängigsten Methoden. Untersucht wird auch, ob eine Umstellung auf ein mittelohmig geerdetes Netz möglich bzw. überhaupt notwendig ist.

10.1 Allgemeines

Eine dauerhafte mittelohmige Sternpunktbehandlung würde eine Kompensationsspule überflüssig machen, da der Sternpunkt direkt über einen Widerstand geerdet ist. Eine Erdschlussortung ist auf Grund des hohen Fehlerstromes genauer möglich, jedoch muss dieser Fehlerstrom schnell abgeschaltet werden, somit das fehlerbehaftete Kabel. Ein Weiterbetrieb mit fehlerhaftem Kabel ist nicht möglich.

Der Vorteil einer solchen Netzstruktur, ähnlich wie beim starr geerdeten Netz ist, dass sich die Spannung in den nicht betroffenen Phasen nicht so stark erhöht als beim isolierten Netz.

Ein mittelohmig geerdetes Werksnetz würde diesbezüglich im Betriebsfall keinen Vorteil haben, da auch Ortungsmethoden für kompensierte Netze existieren. Auch eine Umstellung auf ein mittelohmig geerdetes Netz im Fehlerfall kann über eine KNOSPE (kurzzeitig niederohmige Sternpunkterdung) stattfinden.

Nachfolgend sollen einige Methoden zur Fehlerortung aufgezeigt werden.

10.2 Erdschlussfehlerortung im kompensierten Netz

10.2.1 Theorie der Ortung

Ein Erdschluss kann grundsätzlich in 4 Phasen unterteilt werden [12]:

- Transienter Vorgang
 - Entladevorgang an der fehlerbehaftete Phase über C_E
 - Aufladevorgang der gesunden Phasen über C_E
- stationärer Vorgang
- Ausschwingvorgang nach Abklingen des Fehlers

Die gängigen Erdschlussortungsverfahren basieren auf den aufgezählten Mechanismen.

Durch die Kompensation verlöschen rund 80 % der Fehler in Freileitungsnetzen von selbst, bedingt durch den geringen Erdschlussreststrom. Dieser darf bei gelöschten Netzen mit einer Nennspannung von 20 kV nicht größer sein als 60 A, bei 110 kV 132 A. Ein Weiterbetrieb ist möglich, der Fehler bleibt aber bestehen.

10.2.2 Erdschlusserfassung und -ortungsmethoden

Eine Fehlerortung ist gerade in ausgedehnten Netzen von Bedeutung, da Fehlertrupps so schneller eine Reparatur vornehmen können, jedoch ist die Ortung schwierig, da der Fehlerstrom in kompensierten Netzen gering ist.

Grundsätzlich wird jedes Verfahren durch eine Vielzahl von Einflussfaktoren beherrscht. Genaue Datensätze bezüglich der verlegten Freileitungen und Kabel, sowie die Netzstruktur sind unausweichlich. Jedoch gibt es eine Vielzahl von Parametern, die meist nicht ausreichend genau bestimmt werden können, wie Übergangswiderstände, Lichtbogen, Erdwiderstände, veränderliche Netzstruktur durch Schaltvorgänge etc.

Die nachfolgende Zusammenfassung der gängigen Methoden stammt inhaltlich aus [13] und [14].

10.2.2.1 Detektion über Verlagerungsspannung in Kombination mit Suchschaltungen

Die Messung der Verlagerungsspannung ist die einfachste Methode um einen Erdschluss zu erkennen. Überschreitet die Nullspannung einen eingestellten Grenzwert so spricht das Relais an, das Betriebspersonal muss anschließend alle möglichen betroffenen Abgänge kurzzeitig vom Netz trennen. Der fehlerbehaftete Abgang wird an Hand der verschwindenden Verlagerungsspannung gefunden.

10.2.2.2 Erdschlusswischerverfahren

Hier findet eine Detektion mit Hilfe des Aufladestromes der gesunden Leiter statt. Das Netz kann als isoliert betrachtet werden, da die Petersen-Spule für hochfrequente transiente Vorgänge einen Leerlauf bildet.

Die Auswertung findet durch die der Verlagerungsspannung und den Nullstromes der einzelnen Abgänge statt. Wird der Schwellwert der Verlagerungsspannung überschritten, findet ein Vergleich der genannten Größen statt.

Im fehlerhaften Abgang haben die Verlagerungsspannung und der Nullstrom entgegengesetzte Polarität, gesunde Phasen haben dieselbe Polarität.

Vorteile:

- Verwendung der Holmgreen-Schaltung zum Messen des Nullstromes
- Eindeutige Anzeige bei dezentralen Erdschlussspulen

Nachteile:

- Nur für niederohmige Erdfehler ($<50\Omega$) geeignet
- Keine Nachortung von stehenden Erdfehlern: Eine Ortung ist nicht wiederholbar

Der Methode eignet sich besonders gut bei Stich- und Parallelleitungen, eine Anwendung kann aber auch durchaus bei Mehrfacheinspeisungen und vermaschten Netzen stattfinden.

10.2.2.3 Erdschlusswischerverfahren mit dem qu- Algorithmus

Der beim Erdschluss auftretende Nullstrom wird über die Zeit integriert. Wird in einem Diagramm die Ladung als Funktion der Verlagerungsspannung aufgetragen, dann ist bei den gesunden Leitern der Zusammenhang linear. Die fehlerbehaftete Phase zeigt eindeutig einen nichtlinearen Zusammenhang.

Die Auswertung wird durch einen Schwellwert der Verlagerungsspannung gestartet.

Bei dieser Methode ist auch für eine Auswertung von hochohmigen Fehlern (1 bis $2k\Omega$) geeignet, jedoch können auch hier keine stehenden Erdschlüsse geortet werden.

Eingesetzt wird dieses Verfahren bei Stich- oder Parallelleitungen. Für Mehrfacheinspeisungen und vermaschte Netze ist diese Methode ungeeignet, den fehlerhaften Abgang zu detektieren.

10.2.2.4 Erdschlusswischerverfahren mit qu2- Algorithmus

Diese Methode ist vom Prinzip her ähnlich dem qu- Algorithmus. Da sich bei Ringnetzen oder vermaschten Netzen unterschiedliche Kreisströme ausbilden, ist die Methode des qu- Algorithmus zu ungenau. Hier wird eine Linearisierung um den Arbeitspunkt vorgenommen, sowie eine adaptive Störunterdrückung in den Eingangssignalen der Relais.

Der Vorteil liegt in einer verbesserten Fehlerortung bei mehrfach gespeisten Ring- oder vermaschten Netzen.

10.2.2.5 Wattreststromerfassung

Der nicht zu kompensierende ohmsche Anteil des Erdschlussstromes kann zur Ortung herangezogen werden. Dieser ist jedoch sehr klein, es sind somit winkelgetreue Strom- und Spannungswandler erforderlich.

Durch eine Erhöhung des Stromes wird eine Ortung erleichtert, dies geschieht durch einen parallelen zuschaltbaren Widerstand am Transformatorsternpunkt. Die maximal zulässige Stromhöhe wird durch die maximale Berührungsspannung begrenzt.

So kann durch eine KNOSPE der Wattreststrom kurzzeitig auf 1.200-2.000 A gebracht werden.

Vorteile:

- Ortung auch von stationären Erdschlüssen
- Wiederholbare Ortung

Nachteile:

- Bei kleinen Strömen sehr empfindlich auf Winkelfehler
- Erhöhter technischer Aufwand

Die Funktion ist bei Stichleitungen hinreichend gut, jedoch bei Parallelleitungen oder im vermaschten Netz führen kleine Ströme zu schlechten Resultaten.

10.2.2.6 Oberschwingungsortung

Ausgenutzt werden Oberschwingungsströme, welche durch nichtlineare Lasten entstehen. In der Regel findet die 5. Oberschwingung Anwendung, das Netz kann für diese als isoliert angesehen werden, die Leiter- Erde Kapazitäten werden niederohmiger.

Eingesetzt wird diese Methode bei Stichleitungen, bei reinen Kabel- oder Freileitungsnetzen.

10.2.2.7 Pulsortung

Parallel zur Petersen-Spule wird ein Kondensator geschaltet, welcher getaktet zugeschaltet wird, damit verändert sich die Verstimmung des Netzes. Wenn das Netz überkompensiert betrieben wird, dann ergibt sich eine Stromänderung in Richtung Vollkompensation. Der Summenstrom verringert sich daher im kranken Abgang und erhöht sich geringfügig in den gesunden Phasen.

Der Kondensator muss für jede Netzgröße neu berechnet werden, damit steigt der technische Aufwand. Bevorzugt wird dieses Verfahren im Stichbetrieb eingesetzt.

10.3 Erdschlussortung im 20-kV-Werksnetz

Eine Umstellung auf ein mittelohmig geerdetes Netz, um eine Erdschlussortung durchführen zu können, ist nicht notwendig, da diese auch im kompensierten Netz stattfinden kann. Dort wird dann teils zur Ortung kurzzeitig ein mittelohmig geerdetes Netz generiert, parallel geschalteter Widerstand am Sternpunkt (KNOSPE), da größere Ströme eine bessere Ortung implizieren.

Eine Ortung an sich eignet sich für ausgedehnte Netze, das Mittelspannungsnetz der voestalpine Tubulars ist aber räumlich zu gering strukturiert. Die in der Einleitung beschriebenen Unsicherheiten würden zu stark auf die Ortung eingehen.

Da eine punktgenaue Ortung technisch nicht realisierbar ist, wäre ein Differentialschutz für jedes Kabel empfehlenswerter, da dann bei einem Erdschluss sofort ersichtlich wäre welches Kabel betroffen ist. Erdschlüsse an den Abzweigen können dann durch das Ansprechen des jeweiligen UMZ gefunden werden. Berücksichtigt werden muss aber der kapazitive Erdstrom bei der Einstellung des Differentialschutzes. Die genaue Ortung und

anschließende Reparatur muss dann mit Hilfe eines Kabelwagens und Personal erfolgen, das Kabel muss hierzu spannungsfrei sein.

Derzeit gibt es keine technische Möglichkeit, eine genaue Fehlerortung unter Spannung mit Hilfe eines Kabelwagens durchzuführen.

Wie im Reparaturgeschehen mit erdschlussbehafteten Kabeln umgegangen wird, liegt im Ermessen des Betreibers, so verfolgt WienStrom das Konzept, dass ein Kabel einmal gemufft wird, bei einem zweiten Erdschluss wird das gesamte getauscht.

11 Darstellung eines gesamtheitlichen Schutzkonzeptes

Im nachfolgenden Kapitel wird ein Schutzkonzept für das Mittelspannungsnetz aufgezeigt. Auf die Notwendigkeit eines Distanzschutzrelais wird eingegangen, sowie eine Möglichkeit der Erdschlussortung.

11.1 Allgemeines

In der Arbeit konnten bis jetzt keine stichhaltigen Anhaltspunkte gefunden werden, welche eine Umstellung der Netzstruktur rechtfertigen. Ein isoliertes Netz hätte zwar die Vorteile eines kompensierten Netzes, jedoch hat der Sternpunkt kein definiertes Potential, und transiente Überspannungen im Bereich von rund $3xU_{NPh}$ können auftreten. Eine dauerhafte mittelohmige Sternpunktbehandlung (ohne Petersen-Spule) hat keine relevanten Vorteile gegenüber dem kompensierten Netz hinsichtlich der Fehlerortung, da dieses über eine Wattreststromerhöhung, bzw. KNOSPE, kurzfristig zur Fehlerortung mittelohmig geschaltet werden kann.

11.2 Empfohlenes Schutzschema

Das empfohlene Schutzschema wurde nach den theoretischen Regeln der Schutztechnik erstellt und ist in Abbildung 11.1 ersichtlich, fortfolgend wird dieses erläutert.

Voraussetzt wurde, dass der übergeordnete Netzbetreiber einer maximalen Kurzschluss-Ausschaltzeit von 1,5 s zustimmen, und keine Verletzung derer technischen Richtlinien entstehen, würde. Der Netzbetreiber ist bei einer Implementierung jedenfalls in Kenntnis zu setzen, bzw. sind dessen Vorgaben einzuhalten. Der gesamte Schutzplan ist von geschultem Fachpersonal vor einer möglichen Implementierung zu überprüfen, weiters wird auf Produktmerkmale, bzw. Produktspezifikationen, von Herstellerfirmen nicht eingegangen, daher müssen auch diese vom Fachpersonal unbedingt berücksichtigt werden.

Mit Hilfe von Erfahrungswerten und Besprechungen am Institut für Elektrische Anlagen wird in diesem Kapitel ein Vorschlag zum Schutz vorgenommen.

Die gesamten Schutzmethoden werden in einer Leitwarte zusammengeführt, wobei dort eine Auswertung und Analyse erfolgen kann. Somit ist der gesamte Netzzustand jederzeit ersichtlich, Schlussfolgerungen bezüglich des Netzzustandes können auf Grund der Daten vorgenommen werden.

Kurzschlusschutz

Bei wichtigen Transformatoren, wie die Umspanner 1 und 2 und jene des SWW, Stoßbank und SRW, empfiehlt es sich einen Differentialschutz vorzusehen, da auftretende hohe Ströme diese zerstören könnten. Der Differentialschutz dient hier als Transformatorschutz. Bei den Kurzschlussbegrenzungsdröseln könnte dies auch erfolgen, da diese aber im Zuge

des Umbaus entfernt werden, kann auf auch darauf verzichtet werden. Dieser soll unverzüglich auslösen.

20/0,4 kV-Transformatorabgänge

Diese werden unverzüglich vom Schutz spannungsfrei geschaltet, sobald der Nennstrom einen eingestellten Grenzwert von $3xI_N$ (typisch 150 A...300 A) erreicht. Eine unverzügerte Schaltung dauert systembedingt in der Regel 0,1 s, da die Schutzeinrichtung und der Leistungsschalter eine gewisse Eigenzeit haben.

Kabelschutz

Der Schutz ist gestaffelt ausgeführt. Zusätzlich ist durch die mehrseitige Speisung der Schutz gerichtet zu implementieren. Dabei wird die Flussrichtung des Kurzschlussstromes gemessen, das Schutzgerät entscheidet selbsttätig, ob eine Auslösung stattfinden muss. Die Staffelzeiten müssen jedoch zuvor festgelegt werden, für diverse Abschnitte in vor- und rückwärtiger Richtung. Hier wurden folgenden Staffelzeiten gewählt: 1,5 s, 1,0 s, 0,7 s und 0,4 s, wobei moderne Schutzgeräte und Leistungsschalter vorausgesetzt werden.

Da nicht bekannt ist, wie die Zeiten für einen selektiven Schutz auf der Transformatorsekundärseite lauten, wird hier davon ausgegangen dass eine übliche Ausschaltzeit der übergeordneten Einspeisung von 0,4 s zu keinem Selektivitätsproblem führt. Ansonsten ist die Auslösezeit entsprechend zu erhöhen.

11.2.1 Schutz der Wasserkraftgeneratoren

Für die Wasserkraftgeneratoren gilt: Durch die relativ kleinen Zeitkonstanten der Generatoren kann ein klassischer gestaffelter Überstrom-Zeitschutz einen Kurzschlussstrom nicht erkennen, des Weiteren ist der stationäre Kurzschlussstrom geringer als der Nennstrom, siehe dazu Kapitel 13.3, stationäre Reaktanz der Synchrongeneratoren. Bereits nach 0,5 s ist zu erwarten, dass der Generator den Synchronismus verliert, sodass dieser beschleunigt. Der Generator muss daher unverzüglich (0,15 s maximale Verzögerung) vom Netz getrennt werden. Die Spannung an der Sammelschiene muss dem Schutz bekannt sein, tritt eine Verminderung dieser auf, -möglicher Grenzwert $0,75xU_N$, -muss der Leistungsschalter in Schnellzeit auslösen. Das Wasserkraftwerk muss dabei aber kontrolliert heruntergefahren werden, um Schäden an der Steuerungstechnik verhindern zu können. Daher ist unbedingt der Kontakt zum Hersteller der Steuerungstechnik zu empfehlen.

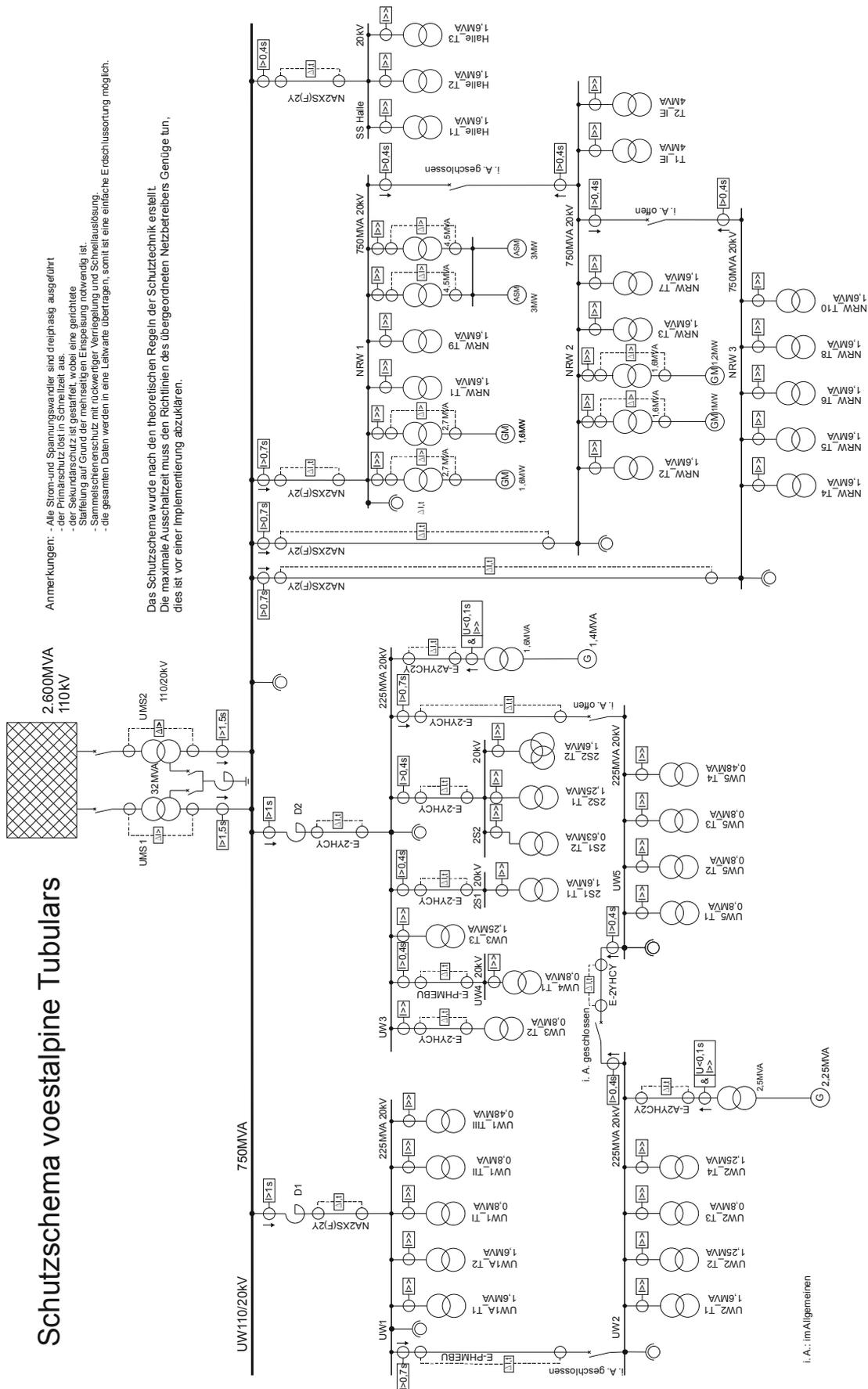


Abbildung 11.1 Darstellung des gesamtheitlichen Schutzkonzepts

11.2.2 Staffelwerte

Für die Abgänge welche durch einen UMZ geschützt sind, kann nachfolgende Faustformel für die Schutzeinstellung herangezogen werden.

$$I_{\text{Anregung}} = 1,4 \times I_{\text{Nenn-Abgang}} \quad (11-1)$$

Damit ist zwar die Grundbedingung erfüllt, aber diese eher niedrige Einstellung lässt transiente Überströme, wie anlaufende Motoren, unberücksichtigt. Es kann somit zu Fehlauslösungen kommen.

Durch die oben genannte Einstellungsmöglichkeit ist somit implizit sichergestellt, dass sowohl im derzeitigen Normalbetrieb, bei dem keine Betriebsmittel, wie Transformatoren und Leitungen, mehr als ihren Nennstrom führen als auch bei allfälligen zukünftigen Lasterweiterungen keine Fehl- Anregung bzw. Fehl- Auslösung erfolgen kann.

Eine Ausnahme stellt ein Netz dar, welches eine große Anzahl von Asynchronmotoren hat, wie das Werksnetz, die auftretenden Anlaufströme machen möglicherweise eine Anpassung des Strom-Zeit-Verhaltens des Schutzes notwendig. Die Transformatoren im Werksnetz sind aber im Betrieb nur gering ausgelastet, und die meisten Asynchronmotoren, abgesehen von den Rollgängen, werden in Dauerbetrieb („S1“) betrieben. Somit wäre nur eine geringe Korrektur des Schutzes notwendig.

Weiters muss unbedingt geprüft und sichergestellt werden, dass

$$I_{\text{Anregung}} \leq I_{\text{min,3polig.}} - \text{Sicherheitsabstand (im Allgemeinen 50 \%)} \quad (11-2)$$

(gilt für Niederspannung)

Dabei wird sichergestellt, dass trotz naturgemäßer Ungenauigkeiten bei der Datenerfassung und Berechnung, bei der Festlegung der Fehlerart (3- polig bzw. 2- polig), Lichtbogeneinflüsse und dergleichen, auf jeden Fall eine Anregung erfolgt.

Sollten sich die beiden Bedingungen nicht mit gleichen Zahlenwerten einhalten, so ist ein Sonderengineering erforderlich, bzw. wird ausnahmsweise (in Notfällen)

$$I_{\text{Anregung}} \leq 1,4 \times I_{\text{Nenn-Last}} \quad (11-3)$$

gewählt.

Die Sammelschiene ist der wichtigste Teil der Energieversorgung, daher muss diese mit Hilfe eines Sammelschienen-schutzes geschützt werden. Dieser soll für eine sichere Energieversorgung über eine rückwärtige Verriegelung verfügen. Diese überprüft an allen Abgängen, ob eine Anregung vorliegt. Wenn keine Anregung der Abgänge stattfindet, jedoch eine am Sammelschienen-schutz, wird der Leistungsschalter ausgelöst, da ein Sammelschienenfehler vorhanden sein muss. Wenn durch einen Kurzschluss am Abgang eines Transformators das Schutzgerät angeregt wird, dann wird auch der

Sammelschienenschutz anregen, falls der Strom groß genug ist, dann findet jedoch keine Auslösung des Sammelschienen- Leistungsschalters statt. Somit wird die Netzversorgung durch ein nicht notwendiges Abschalten der Sammelschienen nicht unterbrochen. Dabei sind jedoch die Wasserkraftgeneratoren zu berücksichtigen. Wenn ein Sammelschienenfehler vorliegt, kann ein Anregen des Schutzrelais der Generatoren ein Auslösen des Sammelschienenschutzes verhindern. Abhilfe bietet ein Richtungsentscheid der Generatorabgänge.

Erdschlussschutz

Ein Teil der verlegten Kabel ist bereits durch einen Differentialschutz geschützt, forciert wird dies auch für die restlichen Energiekabel. Diese Tatsache wird im Schutzkonzept integriert und findet Anwendung in der Erdschlussortung. Damit dieser Schutz ins Schutzkonzept implementiert werden kann, muss Nachfolgendes sichergestellt sein, durch die Hersteller der Wandler bzw. durch die Schutzeinrichtung. Exemplarisch soll aufgezeigt werden, welche Überlegung bezüglich eines Differentialschutzes durchgeführt werden muss.

Tritt ein Erdschluss an einem Kabel auf, dann wird der Erdschlussstrom durch die Petersen-Spule kompensiert. Der nicht zu kompensierende Reststrom beträgt zirka $I_{\text{Rest}} = 0,1 \cdot I_{\text{CE}}$, also in diesem Fall 1,9 A. Geht man von einem Kabelnennstrom von 300 A aus und von einem 300 A/5 A Wandler, also eine Übersetzungsverhältnis von $\ddot{u}_{\text{Wandler}} = 60$, dann würde auf der Wandler-Sekundärseite ein Strom von 32 mA fließen, und der Einstellwert der Sekundärseite ist entsprechend richtig ($\ll 0,6\%$) einzustellen. Damit eine korrekte Messung sichergestellt werden kann, muss der Stromwandler eine Genauigkeitsklasse von 0,2 haben. Auch die Bürde des Stromwandlers muss klein genug sein, damit dieser Strom fließen kann.

Ist dies nicht der Fall, so kann eine Detektion nur stattfinden, wenn der Erdschlussstrom erhöht wird, zum Beispiel durch mittelohmige Erdung, bzw. Wattreststromerhöhung, im Sternpunkt der Umspanner. Die KNOSPE ist im Schutzkonzept nicht eingezeichnet.

Ansonsten kann das erdschlussbehaftete Kabel nur durch Schaltmaßnahmen im Netz gefunden werden. Die Kabel müssen nacheinander spannungsfrei geschaltet werden, beim Wegschalten des defekten Kabels verschwindet die Sternpunkt-Verlagerungsspannung.

Falls sichergestellt ist, dass der Differentialschutz korrekt funktioniert, so kann dieser ins Schutzkonzept eingebunden werden, allerdings nur auf Meldung. Spricht der Differentialschutz auf Grund eines Erdschlusses an, so soll der Leistungsschalter nicht unmittelbar auslösen. Manuelle Schaltmaßnahmen im Netz können durchgeführt werden, im Sinne einer unterbrechnungsfreien Spannungsversorgung, erst anschließend soll das Kabel spannungsfrei geschaltet werden. In der Leitwarte würde das Ansprechen lediglich zu einer Warnung führen, wodurch das fehlerhafte Kabel gekennzeichnet wäre.

Die zum Einstellen des Schutzes notwendigen Nennströme der Transformatoren und Kabeln sind nachfolgend in Tabelle 11.1 und Tabelle 11.2 aufgelistet.

Schaltgruppe	Sr	Ur1	Ur2	Ir1	Ir2
--	MVA	kV	kV	A	A
	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]	---	---
YNyn0 d	32.00	110.00	21.00	167.96	879.77
Dyn5	1.60	20.00	0.40	46.19	2309.40
Dy5	2.70	20.00	0.80	77.94	1948.56
Yy0	2.70	20.00	0.80	77.94	1948.56
Yyn0	4.50	21.30	6.40	121.98	405.95
Dyn5	1.25	21.00	0.40	34.37	1804.22
Dyn5	2.50	20.00	0.66	72.17	2186.93
Dyn5	0.48	20.00	0.40	13.86	692.82
Yyn0	0.63	20.00	0.54	18.19	678.60

Tabelle 11.1 Nennströme der Transformatoren

Typ	Nennquerschnitt	Irmax	Ith(1s)
---	mm ²	A	kA
	---	[15], S.78	[15], S.78
E-2YHCY	240	480.0	26.2
E-A2YHC2Y	50	155.0	3.6
E-A2YHC2Y	95	235.0	6.8
E-PHMEBU	50	175.0	5.8
E-PHMEBU	240	420.0	27.8
NA2XS(F)2Y	300	471.0	32.7

Tabelle 11.2 Kabel Nenn-und Kurzschlussströme

12 Diskussion

Für die Kurzschlussberechnung wurde das Netz sehr genau in NEPLAN nachgebildet. Lediglich die Leerlaufverluste und der Magnetisierungsstrom der Transformatoren mussten auf Grund von Teils fehlenden Berichten aus dem ABB Schaltanlagen Handbuch entnommen werden. Davon wird aber die Genauigkeit der Berechnung nicht maßgeblich beeinflusst.

Da keine Jahreslastprofile der einzelnen Abgänge vorhanden sind, kann nur mit Mittelwerten gerechnet werden. Eine genaue Widerspiegelung des Lastflusses ist somit nicht möglich, da aber das Werksnetz übers Jahr gesehen ähnlich gleich ausgelastet ist, führen die Durchschnittswerte auch zu hinreichend genauen Ergebnissen.

Da Blindleistung immer vor Ort generiert werden sollte um Transportverluste zu minimieren, bzw. im den Wirklastfluss erhöhen zu können ist eine Kompensation eine Möglichkeit diesen zu unterbinden. Diese wirkt im Nahtlosrohrwalzwerk sehr gut, da sie für den dort stattfindenden Produktionsprozess abgestimmt ist. In den Umspannwerken 1 bis 5 wird jedoch sehr viel Blindleistung transportiert, im Gegensatz zur Wirkleistung, diese wird von den Wasserkraftgeneratoren vor Ort erzeugt.

Daher würden sich die Wasserkraftgeneratoren optimal eignen um eine Blindleistungskompensation vorzunehmen. Diese müssen nur übererregt betrieben werden, die abgegebene Blindleistung wäre kapazitiv und würde daher auch zur Spannungshaltung beitragen.

Kabelstrecken die schon des Öfteren Erdschlüsse hatten können derzeit durch kein technisch und wirtschaftlich relevantes Verfahren eine echte Verlängerung der Lebensdauer erhalten. Somit empfiehlt es sich diese ehest möglichst zu wechseln.

Kritisch muss auch der Umstand betrachtet werden, dass im bestehenden Netz nicht alle Schaltzustände auf Grund von zu großen Fehlerströmen erlaubt sind.

Das Schutzkonzept muss den technischen Richtlinien des übergeordneten Netzbetreibers Genüge tun, dies betrifft vor allem die maximale Ausschaltzeit. Die in Kapitel 11.2 durchgeführte theoretische Überlegung zum Differentialschutz muss für den bereits implementierten, sowie für den noch geplanten, Schutz beachtet werden, speziell bezüglich des Ansprechpegels. Ansonsten sind die aufgezeigten Alternativen zu berücksichtigen.

13Anhang

Alle notwendigen Daten zur Berechnung und Simulation sind nachfolgend aufgegliedert.

13.1 Daten der Energiekabel

Die am Werksgelände verlegten Kabel haben eine Nennspannung von 11,6/ 20 kV. Nachfolgend sind die Type sowie, wenn vorhanden, deren schematischer Aufbau dargestellt.

Alle Werte gelten für in Dreieck verlegte Kabel, also Verlegeart „it“ (in triangular).

13.1.1 Energiekabel PE- isoliert, E- 2YHCY, E- A2YHCY

Der schematische Aufbau, nach ÖVE- K 20, wurde mit Hilfe von [15] erstellt.

Für Energiekabel mit Kunststoffisolierung gilt laut [7] „Elektrische Kraftwerke und Netze“ Seite 355, Bild 10.20a-c, $C_1 = C_0 = C_E$.

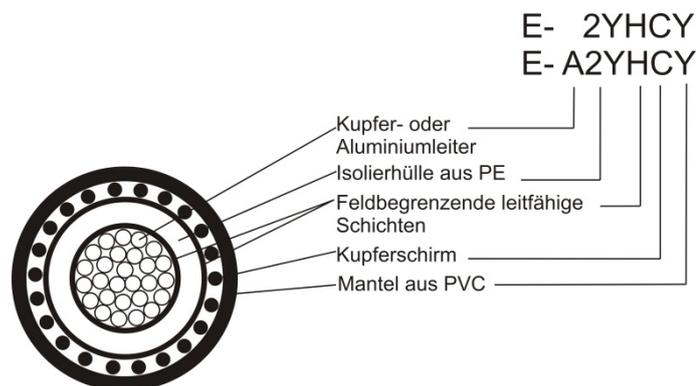


Abbildung 13.1 Schematischer Aufbau PE- Energiekabel[15]

Nachfolgend sind die notwendigen Kabeldaten für die Simulation in NEPLAN dargestellt. Für die Nennquerschnitte 1x25 RM/10 und 1x35 RM/10 konnten in der Literatur keine Werte für $R(0)$ und $X(0)$ gefunden werden.

Nennquerschnitt mm ²	R(1) bei 20°C Ω/ km [15], S. 30	X(1) Ω/ km [15], S. 78	C(1) μF/ km [15], S. 78	R(0) Ω/ km [16]	X(0) Ω/ km [16]	C(0) μF/ km [7], S.355	I _{rmax} A [15], S. 78	I _{th} (1s) kA [15], S. 78
1x25 RM/10	0.727	0.160	0.145	---	---	0.145	140.0	2.7
1x35 RM/10	0.524	0.152	0.159	---	---	0.159	170.0	3.8
1x50 RM/16	0.387	0.145	0.175	1.557	0.553	0.175	200.0	5.5
1x70 RM/16	0.268	0.137	0.196	1.085	0.528	0.196	245.0	7.6
1x95 RM/16	0.193	0.130	0.216	0.783	0.503	0.216	290.0	10.4
1x120 RM/25	0.153	0.125	0.235	0.623	0.478	0.235	330.0	13.1
1x150 RM/25	0.124	0.121	0.254	0.512	0.465	0.254	370.0	16.4
1x185 RM/25	0.099	0.117	0.273	0.412	0.452	0.273	420.0	20.2
1x240 RM/25	0.075	0.112	0.304	0.318	0.440	0.304	480.0	26.2
1x300 RM/25	0.060	0.109	0.329	0.261	0.427	0.329	540.0	32.7
1x400 RM/35	0.047	0.105	0.368	0.188	0.415	0.368	610.0	43.6

Tabelle 13.1 PE- Energiekabel- Cu

Die aus [16] entnommenen Kabeldaten entsprechen dem Typ N2YSY 1x'...'rm 12/20kV it.

Wobei '...' den Nennquerschnitt kennzeichnet.

Nennquerschnitt mm ²	R(1) bei 20°C Ω/ km [15], S. 32	X(1) Ω/ km [15], S. 78	C(1) μF/ km [15], S. 78	R(0) Ω/ km [16]	X(0) Ω/ km [16]	C(0) μF/ km [6], S.355	I _{rmax} A [15], S. 78	I _{th} (1s) kA [15], S. 78
1x25 RM/10	1.200	0.160	0.145	---	---	0.145	110.0	1.8
1x35 RM/10	0.868	0.152	0.159	---	---	0.159	130.0	2.5
1x50 RM/16	0.641	0.145	0.175	2.577	0.553	0.175	155.0	3.6
1x70 RM/16	0.443	0.137	0.196	1.783	0.528	0.196	190.0	5.0
1x95 RM/16	0.320	0.130	0.216	1.290	0.503	0.216	235.0	6.8
1x120 RM/25	0.253	0.125	0.235	1.027	0.478	0.235	255.0	8.6
1x150 RM/25	0.206	0.121	0.254	0.837	0.465	0.254	285.0	10.8
1x185 RM/25	0.164	0.117	0.273	0.673	0.452	0.273	325.0	13.3
1x240 RM/25	0.125	0.112	0.304	0.517	0.440	0.304	375.0	17.3
1x300 RM/25	0.100	0.109	0.329	0.417	0.427	0.329	425.0	21.6
1x400 RM/35	0.078	0.105	0.368	0.333	0.415	0.368	485.0	28.8

Tabelle 13.2 PE- Energiekabel- Al

Die aus [16] entnommenen Nullkomponenten stammen vom Kabeltyp NA2YSY 1x' 'rm 12/20kV it.

13.1.2 Energiekabel papierisoliert, mit Bleimantel über jeder Ader, E- PHMBU, E- APHMBU

Der schematische Aufbau, nach ÖVE- K 20, wurde mit Hilfe von [15] erstellt.

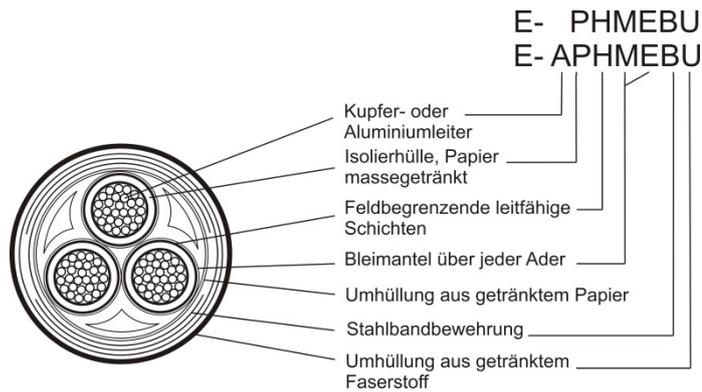


Abbildung 13.2 Schematischer Aufbau, Energiekabel, papierisoliert mit Bleimantel

Nennquerschnitt mm ²	R(1) bei 20°C Ω/ km [15], S. 32	X(1) Ω/ km [15], S. 100	C(1) μF/ km [15], S. 100	R(0) Ω/ km [16]	X(0) Ω/ km [16]	C(0) μF/ km [7], S.355	I _{max} A [16], S. 100	I _{th} (1s) kA [15], S. 100
3x25 RM	0.727	0.161	0.200	2.920	0.633	0.120	120.0	2.9
3x35 RM	0.524	0.153	0.220	2.106	0.598	0.132	145.0	4.1
3x50 RM	0.387	0.143	0.250	1.559	0.571	0.150	175.0	5.8
3x70 RM	0.268	0.137	0.280	1.082	0.537	0.168	215.0	8.1
3x95 RM	0.193	0.131	0.310	0.783	0.514	0.186	255.0	11.0
3x120 RM	0.153	0.126	0.340	0.626	0.494	0.204	290.0	13.9
3x150 RM	0.124	0.122	0.370	0.510	0.480	0.222	325.0	17.4
3x185 RM	0.099	0.118	0.400	0.412	0.465	0.240	365.0	21.5
3x240 RM	0.075	0.114	0.450	0.320	0.446	0.270	420.0	27.8

Tabelle 13.3 Papierisierte Energiekabel mit Bleimantel, Cu

Die Daten für R(0) und X(0) wurden aus [16], Typ NEKEBA 3x' 'RM 12/20kV, entnommen.

13.1.2.1 Berechnung der kapazitiven Nullimpedanz von Gürtelkabeln

$$I_F = I_C = U_N \cdot 3 \cdot \omega \cdot C_{E,N} \quad (13-1)$$

$$C(0) = C_{E,N} \quad (13-2)$$

Als Richtwert wird in [7], Seite 355, für Gürtelkabel angegeben, dass nachfolgende Vereinfachung als Richtwert gültig ist:

$$C(0) \approx 0,6 \cdot C(1) \quad (13-3)$$

13.1.3 Energiekabel VPE- Isolierung, NA2XS(F)2Y

Der schematische Aufbau, nach DIN VDE 0276 Teil 620, wurde mit Hilfe von [17] erstellt.

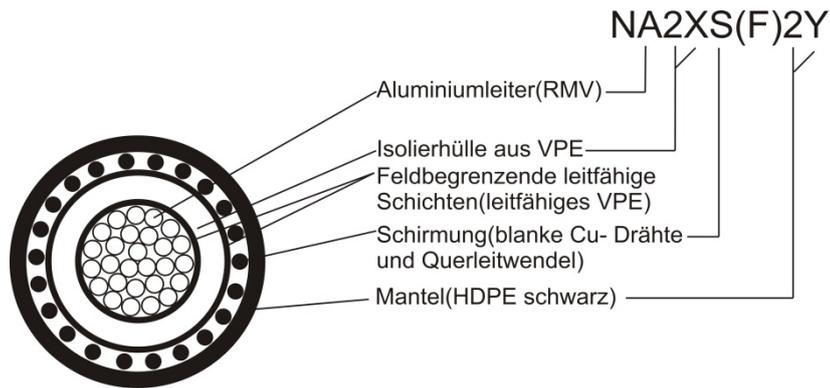


Abbildung 13.3 Schematischer Aufbau, Energiekabel VPE- isoliert

Der Zusatz (F) in der Typenbezeichnung kennzeichnet die Längswasserdichtheit des Kabels.

Nennquerschnitt mm ²	R(1) bei 20°C Ω/ km [17], S.93	X(1) Ω/ km [16]	C(1) μF/ km [17], S.93	R(0) Ω/ km [16]	X(0) Ω/ km [16]	C(0) μF/ km [7], S.355	I _{rmax} A [15], S. 78	I _{th} (1s) kA [15], S. 78
1x35 RM/16	0.868	0.238	0.160	1.686	0.581	0.160	146.0	3.8
1x50 RM/16	0.641	0.229	0.180	1.458	0.575	0.180	172.0	5.5
1x70 RM/16	0.443	0.218	0.200	1.258	0.568	0.200	210.0	7.6
1x95 RM/16	0.320	0.210	0.220	1.134	0.563	0.220	251.0	10.4
1x120 RM/16	0.253	0.203	0.240	1.065	0.560	0.240	285.0	13.1
1x150 RM/25	0.206	0.195	0.260	0.832	0.309	0.260	319.0	16.4
1x185 RM/25	0.164	0.190	0.270	0.789	0.306	0.270	361.0	20.2
1x240 RM/25	0.125	0.183	0.310	0.749	0.303	0.310	417.0	26.2
1x300 RM/25	0.100	0.178	0.330	0.724	0.301	0.330	471.0	32.7
1x400 RM/35	0.078	0.167	0.370	0.560	0.186	0.370	535.0	43.6

Tabelle 13.4: VPE isolierte Erdkabel mit HDPE (High Density Polyethylen)- Mantel, Al

13.2 Daten der Transformatoren

13.2.1 Daten der Hauptumspanner 110 kV/20 kV

Die technisch relevanten Daten wurden dem Leistungsschild des Umspanners 2 am Werksgelände entnommen. Die beiden Transformatoren sind baugleich und unterscheiden sich nur gering in der relativen Kurzschlussspannung.

Allgemeine Daten:

Hersteller: Elin

Type: TDQ 404R11F9K-99

Nr.1624951

Baujahr: 1979

Kühlung: ONAF (Oil Natural Air Forced)

Elektrische Daten

Schaltgruppe: YNyn0/d

Leistung US: 32.000 kVA

Primäre Nennspannung: 105.000 V

Primärer Nennstrom: 176 A

Sekundäre Nennspannung: 21.000V

Sekundärer Nennstrom: 879,8A

relative Kurzschlussspannung(in Abhängigkeit des Stufenschalters):

11,04 % (-12)

9,87 % (0)

8,98 % (+12)

13.2.2 Daten der Verteiltransformatoren bzw. Drosseln im Mittelspannungsnetz

Teilweise wurden die Daten der Verteiltransformatoren aus [18], bzw. aus betriebsinternen Listen [19], entnommen.

Gerade die Werte fürs Nullsystem sind sehr schwer zu bekommen, da diese nur auf Wunsch gemessen werden. Messergebnisse liegen hier jedoch keine vor, somit wird nachfolgend die Berechnung gezeigt.

13.2.2.1 Transformatorgleichungen für die Kurzschlussberechnung [9]

Mitsystem:

$$Z = \frac{U_{kr(1)} \cdot U_r^2}{S_r \cdot 100} \quad (13-4)$$

$$R = \frac{U_{Rr(1)} \cdot U_r^2}{S_r \cdot 100} \quad (13-5)$$

$$X = \sqrt{(Z^2 - R^2)} \quad (13-6)$$

$$\underline{Z} = R + jX \quad (13-7)$$

$$\underline{Z}_E = R_E + jX_E \quad (13-8)$$

Nullsystem:

$$Z = \frac{U_{kr(0)} \cdot U_2^2}{S_r \cdot 100} \quad (13-9)$$

$$R = \frac{U_{Rr(0)} \cdot U_r^2}{S_r \cdot 100} \quad (13-10)$$

$$X = \sqrt{(Z^2 - R^2)} \quad (13-11)$$

$$\underline{Z} = R + jX \quad (13-12)$$

$$\underline{Z}_E = R_E + jX_E \quad (13-13)$$

Das Verhältnis zwischen den Reaktanzen im Mitsystem zum Nullsystem ist von der Schaltgruppe und dem Kernaufbau des Transformators abhängig.

$u_{Rr(1)}$, also die Kupferverluste im Mitsystem bei Bemessungsbetrieb, sind entweder direkt angegeben oder können wie folgt berechnet werden.

$$u_{Rr(1)} = \frac{P_{k(75^\circ C)}}{S_r} \cdot 100 \quad (13-14)$$

P_kKurzschlussverluste bei 75 °C

Die Beziehung zwischen Null- und Mitsystem in Abhängigkeit der Schaltgruppe ist in [4] zusammengefasst dargestellt.

Transformator- schaltgruppe	$\frac{u_{kr(0)}}{u_{kr(1)}}$	$\frac{u_{Rr(0)}}{u_{Rr(1)}}$
Dyn(*)	1	1
Yzn	0,2	0,4
Yy	1	1

Tabelle 13.5 Verhältnisse von Null- und Mitsystem bei verschiedenen Schaltgruppen[4]

(*) gilt nur für kleine Transformatoren (für große Transformatoren gilt 0,7-1)

13.2.2.2 Daten der Zwe Wickel- Verteiltransformatoren

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Verteiltransformatoren am Standort. Die Daten stammen aus den angegebenen Quellen. Da nicht für alle Transformatoren Prüfberichte gefunden werden konnten, wurde zur Ermittlung des Leerlaufstromes bzw. der Kurzschlussverluste auf die Quelle [10] zurückgegriffen.

Die dabei möglicherweise auftretenden Abweichungen werden in Kauf genommen, da sie für die Kurzschlussberechnung eine untergeordnete Rolle spielen.

Name	Schaltgruppe ---	Sr MVA	Ur1 kV	Ur2 kV	ukr(1) %	uRr(1) %	ukr(0) %	uRr(0) %	I0 %	Erdung sek. ---
	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]	[10], Seite 563	[4]	[4]	[10], Seite 563	[18], [19]
UMS 1	YNyn0	32.00	110.00	21.00	9.90	0.50	9.90	0.50	0.30	impedance
UMS 2	YNyn0	32.00	110.00	21.00	9.90	0.50	9.90	0.50	0.30	impedance
2S1 T1	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
2S1 T2	Yyn0	0.63	20.00	0.536	6.30	1.00	6.30	1.00	0.90	direct
2S2 T1	Dyn5	1.25	20.00	0.40	6.04	0.85	6.04	0.85	0.78	direct
Blocktrafo G UW2	Dyn5	2.50	20.00	0.66	6.00	0.79	6.00	0.79	0.62	direct
Blocktrafo G UW3	Dyn5	1.60	20.00	0.66	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
Halle T1	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
Halle T2	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
Halle T3	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW_SRW_Grunddrehzahl	Dyn5	1.60	20.00	0.80	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW_SRW_Zusatzdrehzahl	Yy0	1.60	20.00	0.80	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW_Stoßbank1	Yy0	2.70	20.00	0.80	6.00	0.80	6.00	0.80	0.60	direct
NRW_Stoßbank2	Dy5	2.70	20.00	0.80	6.00	0.80	6.00	0.80	0.60	direct
NRW_SWW T1	Yyn0	4.50	21.30	6.30	6.00	0.70	6.00	0.70	0.57	direct
NRW_SWW T2	Yyn0	4.50	21.30	6.40	6.00	0.70	6.00	0.70	0.57	direct
NRW T1	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW T10	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW T2	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW T3	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW T4	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW T5	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW T6	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW T7	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW T8	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
NRW T9	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
UW1 T1	Dyn5	0.80	21.00	0.40	6.24	0.95	6.24	0.95	0.80	direct
UW1 T1I	Dyn5	0.80	21.00	0.40	6.30	0.95	6.30	0.95	0.80	direct
UW1 T1II	Dyn5	0.48	20.00	0.40	4.00	1.10	4.00	1.10	1.00	direct
UW1A T1	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
UW1A T2	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
UW2 T1	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
UW2 T2	Dyn5	1.25	21.00	0.40	6.59	0.85	6.59	0.80	0.78	direct
UW2 T3	Dyn5	0.80	21.00	0.40	5.89	0.95	5.89	0.95	0.80	direct
UW2 T4	Dyn5	1.25	21.00	0.40	4.13	0.85	4.13	0.95	0.78	direct
UW3 T2	Dyn5	1.25	21.00	0.40	6.22	0.85	6.22	0.85	0.78	direct
UW3 T3	Dyn5	1.25	21.00	0.40	6.22	0.85	6.22	0.85	0.78	direct
UW4 T1	Dyn5	0.80	20.00	0.40	6.24	0.95	6.24	0.95	0.80	direct
UW5 T1	Dy5	0.80	20.00	0.40	6.24	0.95	6.24	0.95	0.80	direct
UW5 T2	Dy5	0.80	20.00	0.40	6.24	0.95	6.24	0.95	0.80	direct
UW5 T3	Dy5	0.80	20.00	0.40	6.24	0.95	6.24	0.95	0.80	direct
UW5 T4	Dyn5	0.48	20.00	0.40	4.00	1.10	4.00	1.10	1.00	direct
Halle T1	Dyn5	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
Halle T2	Dyn6	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
Halle T3	Dyn7	1.60	20.00	0.40	6.00	0.80	6.00	0.80	0.70	direct
IE T1	Dy	4.00	20.00	0.40	6.00	0.70	6.00	0.70	0.58	direct
IE T2	Dd	4.00	20.00	0.40	6.00	0.70	6.00	0.70	0.58	direct

Tabelle 13.6 Daten der Zweiwickel- Verteiltransformatoren

13.2.2.3 Daten der Dreiwickel- Verteiltransformatoren

Die fehlenden Daten wurden, wie zuvor bei den Zweiwickel- Verteiltransformatoren, aus der angegebenen Literatur entnommen.

In [10] wird angegeben, dass die Abbildung 12-4 für Zweiwickeltransformatoren gültig ist, trotzdem wurden die fehlenden Daten, unter Hinnahme einiger Abweichungen, aus [10] bezogen.

Name	Schaltgruppe --	Sr12 MVA	Sr23 MVA	Sr31 MVA	Ur1 kV	Ur2 kV	Ur3 kV	ukr12(1) %	ukr23(1) %	ukr31(1) %
	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]	[18], [19]
2S2 T2	Dd0y5	1.600	1.080	0.520	20.000	0.658	0.400	6.000	5.640	4.390

uRr12(1) %	uRr23(1) %	uRr31(1) %	ukr12(0) %	ukr23(0) %	ukr31(0) %	uRr12(0) %	uRr23(0) %	uRr31(0) %	I0 %	Erdung sek. ---
[10], Seite 563	[10], Seite 563	[10], Seite 563	[4]	[4]	[4]	[4]	[4]	[4]	[10], Seite 563	[18], [19]
0.800	0.900	1.100	6.000	5.640	4.390	0.800	0.900	1.100	0.700	direct

Tabelle 13.7 Daten der Dreiwickel- Verteiltransformatoren

13.2.2.4 Daten der Petersen-Spule und der Strombegrenzungsdrosseln

Strombegrenzungsdrossel:

$u_k=3,13 \%$

$I_N=290 \text{ A}$

$U_N=20 \text{ kV}$

Petersen-Spule:

Hersteller: EBG Elektrobau Linz- Austria

Baujahr: 1978

Typ: EOL 630/20

Kühlung: ONAN

Vorschrift: OVE-M20-Teil2/1975

Nennfrequenz: 50 Hz

Nennspannung: 11.547 V

Stellung	1	2	3	4	5	6	7	8
Nennleistung in kVA	132	230	273	324	372	418	438	---
Nennstrom in A	15.9	19.9	25.9	28.1	32.2	38.2	40.4	---
Impedanz in Ohm	731	550	433	411	359	320	286	---

Tabelle 13.8 Stufen der Löschspule

13.3 Daten der Synchronmaschinen

13.3.1 Synchronmaschine Kraftwerk Mürzhofen

Die Daten stammen aus [20].

Auszug relevanter Daten aus dem Prüfprotokoll K-Nr: K 553, 08.02.1988.

Hersteller: Firma Hitzinger

Kunde: Siemens Graz

Leistungsschild

Type: SGS1108/8; Schenkelpolmaschine

Drehzahl: 750 min^{-1}

Leistung: 1.400 kVA

Schleuderdrehzahl: 2.175 min^{-1}

Mech. Wirkleistung: 1.301,8 kW

Umgebungstemp.: $40 \text{ }^\circ\text{C}$

Nennspannung: 660/381 V

Isolierklasse: F

Nennstrom: 1.224,8 A

Schaltung: Stern

$\cos(\varphi) = 0,9$

Schutzart: IP 21

Phasenzahl: 3

Vorschrift: VDE 0530 OeVE M10

Frequenz: 50 Hz

Rechenergebnisse am Stator und Rotor

Wirkungsgrad: 96,79 %

$R_{ges20} = 1,648 \Omega$

$R_{ges90} = 2,274 \Omega$

Dreipoliger Kurzschluss

Dauerkurzschlussstrom kalt: $2,68xI_N$ warm: $1,58xI_N$

Effektivwert des Anfangskurzschlusswechselstrom: 13.348,0 A

Scheitwert des Stoßkurzschlussstrom: 25.755 A

Stoßmoment: 132.283 Nm

Reaktanzen und Zeitkonstanten

$R_{ph90} = 0,011 \text{ p.u.}$ $Z = 0,311 \Omega$ $X_2 = 0,093 \text{ p.u.}$

$X_d = 1,719 \text{ p.u.}$ $X_q = 0,715 \text{ p.u.}$ $X_0 = 0,057 \text{ p.u.}$ $X_{1s} = 0,071 \text{ p.u.}$

$X_d' = 0,195 \text{ p.u.}$ $X_q' = 0,715 \text{ p.u.}$ $T_d' = 0,322 \text{ s}$ $T_{d0}' = 2,833 \text{ s}$

$X_d'' = 0,092 \text{ p.u.}$ $X_q'' = 0,095 \text{ p.u.}$ $T_d'' = 0,010 \text{ s}$ $T_{q0}'' = 0,091 \text{ s}$

$T_g = 0,027 \text{ s}$ $T_q'' = 0,012 \text{ s}$ $T_{d0}'' = 0,020 \text{ s}$

Verluste und Wirkungsgrad

Eisenverluste: 9.075 W

Reibungsverluste: 4.700 W

Anmerkung zu Datenblatt: Wie ersichtlich ist beträgt der Dauerkurzschlussstrom $1,58xI_N$, dies stimmt aber offensichtlich nicht mit den Reaktanzen der Maschine überein. Rechnet man den Dauerkurzschlussstrom über die stationäre transiente Reaktanz, so beträgt der dieser nur $0,581xI_N$. Es konnte nicht nachvollzogen werden, wie es zu diesem Unterschied kommt. Zur Berechnung werden die Daten der Reaktanzen als richtig gewertet, da diese übereinstimmen mit den Datensätzen gängiger Synchronmaschinen in dieser Leistungsklasse.

13.3.2 Synchronmaschine Kraftwerk Aumühl

Die Daten stammen aus [21].

Auszug relevanter Daten aus dem Prüfprotokoll K-Nr: K 554, 08.02.1988.

Hersteller: Firma Hitzinger

Kunde: Siemens Graz

Leistungsschild

Type: SGS1110/8; Schenkelpolmaschine	Drehzahl: 750 min ⁻¹
Leistung: 2.250 kVA	Schleuderdrehzahl: 2.175 min ⁻¹
Mech. Wirkleistung: 2.086,1 kW	Umgebungstemp.: 40 °C
Nennspannung: 660/381 V	Isolierklasse: F
Nennstrom: 1.968,5 A	Schaltung: Stern
Cos(φ)= 0,9	Schutzart: IP 21
Phasenzahl: 3	Vorschrift: VDE 0530 OeVE M10
Frequenz: 50 Hz	

Rechenergebnisse am Stator und Rotor

Wirkungsgrad: 97,07 %

$R_{ges20} = 0,840 \Omega$

$R_{ges90} = 1,159 \Omega$

Dreipoliger Kurzschluss

Dauerkurzschlussstrom kalt: 2,27xI_n warm: 1,26xI_n

Effektivwert des Anfangskurzschlusswechselstrom: 20.328,9 A

Scheitwert des Stoßkurzschlussstrom: 38.852 A

Stoßmoment: 195.177 Nm

Reaktanzen und Zeitkonstanten

$R_{ph90} = 0,011 \text{ p.u.}$	$Z = 0,194 \Omega$	$X_2 = 0,098 \text{ p.u.}$	
$X_d = 1,897 \text{ p.u.}$	$X_q = 0,788 \text{ p.u.}$	$X_0 = 0,061 \text{ p.u.}$	$X_{1s} = 0,076 \text{ p.u.}$
$X_d' = 0,216 \text{ p.u.}$	$X_q' = 0,788 \text{ p.u.}$	$T_d' = 0,351 \text{ s}$	$T_{d0}' = 3,085 \text{ s}$
$X_d'' = 0,097 \text{ p.u.}$	$X_q'' = 0,100 \text{ p.u.}$	$T_d'' = 0,009 \text{ s}$	$T_{d0}'' = 0,019 \text{ s}$
$T_g = 0,029 \text{ s}$		$T_q'' = 0,011 \text{ s}$	$T_{q0}'' = 0,085 \text{ s}$

Verluste und Wirkungsgrad

Eisenverluste: 12.225 W

Reibungsverluste: 4.700 W

Anmerkung: Bezüglich des Kurzschlussstromes gilt dasselbe wie in 13.3.1.

13.4 Daten der Asynchronmaschinen

Die Daten stammen aus [11].

Auszug der wichtigsten Daten aus dem Benutzerhandbuch.

Type

Dreiphasen- Asynchronmotor mit Kurzschlussläufer

Hersteller: Elin EBG Motoren GmbH

Type: HKM- 171C06

Einsatzort: Schrägwalzwerk

Elektrische Daten

Leistung: 3.000 kW

Nennspannung: $U_N = 6.000 \text{ V}$

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

Nennstrom: $I_N = 345 \text{ A}$

Leistungsfaktor: $\cos\varphi = 0,86$ bei 100 % P_N

Wirkungsgrad: $\eta = 97,2 \%$ bei 100 % P_N

Anlaufstrom: $I_A = 6,5 I_N$

Nennmoment: $M_N = 28.823 \text{ Nm}$

Anlaufmoment: $M_A = 0,9 M_N$

Kippmoment: $M_K = 2,4 \times M_N$

Nenndrehzahl: $n_N = 994 \text{ min}^{-1}$

Schleuderdrehzahl: $n_S = 1200 \text{ min}^{-1}$

Schaltung: Stern

Einschaltung: über Anlasstransformator

Rotor: Kurzschlussläufer

Nennschlupf: $s_N = 0,6 \%$

Leistungsfaktor beim Anlauf: $\cos\varphi_{\text{Anl.}} = 0,17$

Mechanische Daten

Massenträgheitsmoment: $J = 300 \text{ kgm}^2$

13.5 Daten der Gleichstrommaschinen

13.5.1 Gleichstrommotor Stoßbank

Die Daten stammen aus [22].

Hersteller: Elin

Type GN 1000/53 – 8

Kennwort: Rohrstoßbankantrieb VAL- NRW Kindberg

Maschinendaten

Nennleistung: $P_N = 1.600/ 1.800 \text{ kW}$

Nennspannung: $U_N = 800 \text{ V}$

Nennstrom: $I_N = 2.180/ 2.470 \text{ A}$

Stoßstrom: $I_{\text{Stoß}} = 4.360 \text{ A}$

Wirkungsgrad: $\eta = 91 \%$

Drehzahl: $n = 180 \text{ min}^{-1}$

Erregung: Fremderregung 110 V

Isolationsklasse: F

Kühlluftbedarf: $6,5 \text{ m}^3/ \text{sec}$

Schutzart: IP44

Trägheitsmoment: 1.270 kgm^2

13.5.2 Gleichstrommotor Streckreduzierwalzwerk

Die Daten stammen aus [23] bzw. [24].

Der Grunddrehzahlmotor stammte ursprünglich von der Firma Elin, wurde jedoch auf Grund des schlechten Isolationswiderstandes ausgetauscht. Ersetzt wurde dieser durch einen Gleichstrommotor der Firma Sicmemotori.

Grunddrehzahl- Gleichstrommotor:

Hersteller: Sicmemotori

Serial N.: 0525/11/11

Motor: NP560KSM6 – 37 CBA/

Maschinendaten

Nennleistung: $P_N = 1.255 / 1000$ kW

Nennspannung: $U_N = 800$ V

Nennstrom: $I_N = 1.648 / 1.313,1$ A

Wirkungsgrad: $\eta = 95,192$ %

Drehzahl: $n = 800 / 1500$ min⁻¹

Maximaldrehzahl: $n_{max.} = 1800$ min⁻¹ für 1 Minute

Erregung: Fremderregung über Erregerstrom: $I_{Err.} = 13,8$ A bei 800 min⁻¹

Isolationsklasse: Class A

Schutzart: IP54

Betriebsart: S1

Isolationswiderstand Rotor und Stator: $R_{Iso.} = 2.000$ M Ω

Trägheitsmoment: $J = 158$ kgm²

Zusatzdrehzahl- Gleichstrommotor:

Hersteller: Elin

Type HGN- 0 71R20F4Z- 430

Kennwort: SRW Voest- Alpine- NRW Kindberg

Maschinendaten

Nennleistung: $P_N = 900 / 1.000$ kW

Nennspannung: $U_N = 800$ V

Nennstrom: $I_N = 1.205 / 1.350$ A

Stoßstrom: $I_{\text{Stoß}} = 2.410 \text{ A}$

Wirkungsgrad: $\eta = 94 \%$

Drehzahl: $n = 600 / 1.500 \text{ min}^{-1}$

Erregung: Fremderregung 110 V

Isolationsklasse: F

Kühlluftbedarf: $2,0 \text{ m}^3 / \text{sec}$

Schutzart: IP44

Trägheitsmoment: $J = 218 \text{ kgm}^2$

14 Literaturverzeichnis

- [1] voestalpine Tubulars. (2012, Apr.) voestalpine Tubulars. [Online]. www.vatubulars.com
- [2] R. Muckenhuber, *Studienbehelf "Elektrische Anlagen 1 Teil 2 Lastfluss und Kurzschluss"*. Graz, 1984.
- [3] R. Muckenhuber, *Studienbehelf "Elektrische Anlagen 3"*. Graz, 1985.
- [4] K. Moser, *Diplomarbeit Kurzschlussuntersuchungen in einem Mittelspannungsnetz*. Graz, 1999.
- [5] *DIN VDE 0102: Berechnung von Kurzschlussströmen in Drehstromnetzen*.
- [6] K. Heuck, K.-D. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden: Vieweg & Sohn Verlag GWV Fachverlag GMBH, 2007.
- [7] D. Oeding and B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netz*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2004.
- [8] *DIN VDE 0102: Leitsätze zur Berechnung von Kurzschlussströmen*.
- [9] BCP Busarello + Cott+ Partner AG. NEPLAN- Hilfe, aus Version 5.5.0.
- [10] H. Gremmel and G. Kopatsch, *Schaltanlagen Handbuch*. Berlin: Cornelsen Verlag Scriptor GMBH & Co. KG, 2008.
- [11] ELIN EBG Motoren GMBH, "Betriebshandbuch Dreiphasen-Asynchron Motor mit Kurzschlussläufer," Handbuch mit Prüfprotokoll, 1998.
- [12] F. Bressan, *Untersuchung der Einflussfaktoren bei Erdschlussortung in gelöschten Netzen*. Graz, Österreich, 2007.
- [13] W. Sporer, *Erdschlussortung durch Fremdromeinspeisung*. Graz, Österreich, 2011.
- [14] G. Druml, "Neue Methoden zur Erdschlusseingrenzung," Vorträge der ETG-Fachtagung, 2009.
- [15] *Lieferprogramm der Österreichischen Kabelwerke Ges.m.b.H.* OEWK, 1997.
- [16] DIgSILENT GmbH. Standard Bibliothek PowerFactory 14.1.
- [17] Schwechater Kabelwerke- SKB Gruppe. (2012) Energiekabel 10-30kV NA2XS(F)2Y. Datenblatt.
- [18] ELIN- EBG Weiz. (1960-2000) Sammlung Transformator- Prüfscheine .
- [19] Voest- Alpine Tubulars. (2011) Firmeninterne Transformatorenliste.

- [20] Hitzinger, "Kontrolldaten f. Synchrongenerator K-Nr: K553," Hitzinger Kontrollbericht, 1988.
- [21] Hitzinger, "Kontrolldaten f. Synchrongenerator K-Nr: K554," Firma Hitzinger Kontrollbericht, 1988.
- [22] ELIN, "Maschinenbeschreibung und Betriebsanleitung für den Gleichstrommotor Type GN 1000/53 - 8 Stoszbank," ELIN Betriebsanleitung.
- [23] ELIN, "Maschinenbeschreibung und Betriebsanleitung für den Gleichstrommotor Type HGN-0 71R20F4Z-430 Streckreduzierwalzwerk," ELIN Betriebsanleitung.
- [24] Sicomotori Turin, "Prüfbericht Motor NP560KSM6 - 37 CBA/," 2011.