

Der Einfluss der Verdrillung auf die Stromunsymmetrie bei induktiv gekoppelten Hochspannungsfreileitungssystemen

Diplomarbeit

am



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Vorgelegt von

Andreas Steinkellner

Betreuer

Dipl.-Ing. Christian Raunig
Dipl.-Ing. Dr.techn. Ernst Schmutzner

Institutsleiter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. 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 / November–2012



Ich bedanke mich bei allen, die mich während meines Studiums begleitet und unterstützt haben.

Besonders danken möchte ich Prof. Lothar Fickert für die Anstellung am Institut für Elektrische Anlagen und das Feedback auf meine Diplomarbeit.

Weiters danke ich Christian Raunig und Ernst Schmautzer für die Betreuung meiner Diplomarbeit und die guten Nerven bei der Beantwortung meiner zahlreichen Fragen.

Ein weiterer besonderer Dank geht an Rieke Leinich und Christian Wahl für das Korrekturlesen meiner Diplomarbeit und die besondere Freundschaft, die im Laufe meines Studiums mit ihnen entstanden ist.

Letztendlich möchte ich meiner Familie, allen meinen Freunden und den Leidensgenossen in den Tiefen des Institutskellers für die Begleitung in diesem Lebensabschnitt danken.

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 19.11.2012

Andreas Steinkellner

Kurzfassung

Durch die Parallelführung mehrerer Drehstromsysteme an einem Mast besteht zwischen diesen eine elektromagnetische Kopplung über das niederfrequente elektrische und magnetische Feld. Abhängig von der Seilposition und somit den gegenseitigen Abständen der Seile am Mast werden die einzelnen Phasen eines Systems unterschiedlich beeinflusst, wodurch sich eine Unsymmetrie zwischen den einzelnen Phasen einstellt. Als Folge dieser Unsymmetrie addieren sich die Phasenströme eines Systems nicht zu Null und es bleibt ein Summenunsymmetriestrom bestehen. Dieser ändert sich abhängig von der gewählten Seilbelegung und Anzahl der Verdrillungsabschnitte in Betrag und Phase. Durch eine Optimierung der Seilbelegung in mehreren Verdrillungsabschnitten kann der Summenunsymmetriestrom reduziert werden.

Trotz einer optimalen Verdrillung können verschiedene Betriebszustände, wie sie entweder durch Verbinden unterschiedlicher Systeme mit den Sammelschienen der Umspannwerke oder durch Erden einzelner Systeme zustande kommen, starke Auswirkungen auf die Höhe des Summenunsymmetriestroms haben. Durch das Verdrillen in mehreren symmetrischen Abschnitten können die Einflüsse unterschiedlicher Betriebszustände auf die Unsymmetrie reduziert werden. Je mehr Verdrillungsabschnitte dabei entlang der Leitungslänge vorhanden sind, umso besser werden diese Einflüsse ausgeglichen.

Die Einflüsse der Leiterpositionen an den Masten, sowie der Einfluss der Verdrillung in mehreren Abschnitten auf die Summenströme, unter Berücksichtigung unterschiedlicher Betriebszustände, ist Teil dieser Arbeit.

Abstract

The parallel installation of multiple three-phase high-voltage systems leads to an electromagnetic influence between the conductors via the low frequent electric and magnetic field. This influence changes with the position of the conductors on the electricity pylons. Due to this asymmetry, the sum of the currents in the three phases differs from zero and total currents occur, dependent on the geometrical position of the conductors and the number of transposition sections. The total currents of each high-voltage system can be reduced by an optimization of the geometrical position of the conductors in multiple transposition sections.

Different operating conditions, like they occur by different connections on the high-voltage bus or by grounding one of the high-voltage systems, affect the residual currents although they seem to be optimized. An optimal transposition at multiple positions on the power line allows a minimization of the total currents at high stability due to different operating conditions.

This work concerns with the identification of the influence of different positions of the conductors on the high-voltage pylons and the optimization of the transposition with respect to different operating conditions of the high-voltage lines.

Inhaltsverzeichnis

1	Abkürzungsverzeichnis.....	1
1.1	Systematik der verwendeten Größen.....	1
1.2	Formelzeichen und Abkürzungen	1
2	Kurzfassung.....	2
2.1	Ziel.....	2
2.2	Methode.....	2
2.3	Ergebnisse.....	2
2.4	Schlussfolgerungen	2
3	Einleitung	3
3.1	Hintergrund.....	3
3.2	Aufgabenstellung.....	5
3.3	Umsetzung	6
4	Theoretische Grundlagen.....	7
4.1	Ohm'scher Widerstand	7
4.2	Seilerwärmung.....	8
4.3	Induktivität eines Leiters	9
4.4	Maxwell'sche Gleichungen	10
4.5	Elektrische Beeinflussung.....	13
4.6	Freileitungsmaste	16
4.7	Verdrillung	17
4.8	Leiterseildurchhang	18
4.9	Bündelleiter.....	19
4.10	Kettenleiter	20
4.11	Symmetrische Komponenten.....	22
4.12	Bestimmung der Impedanzen nach Carson und Pollaczek.....	23
4.13	Knotenpotentialverfahren und Knotenpunktadmittanzmatrix	26
4.14	Ersatzschaltung für induktiv gekoppelte Leiter	28

5	Umsetzung	32
5.1	Grundkonfiguration	32
5.2	Nummerierung der Knoten	33
5.3	Hilfsmatrix und Netzstruktur	34
5.4	Masterdung und Stromquellen - externe Elemente	35
5.5	Erstellen der Zweigadmittanzmatrix Y_z	38
5.6	Zusammenführen der Matrizen	38
5.7	Beispiel anhand eines Abschnittes mit zwei Leitern und Vergleich mit Simulink®	39
5.8	Berechnung der Nullströme	42
5.9	Automatisierte Verdrillungsberechnung	43
5.10	Optimierungen	44
6	Ergebnisse	51
6.1	Beschreibung der Testsysteme	51
6.2	Variieren der Leitungslänge zwischen zwei Umspannwerken	53
6.3	Einfluss der Verdrillung auf die Summenströme	59
6.3.1	Einfache Optimierung	59
6.3.2	Zweifache Optimierung	61
6.3.3	Dreifache Optimierung	65
6.4	Einfluss des Mastbilds auf die Summenströme	67
6.4.1	Vergleich verschiedener Mastbilder	67
6.4.2	Änderung des Abstands zweier Tonnenmaste	68
6.4.3	Einfluss der Systemaufteilung am Mast	70
6.5	Einfluss der Stromhöhe auf die Summenströme	72
6.6	Einfluss der Einbindung von weiteren Systemen in die bestehende Konfiguration	73
6.7	Einfluss von geerdeten Systemen auf die Summenströme	76
6.8	Betrachtung verschiedener Betriebszustände	79
6.9	Hinzufügen eines neuen UW in einen bestehenden Leitungszug	81
6.10	Einfluss der Verdrillung auf die Mast- und Erdseilströme	85

7 Diskussion	87
7.1 Zusammenfassung	87
7.2 Kritische Interpretation	87
7.3 Weiterführende Überlegungen	88
8 Literatur	89
9 Anhang	91
9.1 Variieren der Länge und Spannfeldanzahl der aufgespannten Systeme	91
9.2 Einfluss der Verdrillung auf die Summenströme.....	92
9.3 Einfluss des Mastbilds auf die Summenströme	94
9.4 Einfluss der Einbindung von weiteren Systemen in die bestehende Konfiguration .	94

1 Abkürzungsverzeichnis

1.1 Systematik der verwendeten Größen

X... Konstante Größe

X... Variable Größe

\underline{X} ... Komplexe Größe

$|X|$... Betrag einer Größe

\mathbf{X} ... Matrix bzw. Vektor

X_{12} ... Kopplung des Leiters 1 auf Leiter 2 eines Systems

$X^{0,1,2}$... Symmetrische Komponente der Größe

1.2 Formelzeichen und Abkürzungen

Syst... System

UW... Umspannwerk

SF... Spannfeld

St... Stahl

Al... Aluminium

Cu... Kupfer

Temp... Temperatur

\underline{I}_{zq} ... Zweig-Stromquellenvektor (komplex)

\mathbf{C} -Matrix... Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix

\underline{Y}_z -Matrix... Zweig-Impedanzmatrix (komplex)

V1-min... Minimales Ergebnis der einfachen Optimierung

V1-max... Maximales Ergebnis der einfachen Optimierung

Systeme 1.x... Systeme 1.1 und 1.2

Systeme 2.x... Systeme 2.1 bis 2.4

Systeme 3.x... Systeme 3.1 bis 3.4

Systeme 4.x... Systeme 4.1 und 4.2

2 Kurzfassung

2.1 Ziel

Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung der Auswirkung verschiedener Leiterseilpositionen und Verdrillungsvarianten auf die Symmetrie der Stromkomponenten mehrerer parallel verlaufender Drehstromsysteme (vor allem in Bezug auf den Summenunsymmetriestrom – im Weiteren kurz als Summenstrom bzw. Summenströme bezeichnet - bzw. Nullsystemkreisstrom). Zusätzlich sollen weitere Einflussfaktoren auf diese Summenströme diskutiert und Möglichkeiten zur Absenkung dieser auf minimale Werte unter Berücksichtigung von praktischen und ökonomischen Rahmenbedingungen herausgefunden werden. Anhand verschiedener Testszenarien soll die Wirksamkeit der Verdrillungsmöglichkeiten demonstriert werden.

2.2 Methode

Für die Durchführung der Untersuchungen wird ein Matlab[®]-Skript erstellt. Dieses basiert auf einer Zusammenführung der Impedanzberechnung der Selbst- und Gegenimpedanzen von Leiterschleifen nach Carson und Pollaczek und einem Ersatzmodell für induktiv gekoppelte Leiter nach Clarke. Die Berechnung erfolgt für einzelne Spannungsfelder, welche kettenförmig aneinander gereiht werden, unter Verwendung des bekannten Knotenpotentialverfahrens.

2.3 Ergebnisse

Die Summenströme können oftmals durch eine geschickte Anordnung der Leiterseile am Masten wesentlich reduziert werden. Des Weiteren hat die Art der Verdrillung und die Länge der einzelnen Verdrillungsabschnitte großen Einfluss auf die Summenströme der Systeme.

Weiter Einflüsse entstehen durch die Einbindung verschiedener Systeme in einem Umspannwerk und das Erden eines oder mehrerer Systeme, wie es z.B. während Revisions- oder Instandhaltungsarbeiten erforderlich sein kann.

2.4 Schlussfolgerungen

Die Wahl der Position der Leiter am Mast kann die Summenströme erheblich beeinflussen. Durch eine Verdrillungsoptimierung in einem bestehenden Leitungsabschnitt, werden die Summenströme auf deutlich kleinere Werte als in einer unverdrillten Konfiguration abgesenkt. Eine Verdrillung in mehreren Abschnitten der Leitung entlang der Leitungslänge, erhöht die Stabilität gegen Störeinflüsse, welche durch das Erden von Systemen oder andere Betriebszustände entstehen können.

3 Einleitung

3.1 Hintergrund

Heute steht die Stromerzeugung und Energieübertragung in einer zentralen Rolle für die Aufrechterhaltung des modernen Lebensstils unserer Gesellschaft. In Europa wird die benötigte Energie zu großen Teilen als Drehstrom mit einer Frequenz von 50 Hz zur Verfügung gestellt (siehe [1] S. 6). Andere Stromarten sind zum Beispiel Gleichstrom (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, Bahnen) oder Wechselstrom mit 16,7 Hz (Bahnanlagen) und 60 Hz (Nordamerika). Abbildung 3.1 zeigt ein Grundschaema der Erzeugung und Übertragung elektrischer Energie der Hoch- und Höchstspannungsebene (näheres dazu siehe [2]).

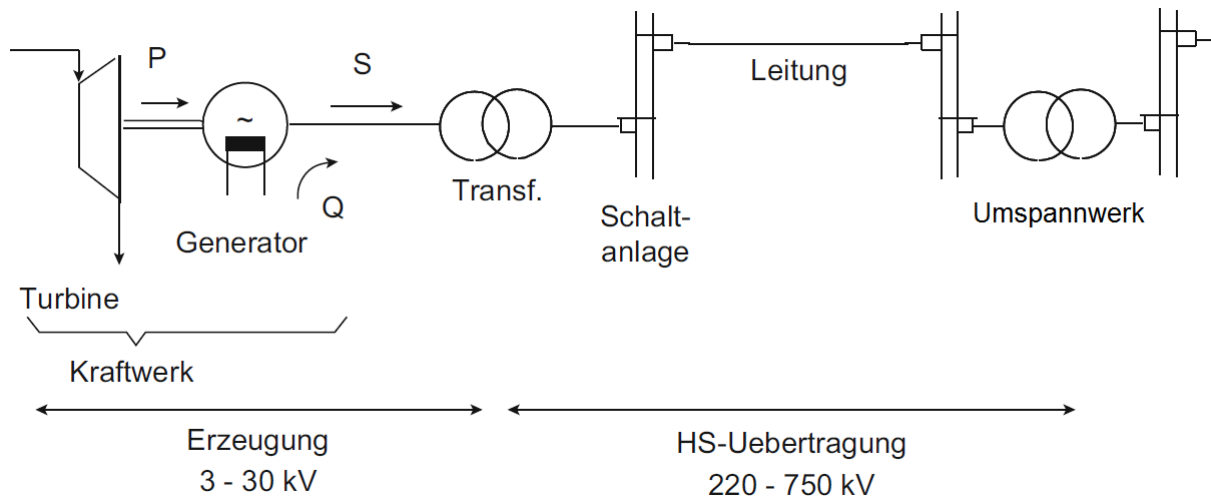


Abbildung 3.1 Grundschaema der elektrischen Energieversorgung mit Erzeugung und Hochspannungsübertragung

Durch die steigende Bevölkerungszahl, dem stetigen Wirtschaftswachstum und der steigenden Anzahl an Computern und Elektrogeräten nimmt der Strom- und Energiebedarf in Haushalten und Industrieanlagen kontinuierlich zu. Dadurch ist es unvermeidlich die Erzeugung und Übertragung der benötigten Energiemengen auszubauen.

Da für den Bau von Freileitungen und Kabeln nur begrenzt Raum verfügbar ist, ist es unausweichlich diese eng nebeneinander verlaufend zu planen und zu bauen. Dabei werden Leitungen von unterschiedlichen Spannungsebenen (z.B. 380-kV- und 110-kV-Leitungen) auf engem Raum (entweder auf parallelen Trassen mit mehreren Hochspannungsmasten und/oder Hochspannungskabeln oder auf Gemeinschaftsgestängen) über lange, parallel verlaufende Strecken gebaut.

Je näher sich diese Leitungssysteme kommen, umso eher und stärker beeinflussen sich diese gegenseitig. Dadurch ändern sich, entsprechend der räumlichen Anordnung der Drehstromsysteme (im weiteren Verlauf kurz Systeme genannt), die Ströme in den einzelnen Phaseisen in Betrag und Winkel, wodurch der Normalfall mit drei gleich großen Strömen (Komponenten) mit einer Phasenverschiebung von 120° nicht mehr erfüllt ist. Wird diese Unsymmetrie in einem System zu groß, geben leitentechnische Einrichtungen des betroffenen Systems Warnungen aus, und es muss geprüft werden, ob in einem der Systeme ein Fehlerfall (z.B. Kurzschluss) vorliegt.

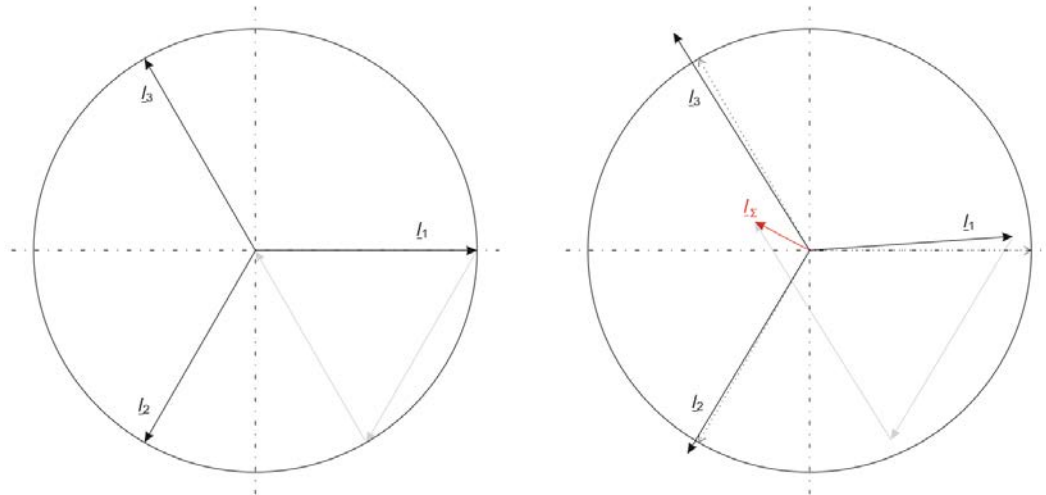


Abbildung 3.2 Drei Komponenten des Stromes im Drehstromsystem. Im linken Bild für den symmetrischen Fall und rechts unsymmetrisch mit resultierendem Summenstromvektor

In Abbildung 3.2 ist beispielhaft ein symmetrisches und ein unsymmetrisches Drehstromsystem dargestellt. Im linken Bild, einem symmetrischen Drehstromsystem, haben die Stromvektoren allesamt einen Betrag von 500 A mit den Winkeln 0° , -120° und 120° . Die geometrische Summe der Ströme I_1 , I_2 und I_3 ist Null. Rechts ist ein unsymmetrisches System dargestellt, wie es durch die Beeinflussung durch ein anderes System entstehen kann. Die einzelnen Zeiger haben die (angenommenen) Werte von 460 A mit 4° , 535 A mit -121° und 580 A mit 122° , wodurch sich ein resultierender Summenstrom von ca. 140 A mit einem Winkel von 152° ergibt.

Im Zuge dieser Arbeit werden verschieden Einflussfaktoren untersucht, die eine Unsymmetrie zwischen den Phasen bedingen. Dabei werden unterschiedlich viele Systeme als Leitungszug zwischen zwei Umspannwerken betrachtet. An den Umspannwerken selbst werden die Systeme mit einer Sammelschiene verbunden (Abbildung 3.3 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer Freiluftschaltanlage mit Doppelsammelschiene für eine 220-kV-Anlage (siehe [1] S. 393)).

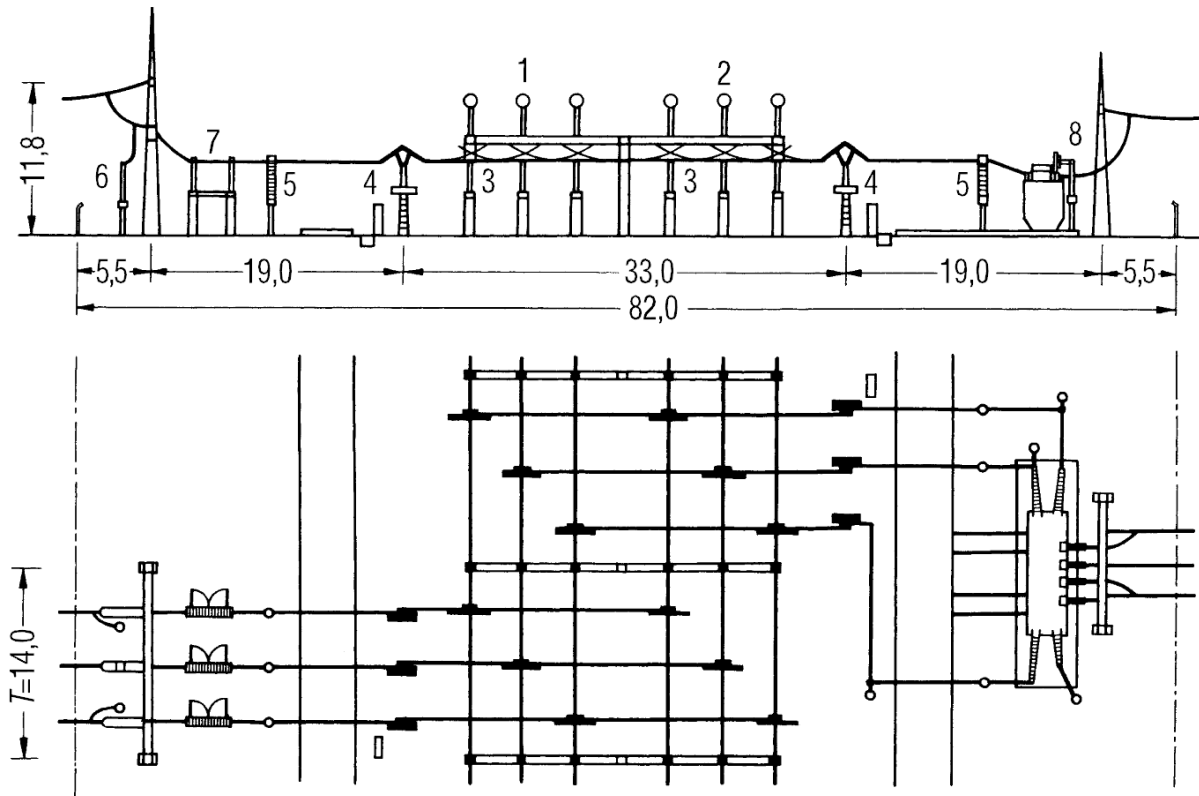


Abbildung 3.3 Schematischer Aufbau einer Freiluftschaltanlage mit Doppelsammelschiene (1, 2)

Eine Abschätzung der auftretenden Unsymmetrieeffekte ist für den Bau und den Betrieb von Hochspannungsleitungen von entscheidender Bedeutung. Dadurch können im Vorfeld bereits verschiedene Verdrillungsvarianten erarbeitet bzw. verschiedene Betriebszustände ausgeschlossen werden um die Schutzeinrichtungen gegen ein ungewolltes Auslösen zu parametrisieren.

3.2 Aufgabenstellung

Für das Verständnis der Problemstellung wird zuerst eine Literaturstudie durchgeführt. Die erlangten Kenntnisse werden für ein Berechnungsskript verwendet, welches die zu untersuchenden Leitungsstücke hinsichtlich der Ströme auswertet und optimale Verdrillungsvarianten bestimmt, um die entstehenden Unsymmetrieeffekte auf ein Minimum zu reduzieren.

Bei weiterführenden Untersuchungen werden der Einfluss der Leitungslänge zwischen zwei Umspannwerken, die Anordnung der Leiter am Mast, die Art des Masts sowie die Stromstärke in den Phasen analysiert.

Zudem werden verschiedene Ausbauzustände einer Testkonfiguration mit verschiedenen Verdrillungsvarianten versehen und die Auswirkung der Änderungen dokumentiert.

3.3 Umsetzung

Für die Erfüllung der Aufgabenstellung wird ein Matlab[®] - Skript verwendet, welches die Ströme nach dem Knotenpotentialverfahren berechnet. Außerdem ist ein Ersatzmodell zur Nachbildung der induktiv gekoppelten Leitungen eingebunden. Die Berechnung der Impedanzen geschieht nach den von J. R. Carson [3] und F. Pollaczek [4], [5] aufgestellten Gleichungssystemen für parallel geführte Leiter mit Rückleitung über Erde.

Mit dem erstellten Skript ist eine Analyse der Nullströme in jedem vorhandenen Drehstromsystem des untersuchten Teilstückes möglich. Zusätzlich können die Unsymmetrieströme für einen gewählten Abschnitt berechnet werden, um damit die optimale Verdrillungsvariante zu bestimmen. Des Weiteren ist eine Analyse des Einflusses von Abzweigungen, wie sie zur Einbindung von neu gebauten Leitungsabschnitten angewendet werden können, möglich.

Zur Verifikation der verwendeten Berechnungsmethode wird das entworfene Matlab[®] - Skript mit einer anderen Methode in Simulink[®] verglichen.

4 Theoretische Grundlagen

Dieser Abschnitt behandelt die theoretischen Grundlagen, die für die Modellbildung erforderlich sind. Es werden dabei die Zusammenhänge kurz erläutert und zusätzlich wird auch auf notwendige und zweckmäßige Vereinfachungen eingegangen. Abschließend wird die Umsetzung des Knotenpotentialverfahrens für die bestehende Problemstellung behandelt.

4.1 Ohm'scher Widerstand

Die Berechnung des Widerstands einfacher Körper erfolgt über seine geometrischen Abmessungen und dem spezifischen Widerstand:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{A} \quad (4.1)$$

R ... elektrischer Widerstand in $[\Omega]$

ρ ... spezifische Leitfähigkeit des Materials in $[\Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}]$

l ... Leitungslänge in $[\text{m}]$

A ... Querschnittsfläche des Leiters in $[\text{mm}^2]$

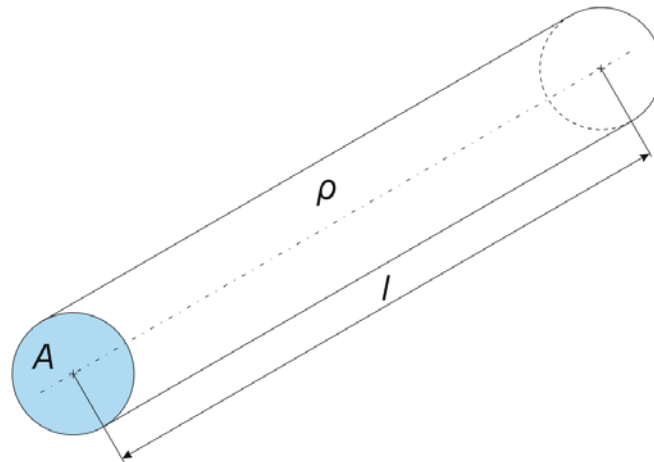


Abbildung 4.1 Schematische Darstellung der Einflüsse bei der Widerstandsberechnung runder Leiter

Dabei sei vorausgesetzt, dass sich der Querschnitt des Leiters entlang seiner Länge nicht ändert. Der hier angegebene Zusammenhang bezieht sich auf den Gleichstromwiderstand. Der Skin-Effekt wird nicht berücksichtigt.

Für den Bau von Freileitungen werden sehr oft Verbundleiter eingesetzt. Das heißt, dass ein Seil aus einer Kombination mehrerer Materialien besteht. Großteils wird dabei eine Kombination aus Stahl und Aluminium verwendet. Der Stahlkern übernimmt dabei die tragende Rolle, um Schwingungs-, Zug- und Biegekräfte aufzunehmen. Aufgrund der hohen Leitfähigkeit des Aluminiummantels übernimmt dieser einen Großteil des Stromflusses (siehe Abbildung 4.2 aus [1]). Die Leitungen werden vorwiegend bei größeren Durchmessern der Seile als Verbundleiter mit mehreren Teileleitern ausgeführt.

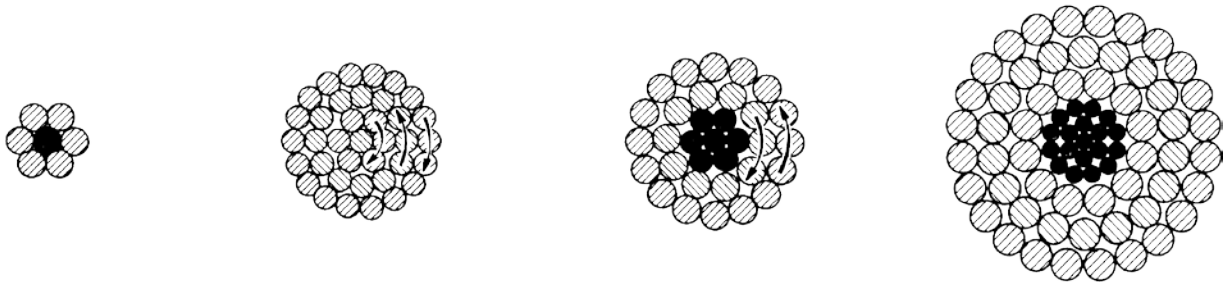


Abbildung 4.2 Verschiedene Freileitungsseile: (von links nach rechts) Al/St-Seil (eine Lage Al), Al- bzw. Cu-Seil (37 Drähte), Al/St-Seil (zwei Lagen Al), Al/St (drei Lagen Al)

4.2 Seilerwärmung

Der spezifische Widerstand eines metallischen Leiters ist temperaturabhängig. Dabei erhöht sich der Widerstand annähernd linear mit steigender Temperatur und wird oft auf einen Referenzwert bei einer Temperatur von 20°C bezogen, um bessere Vergleiche anstellen zu können. Es gilt folgende Gesetzmäßigkeit für den spezifischen Widerstand (siehe [2] S.179):

$$\rho_{\vartheta} = \rho_{20^{\circ}\text{C}} \cdot [1 + \alpha \cdot (\vartheta - 20^{\circ}\text{C})] \quad (4.2)$$

ρ_{ϑ} ... spezifischer Widerstand bei einer Temperatur von ϑ

$\rho_{20^{\circ}\text{C}}$... spezifischer Widerstand bei einer Temperatur von 20°C (z.B. für Aluminium $2,65 \cdot 10^{-2} \Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}$)

α ... linearer Widerstands - Temperaturkoeffizient (z.B. für Aluminium $3,9 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{K}}$ bei 20°C)

ϑ ... betrachtete Temperatur in [°C] bzw. [°K]

Das Leiterseil erwärmt sich einerseits durch die Belastung bei Stromfluss zufolge des elektrischen Widerstands, andererseits versucht sich das Seil dem äußeren Temperaturniveau anzugleichen, wodurch jahreszeitlich bedingt eine zusätzliche Erwärmung oder Abkühlung erzeugt wird.

Für einen runden Leiter der Länge 1000 m mit einem Durchmesser von 3 mm gilt folgendes:

$$R_{20^{\circ}\text{C}} = 0,937 \Omega$$

$$R_{50^{\circ}\text{C}} = 1,047 \Omega$$

Der elektrische Widerstand erhöht sich mit steigender Temperatur. In der vorliegenden Arbeit werden alle Seildaten auf eine Temperatur von 20°C bezogen.

4.3 Induktivität eines Leiters

Die Berechnung der Induktivität geschieht immer für eine Leiterschleife. Im grundlegenden Fall wird von einem kreiszylindrischen Leiter, mit angenommener zylindrischer Rückleitung, mit großem Radius ausgegangen (siehe Abbildung 4.3). Genauere Details zur Vorgehensweise können in [6] nachgelesen werden.

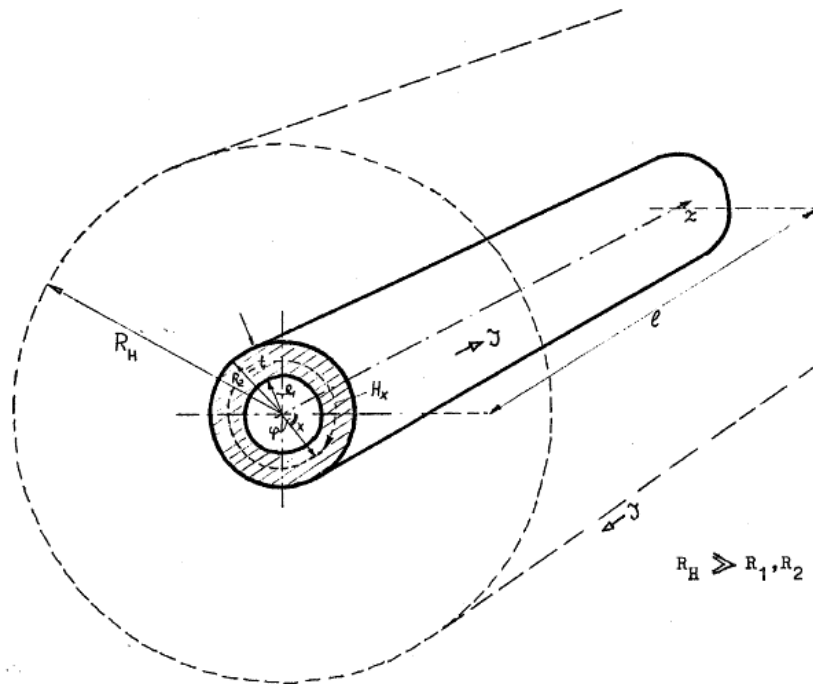


Abbildung 4.3 Darstellung der geometrischen Verhältnisse zur Berechnung der Teilinduktivität eines Kreiszylindrischen Leiters mit zylindrischer Rückleitung

$H...$ magnetische Feldstärke in $[\frac{A}{m}]$

$J...$ Stromdichte in $[\frac{A}{m^2}]$

$l...$ Leiterlänge in [m]

$R_1...$ Innenradius des zylindrischen Leiters in [m]

$R_2...$ Außenradius des zylindrischen Leiters in [m]

$R_H...$ Radius des angenommenen zylindrischen Rückleiters in [m]

Für das Innere des kreiszylindrischen Leiters wird eine innere Teilinduktivität angegeben, wohingegen für den äußeren Bereich des Leiters bis zum Rückleiter eine äußere Teilinduktivität angegeben werden kann. Die Ableitung der Induktivität erfolgt mit dem Durchflutungssatz und der magnetischen Energie W_m .

$$\oint \mathbf{H} \cdot d\mathbf{s} = \mathbf{J}$$

$$W_m = \frac{1}{2} \cdot L \cdot \mathbf{J}^2 = \frac{1}{2} \int \mathbf{B} \cdot \mathbf{H} \cdot dV \quad (4.3)$$

\mathbf{H} ... magnetische Feldstärke, [$\frac{\text{A}}{\text{m}}$]

\mathbf{J} ... Stromdichte, [$\frac{\text{A}}{\text{m}^2}$]

W_m ... magnetische Energie, [$\frac{\text{V} \cdot \text{s}}{\text{m}^2}$]

L ... Induktivität des Leiters in [H]

\mathbf{B} ... magnetische Flussdichte in [T]

Die längenspezifische Teilinduktivität kann mit Formel (4.4) angegeben werden:

$$L' = \frac{L}{l} \cdot \frac{\mu_r \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \int_{R_1}^{R_2} \frac{x^3 - 2 \cdot x \cdot R_1^2 + \frac{R_1^4}{x}}{(R_2^2 - R_1^2)^2} \cdot dx + \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \int_{R_2}^{R_H} \frac{1}{x} \cdot dx \quad (4.4)$$

Innere-

Äußere Teilinduktivität

μ_r ... relative Permeabilitätszahl, $\mu_{r, \text{Vakuum}} = 1$

μ_0 ... magnetische Feldkonstante, $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{V} \cdot \text{s}}{\text{A} \cdot \text{m}}$

x ... Integrationsweg radial nach außen

L' ... auf die Länge bezogene Induktivität in [$\frac{\text{H}}{\text{km}}$]

Die innere Reaktanz ist nur von der Leiterform abhängig und bezieht sich auf den Fluss im Inneren des Leiters. Die äußere Teilinduktivität ist abhängig vom Radius des Rückleiters.

4.4 Maxwell'sche Gleichungen

Da die Maxwell'schen Gleichungen in der Elektrotechnik eine entscheidende Rolle tragen und zum Verständnis von Feldern und Feldverteilungen beitragen, werden diese Gleichungen nachfolgend erläutert (für nähere Informationen sei auf [2], [7] und [8] verwiesen, zur grafischen Interpretation auf [26]).

Die Maxwell'schen Gleichungen beschreiben die Zusammenhänge von elektrischen und magnetischen Feldern beziehungsweise die Zusammenhänge zwischen der zeitlichen und räumlichen Änderung dieser.

Die zeitliche Änderung entspricht einer Ableitung (z.B.: $\frac{\partial \mathbf{B}}{\partial t}$). Diese Form beschreibt die Änderung der Feldgröße während des zu untersuchenden, infinitesimalen Zeitabschnitts ∂t .

Für die Betrachtung der räumlichen Änderung sind die Begriffe der Rotation (kurz: rot) und der Divergenz (kurz: div) relevant. Der Rotor eines Feldes gibt an, wie sich das Feld in einem Punkt gegenüber einem benachbarten Punkt verhält. Es wird von einer flächenbezogenen

Zirkulation gesprochen, da die flächenbezogene Änderung gegenüber einer bestimmten Achse betrachtet wird.

Für die Betrachtung eines dreidimensionalen Vektorfeldes $\mathbf{F}_{(x,y,z)}$ ist die Rotation folgendermaßen definiert:

$$\text{rot}\mathbf{F}_{(x,y,z)} = \left(\frac{\partial F_z}{\partial y} - \frac{\partial F_y}{\partial z} \right) \cdot \mathbf{e}_x + \left(\frac{\partial F_x}{\partial z} - \frac{\partial F_z}{\partial x} \right) \cdot \mathbf{e}_y + \left(\frac{\partial F_y}{\partial x} - \frac{\partial F_x}{\partial y} \right) \cdot \mathbf{e}_z \quad (4.5)$$

$F_x, F_y, F_z \dots$ Komponente des Vektorfeldes in die zugehörige Koordinatenrichtung

$\mathbf{e}_x, \mathbf{e}_y, \mathbf{e}_z \dots$ Einheitsvektoren des Koordinatensystems

Im Gegensatz dazu gibt die Divergenz an, was in einem bestimmten Punkt aus der Umgebung zu- beziehungsweise abfließt.

$$\text{div}\mathbf{F}_{(x,y,z)} = \frac{\partial F_x}{\partial x} + \frac{\partial F_y}{\partial y} + \frac{\partial F_z}{\partial z} \quad (4.6)$$

Zur Veranschaulichung folgen zwei Beispiele zur Rotation und Divergenz. Es wird von einem Vektorfeld ausgegangen, bei dem jeder Punkt eines Raumes durch einen Vektor mit bestimmter Richtung und Betrag dargestellt wird:

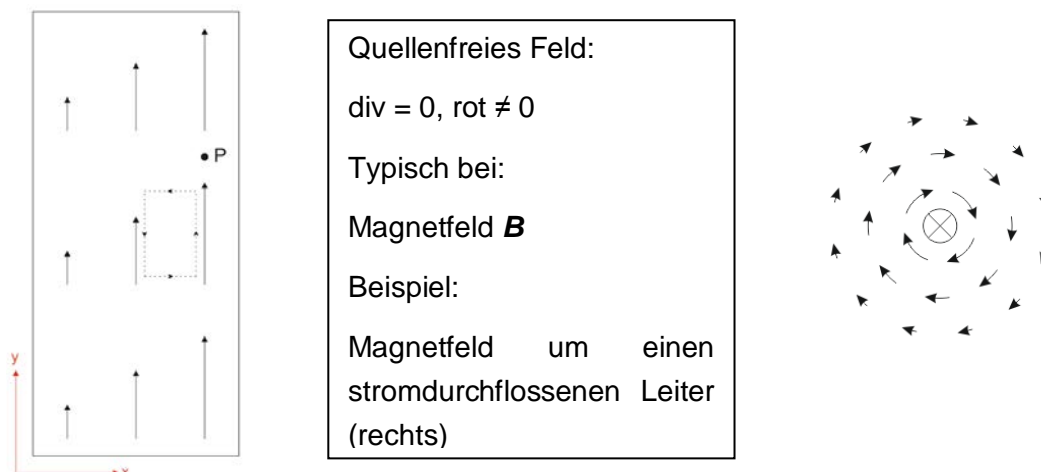


Abbildung 4.4 Anwendung der Divergenz und Rotation beim quellenfreien Feld, Magnetfeld um einen stromdurchflossenen Leiter

Abbildung 4.4 und Abbildung 4.5 zeigen die Anwendung der Divergenz und Rotation. Die Divergenz im obigen Beispiel ist Null, da das in dem betrachteten Bereich (Punkt P) eintretende Feld (angedeutet durch den Pfeil unter dem Punkt P) gleich dem austretenden Feld ist (angedeutet durch den Pfeil über dem Punkt P). Der Rotor des Feldes ist ungleich Null, da die Länge der Vektoren entlang der punktierten Fläche nicht ident ist. Diese summieren sich bei einem Umlauf der Schleife nicht zu Null. Da im vorliegenden Fall die Divergenz gleich Null ist, wird von einem quellenfreien Feld gesprochen, welches, wie im rechten Bild ersichtlich, durch das Magnetfeld um einen stromdurchflossenen Leiter dargestellt wird. Die Feldlinien in einem quellenfreien Feld sind immer in sich geschlossen, es treten also in einem betrachteten Abschnitt immer genau so viele Feldlinien ein, wie austreten.

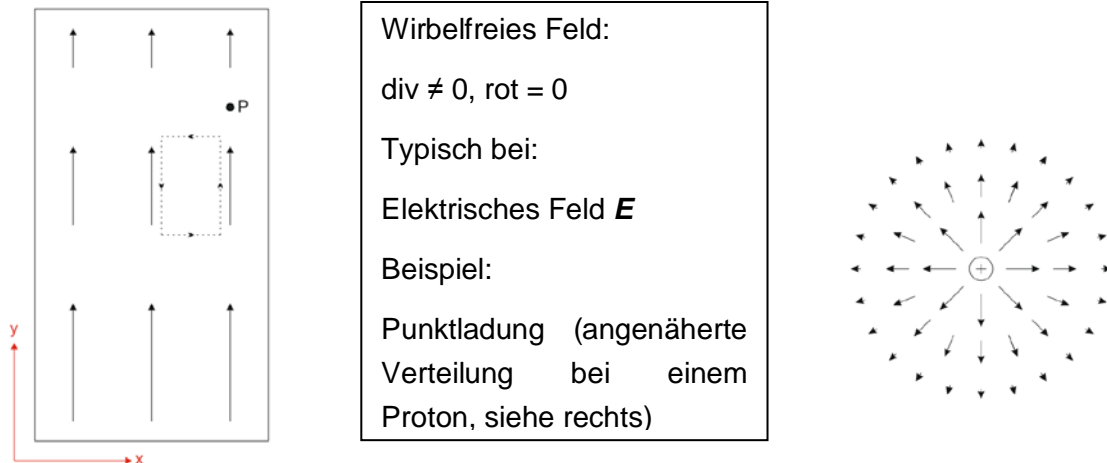


Abbildung 4.5 Anwendung der Divergenz und Rotation beim wirbelfreien Feld, elektrisches Feld um eine punktförmige Ladung

Bei Analyse der Abbildung 4.5 nach denselben Kriterien wie beim quellenfreien Feld, ändern sich in diesem Beispiel die Gegebenheiten. Die Divergenz dieses Feldes ist ungleich Null, der Rotor jedoch ist Null. Folglich handelt es sich um ein wirbelfreies Feld. Als Beispiel ist eine positiv geladene Punktladung dargestellt. Die Feldlinien verlaufen immer von einem Pol (der Pluspol entspricht der positiv geladenen Punktladung) zum anderen (in obigem Beispiel ist der Minuspol in unendlicher Entfernung gedacht).

Werden die Maxwell'schen Gleichungen in Differentialform angegeben lauten diese:

$$\text{rot}\mathbf{E} = -\frac{\partial\mathbf{B}}{\partial t} \quad (4.7)$$

\mathbf{E} ... elektrische Feldstärke in $[\frac{\text{V}}{\text{m}}]$

\mathbf{B} ... Feld der magnetischen Flussdichte in [T]

Diese Gleichung sagt aus, dass eine zeitliche Änderung der magnetischen Flussdichte ein elektrisches Feld, in einem sich im Magnetfeld befindlichen Leiter hervorruft. Diese Gleichung ist die erste der von Maxwell aufgestellten Gleichungen und wird auch Induktionsgesetz genannt.

Die zweite Gleichung (auch Durchflutungssatz) lautet:

$$\text{rot}\mathbf{H} = \mathbf{J} + \frac{\partial\mathbf{D}}{\partial t} \quad (4.8)$$

\mathbf{H} ... magnetische Feldstärke, $[\frac{\text{A}}{\text{m}}]$

\mathbf{J} ... Stromdichte in $[\frac{\text{A}}{\text{m}^2}]$

\mathbf{D} ... elektrische Flussdichte, $[\frac{\text{C}}{\text{m}^2} \frac{\text{A} \cdot \text{s}}{\text{m}^2}]$

Der Durchflutungssatz besagt, dass ein stromdurchflossener elektrischer Leiter immer ein Magnetfeld erzeugt.

Gleichungen (4.9) und (4.10) beschreiben das Gaußsche Gesetz:

$$\operatorname{div}\mathbf{D} = \rho \quad (4.9)$$

ρ ... elektrische Raumladungsdichte, $\left[\frac{\text{A} \cdot \text{s}}{\text{m}^3} \right]$

Gleichung (4.9) besagt, dass elektrische Feldvektoren immer an Ladungen beginnen oder enden. Die Ladung kann daher als Quelle des elektrischen Feldes angesehen werden.

$$\operatorname{div}\mathbf{B} = 0 \quad (4.10)$$

Gleichung (4.10) beschreibt den Verlauf der Feldvektoren des magnetischen Felds. Dieses ist ein quellenfreies Feld, das heißt, die Feldlinien sind immer in sich geschlossen. Als anschauliches Beispiel sei ein Permanentmagnet genannt. Dieser hat immer einen Nord- und einen Südpol. Es ist nicht möglich diese zu trennen. Wird der Permanentmagnet in zwei Hälften geteilt, entstehen erneut zwei Permanentmagnete mit je einem Nord- und einem Südpol.

4.5 Elektrische Beeinflussung

Die elektrische Beeinflussung befasst sich mit allen Einwirkungen von Starkstromanlagen auf andere Einrichtung (z.B. andere Starkstromanlagen, Rohrleitungen, Fernmeldeanlagen und auch auf den Menschen), wobei die Einwirkung durch Kopplungen über das elektrische, das magnetische oder das stationäre elektrische Strömungsfeld geschehen kann [6] und [9]. Die Kopplung über das stationäre elektrische Strömungsfeld wird mit der ohmschen Beeinflussung, die Kopplung über das magnetische Feld mit der induktiven Beeinflussung und die Kopplung über das elektrische Feld wird mit der kapazitiven Beeinflussung berücksichtigt.

Grundsätzlich können die Arten der elektrischen Beeinflussung nach der Frequenz unterschieden werden. Diese Art der Einteilung ist in Abbildung 4.6 blockweise dargestellt.

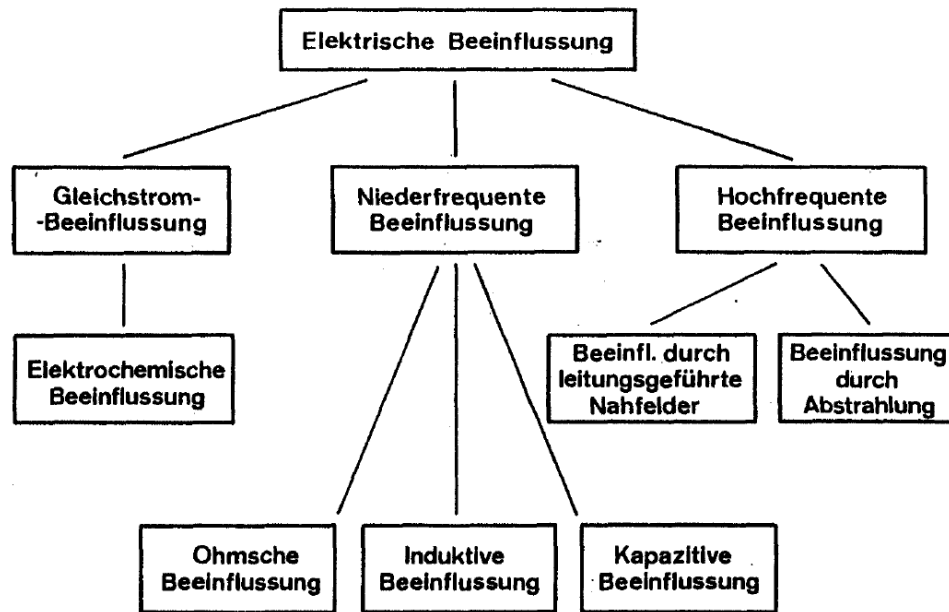


Abbildung 4.6 Einteilung der Beeinflussungsmodelle hinsichtlich ihrer Frequenz

- Gleichstrombeeinflussung: diese befasst sich mit den Auswirkungen (vor allem elektrochemische Einwirkungen) von Gleichstrom auf Anlagen und Betriebsmittel.
- Niederfrequente Beeinflussung: dazu gehören alle elektrischen Erscheinungen mit 16,7 Hz, 50 Hz und 60 Hz. Auch Oberschwingungen bis 10 kHz werden in diesem Teilgebiet behandelt.

- Ohmsche Beeinflussung: befasst sich mit den Strömen, die betriebsmäßig oder im Fehlerfall über Erdungsanlagen nach Erde abfließen. Im Bereich der Eintrittsstelle bildet sich ein stationäres elektrisches Strömungsfeld, wodurch um diese Fehlerstelle ein Spannungstrichter und eine unzulässig hohe Schritt- bzw. Berührspannung entstehen kann. Das Potential kann auch über metallische Anlagenteile verschleppt werden.

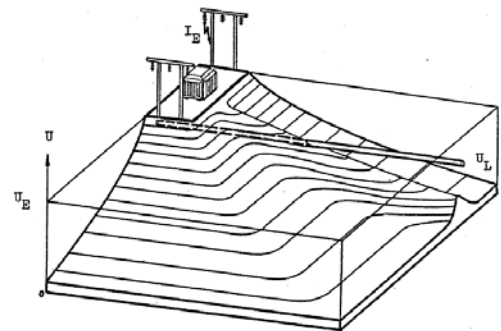


Abbildung 4.7 Ausprägung des Spannungstrichters an einer elektrischen Anlage mit Fehler

I_E ... Erdungsstrom in der Erdungsanlage in [A]

U_E ... Erdungsspannung zwischen Bezugs Erde und Erdungsanlage in [V]

U_L ... Potential des Leiters in [V]

- Induktive Beeinflussung: nähert sich eine beeinflussende Einrichtung (Starkstromanlage) einer beeinflussten Einrichtung (z.B. Fernmeldeleitung) oder besteht eine längere Parallelführung dieser,

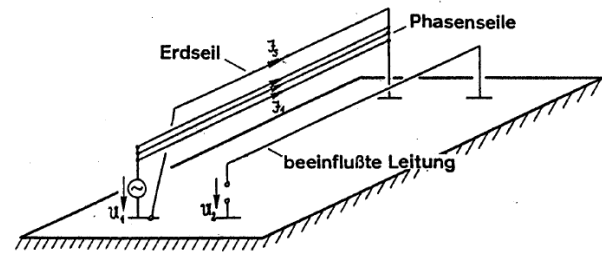


Abbildung 4.8 Induktive Beeinflussung einer Leiterschleife

können sich diese über die Kopplung über das magnetische Feld, welches die stromdurchflossene Leiterschleife erzeugt, gegenseitig beeinflussen.

- U_1 ... Spannung der induzierenden Leiter [V]
- U_2 ... induzierte Längsspannung [V]
- I_1 ... induzierender Fehlerstrom $I_1 = 3 \cdot I_0 = [A]$
- I_3 ... Erdseil- oder Kabelmantelstrom [A]

- Kapazitive Beeinflussung: die kapazitive Beeinflussung tritt in Erscheinung, wenn zwischen beeinflussender und beeinflusster Einrichtung eine Kopplung über das elektrische Feld besteht. Üblicherweise tritt diese Form bei langen, parallel zu anderen Einrichtungen verlaufenden Starkstromleitungen auf.

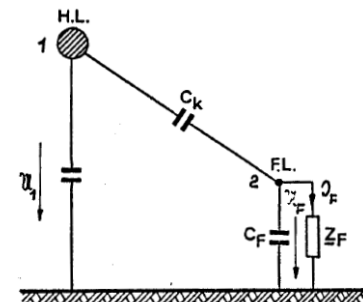


Abbildung 4.9 Prinzipielles Schema der kapazitiven Beeinflussung

Über die Koppelkapazität werden in die beeinflusste Leitung eine Spannung und ein Ladestrom influenziert.

- U_1 ... influenzierende Spannung des Leiters 1 (Hochspannungsleitung) [V]
- c_k ... Belag der Koppelkapazität $[\frac{F}{km}]$
- c_F ... Erdkapazitätsbelag des Leiters 2 (Fernmeldeleitung) $[\frac{F}{km}]$
- Z_F ... nach Erde abgeschlossene Impedanz des Leiters 2 [Ω]
- U_F ... influenzierte Spannung [V]
- I_F ... influenzierter Ladestrom [A]

- Hochfrequente Beeinflussung: beinhaltet alle Einwirkungen mit Frequenzen höher als 10 kHz.

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der niederfrequenten induktiven Beeinflussung. Für weiterführende Betrachtungen siehe [6].

4.6 Freileitungsmaste

Diese Arbeit befasst sich mit der induktiven Beeinflussung von Hochspannungsfreileitungen. Welche Mastformen in der Praxis vorkommen und wie diese bespannt werden, wird im Folgenden erläutert (für weitere Ausführungen siehe [1]).

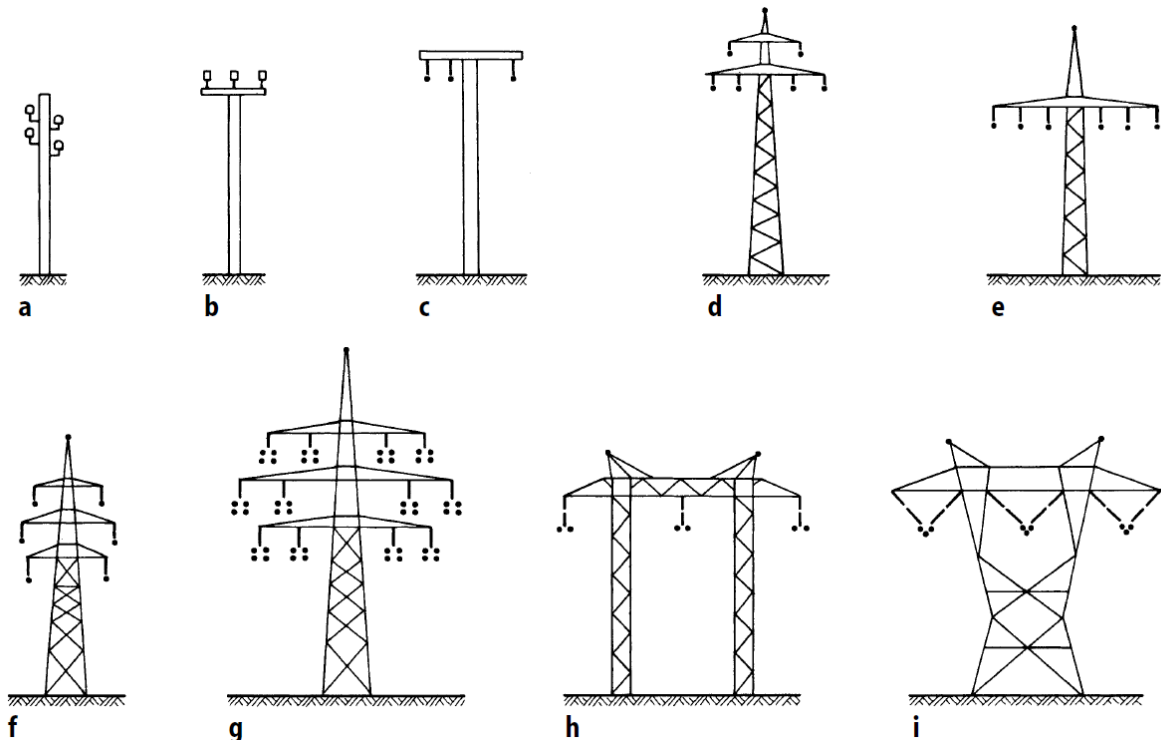


Abbildung 4.10 Übliche Mastbilder von Drehstromfreileitungen, schematisch: a Holzmast (Niederspannung), b Leitung mit Stützisolatoren (Mittelspannung), c Betonmast (Mittelspannung), d Donaumast, e Einebenenmast, f Tonnenmast, g Mehrfachleitung mit Viererbündel, h Portalmast, i Y-Mast

In Abbildung 4.10 sind typische Mastbilder schematisch dargestellt. Die Mastformen d bis i werden in der Hochspannungsebene eingesetzt. Für diese Arbeit werden die Mastformen d, e und f bzw. Ausführungen mit vier Systemen betrachtet.

Bei der Seilaufhängung wird zwischen Tragmasten, Winkelabspannmasten und Verdrillungsmasten unterschieden, wobei üblicherweise Tragmaste den Hauptanteil der Masten entlang eines Leitungsabschnitts ausmachen. Die Isolatorreihe hängt bei Tragmasten senkrecht am Aufhängungspunkt und nimmt nur das Gewicht des Seils auf (zur Verdeutlichung der Aufhängungsarten siehe Abbildung 4.11). Für Richtungsänderungen und zum Überspannen von Flüssen und Gräben werden Winkelabspannmaste eingesetzt. Hier befinden sich die Isolatoren auf Zug und können Kräfte in alle Richtungen aufnehmen. Die Leiterseile werden mit kurzen Zwischenstücken verbunden. Verdrillungsmasten sind ähnlich aufgebaut wie Winkelabspannmaste, jedoch wird durch die Seilstücke zwischen den Isolatoren die geometrische Position der Seile an den Masten getauscht. Durch geschickte Wahl der Positionen am Mast können die Unsymmetrieeffekte vermindert werden.

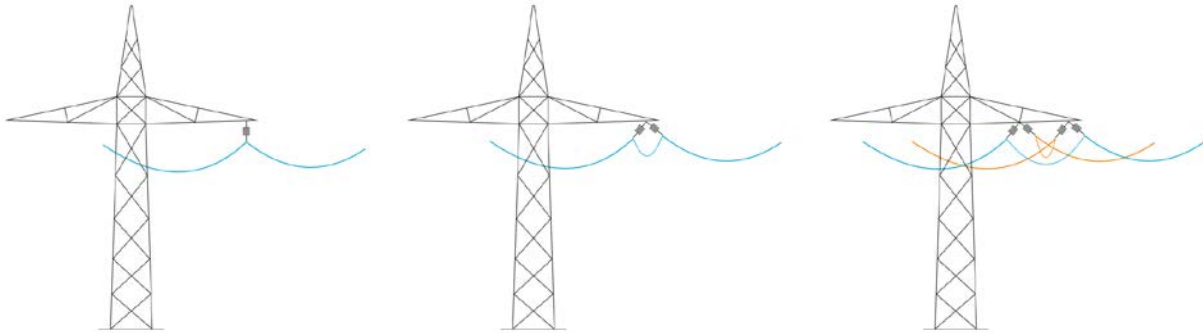


Abbildung 4.11 Möglichkeiten der Seilaufhängung bei Freileitungsmasten. Von links nach rechts: Tragmast, Winkelabspannmast, Verdrillungsmast

4.7 Verdrillung

Wie bereits erwähnt, werden Verdrillungsmaste an bestimmten Positionen entlang einer Leitung eingesetzt. An einem Verdrillungsmast wird die Position der Leiterseile an den Masten getauscht. Durch die Änderung der geometrischen Lage der Seile am Mast können Unterschiede in der Höhe der Leiter bezüglich der Erdoberfläche bzw. unterschiedliche Abstände der Leiter zueinander ausgeglichen werden.

Damit die Verdrillung möglichst große Wirkung zeigt, hat sie in regelmäßigen Abständen zu erfolgen. Außerdem sollte die Art der Phasen- und Erdseile über die Leitungslänge gleich bleiben und mindestens ein Phasentauschumlauf stattfinden. Letzteres bedeutet, dass jeder Leiter eines Systems einmal an jeder Position am Mast hängen muss (z.B. Positionsfolge: 1,2,3 → 2,3,1 → 3,1,2). Weiteres dazu siehe [6].

Je mehr Verdrillungsabschnitte entlang einer Leitung vorhanden sind, umso aufwändiger werden die Berechnungen, da für jeden Abschnitt eine neue Berechnung der optimalen Phasenbelegung erfolgen muss.

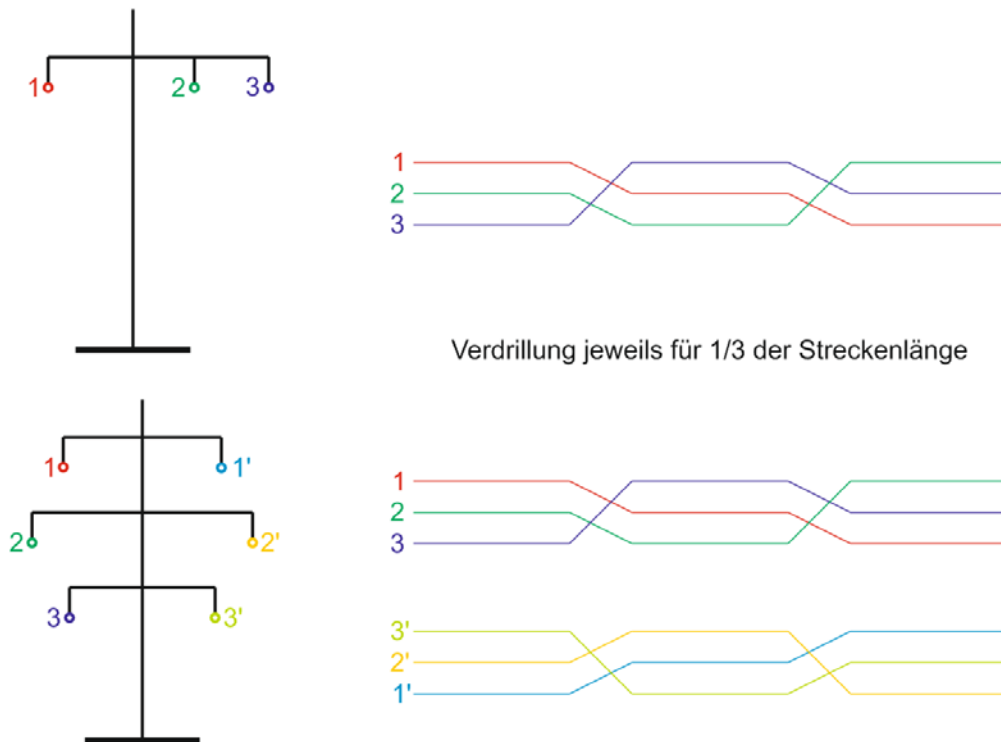


Abbildung 4.12 Oben: Einfachfreileitung mit α -Verdrillung, unten: Doppelfreileitung mit γ -Verdrillung

Für die Verdrillung gilt, dass alle Möglichkeiten der Leiterpositionen gleichwertig sind, welche durch eine gleichzeitige zyklische Vertauschung der Phasen beider Systeme oder durch Spiegelung ineinander übergeführt werden können [6].

4.8 Leiterseildurchhang

Durch die Aufhängung an den Masten ergibt sich ein parabelförmiger Durchhang der aufgehängten Seile zwischen zwei Masten. Da die Berechnung dieses parabelförmigen Verlaufs aufwändig ist, wird der Leiterseildurchhang gemittelt berechnet. Anstelle der Parabel wird mit einer Geraden in einer Höhe von

$$h = h_{\min} + \bar{f} = h_{\min} + 0,7 \cdot f_{\max} \quad (4.11)$$

gerechnet, wie Abbildung 4.13 (aus [1]) verdeutlicht.

- $h \dots$ gemittelter Seilabstand vom Erdboden in [m]
- $h_{\min} \dots$ minimaler Abstand des Seils zum Erdboden in [m]
- $\bar{f} \dots$ gemittelter Seildurchhang in [m]
- $f_{\max} \dots$ maximaler Seildurchhang in [m]

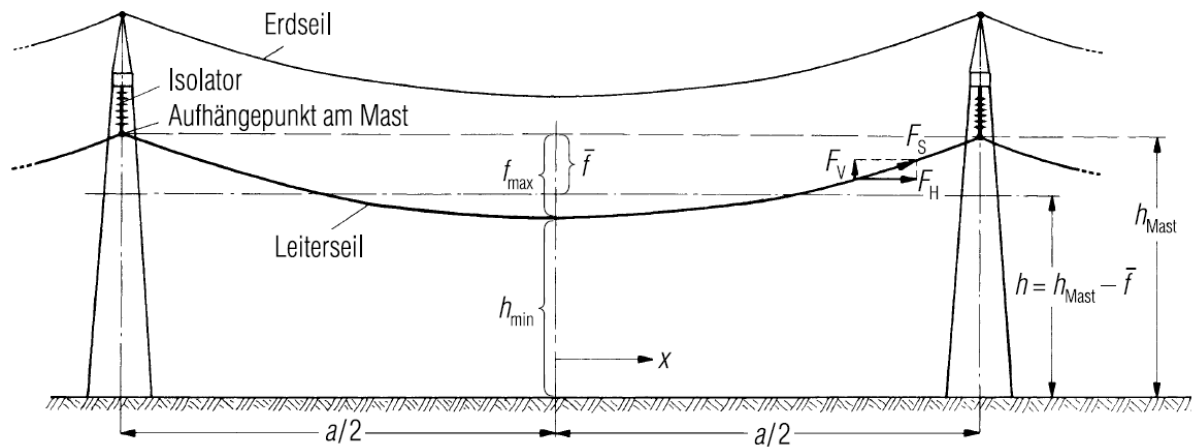


Abbildung 4.13 Seildurchhang f_{max} für eine Freileitung in einem horizontalen Spannfeld mit einem Abstand von a

4.9 Bündelleiter

Für Hochspannungsleitungen ab einer Spannung von 220 kV werden oft Bündelleiter verwendet. Es kommen 2er-, 3er- und 4er-Bündel zum Einsatz. Die Verwendung von Bündelleitern hat den Vorteil, dass anstelle eines schweren Seils mehrere leichte und genormte Seile verwendet werden können [1]. Zusätzlich bleiben Oberflächenrandfeldstärken (diese sind unter Anderem verantwortlich für Teilentladungen an Hochspannungsleitungen \rightarrow Koronaverluste) in geringeren Bereichen. Dies hat einen positiven Einfluss auf hochfrequente Störungen und minimiert die Geräuschbelastung (Koronaverluste). Für die Teilleiterabstände haben sich Abstände zwischen 40 cm und 50 cm als technisch und wirtschaftlich günstig erwiesen. Um diese Abstände auch bei Wind aufrechtzuerhalten, werden regelmäßig Feldabstandshalter eingesetzt. Folgende Abbildung zeigt den Feldverlauf einer Leitung mit 2er-Bündel im Vergleich zur Einfachleitung:

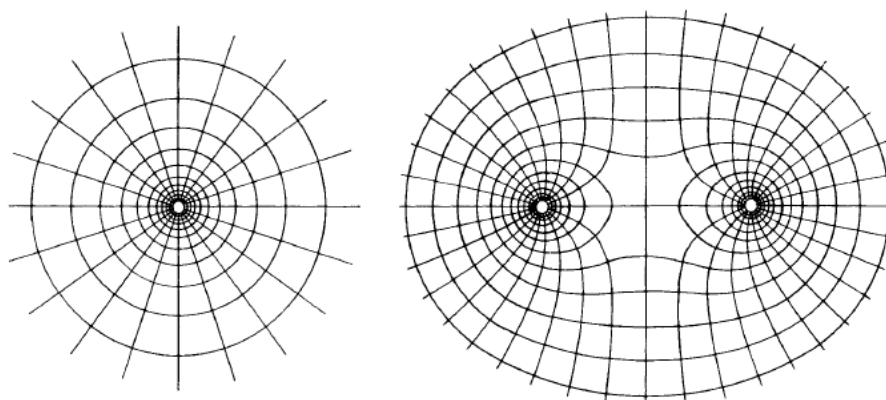


Abbildung 4.14 Feldverlauf einer 2er-Bündelleitung im Vergleich zur Einfachleitung (schematisch)

Für die Berechnung der Impedanzen wird anstelle der Bündelleiter mit einem einzigen Leiter gerechnet. Die Wirkungen der Bündelleiter werden durch mittlere geometrische Abstände berücksichtigt. Diese Methode wurde erstmals von Maxwell [10] im Jahr 1883 eingeführt und ermöglicht die näherungsweise Berechnung komplizierter geometrischer Anordnungen durch ihre Aufteilung in mehrere Quadrate. Näheres dazu kann auch in [1] nachgelesen werden.

4.10 Kettenleiter

Für die Nachbildung einer langen Freileitung (z.B.: von einem Umspannwerk zu einem anderen Umspannwerk) sind zusätzlich zu den bereits besprochenen Vereinfachungen weitere Betrachtungen nötig. Dafür wird erst das gesamte zu berechnende Leitungsstück in einzelne Teilabschnitte geteilt, um diese Abschnitte dann kettenförmig aneinander zu reihen. Für die Teilabschnitte wird dabei immer die Position eines Mastes herangezogen, und von einem Mast zum nächsten gerechnet.

Ein bewährtes Vorgehen ist, die einzelnen Größen in Form von Belägen anzugeben. Der Widerstand, der Leitwert, die Induktivität und die Kapazität werden jeweils auf ein Leitungsstück mit der wirksamen Länge von 1 km bezogen. Die zugehörigen Größen werden folglich in den Einheiten $\frac{\Omega}{\text{km}}$, $\frac{\text{S}}{\text{km}}$, $\frac{\text{H}}{\text{km}}$ und $\frac{\text{F}}{\text{km}}$ angegeben.

Das elektrische Verhalten eines Leiters mit Rückleitung über Erde wird laut dieser Theorie durch einen Vierpol (siehe Abbildung 4.15) beschrieben werden, [6] Kap. 3.1.1. Für die Darstellung wird die π -Ersatzschaltung gewählt und die Querableitungen und Querkapazitäten jeweils zur Hälfte auf beiden Seiten des Längswiderstands und der Längsinduktivität aufgeteilt (für Details siehe [2] S.169, und [11] S. 117).

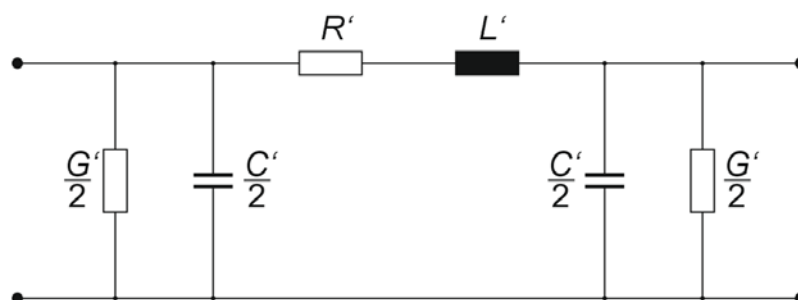


Abbildung 4.15 Kettenleitermodell für einen Leitungsabschnitt

Die dabei entsprechenden Größen sind:

R' ... Längswiderstandsbelag (maßgebend sind hierfür die ohmschen Verluste des Seils, ca. $0,1 - 1 \frac{\Omega}{\text{km}}$ bei Freileitungen, abhängig vom Querschnitt)

L' ... Längsinduktivitätsbelag (berücksichtigt das vom Strom induzierte magnetische Feld, typisch ca. $1 \frac{\text{mH}}{\text{km}}$ Freileitungslänge)

G' ... Querableitungsbelag (hierunter fallen Isolations-, Korona- und dielektrische Verluste der Leitung, ca. $0,5 \frac{\mu\text{S}}{\text{km}}$ (ohne Koronaverluste))

C' ... Querkapazitätsbelag (berücksichtigt das zwischen den Leitern herrschende magnetische Feld, ca. $10 \frac{\text{nF}}{\text{km}}$ bei Freileitungen)

Werden die längenbezogenen Größen mit der Spannfeldlänge l multipliziert, ergeben sich die Werte für den Teilkettenleiter des gewählten Spannfelds (z. B.: $C = C' \cdot l$).

Die Werte für die Querableitungen und Querkapazitäten liegen bei Freileitungssystemen weit unter den Werten der Längswiderstände und Längsinduktivitäten (einige $[\frac{\mu\text{S}}{\text{km}}]$ bzw. $[\frac{\text{nF}}{\text{km}}]$) und können somit für die weitere Berechnung vernachlässigt werden.

Wird beispielsweise das Erdseil betrachtet, sieht der Kettenleiter für drei Abschnitte wie folgt aus:

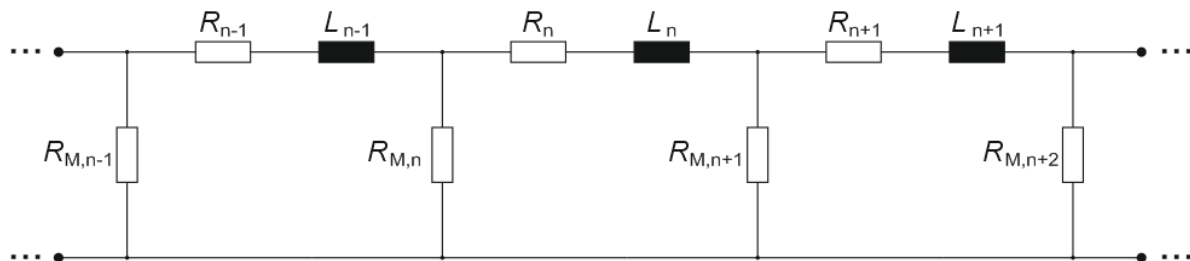


Abbildung 4.16 Ersatzschaltung eines Erdseilkettenleiters mit Berücksichtigung der Erdwiderstände

In Längsrichtung befinden sich die Längswiderstände R und Längsinduktivitäten L für jeden Abschnitt n des Kettenleiters, die Masterdungswiderstände R_M werden quer zu den Längswiderständen berücksichtigt [12].

4.11 Symmetrische Komponenten

Zur Darstellung von unsymmetrischen Netzen haben sich verschiedene Methoden bewährt. Die übliche Methode ist jene der Symmetrischen Komponenten nach C. L. Fortescue. Näheres dazu in [1], [6] und [13]. Diese Methode beschreibt, dass sich jedes unsymmetrische Drehstromsystem in ein symmetrisches und voneinander unabhängiges Null-, Mit- und Gegensystem aufteilen lässt. Das Mitsystem bildet ein, der natürlichen Phasenfolge des Ausgangssystems mitläufiges System, das Gegensystem ein gegenläufiges System und das Nullsystem ein gleichphasiges System gleichen Betrags (siehe Abbildung 4.17).

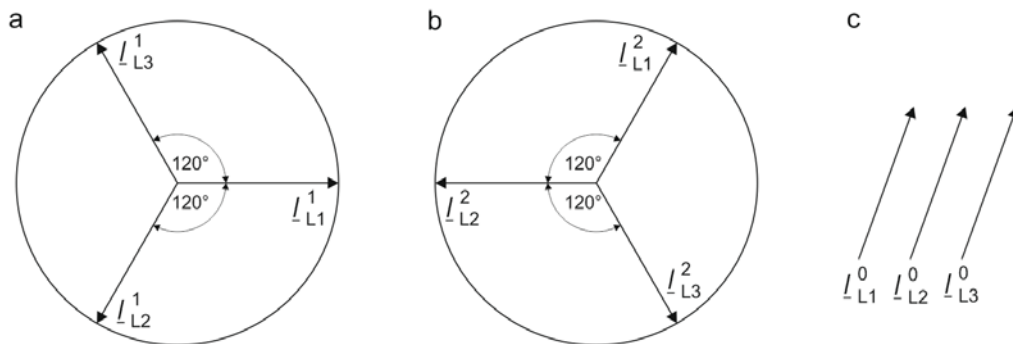


Abbildung 4.17 Darstellung der Symmetrischen Komponenten aufgeteilt in a Mitsystem, b Gegensystem und c Nullsystem

$I_{L1}^1, I_{L2}^1, I_{L3}^1 \dots$ Komponenten des Mitsystems
 $I_{L1}^2, I_{L2}^2, I_{L3}^2 \dots$ Komponenten des Gegensystems
 $I_{L1}^0, I_{L2}^0, I_{L3}^0 \dots$ Komponenten des Nullsystems

Bei der Anwendung der symmetrischen Komponenten muss beachtet werden, dass durch die Aufteilung in drei voneinander unabhängige, symmetrische Systeme die direkte Information über die vorhandenen Leiterseilströme verloren geht. Die symmetrischen Komponenten stellen eine Art Mittelung der Ströme dar, wodurch sich weitere Berechnungen vereinfachen können. Die Methode der symmetrischen Komponenten wird in dieser Arbeit der Vollständigkeit halber erwähnt, da weiterführende Berechnungen Gebrauch davon machen können. Da für die durchgeführten Berechnungen in dieser Arbeit die Leiterseilströme von Interesse sind, wird diese Methode nicht angewandt.

4.12 Bestimmung der Impedanzen nach Carson und Pollaczek

Um die Strom- und Spannungsverhältnisse berechnen zu können, müssen die Impedanzen der einzelnen Abschnitte des Freileitungszuges bekannt sein. Die verwendeten Gleichungen zur Bestimmung der Selbst- und Gegenimpedanzen bauen auf die Theorie von J. R. Carson [3], F. Pollaczek [4] und [5] auf.

Für die Berechnung der Impedanzbeläge wird von einer Leiterschleife mit Rückleitung über Erde ausgegangen. Die Berechnungen setzen Längen voraus, die viel größer sind als die Erdstromtiefe δ_e . Anders als bei der Betrachtung von Gleichstrom fließt der Rückstrom über Erde bei Wechselstrom, aufgrund des Magnetfeldes, entlang der Längsführung des Leiters und die Leitungsimpedanz kann mit Berücksichtigung der Stromrückleitung angegeben werden [6].

$$\delta_e = \frac{e^k}{\sqrt{\omega \cdot \mu_0 \cdot \frac{1}{\rho_e}}} \quad (4.12)$$

δ_e ... bei einer Frequenz von 50 Hz und einem spezifischen Erdwiderstand von $\rho_e = 100 \Omega \cdot m$ ergibt sich eine Erdstromtiefe von $\delta_e = 932 \text{ m}$

k ... für eine Leiterschleife gilt: $k = \frac{1}{2} + \ln 2 - C$ (Eulersche Konstante), $e^k = 1,851$

ω ... Kreisfrequenz $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = \left[\frac{1}{s} \right]$

μ_0 ... Permeabilität des leeren Raumes, $\mu_0 = \frac{1}{\varepsilon_0 \cdot c^2} = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \frac{V \cdot s}{A \cdot m}$

ρ_e ... spezifischer Erdwiderstand, [$\Omega \cdot m$]

Für die weiteren Betrachtungen werden unendlich lange, parallel geführte, mit Wechselstrom durchflossene Leiter und homogene Verhältnisse der Luft und Erde vorausgesetzt. Ausgehend von den Maxwell'schen Gleichungen wird das resultierende Feld der vom Wechselstrom durchflossenen Leiter berechnet. Die Leiterradien werden vernachlässigt, da die Höhe über Erde und die Abstände der Leiter untereinander klein im Vergleich zu den Leiterradien sind.

Ausschlaggebend für die Berechnung der Längsimpedanzen sind die geometrischen Verhältnisse sowie weitere Kenndaten, wie zum Beispiel das Material des Leiterseils und der spezifische Erdwiderstand des Bodens. In Abbildung 4.18 sind die geometrischen Verhältnisse für die Bestimmung der Selbstimpedanzen anhand eines Einfachleiters (linkes Bild) bzw. für die Bestimmung der Gegenimpedanzen anhand einer Mehrleiter(schleifen)anordnung (rechtes Bild) zusammengestellt. Weitere Details siehe [6] und [14].

Anmerkung: Zur Berechnung werden immer Leiterschleifen vorausgesetzt!

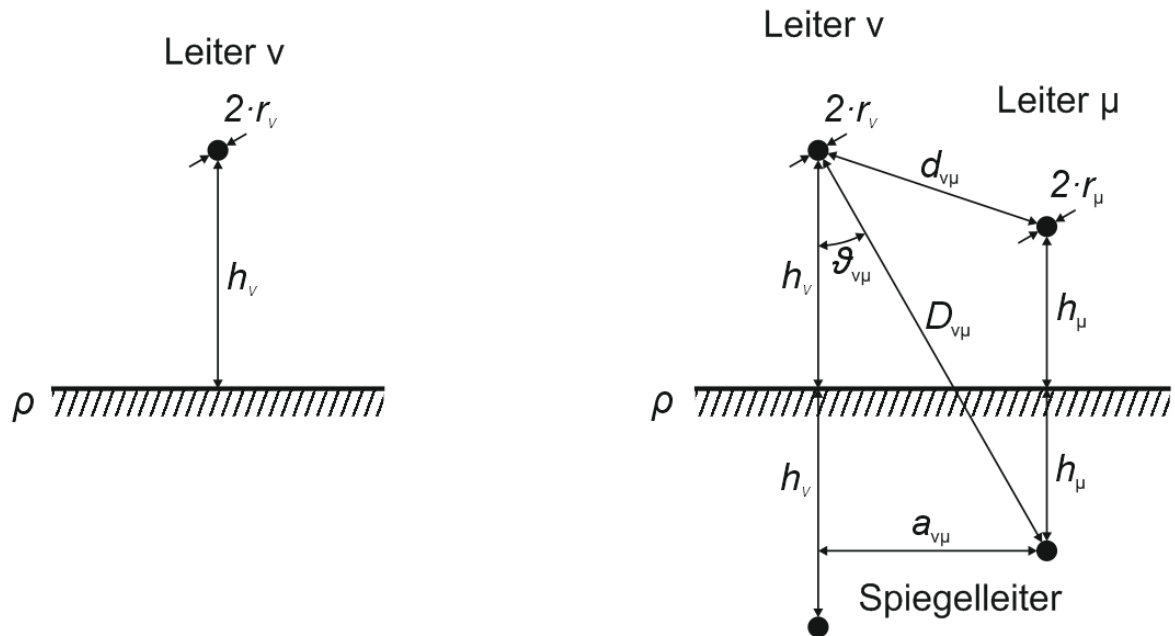


Abbildung 4.18 Darstellung der geometrischen Verhältnisse anhand eines Einfachleiters (links) bzw. einer Mehrleiteranordnung (rechts)

$$d_{v\mu} = \sqrt{a_{v\mu}^2 + (h_v - h_\mu)^2}, \quad D_{v\mu} = \sqrt{a_{v\mu}^2 + (h_v + h_\mu)^2} \quad (4.13)$$

$$\vartheta_{v\mu} = \arccos\left(\frac{h_v + h_\mu}{D_{v\mu}}\right), \quad \alpha_e = \sqrt{\frac{\omega \cdot \mu_0}{\rho_e}}$$

$$\lambda_{vv} = 2 \cdot h_v \cdot \alpha_e, \quad \lambda_{v\mu} = D_{v\mu} \cdot \alpha_e$$

- $h_v, h_\mu \dots$ Höhe des Leiters über Erde in [m]
- $r_v, r_\mu \dots$ Radius des Leiters in [m]
- $d_{v\mu} \dots$ Abstand des Leiters v zu Leiter μ in [m]
- $D_{v\mu} \dots$ Abstand des Leiters v zu Spiegelleiter von μ in [m]
- $a_{v\mu} \dots$ Horizontalabstand zwischen Leiter v und Leiter μ in [m]

Berechnung der Impedanz der Selbstinduktion einer Leiterschleife mit Erdrückleitung:

$$Z'_{vv} = R'_v + \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot 2 \cdot P_{vv} + j \cdot \left[X'_{iv} + \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot h_v}{r_v} + 2 \cdot Q_{vv} \right) \right] \text{ (nach Carson)} \quad (4.14)$$

$Z'_{vv} \dots$ Selbstimpedanz eines Leiters mit Erdrückleitung in $\left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$

$R'_v \dots$ ohmscher Widerstand des Leiters v je Längeneinheit in $\left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$

$X'_{iv} \dots$ innere Reaktanz des Leiters v in $\left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$

Die Korrekturglieder P_{vv} und Q_{vv} stellen die Reihenentwicklung für die Lösung des unendlichen Integrals nach Carson dar und werden folgendermaßen angegeben:

$$P_{vv} = \frac{\pi}{8} - \frac{\lambda_{vv}}{3 \cdot \sqrt{2}} + \frac{\lambda_{vv}^2}{16} \cdot \left(\frac{5}{4} - \ln \frac{\gamma \cdot \lambda_{vv}}{2} \right) + \frac{\lambda_{vv}^3}{45 \cdot \sqrt{2}} + \dots \quad (4.15)$$

$$Q_{vv} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{\gamma \cdot \lambda_{vv}}{2} + \frac{\lambda_{vv}}{3 \cdot \sqrt{2}} - \frac{\pi \cdot \lambda_{vv}^2}{64} + \frac{\lambda_{vv}^3}{45 \cdot \sqrt{2}} + \dots \quad (4.16)$$

γ ... Besselsche Konstante, $\gamma = 1,7811$

Näherungsweise kann für $h_v \cdot \alpha_e \ll 1$ (siehe [6], Kapitel 3.1.5.2) die Formel zur Berechnung der Impedanzen nach Carson unter Berücksichtigung der ersten Reihenglieder, Einführung der Eindringtiefe ins Erdreich δ_e und des äquivalenten Abstands zum Erdrückleiter D_e wie folgt angeschrieben werden:

$$Z'_{vv} = R'_v + \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \left(\frac{\pi}{4} - \frac{4 \cdot h_v}{3 \cdot \delta_e} \right) + j \cdot \left[X'_{iv} + \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \left(\ln \frac{D_e}{r_v} + \frac{4 \cdot h_v}{3 \cdot \delta_e} \right) \right] \quad (4.17)$$

δ_e ... Eindringtiefe ins Erdreich, $\delta_e = \sqrt{\frac{2 \cdot \rho_e}{\omega \cdot \mu_0}} = \frac{\sqrt{2}}{\alpha_e}$

D_e ... äquivalenter Abstand zum Erdrückleiter, $D_e = \frac{\sqrt{2 \cdot e}}{\gamma} \cdot \delta_e$

e ... Eulersche Zahl, $e = 2,7183$

Berechnung der Impedanz der Gegeninduktion zweier Leiterschleifen mit Erdrückleitung:

$$Z'_{v\mu} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \left[2 \cdot P_{v\mu} + j \cdot \left(\ln \frac{D_{v\mu}}{d_{v\mu}} + 2 \cdot Q_{v\mu} \right) \right] \quad (\text{nach Carson}) \quad (4.18)$$

mit folgenden Korrekturgliedern:

$$P_{v\mu} = \frac{\pi}{8} - \frac{\lambda_{v\mu}}{3 \cdot \sqrt{2}} \cdot \cos \vartheta_{v\mu} + \frac{\lambda_{v\mu}^2}{16} \cdot \cos(2 \cdot \vartheta_{v\mu}) \cdot \left(\frac{5}{4} - \ln \frac{\gamma \cdot \lambda_{v\mu}}{2} \right) + \frac{\lambda_{v\mu}^2}{16} \cdot \sin(2 \cdot \vartheta_{v\mu}) + \dots \quad (4.19)$$

$$+ \frac{\lambda_{v\mu}^3}{45 \cdot \sqrt{2}} \cdot \frac{\lambda_{v\mu}^2}{16} \cdot \cos(3 \cdot \vartheta_{v\mu}) + \dots$$

$$Q_{v\mu} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{\gamma \cdot \lambda_{v\mu}}{2} + \frac{\lambda_{v\mu}}{3 \cdot \sqrt{2}} \cdot \cos \vartheta_{v\mu} - \frac{\pi \cdot \lambda_{v\mu}^2}{64} \cdot \cos(2 \cdot \vartheta_{v\mu}) + \frac{\lambda_{v\mu}^3}{45 \cdot \sqrt{2}} \cdot \cos(3 \cdot \vartheta_{v\mu}) + \dots \quad (4.20)$$

Werden die Näherungen und Vereinfachungen in Analogie zur Selbstimpedanz angewandt, lautet die Formel zur Berechnung der Gegenimpedanz für $\alpha_e \cdot D_{v\mu} \leq 0,5$

$$Z_{v\mu} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \left\{ \left[\frac{\pi}{4} - \frac{2 \cdot (h_v + h_\mu)}{3 \cdot \delta_e} \right] + j \cdot \left[\ln \frac{D_e}{d_{v\mu}} + \frac{2 \cdot (h_v + h_\mu)}{3 \cdot \delta_e} \right] \right\} \quad (4.21)$$

Im Vergleich dazu sieht die Berechnungsformel der gegenseitigen Induktion je Längeneinheit nach Pollaczek folgendermaßen aus:

$$Z_{v\mu} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \left\{ \frac{2}{(\alpha_e \cdot a_{v\mu})^2} + \frac{2}{\alpha_e \cdot a_{v\mu}} \cdot \ker'(\alpha_e \cdot a_{v\mu}) + j \cdot \left[\frac{2}{\alpha_e \cdot a_{v\mu}} \cdot \operatorname{kei}'(\alpha_e \cdot a_{v\mu}) - \ln \frac{d_{v\mu}}{a_{v\mu}} \right] \right\} \quad (4.22)$$

Die Funktionen $\ker'(\alpha_e \cdot a_{v\mu})$ und $\operatorname{kei}'(\alpha_e \cdot a_{v\mu})$ sind als Ableitungen des Real- und Imaginärteils der modifizierten Besselfunktion $K_0(\alpha_e \cdot a_{v\mu} \cdot \sqrt{j})$ zu verstehen [6].

Für die Verwendung in Skripts (z.B. in Matlab[®]) eignen sich die Näherungsformeln nach Carson gut für die Berechnung von Nullimpedanzen von Freileitungen (da davon ausgegangen werden kann, dass $\alpha_e \cdot D_{v\mu}$ und $h_v \cdot \alpha_e$ gering sind). Sollen dagegen Beeinflussungsprobleme mit großem Abstand zwischen beeinflussendem und beeinflusstem Leiter berechnet werden, müssen entweder die genäherten Formelsysteme nach Carson um zusätzliche Korrekturglieder erweitert, oder die Formelsysteme nach Pollaczek [1] bzw. die Formelsysteme nach ITU-T Richtlinien [24] verwendet werden.

4.13 Knotenpotentialverfahren und Knotenpunktadmittanzmatrix

Speziell zur Berechnung der Strom- und Spannungsverhältnisse in ausgedehnten elektrischen Netzwerken hat sich das Knotenpotentialverfahren durchgesetzt. Sind die Spannungen an den Knoten bekannt, können daraus die Zweigströme berechnet werden. Eine genauere Betrachtung dieses Verfahrens findet sich in [6], [15] und [16].

Der große Vorteil bei der Verwendung des Knotenpotentialverfahrens liegt darin, dass die Anzahl der zu lösenden Gleichungen gleich der Anzahl an unabhängigen Knoten ist. Im Gegensatz dazu wären bei einer Berechnung mit den Kirchhoffschen Gesetzen genauso viele Gleichungen zu lösen, wie Zweige existieren. Je mehr Zweige an einem Knoten angreifen, umso effektiver wird die Berechnung mit dem Knotenpotentialverfahren.

Bevor eine Berechnung durchgeführt werden kann, muss das Netzwerk erst derart angepasst werden, dass es nur mehr Stromquellen enthält. Dann müssen die Impedanzen in Admittanzen umgerechnet werden. Vor der Berechnung ist außerdem ein Bezugsknoten festzulegen, wofür in vielen Fällen das Erdpotential herangezogen wird.

Vom Bezugsknoten ausgehend werden die weiteren Knoten durchnummeriert. Die Reihenfolge der Nummerierung ist dabei nebensächlich, muss jedoch bis zum Ende der Berechnung gleich bleiben.

Nach der Nummerierung der Knoten kann die Zweigadmittanzmatrix \underline{Y}_z gebildet werden. Die \underline{Y}_z -Matrix ist eine Diagonalmatrix, somit ist nur die Hauptdiagonale besetzt. In die Hauptdiagonale werden die Admittanzen aller vorhandenen Zweige eingetragen.

Um die strukturellen Gegebenheiten festzulegen, wird die Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix \underline{C} gebildet. Darin werden alle Knotenverbindungen des Netzwerks definiert. Die \underline{C} -Matrix bildet die Grundlage für die Berechnung mit dem Knotenpotentialverfahren. Zweige werden den Zeilen und Knoten den Spalten zugeordnet. Besteht eine Verbindung zwischen zwei Knoten, wird diese durch eine „1“ und „-1“ (je nach Zählrichtung) an den beiden Knoten in der zugehörigen Zeile des Zweiges gekennzeichnet (siehe Berechnungsbeispiel in Abbildung 5.5 bis Abbildung 5.7).

Im Zweig-Stromquellenvektor \underline{I}_{zq} werden schließlich noch die Stromquellen in den Zweigen berücksichtigt. Diese werden in den zu den Zweigen zugehörigen Zeilen eingetragen.

$$\underline{Y}_z = \begin{bmatrix} \underline{Y}_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \underline{Y}_z \end{bmatrix} \quad \underline{I}_{zq} = \begin{bmatrix} I_{q1} \\ \vdots \\ I_{qz} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

Die drei Matrizen (\underline{Y}_z , \underline{I}_{zq} und \underline{C}) bilden die Grundlage für die Berechnung der Spannungen und Ströme. Im nächsten Schritt werden die Zweigstromquellen in Knotenstromquellen \underline{I} umgewandelt.

$$\underline{I} = -\underline{C}^T \cdot \underline{I}_{zq} \quad (4.24)$$

Mit den vorhin definierten Matrizen kann die Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y} berechnet werden. In der Hauptdiagonale der Knotenpunktadmittanzmatrix befinden sich die Summen der am Knoten „angreifenden“ Admittanzen. In den Nebenelementen befinden sich die negierten Admittanzen der Knotenverbindungen. Alle Knoten, zwischen denen keine Verbindung besteht, werden in der Knotenpunktadmittanzmatrix mit dem Wert Null besetzt. Deshalb ist die Knotenpunktadmittanzmatrix außerhalb der Hauptdiagonale üblicherweise nur schwach besetzt. Sie wird folgendermaßen gebildet:

$$\underline{Y} = \underline{C}^T \cdot \underline{Y}_z \cdot \underline{C} \quad (4.25)$$

Mit dem Knotenstromvektor und der Knotenpunktadmittanzmatrix können die auf den Bezugsknoten bezogenen Knotenspannungen \underline{U} berechnet werden.

$$\underline{U} = \underline{I} \cdot \underline{Y}^{-1} \quad (4.26)$$

Nun können alle Zweigspannungen und Zweigströme bestimmt werden, wodurch das Netzwerk vollständig beschrieben ist. Um die Zweigströme zu bestimmen, müssen die Zweigstromquellen noch mit den Zweigströmen summiert werden.

$$\underline{U}_z = \underline{C} \cdot \underline{U} \quad (4.27)$$

$$\underline{I}_z = \underline{I}_{zq} + \underline{Y}_z \cdot \underline{U}_z \quad (4.28)$$

Damit ist das Netzwerk vollständig bestimmt. Mit \underline{U} (Gleichung (4.26)) sind alle Knotenspannungen gegenüber dem Bezugsknoten angegeben, \underline{U}_z stellt die Spannungsabfälle entlang der Zweige dar und in \underline{I}_z befinden sich die Zweigströme, welche zwischen den Knoten fließen.

Auf die Struktur der Netzmodellierung wird nachfolgend genauer eingegangen.

4.14 Ersatzschaltung für induktiv gekoppelte Leiter

Für die Modellierung eines Freileitungsabschnitts mit ein oder mehreren Phasen- und Erdseilen werden induktiv gekoppelte Längszweige verwendet. Im Längszweig befinden sich dabei die Selbstimpedanzen \underline{Z}_{ii} und zwischen den einzelnen Seilen befinden sich die Querimpedanzen \underline{Z}_{ij} zur Nachbildung der induktiven Kopplungen. Dieses Modell ist ähnlich der Berechnung von gekoppelten Spulen (siehe [11] und Abbildung 4.19).

Liegen zwei Leiterschleifen räumlich eng beieinander, beeinflussen sich diese gegenseitig. Durch den von Schleife 1 ausgehenden Fluss wird in Schleife 2 eine Spannung induziert. Es gilt ($M_{12} = M_{21} = M$):

$$u_1 = L_1 \cdot \frac{di_1}{dt} + M \cdot \frac{di_2}{dt} \quad (4.29)$$

$$u_2 = M \cdot \frac{di_1}{dt} + L_2 \cdot \frac{di_2}{dt} \quad (4.30)$$

$u_1, u_2 \dots$ in die Leiterschleifen induzierte Spannungen in [V]

$i_1, i_2 \dots$ Ströme in den Leiterschleifen, [A]

$L_1, L_2 \dots$ Selbstinduktivität der jeweiligen Leiterschleife, [H]

$M \dots$ Gegeninduktivität von Spule 1 auf 2 bzw. 2 auf 1

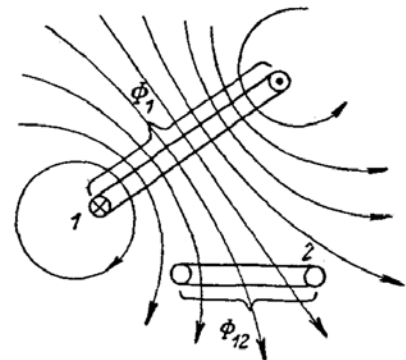


Abbildung 4.19 Magnetische Verkettung zweier Leiterschleifen

Da die Einbindung dieser Kopplungen im Knotenpotentialverfahren sehr aufwändig ist, wird die Kopplung von Längszweigen mit einem Ersatznetzwerk ohne Kopplungen (nach Edith Clarke, siehe [17]) nachgebildet. Dabei werden die Selbstimpedanzen als einzelne Längselemente und die Gegenimpedanzen als gekreuzte Querelemente zwischen den Seilen dargestellt (siehe Abbildung 4.20). Hierbei wird vorausgesetzt, dass die Kopplungen der beiden Seile untereinander gleich sind, also $\underline{Z}_{ij} = \underline{Z}_{ji}$.

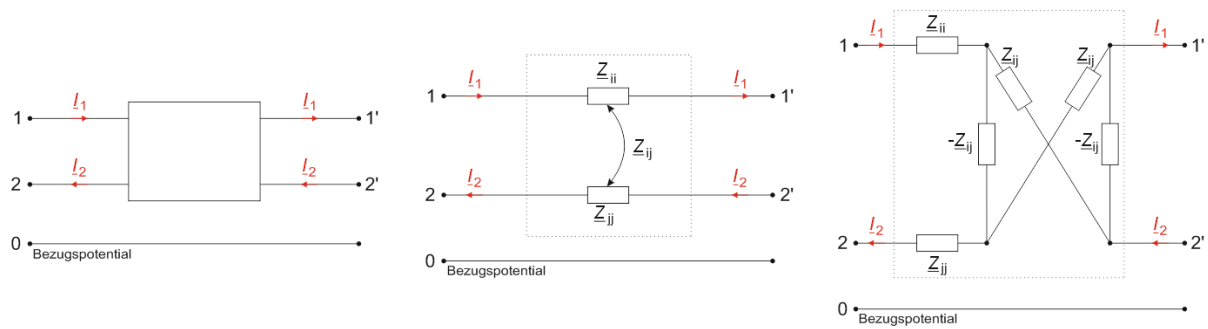


Abbildung 4.20 Allgemeiner Vierpol (links), Vierpolschaltung mit Selbstimpedanzen Z_{ii} und Z_{jj} und induktiver Kopplung Z_{ij} (mitte), Ersatzschaltung der gekoppelten Leiter nach Clarke (rechts)

Diese Schaltung entspricht einem Vierpol wobei sich zwischen den Polen folgende Transferimpedanzen ergeben (siehe [17]):

$$\underline{Z}_{ii} - \frac{\underline{Z}_{ij}^2}{\underline{Z}_{jj}} \dots \text{zwischen Pol 1 und 1'}$$

$$\underline{Z}_{jj} - \frac{\underline{Z}_{ij}^2}{\underline{Z}_{ii}} \dots \text{zwischen Pol 2 und 2'}$$

$$\frac{(\underline{Z}_{ii} \cdot \underline{Z}_{jj} - \underline{Z}_{ij}^2)}{\underline{Z}_{ij}} \dots \text{zwischen Pol 1 und 2 bzw. 1' und 2'}$$

$$-\frac{(\underline{Z}_{ii} \cdot \underline{Z}_{jj} - \underline{Z}_{ij}^2)}{\underline{Z}_{ij}} \dots \text{zwischen Pol 1 und 2' bzw. 1' und 2}$$

Es gelten folgende Gleichungen zur Beschreibung des Netzwerkes ($i = 1, j = 2$):

$$\underline{U}_{i0} = I_i \cdot \underline{Z}_{ii} + I_j \cdot \underline{Z}_{ij} \tag{4.31}$$

$$\underline{U}_{j0} = I_i \cdot \underline{Z}_{ij} + I_j \cdot \underline{Z}_{jj} \tag{4.32}$$

Diese Ersatzschaltung gilt für die Nachbildung zweier gekoppelter Leiter. Im Zuge der weiteren Berechnungen werden jedoch mehrere gekoppelte Leiter verwendet, weshalb die Ersatzschaltung für zwei Leiter auf mehrere gekoppelte Leiter erweitert wird [18]. Hierfür wird für jedes hinzukommende Seil eine Längsimpedanz und Querimpedanzen zu allen vorhandenen Seilen eingefügt (siehe Abbildung 4.21).

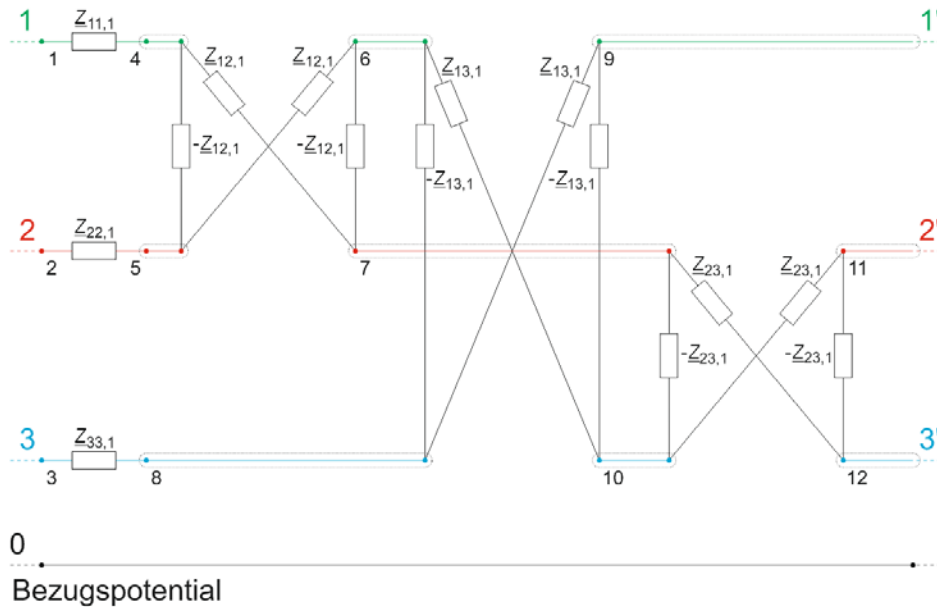


Abbildung 4.21 Ersatzmodell nach Clarke erweitert auf 3 induktiv gekoppelte Leiter eines Abschnitts

Eine schematische Darstellung der Koppelverhältnisse kann Abbildung 4.22 entnommen werden. In Abbildung 4.22 sind die Ersatzelemente zwischen drei Leitern schematisch dargestellt, um den Zusammenhang der Ersatzimpedanzen zwischen den Leitern einer Hochspannungsleitung zu verdeutlichen.

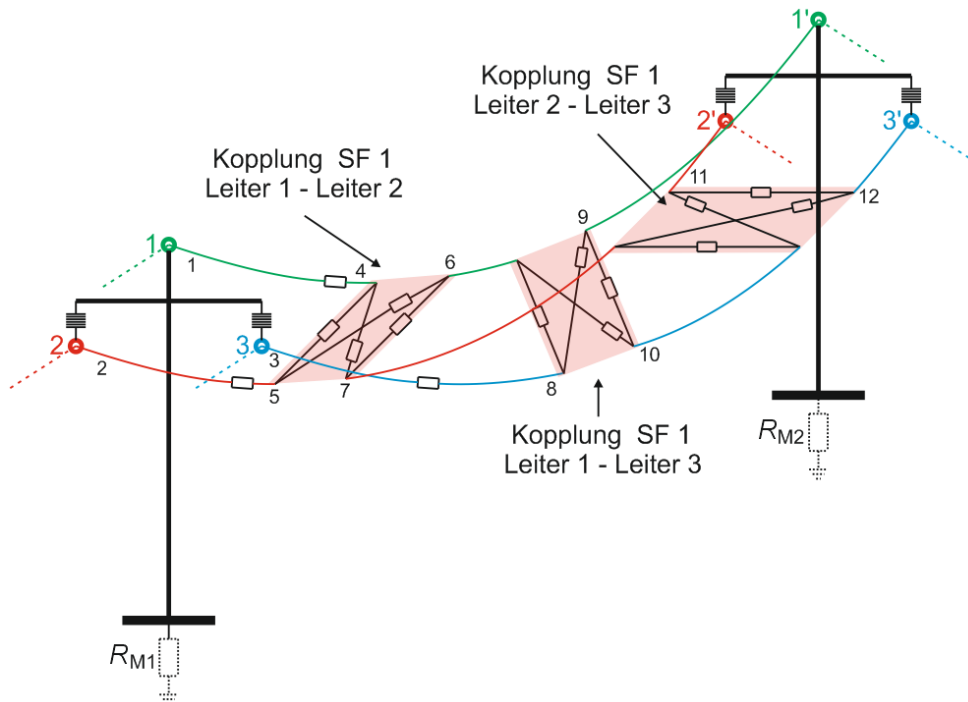


Abbildung 4.22 Darstellung der Ersatzimpedanzen nach Clarke in einem Spannfeld zwischen zwei Masten für ein Spannfeld mit den Leitern in unterschiedlichen Farben und übernommener Knotennummerierung

Die Berechnung der Knotenpunktadmittanzmatrix wird mit der Erhöhung der Seilanzahl zunehmend komplexer, da sich die Anzahl der Zweige und die Anzahl der Knoten erhöht.

Die Anzahl der Knoten und Zweige in Abhängigkeit von der Anzahl der Seile pro Teilabschnitt berechnet sich nach folgender Gesetzmäßigkeit (siehe auch Abbildung 4.23):

$$\text{Knotenanzahl} = 2 \cdot \sum_{i=1}^{n-1} (i) + 2 \cdot n \quad (4.33)$$

$$\text{Zweiganzahl} = 4 \cdot \sum_{i=1}^{n-1} (i) + n \quad (4.34)$$

n ... Anzahl der Seile

Für die Berechnung der Knotenanzahl werden zur Berücksichtigung der Längselemente zwei Knoten pro Seil angenommen, ein Knoten „vor“ und ein Knoten „hinter“ der Impedanz (vgl. Abbildung 4.21). Zur Berücksichtigung der Querelemente werden zwei neue Knoten pro Querelement hinzugezählt. Da die Knoten „hinter“ den Längsimpedanzen (Knoten 4, 5 und 8 in Abbildung 4.21) und die Knoten benachbarter Querverbindungen (Knoten 6, 7 und 10) gleichermaßen als End- und Startknoten der benachbarten Querelemente dienen, sind zwei Knoten zur Berücksichtigung jedes Querelements ausreichend. Die Anzahl der Querelemente entspricht einer Summierung der Anzahl der Seile $n - 1$, da jedes Seil mit den anderen vorhandenen Seilen gekoppelt ist. Die Zweiganzahl errechnet sich in ähnlicher Weise. Jedes Querelement setzt sich aus vier Einzelzweigen zusammen. Für die Längsimpedanz muss je Seil noch ein Zweig einbezogen werden.

Die vorhin angegebenen Zusammenhänge gelten für das erste zu berechnende Spannungsfeld des Kettenleiters. Für jedes weitere Spannungsfeld gelten ähnliche Gesetzmäßigkeiten. Da die Endknoten des ersten Spannungsfelds (Knoten 9, 11 und 12 in Abbildung 4.21) als Startknoten des nachfolgenden Spannungsfelds verwendet werden, reduziert sich die Anzahl der Knoten, im Vergleich zum ersten Abschnitt des Kettenleiters, um die Seilanzahl n:

$$\text{Knotenanzahl} = 2 \cdot \sum_{i=1}^{n-1} (i) + n \quad (4.35)$$

$$\text{Zweiganzahl} = 4 \cdot \sum_{i=1}^{n-1} (i) + n \quad (4.36)$$

Die Bedingung für die Zweiganzahl in Gleichung (4.36) ist identisch zu Gleichung (4.34), da für jeden weiteren Abschnitt gleich viele Zweige benötigt werden, um die Längs- und Querimpedanzen zu berücksichtigen.

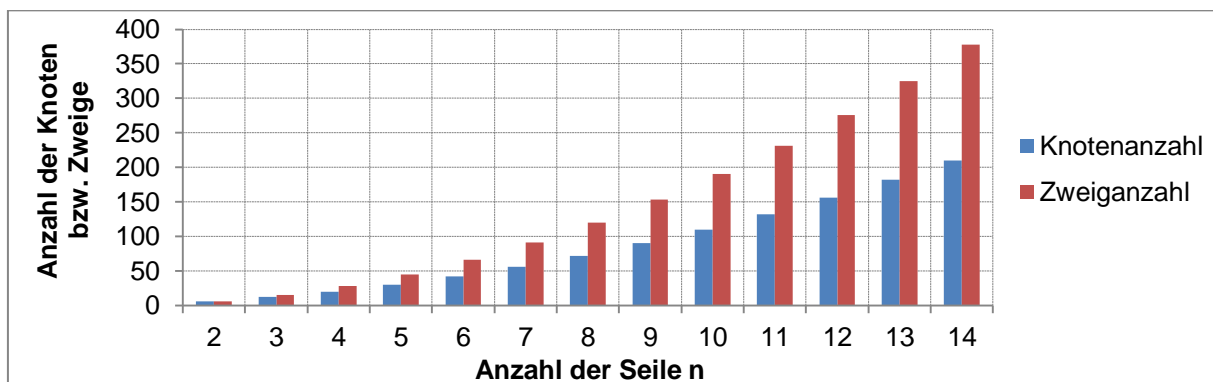


Abbildung 4.23 Abhängigkeit der Knoten- bzw. Zweiganzahl von der Anzahl der vorhandenen Seile n

5 Umsetzung

5.1 Grundkonfiguration

Die Umsetzung der Berechnung mit der Knotenpunktadmittanzmatrix wird mit einem Matlab[®]-Skript vollzogen. Die Ersatzschaltung nach Clarke wird dafür auf mehrere Leiter angewandt und kettenförmig aneinandergereiht.

Der dafür zur Verfügung gestellte Rechner enthält folgende Konfiguration:

Intel[®]Core[™] i5 mit 4x 3,3 GHz

8 GB installierter Arbeitsspeicher

64 Bit Betriebssystem

Die verwendete Matlab[®]-Version ist Matlab[®] R2011b

An dieser Stelle ist anzumerken, dass ursprünglich in der Version R2010b gearbeitet wurde. Aufgrund eines besseren Speichermanagements und besserer Mehrkernausnutzung wurde während der Berechnungen auf die neuere Version aufgerüstet. Bedingt durch die großen Datenmengen ist der zur Verfügung stehende Arbeitsspeicher der limitierende Faktor, welcher in Version R2010b bereits bei Masten mit vier aufgelegten Systemen und mehreren Spannfeldern (größer 100) ausgereizt ist.

Zur Verifikation der Ergebnisse wird ein Vergleichsmodell mit Simulink[®] unter Verwendung von gekoppelten Impedanzen erstellt und die Ergebnisse unter verschiedenen Testbedingungen verglichen.

Die Dateneingabe erfolgt einzeln für jedes Spannfeld. Um eine Berechnung der Impedanzen durchführen zu können, sind folgende Daten relevant:

- Anzahl der vorhandenen Systeme im Abschnitt
- Anzahl der Leiter pro System
- Anzahl der Erdseile im Abschnitt
- Betriebsfrequenz der Leitungen
- Spezifischer Erdwiderstand
- Durchhang von Leiterseilen und Erdseilen
- Länge des Spannfelds
- Verwendete Materialien der Seile
- Anzahl der Bündelleiter und Abstand der Bündelleiter voneinander
- Geometrische Verhältnisse in Stromrichtung (Mastbild)

Das Skript selbst ist unterteilt in:

- Hauptberechnungsfunktion zur Initialisierung, Bestimmung der Grundgrößen und Berechnung der gesuchten Ströme
- Vereinigungsfunktion zum Zusammenfügen der Matrizen der einzelnen Spannfelder und definieren der Ströme in den Leiterseilen, sowie Einbinden der Sammelschienen und Transformatoren
- Funktion zum Erstellen der Knoten- und Zweigstruktur nach Clarke, also zum Erstellen der **C**-Matrix
- Berechnungsfunktion zur Berechnung der Impedanzen nach Carson und Pollaczek und hinzufügen in der Zweigadmittanzmatrix **Y_z**
- Funktion zum Zusammenfügen der Admittanzen analog zum Modell nach Clarke
- Funktion zur Berechnung der Nullströme aller vorhandenen Systeme

5.2 Nummerierung der Knoten

Für die Erstellung des Abbilds wird zuerst für jedes vorhandene Seil ein Knoten erzeugt und durchlaufend nummeriert. Es ergeben sich, analog zum Kettenleitermodell, für jedes Spannfeld Start- und Endknoten, an denen die weiteren Spannfelder angeknüpft werden. Dazwischen wird das Ersatzmodell nach Clarke aufgebaut, welches die Impedanzen der Seile und die Kopplungen berücksichtigt (siehe Abbildung 5.1). Die Impedanzen werden immer nach der Kopplung zwischen den Leitern benannt. $Z_{1,2}$ entspricht zum Beispiel der Selbstimpedanz des Leiters 1 im Spannfeld 2 und $Z_{23,1}$ der Koppelimpedanz von Leiter 2 auf 3 im ersten Spannfeld. Der Knoten 0 ist der Bezugsknoten.

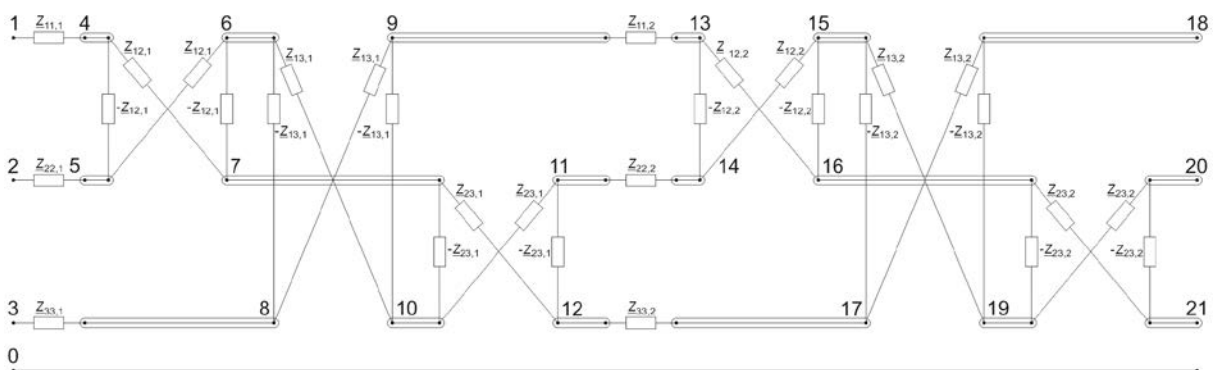


Abbildung 5.1 Darstellung der Knotennummerierung anhand von drei Leitern über zwei Spannfelder

Die Knoten werden, ausgehend von den vom Programm übergebenen Startknoten, laufend für jedes Spannfeld nummeriert, wobei die Endknoten des letzten Spannfelds (Knoten 9, 11 und 12) gleichzeitig als Startknoten für das folgende dienen. Dadurch kann sichergestellt werden, dass die Seile untereinander durchgehend verbunden sind und der Kettenleiter richtig aufgebaut wird.

Durch Einbindung dieser Mikroelemente, die der Kopplung zwischen 2 Leitern entspricht, kann nach und nach die Zweigstruktur durch das Hintereinanderschalten dieser Mikroelemente erzeugt werden. Dieser Vorgang wird für jedes zu berechnende Spannungsfeld wiederholt und alle nicht besetzten Elemente der Matrizen werden mit Null aufgefüllt.

5.4 Masterdung und Stromquellen - externe Elemente

Nach den Kopplungen zwischen den Seilen müssen noch die Masterdungswiderstände eingefügt werden. Um diese korrekt hinzuzufügen, wird eine Unterteilung in Phasenseile und Erdseile durchgeführt. Für Erdseile werden am Anfang und am Ende eines jeden Spannungsfelds an den entsprechenden Start- und Endknoten die Admittanzen der Masterdungsanlagen eingefügt. Genauso werden die Phasenseile an den dafür vorgesehenen Knoten an den Umspannwerken mit der Sammelschiene des Umspannwerks verbunden. An den Sammelschienen werden dann weitere Systeme bzw. ersatzweise anstelle von Transformatoren und Netzverbindungen entsprechende Stromquellen oder Impedanzen hinzugefügt.

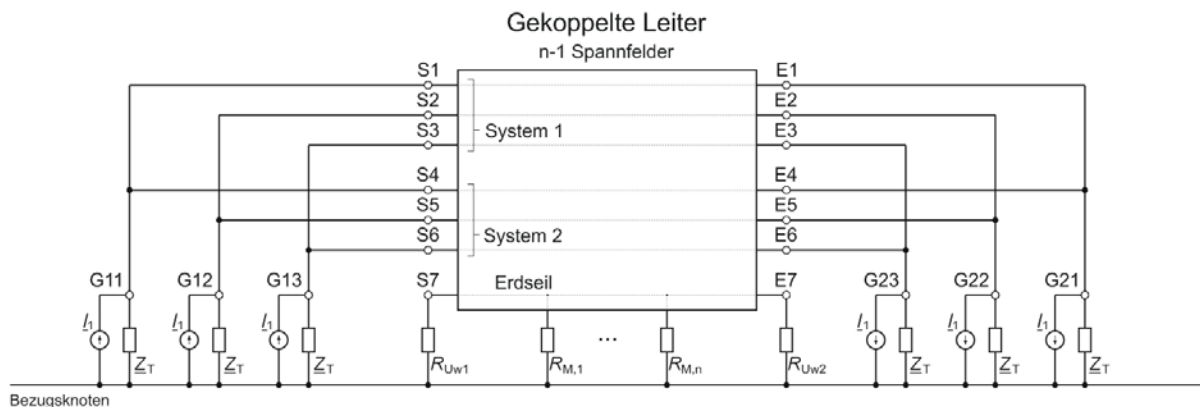


Abbildung 5.3 Schematische Darstellung der Einbindung der Generatoren und Masterdungswiderstände

In Abbildung 5.3 ist zu sehen, wie die umgebenden Elemente zu den Leiterseilen aussehen können. In diesem Beispiel sind zwei Systeme zu je drei Leitern und ein Erdseil zu sehen. Die Leiterseile erstrecken sich von den Startknoten (S1 bis S3 und S4 bis S6) bis zu den Endknoten (E1 bis E3 und E4 bis E6), das Erdseil entsprechend von S7 bis E7 mit n Masterdungswiderständen ($R_{M,1}$ bis $R_{M,n}$) und den Maschenerdern an den Umspannwerken (R_{Uw1} und R_{Uw2}). Die Masterdungswiderstände und Maschenerder am Umspannwerk sowie die Kopplungen zwischen den Seilen sind in dieser Abbildung beispielhaft eingezeichnet und müssen für jeden Abschnitt der Leitung neu bestimmt werden.

Typische Werte für Masterdungswiderstände erstrecken sich von ca. 1Ω bis 10Ω . Für Erdungsanlagen von Umspannwerken wird ein Wertebereich von $0,01$ bis $0,5 \Omega$ angenommen.

Die drei Phasen jedes Systems werden über die Knoten G11 bis G13 bzw. G21 bis G23 mit einer Ersatzstromquelle \underline{I}_1 sowie den dazugehörigen Impedanzen des Transformators verbunden. Damit werden Stromeinspeisungen nachgebildet. Diese Vorgehensweise wird am Anfang und am Ende der Leitungen angewandt.

Die Transformatorimpedanzen werden als primärseitige Nullimpedanzen im Berechnungsmodell berücksichtigt. Hierfür wird von einem Dreiwickeltransformator¹ ausgegangen und die primärseitige Nullimpedanz aus Mitimpedanzen ohne Berücksichtigung der Magnetisierungsimpedanz abgeleitet [6]. Das Ersatzschaltbild der Netzeinspeisung ist in Abbildung 5.4 dargestellt.

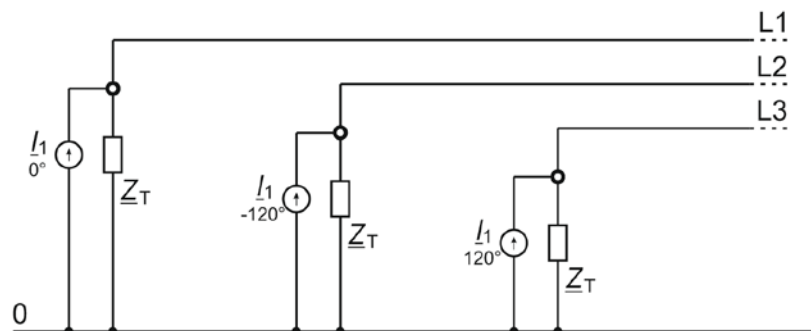


Abbildung 5.4 Darstellung der Einbindung der Transformatorimpedanzen und Stromquellen

Für die primärseitige Nullimpedanz eines geerdeten Yd-Transformators kann folgende Formel angegeben werden [6]:

$$\underline{Z}_{p0}^0 = \kappa_T \cdot \underline{Z}_{pt}^1 \quad (5.1)$$

\underline{Z}_{p0}^0 ... primärseitige Nullimpedanz in $[\Omega]$

κ_T ... Abminderungsfaktor

\underline{Z}_{pt}^1 ... Impedanz der Primär- und Tertiärwicklung in $[\Omega]$

Die Mitimpedanzen werden aus Kenngrößen des Transformators mit der Bezugsspannung U_{T1} berechnet (Verluste werden vernachlässigt).

$$\underline{Z}_{ps}^1 = j \cdot u_{ps} \cdot \frac{U_{T1}^2}{S_T} \quad \underline{Z}_{pt}^1 = j \cdot u_{pt} \cdot \frac{U_{T1}^2}{S_T^*} \quad \underline{Z}_{st}^1 = j \cdot u_{st} \cdot \frac{U_{T1}^2}{S_T^*} \quad (5.2)$$

\underline{Z}_{ps}^1 ... Impedanz der Primär- und Sekundärwicklung in $[\Omega]$

\underline{Z}_{pt}^1 ... Impedanz der Primär- und Tertiärwicklung in $[\Omega]$

\underline{Z}_{st}^1 ... Impedanz der Sekundär- und Tertiärwicklung bezogen auf die Primärseite in $[\Omega]$

¹ Vereinfachtes Transformatormodell in symmetrischen Komponenten [6]

$u_{ps}, u_{pt}, u_{st} \dots$ relative Kurzschlussspannung zwischen den Klemmen p - s, bzw. p - t und s - t,
[p.u.]

$U_{T1} \dots$ Nennoberspannung [kV]

$S_T \dots$ Nennscheinleistung Primär- Sekundärwicklung [MVA]

$S_T^* \dots$ Nennscheinleistung der Tertiärwicklung, [MVA]

Berechnungsbeispiel:

Für die durchgeführten Berechnungen wurde mit folgenden Transformatoraten gerechnet:

$$U_{T1} = 380 \text{ kV}$$

$$u_{ps} = 17\%$$

$$S_T = 600 \text{ MVA}$$

$$U_{T1} = 220 \text{ kV}$$

$$u_{pt} = 11\%$$

$$S_T^* = 150 \text{ MVA}$$

$$U_{T3} = 30 \text{ kV}$$

$$u_{st} = 15\%$$

Daraus ergeben sich folgende Werte der Mitimpedanzen:

$$\underline{Z}_{ps}^1 = j \cdot u_{ps} \cdot \frac{U_{T1}^2}{S_T} = j \cdot \frac{17}{100} \cdot \frac{(380 \cdot 10^3)^2}{600 \cdot 10^6} = j \cdot 40,91 \Omega$$

$$\underline{Z}_{pt}^1 = j \cdot u_{pt} \cdot \frac{U_{T1}^2}{S_T^*} = j \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{(380 \cdot 10^3)^2}{150 \cdot 10^6} = j \cdot 144,40 \Omega$$

$$\underline{Z}_{st}^1 = j \cdot u_{st} \cdot \frac{U_{T1}^2}{S_T^*} = j \cdot \frac{15}{100} \cdot \frac{(380 \cdot 10^3)^2}{150 \cdot 10^6} = j \cdot 105,89 \Omega$$

Die primärseitige Nullimpedanz ist:

$$\underline{Z}_{p0}^0 = \kappa_T \cdot \underline{Z}_{pt}^1$$

Mit dem Abminderungsfaktor $\kappa_T = 1$ für Transformatoren mit magnetischem Rückfluss über Eisen folgt:

$$\underline{Z}_T = \underline{Z}_{p0}^0 = \kappa_T \cdot \underline{Z}_{pt}^1 = j \cdot 144,40 \Omega$$

5.5 Erstellen der Zweigadmittanzmatrix \underline{Y}_z

Für die Berechnung der Zweigadmittanzmatrix müssen die Längs- und Querimpedanzen nach Carson und Pollaczek, sowie die Masterdungswiderstände und Widerstände der Maschenerder in den Umspannwerken, in Admittanzen übergeführt werden und diese dann entsprechend der Zweignummer in die Zweigadmittanzmatrix eingesetzt werden. Allgemein hat es sich bewährt, Spannfeld für Spannfeld einzeln zu berechnen und die zugehörigen Admittanzen nach Abschnitten geordnet in die Matrix einzubinden. Hierbei ist zu beachten, dass die Nummerierung der Zweige in der \underline{Y}_z -Matrix, in \underline{I}_{zq} und in der \mathbf{C} -Matrix konsistent sein muss. In der programmtechnischen Umsetzung wird eine Spannfeldererkennung implementiert, welche die Impedanzen für das zu berechnende Spannfeld generiert und in die entsprechende Position in der Zweigadmittanzmatrix einsetzt. Durch die Unterteilung der Berechnung in einzelne Spannfelder ergeben sich bei der Implementierung in Matlab[®] Vorteile in Bezug auf die Berechnung der Zweigimpedanzen und die automatisierte Zuordnung der Systeme zu den Impedanzen.

5.6 Zusammenführen der Matrizen

Für die Berechnung innerhalb des Matlab[®]-Skripts werden die Erstellung der \underline{Y}_z - und der \mathbf{C} -Matrix getrennt gehandhabt. Es wird für jedes Spannfeld der zusammenhängende Leitungsstrang als Kettenleiter zusammengesetzt und zusätzlich die „umgebende Peripherie“, wie beispielsweise Masterdungswiderstände und Transformatorimpedanzen, welche mit dem Bezugsknoten verbunden ist, generiert. In den Matrizen werden zuerst die Zweige, welche mit dem Bezugsknoten verbunden sind eingetragen und anschließend die Zweige innerhalb jedes Spannfelds der Reihe nach zusammengeführt.

5.7 Beispiel anhand eines Abschnittes mit zwei Leitern und Vergleich mit Simulink[®]

Zur Erläuterung der Zusammenhänge und zur Bildung der Matrizen wird nachfolgendes Beispiel herangezogen:

Es soll die Kopplung eines stromführenden Seiles (zwischen Knoten 1 und 9) parallel zu einem Erdseil (zwischen Knoten 2 und 10) über zwei Spannungsfelder berechnet werden. In diesem Beispiel wird nur die Kopplung eines stromführenden Leiterseils auf das Erdseil betrachtet, weswegen keine Transformatoren und Sammelschienen berücksichtigt werden. Die Zusammenhänge sind Abbildung 5.5 zu entnehmen.

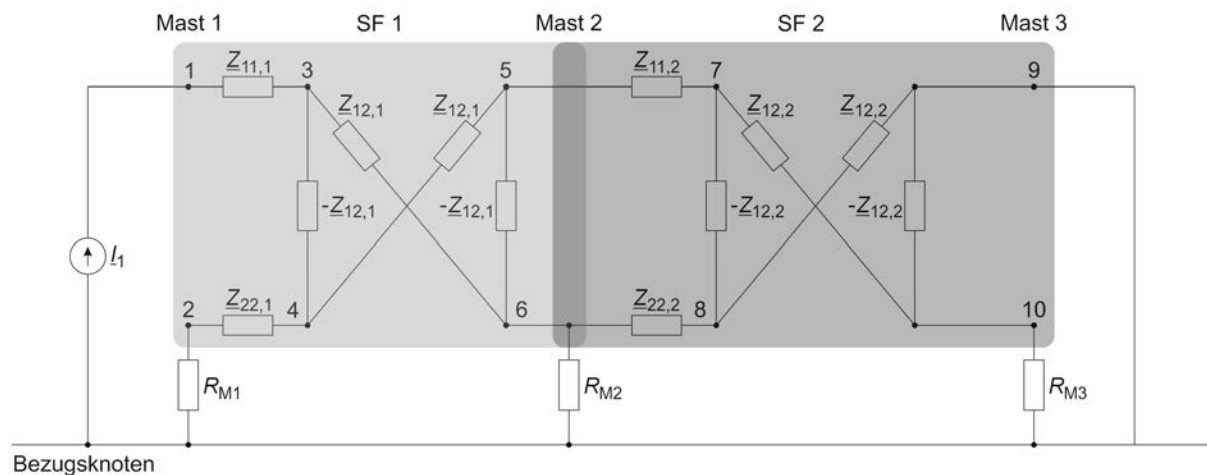


Abbildung 5.5 Schaltschema zur Kopplung eines stromführenden Leiters auf ein Erdseil über zwei Spannungsfelder

In Abbildung 5.5 ist das Schaltbild zur Berechnung der Kopplung eines stromführenden Leiters auf ein geerdetes Seil dargestellt. Die zwei zu berechnenden Spannungsfelder sind farblich getrennt dargestellt. Knoten 1 bis Knoten 6 (hellgrau) sind dem ersten, Knoten 5 bis Knoten 10 (dunkelgrau) dem zweiten Spannungsfeld zugehörig. Da Knoten 5 und Knoten 6 die Endknoten des ersten Abschnitts und Startknoten des zweiten Abschnittes darstellen, überlappen sich die beiden Bereiche an dieser Stelle.

Die Berechnungsmatrizen für diese Konfiguration sind in Abbildung 5.6 und Abbildung 5.7 dargestellt. Die \underline{Y}_z -Matrix ist nur in der Hauptdiagonale von Null verschieden bzw. an Stellen, welche nicht mit einer Impedanz verbunden sind (z.B. Stromquelle I_1). Da alle Werte außerhalb der Hauptdiagonale Null sind, werden diese aus Gründen der Überschaubarkeit nur angedeutet.

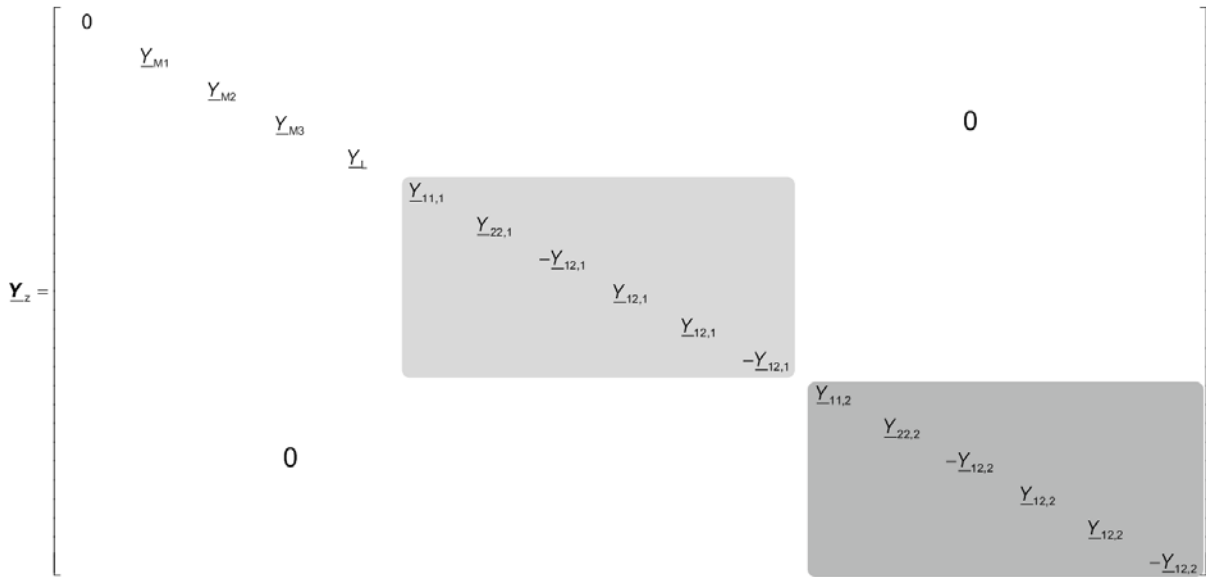


Abbildung 5.6 \underline{Y}_2 -Matrix zur Berechnung der Kopplung eines stromführenden Leiters auf ein Erdseil für zwei Spannfelder

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix}
 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\
 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1
 \end{bmatrix}, \quad \underline{I}_{zq} = \begin{bmatrix} I_{L1} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Abbildung 5.7 Berechnungsmatrizen \mathbf{C} und \underline{I}_{zq} für zwei Seile über zwei Spannfelder

Abbildung 5.7 zeigt die Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix \mathbf{C} und den Zweig-Stromquellenvektor \underline{I}_{zq} für die oben genannte Konfiguration. Die weißen Flächen stellen die zum Bezugsknoten (Peripherie) zugehörigen Knoten dar und die gefärbten Flächen jene Knoten, die zu den jeweils entsprechenden Abschnitten (Spannfeld 1, Spannfeld 2) gehören. Im weiß dargestellten Bereich haben alle Knoten, welche mit dem Bezugsknoten verbunden sind, den Wert „1“. Für die grau hinterlegten Bereiche gilt, dass alle Knoten, welche mit einer Impedanz verbunden sind, in der \mathbf{C} -Matrix berücksichtigt werden. Folglich werden allen impedanzbehafteten Zweigen die entsprechenden Knoten zugeordnet. Die Zuordnung in der \mathbf{C} -Matrix erfolgt durch die Werte „1“ und „-1“ in den zu den Knoten zugeordneten Spalten.

Im betrachteten Beispiel befindet sich z.B. im hellgrauen Bereich die Impedanz $Z_{11,1}$ zwischen Knoten 1 und Knoten 3. Der Wert der Admittanz wird in der sechsten Zeile in der Y_z -Matrix eingetragen. In der C -Matrix wird die Verbindung von Knoten 1 mit Knoten 3 in der sechsten Zeile durch eine „1“ in der ersten Spalte und eine „-1“ in der dritten Spalte gekennzeichnet. In der L_{zq} -Matrix wird, da nur eine Stromquelle vorhanden ist, nur der erste Zweig der Matrix der Stromquelle I_1 zugeordnet.

Der Vergleich mit einem in Simulink[®] aufgebauten Berechnungsmodell unter Verwendung von gekoppelten Spulen zeigt, dass die Ergebnisse der unterschiedlichen Berechnungsmethoden nahezu identisch sind. Die leichten Abweichungen können auf Rundungsungenauigkeiten, welche durch die unterschiedlichen Matlab-internen Berechnungsmethoden entstehen, zurückgeführt werden.

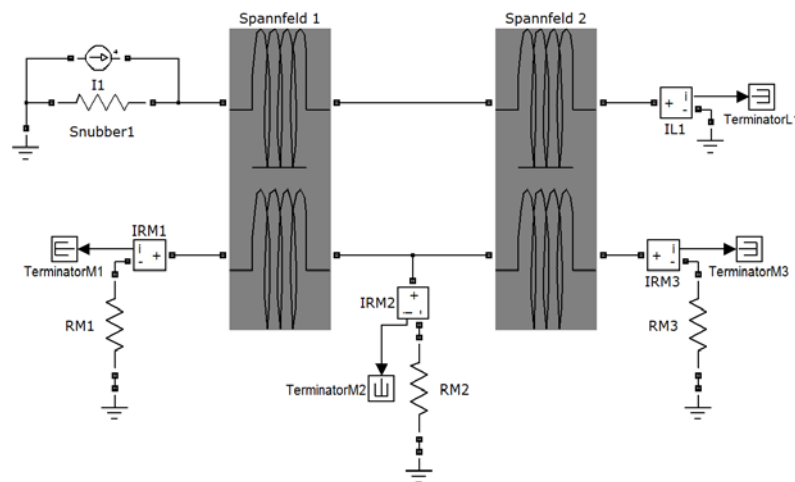


Abbildung 5.8 Berechnungssystem mit Simulink[®] unter Verwendung von gekoppelten Spulen

	Ergebnisse Berechnung		Ergebnisse Simulink [®]	
	Amplitude [A]	Winkel [°]	Amplitude [A]	Winkel [°]
Leiterseilstrom	1000	180	1000	180
Strom am Mast M1	33,332172	-104,844688	33,332175	-104,844708
Strom am Mast M2	1,610326	71,970928	1,610327	71,971116
Strom am Mast M3	31,724458	75,316867	31,724460	75,316853

Tabelle 5.1 Vergleich der Berechnungsergebnisse der Berechnung in Matlab[®] und Simulink[®]

5.8 Berechnung der Nullströme

Um die resultierenden Nullströme für jedes System berechnen zu können, müssen diese phasenrichtig addiert werden.

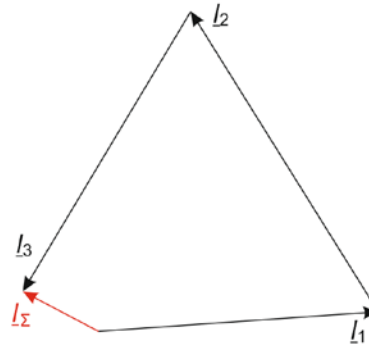


Abbildung 5.9 Phasenrichtige Addition der einzelnen Komponenten zum resultierenden Summenstrom des Beispiels aus Abbildung 3.2

Um eine automatisierte Berechnung der Summenströme zu gewährleisten, werden die berechneten Zweigströme für jedes Spannfeld den entsprechenden Systemen zugeordnet. Anhand dieser Zuordnung können in weiterer Folge die einzelnen Phasen eines jeden Systems erkannt und diese zur weiteren Berechnung herangezogen werden. Für die Berechnung der Summenströme sind die Ströme in den Leiterseilen relevant. Diese können im Zweigstromvektor als Ströme in den Längselementen abgerufen werden. Für die Addition werden die drei Phasenkomponenten des Stromes in Real- und Imaginärteil getrennt. Der berechnete Vektor des resultierenden Summenstroms jedes Systems wird nachfolgend in Betrag und Phase umgerechnet.

Anmerkung: Die Bezeichnung Summenstrom bezieht sich in der vorliegenden Arbeit auf den Strom der geometrischen Addition der drei Komponenten eines Dreiphasensystems. In der Literatur wird oftmals der Strom der Nullsystemgröße der symmetrischen Komponenten als Nullstrom bezeichnet. Der Summenstrom I_{Σ} (auch als I_0 bezeichnet) entspricht dem dreifachen Werte des Nullstromes. Es gilt folgender Zusammenhang [6]:

$$\text{Summenstrom } I_{\Sigma(t)} = I_{0(t)} = 3 \cdot I_{(t)}^0 = (I_{1(t)} + I_{2(t)} + I_{3(t)})$$

5.9 Automatisierte Verdrillungsberechnung

Zur Optimierung von bestehenden Anlagen wurde ein Berechnungsprogramm erstellt, das dem vollständigen Such- und Optimieralgorithmus zugrunde liegt. Es werden alle möglichen Kombinationen an Verdrillungen berechnet, ausgewertet und die optimale(n) Konfiguration(en) für die aktuelle Lastsituation ausgegeben. Der Vorteil dieser Vorgehensweise ist, dass trotz langer Laufzeiten alle möglichen Lösungen dargestellt werden und somit ein Vergleich untereinander bzw. mit der optimalen Lösung möglich ist.

Für die Betrachtung eines Dreiphasensystems ergeben sich 6 verschiedene Möglichkeiten die Leiterseile anzuordnen. Diese sind:

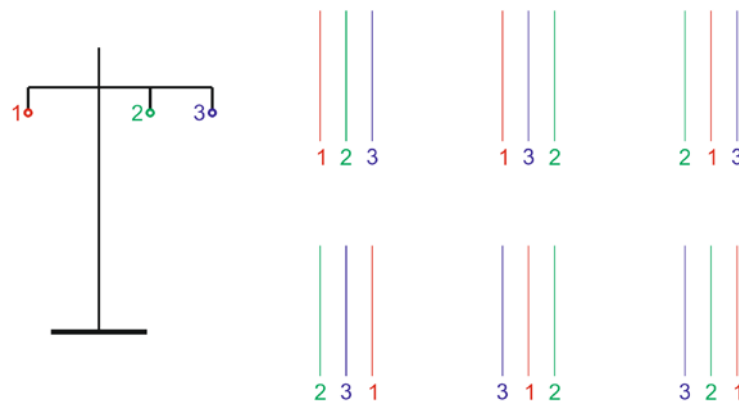


Abbildung 5.10 Darstellung der möglichen Verdrillungen für ein Drehstromsystem

Werden zwei Systeme an einem Mast aufgelegt, erhöht sich die Anzahl der Möglichkeiten auf 36, wobei einige der Kombinationen gleichwertig sind. Gleichwertig sind immer Kombinationen, bei denen durch zyklisches Vertauschen der Leiter neue Varianten erzeugt werden können [6]. So ist z.B. die Kombination 123, 321 gleichwertig mit 231, 132 und 312, 213.

Die Anzahl der Möglichkeiten der Verdrillung wächst exponentiell mit der Anzahl der vorhandenen Systeme. Die Zusammenhänge sind in Formel (5.3) dargestellt.

$$n_{\text{Kombinationen}} = n_{\text{Verdrillung}}^{n_{\text{Systeme}}} \quad (5.3)$$

$n_{\text{Kombinationen}}$... Anzahl der möglichen Kombinationen

$n_{\text{Verdrillung}}$... Anzahl der Verdrillungsmöglichkeiten für ein System, $n_{\text{Verdrillung}} = 6$ für Drehstromsysteme

n_{Systeme} ... Anzahl der aufgelegten Systeme

Nach dieser Gesetzmäßigkeit ergibt sich für eine Erhöhung der aufgelegten Systeme eine stark wachsende Zahl an Verdrillungsmöglichkeiten:

n_{Systeme}	1	2	3	4	5	6
$n_{\text{Kombinationen}}$	6	36	216	1296	7776	46656

Tabelle 5.2 Anzahl der Verdrillungsmöglichkeiten in Abhängigkeit der Systemanzahl am Mast

Die Berechnung der Ströme erfolgt durch Vertauschen der Position der Leiter am Mast und erneute Berechnung der Impedanzen nach Carson und Pollaczek. Die Ströme werden anschließend, ausgehend von den berechneten Impedanzen, mit dem bereits beschriebenen Knotenpotentialverfahren (Kapitel 4.13) für jede der vorhandenen Verdrillungen berechnet. Die Position eines Verdrillungsmasts bzw. eines zu verdrillenden Bereichs kann beliebig entlang der Leitungslänge vorgegeben werden.

5.10 Optimierungen

Durch eine steigende Anzahl an Seilen am Mast steigt einerseits die Anzahl der Knoten und Zweige für die Berechnung, andererseits steigt auch die Anzahl der möglichen Verdrillungskombinationen, die für die Berechnung der optimalen Verdrillung nötig sind. Um die Berechnungszeit trotzdem in einem akzeptablen Rahmen zu halten, sind einige Änderungen notwendig, welche nachfolgend erläutert werden.

Aktuelle Matlab®-Version

Wie anfangs bereits erwähnt, wurde die Berechnung erst mit einer älteren Version von Matlab® durchgeführt. Das bessere Speichermanagement und die bessere Einbindung der Mehrkernunterstützung sind die Hauptgründe für den Wechsel auf eine aktuellere Matlab®-Version. Mit der neuen Matlab®-Version sind einzelne, sich wiederholende Berechnungsschritte gleichzeitig auf mehreren Kernen des Prozessors berechenbar, wodurch sich die Berechnungsgeschwindigkeit erhöht.

Folgendes Beispiel dient der Veranschaulichung:

Wird ein viersystemiger Ausbau über 100 Spannfelder betrachtet, ergeben sich nach den Formeln (4.33) und (4.34) folgende Werte für die Leiterkopplungen (ohne Peripherie):

Knotenanzahl: 19810

Zweiganzahl: 37800

Für den Datentyp „double“ benötigt ein Element einer Matrix 8 Byte an Speicherplatz. Da z.B. die **C**-Matrix die Dimension (Knotenanzahl + Zweiganzahl) x Knotenanzahl besitzt, ergeben sich in etwa eine Milliarde Elemente der Matrix, die jeweils 8 Byte Speicherbedarf besitzen. Damit ergeben sich ca. 9 GB an Speicherbedarf, der für die Matrix benötigt wird. Da der Speicher für die mathematischen Berechnungen in Matlab® als physikalischer Arbeitsspeicher zur Verfügung stehen muss, sind weitere Maßnahmen zur Erhöhung der Berechnungsgeschwindigkeit sinnvoll.

Verwendung des \ - Operators

Um die Matrizeninversion der Knotenadmittanzmatrix wegen ihrer Speicher- und Rechenintensität bei der Berechnung der Knotenspannungen $\underline{U} = \underline{I} \cdot \underline{Y}^{-1}$ zu vermeiden, wird in Matlab® mit dem \ - Operator (Aussprache: „Slash - Operator“) gearbeitet. Der Operator analysiert die übergebenen Matrizen selbstständig und wählt ein geeignetes Verfahren zur Lösung des Gleichungssystems aus, ohne dabei eine Inversion der Knotenadmittanzmatrix durchführen zu müssen. Ein weiterer Vorteil ist, dass der \ - Operator den Befehl „sparse“ für die Berechnungen verwenden kann, worauf im Anschluss eingegangen wird.

Befehl „sparse“

Für eine schnelle Berechnung der Ergebnisse ist der Befehl „sparse“ relevant. Mit sparse werden die Matrizen durchsucht und alle von Null verschiedenen Werte mit der zugehörigen Position in Form einer Liste gespeichert. Nullen werden nicht übernommen. Diese Methode ist effektiv, wenn die Berechnungsmatrizen nur schwach besetzt sind. Daraus ergibt sich ein Geschwindigkeitszuwachs und der erforderliche Speicherbedarf wird reduziert.

Für das vorhergehende Beispiel mit 100 Spannfeldern ergibt sich damit eine in etwa um den Faktor 35 kleinere Knotenadmittanzmatrix. Werden alle Matrizen mit sparse abgearbeitet, werden zur Berechnung nur jene Werte herangezogen, welche tatsächlich mit reellen Werten belegt sind.

Ausgehend von folgender beispielhaften Matrix (Abbildung 5.11) soll sparse erläutert werden. Während bei der Berechnung ohne sparse 64 Elemente berücksichtigt werden müssten, bleiben nach der Ausführung von sparse nur noch 20 zu berücksichtigende Elemente über. Je größer die Matrix und je schwächer besetzt diese wird (was bei der Berechnung vieler Leiter über viele Spannfelder zutrifft), umso effektiver wird das Sparsing.

$$\text{Beispielmatrix } \mathbf{M} = \begin{bmatrix} 10 & 43 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 43 & 10 & 40 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 40 & 5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2 & 51 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 51 & 10 & 51 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 51 & 1 & 0 & 60 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 8 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 60 & 0 & 20 \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{aligned} M(1,1) &= 10 \\ M(2,1) &= 43 \\ M(1,2) &= 43 \\ M(2,2) &= 10 \\ M(3,2) &= 40 \\ M(2,3) &= 40 \\ M(3,3) &= 5 \\ M(4,4) &= 2 \\ M(5,4) &= 51 \\ M(4,5) &= 51 \\ M(5,5) &= 10 \\ M(6,5) &= 51 \\ M(5,6) &= 51 \\ M(6,6) &= 1 \\ M(8,6) &= 60 \\ M(7,7) &= 8 \\ M(6,8) &= 60 \\ M(8,8) &= 20 \end{aligned}$$

Abbildung 5.11 Verdeutlichung des Effektes des Befehls sparse auf eine 8x8-Matrix

Erst der Umstieg auf die neue Version von Matlab[®] und die Verwendung des Befehls sparse ermöglicht die Berechnung der Knoten- und Zweigströme für vier aufgelegte Systeme über viele (mehrere hundert) Spannfelder auf handelsüblichen Rechnerkonfigurationen.

Aufteilung der Berechnung für \mathbf{C} und $\underline{\mathbf{Y}}_z$

Die bereits genannten Verbesserungen betreffen die Bildung der Matrizen und Berechnung der Ströme in den Seilen. Dadurch kann die Laufzeit für eine Berechnung bereits erheblich reduziert werden. Eine weitere Verbesserung der Laufzeit kann bei der Verdrillungsoptimierung erreicht werden. Bei einer Änderung der Verdrillung und somit der Aufhängepunkte der Seile am Mast besteht einerseits die Möglichkeit, den ganzen Leitungszug komplett neu zu berechnen, die bessere Variante ist jedoch, erst die Knotenstruktur für den gesamten Leitungszug zu erstellen und danach für jede Verdrillungsvariante die Impedanzen zu berechnen und an der entsprechenden Stelle in der Knotenadmittanzmatrix einzusetzen.

Die Knotenstruktur beinhaltet die komplette \mathbf{C} -Matrix, die Zweigstromquellen $\underline{\mathbf{I}}_{zq}$ und die Impedanzen zum Bezugsknoten (also die gesamte Peripherie mitsamt den Masterdungswerten). Neu berechnet wird nur die Zweigimpedanzmatrix für die Leiterseilkopplungen mit den aktuellen Positionen der Leiter an den Masten. Um die Impedanzen an der richtigen Stelle setzen zu können, müssen die Knoten und Zweige den richtigen Leitern und dem richtigen Spannfeld zugewiesen werden.

Bei Betrachtung der Laufzeiten wird sehr schnell klar, wie viel Zeit durch diesen Schritt eingespart werden kann. Als Beispiel soll ein Leitungszug mit vier Systemen über 545 Spannfelder dienen (siehe Abbildung 5.12). Die gesamte Berechnung der Ströme nimmt 91 Sekunden in Anspruch. Ca. 88 s benötigt das Erstellen der Peripherie und der **C**-Matrix, wobei allein die 545 Aufrufe zum Erstellen der **C**-Matrix für die Kopplungen der Seile über 72 s beanspruchen. Die **Y**_z-Matrix hingegen ist in unter 2 s berechnet und es ist leicht ersichtlich, dass eine getrennte Berechnung der beiden Matrizen mit Neuberechnung der Admittanzmatrix für jede Verdrillungsvariante die effizientere Möglichkeit ist.

Funktion	Aufrufe	Gesamtzeit
Hauptberechnungsfunktion	1	91,034 s
Vereinigungsfunktion	1	87,992 s
Erstellen der C -Matrix	545	72,381 s
Erstellen der Y _z -Matrix	1	1,825 s

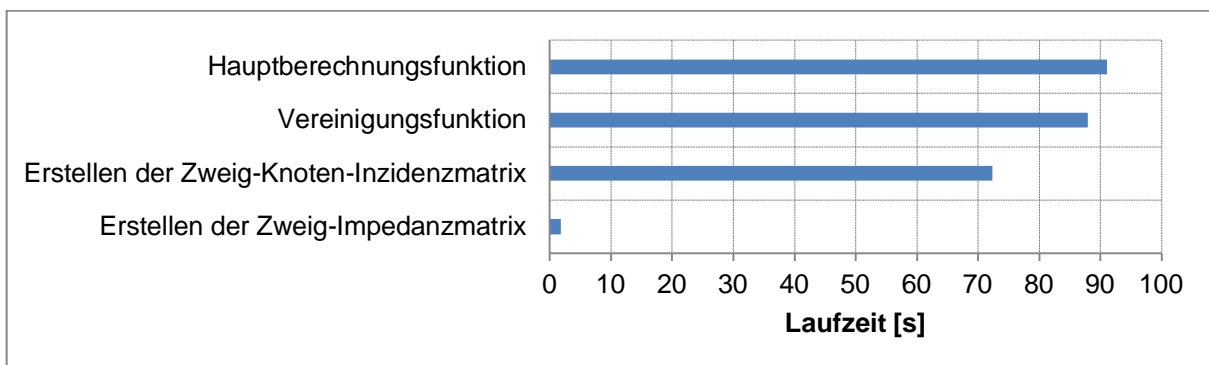


Abbildung 5.12 Betrachtung der Laufzeiten der einzelnen Programmteile

Durch diese Methode kann bereits für die Optimierung der Verdrillung weniger Systeme an einem Mast enorm viel Rechenzeit eingespart werden. Je mehr Systeme an einem Mast aufliegen, umso stärker wiegt dieser Vorteil.

Mehrere Erdseile verbinden

Als zusätzliche Erweiterung der Berechnung kann auf mehrere Erdseile Rücksicht genommen werden. Die Erdseile können sich dabei entweder alle auf einem Mast oder auf getrennten, parallel verlaufenden Masten befinden. Verlaufen die Erdseile auf einem Mast, werden beide Seile an den Start- und Endknoten miteinander niederohmig verbunden und über die gemeinsame (eine) Masterdung zum Bezugsknoten (Erde) verbunden (siehe Abbildung 5.13). Verlaufen sie auf getrennten Masten, werden die Knoten mit der dem Seil entsprechenden Masterdung zum Bezugsknoten definiert (Abbildung 5.14).

Dies wird anhand von zwei Systemen (der Übersichtlichkeit mit nur zwei Leitern) mit je einem Erdseil entlang eines Spannungsfelds demonstriert.

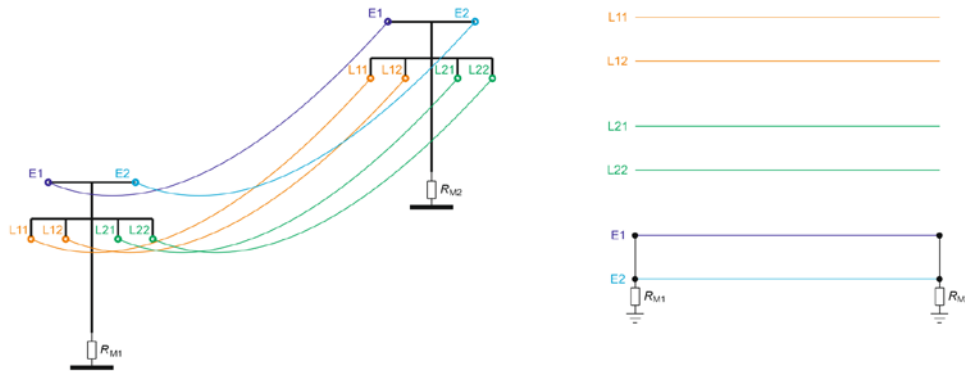


Abbildung 5.13 Kurzschlussverbindung für zwei Erdseile auf einem Mast mit Masterdungen

- L11, L12... Leiterseile des ersten Systems
- E1... Erdseil des ersten Systems
- L21, L22... Leiterseile des zweiten Systems
- E2... Erdseil des zweiten Systems
- R_{M1} ... Masterdungswiderstand am Beginn des Spannfelds in $[\Omega]$
- R_{M2} ... Masterdungswiderstand am Ende des Spannfelds in $[\Omega]$

Der Kurzschlusszweig zwischen den beiden Erdseilen wird in den Matrizen (\mathbf{C} und \mathbf{Y}_z) an letzter Stelle für das aktuell zu berechnende Spannfeld hinzugefügt. Die Impedanz des Kurzschlusszweiges wird mit $10^{-9} \Omega$ eingetragen.

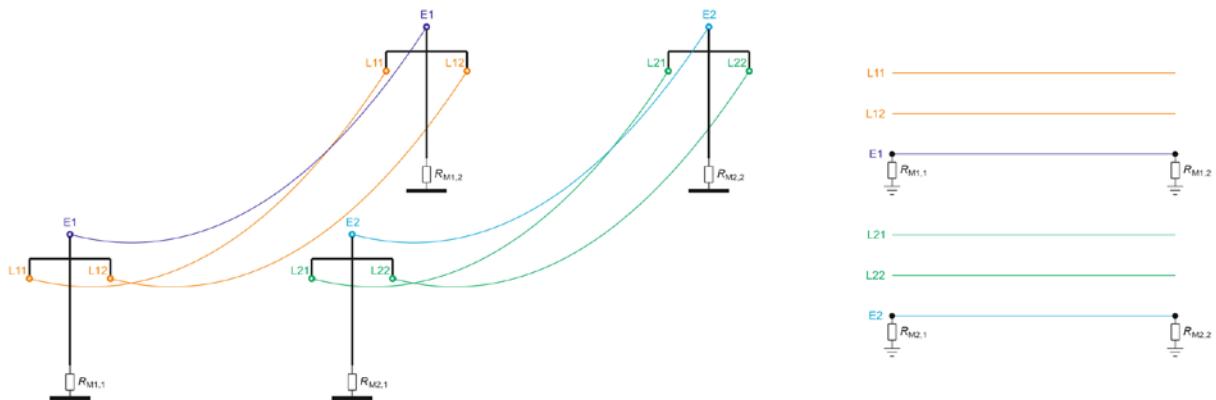


Abbildung 5.14 Getrennte Masterdung für zwei Erdseile auf getrennten Masten

- $R_{M1,1}$... Masterdungswiderstand des ersten Systems am Beginn des Spannfelds in $[\Omega]$
- $R_{M1,2}$... Masterdungswiderstand des ersten Systems am Ende des Spannfelds in $[\Omega]$
- $R_{M2,1}$... Masterdungswiderstand des zweiten Systems am Beginn des Spannfelds in $[\Omega]$
- $R_{M2,2}$... Masterdungswiderstand des zweiten Systems am Ende des Spannfelds in $[\Omega]$

Über die Impedanzen in den Längszweigen der Erdseile können die Ströme in den Erdseilen aus dem Zweigstromvektor abgelesen werden und aus dem Knotenstromvektor können die Ströme, die über die Maste fließen abgelesen werden.

Flussdiagramm – Knotenberechnungsprogramm

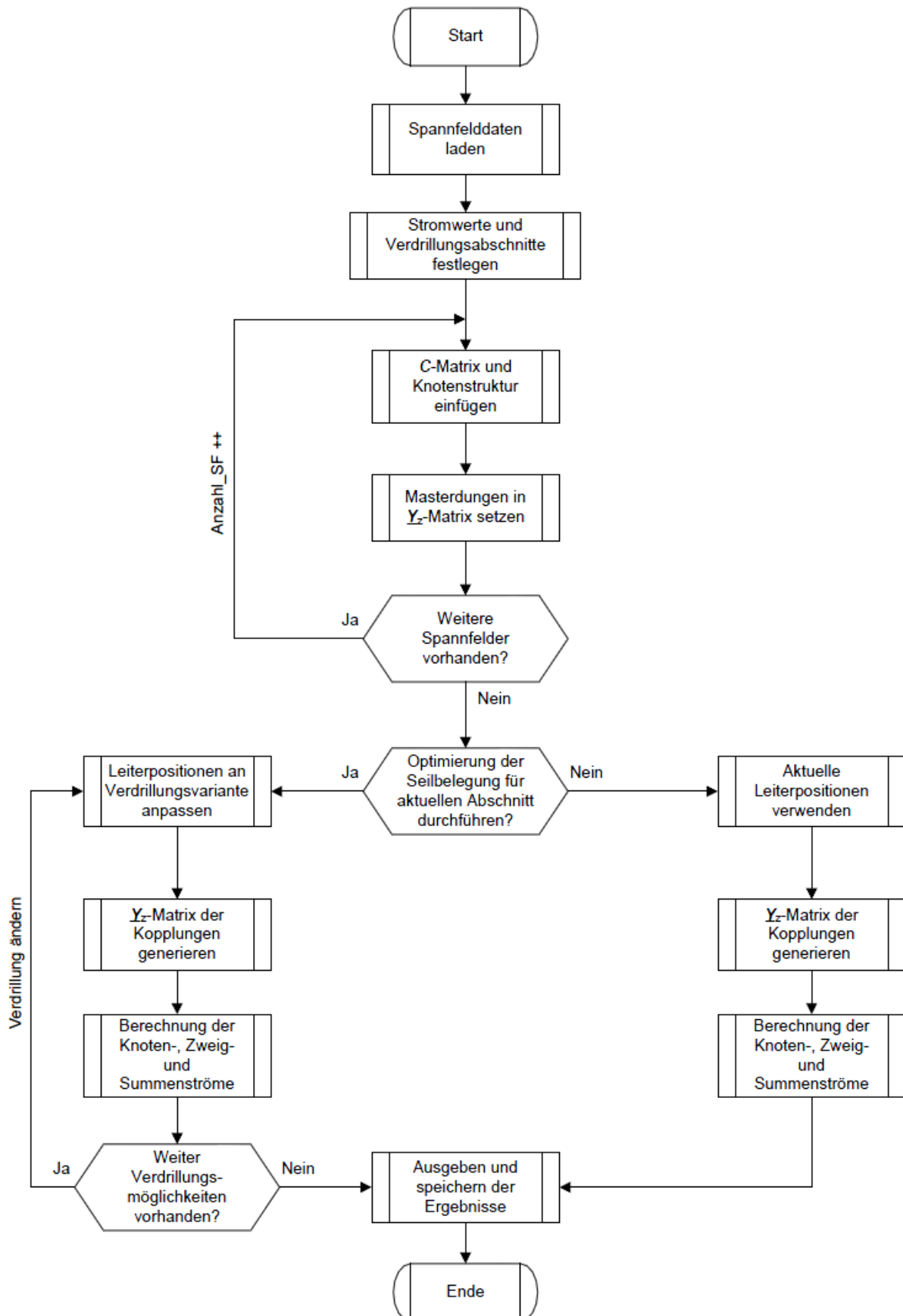


Abbildung 5.15 Darstellung des Ablaufs des Berechnungsprogramms im Flussdiagramm

Das in Abbildung 5.15 dargestellte Flussdiagramm zeigt die grundsätzliche Struktur des Ablaufs der Verdrillungsoptimierung. Im ersten Schritt werden die Daten der Spannfelder aus einer Bibliothek geladen. Danach werden die Ströme, die in den Sammelschienen der vorhandenen Umspannwerke ein- oder ausgekoppelt werden und die Bereiche in denen eine Verdrillungsoptimierung durchgeführt werden soll festgelegt. Anschließend wird für das erste vorhandene Spannfeld die Knotenstruktur erzeugt und die Verbindungen in der **C**-Matrix eingefügt. Die Masterdungen werden als Admittanzen in die **Y_z**-Matrix eingefügt. Sind weitere Spannfelder zu berechnen, wird der Zähler Anzahl_SF um den Wert Eins erhöht und die Knotenstruktur und Masterdungen des weiteren Spannfelds in den bereits vorhandenen **C**- und **Y_z**-Matrizen hinzugefügt, bis für alle zu berechnenden Spannfelder jeweils eine zusammenhängende Matrix für die Masterdungen und für die Knotenstruktur vorhanden ist.

Im nächsten Schritt wird unterschieden, ob eine Optimierung der Verdrillung gewünscht ist, oder nicht. Soll keine Verdrillungsoptimierung durchgeführt werden, werden die aktuell gespeicherten Seilpositionen (im Normalfall in der Anordnung 123 für jedes vorhandene System) herangezogen und die Admittanzen der Kopplungen zwischen den Seilen an die **Y_z**-Matrix angehängt. Mit den nun besetzten Matrizen können die Werte der Knoten-, Zweig- und Summenströme berechnet werden.

Soll die Verdrillung für die gewählten Abschnitte optimiert werden, wird der linke Bereich des Flussdiagramms abgearbeitet. In diesem Fall wird die Verdrillung solange verändert, bis alle möglichen Verdrillungsvarianten abgearbeitet wurden. Für jede Verdrillungsvariante werden die Seilpositionen an den Masten entsprechend geändert und für jeden Fall die Stromwerte neu berechnet.

Sind die Ströme für alle Varianten berechnet, werden diese an der Programmoberfläche ausgegeben und als Variablen gespeichert.

6 Ergebnisse

In diesem Teil der Arbeit werden die durchgeführten Untersuchungen an einer erstellten Versuchskonfiguration im Detail erläutert. Die Analysen konzentrieren sich auf Änderung der Anzahl der Spannfelder, verschiedene Belastungssituationen, Einfluss von geerdeten Systemen und verschiedenartige Einbindungen der Systeme in das Umspannwerk. Unterschiedliche Masttypen werden ebenfalls untersucht und miteinander verglichen.

Es sollen der Einfluss der Verdrillung über die Systemlänge auf die Summenströme dargestellt werden und Aussagen über Netzeinbindungen getätigt werden.

6.1 Beschreibung der Testsysteme

Für die diversen Untersuchungen haben sich unterschiedliche Konfigurationen als geeignet erwiesen. Zur Verdrillungsveranschaulichung und für die Ermittlung des Einflusses der Längenänderung wird eine Konfiguration erzeugt, welche aus zwei Umspannwerken (UW) besteht. Beide Umspannwerke sind durch vier Systeme miteinander verbunden (siehe Abbildung 6.1).

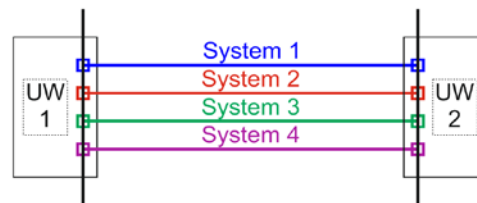


Abbildung 6.1 Viersystemige Konfiguration mit zwei Umspannwerken

Zu beachten ist, dass ein System, wie es in Abbildung 6.1 als einzelne Linie dargestellt ist, aus jeweils drei Leitern besteht. Bei der Darstellung eines Systems handelt es sich somit um drei Leiterseile, welche mit Strömen unterschiedlicher Phasenwinkel (0° , -120° und 120°) gespeist werden. Bei vier aufgelegten Systemen sind somit zwölf Leiterseile an einem Mast aufgehängt. Dazu kommen üblicherweise noch zwei Erdseile, weshalb die Gesamtanzahl der Seile auf 14 erhöht wird. Nach den Formeln (4.33) bis (4.36) ergibt das eine Knotenanzahl von 210 und eine Zweiganzahl von 378 für das erste Spannfeld und 196 Knoten mit 378 Zweigen für jedes weitere Spannfeld.

Als Mastbild wird ein Tonnenmast für 4 Systeme mit Zweierbündeln gewählt. Die Systeme sind, wie in Abbildung 6.3 (mittig) dargestellt, aufgelegt. Für den Übergang auf die Umspannwerke werden die einzelnen Systeme über Portalaufbauten (in der Reihenfolge der Phasenverschiebungen der Einzelleiter 0° , -120° und 120°) mit der Sammelschiene verbunden (siehe Abbildung 3.3 und [6]). Dort wird auch der Strom eingespeist, um die Stromeinspeisung entweder von einem Generator oder einer anderen Netzebene nachzubilden. Der Strom teilt sich nach den Kirchhoff'schen Gesetzen auf die Leiter auf und fließt vom Umspannwerk UW 1 zum Umspannwerk UW 2. Am Umspannwerk 2 wird der

Strom an der Sammelschiene wieder ausgekoppelt. Für Beeinflussungsberechnungen, welche die Kopplungen zwischen den Seilen einer Netzebene nachbilden, ist dieses Modell geeignet. Eine Berücksichtigung der Effekte anderer Netzebenen und Unsymmetrieeffekte zufolge großen Verbräuchen mit nicht konstanter Leistungsaufnahme (z.B. Lichtbogenöfen und große Elektromotoren [19]) ist in dieser Programmversion nicht möglich.

Für weitere Betrachtungen im Zuge dieser Arbeit wird die vorhin genannte Konfiguration mit zwei Umspannwerken um weitere Umspannwerke erweitert und entweder mit zwei oder vier Systemen verbunden. Die neu entstandene Konfiguration sieht wie folgt aus:

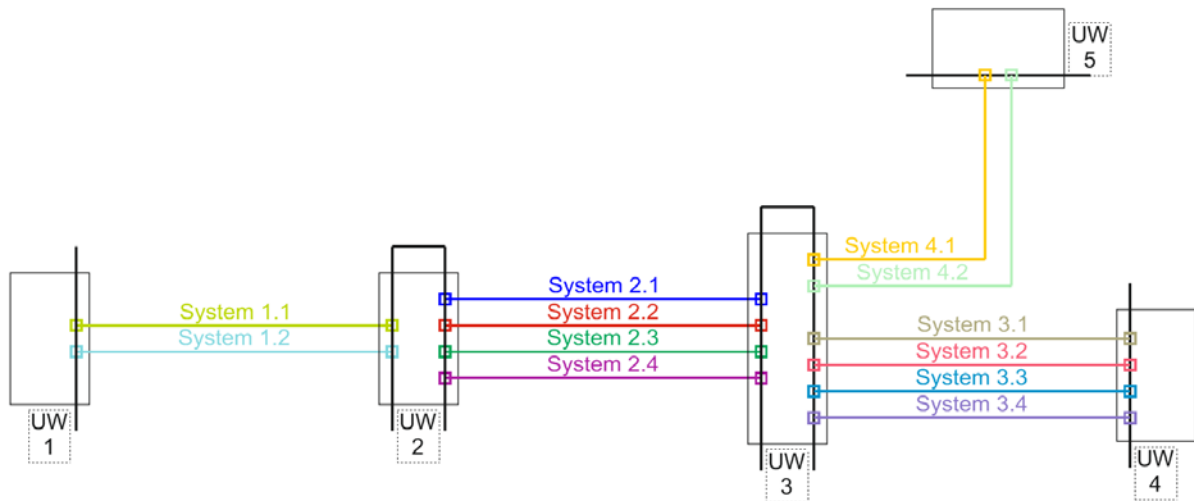


Abbildung 6.2 Erweiterte Konfiguration mit fünf Umspannwerken

Die verwendeten Mastbilder sind in Abbildung 6.3 dargestellt.

UW 1 – UW 2: Donaumast mit zwei Systemen

UW 2 – UW 3 und UW 3 – UW 4: Tonnenmast mit vier Systemen

UW 3 – UW 5: Tonnenmast mit zwei Systemen

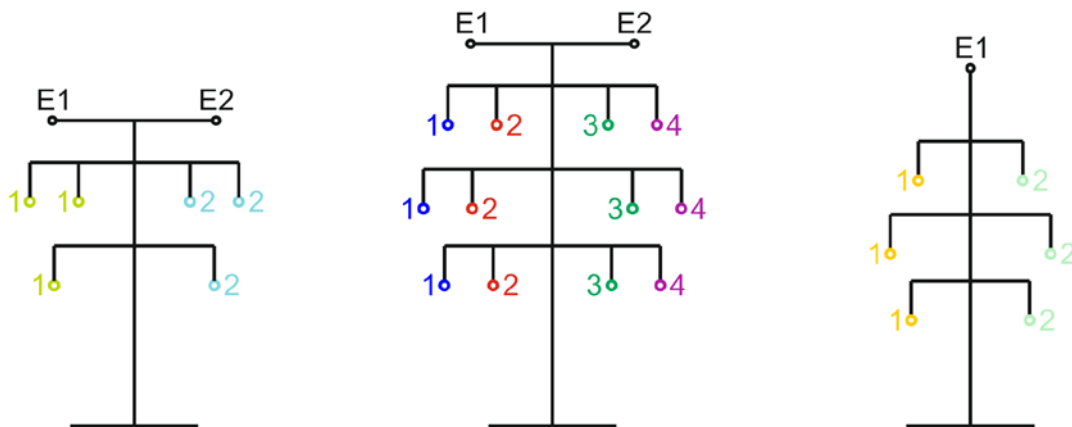


Abbildung 6.3 Darstellung der verwendeten Mastbilder (von links nach rechts): Donaumast (2 Systeme), Tonnenmast (4 Systeme), Tonnenmast (2 Systeme)

Abbildung 6.3 zeigt, an welchen Positionen sich die verschiedenen Drehstromsysteme am Mast befinden. Am Beispiel des Donaumasts befindet sich links und rechts der Mastmitte ein

Drehstromsystem mit der Kennzeichnung „1“ und „2“ → die drei Leiter mit der Kennzeichnung „1“ bilden also ein System, in welchem jeweils die Ströme mit 0° , -120° und 120° Phasenverschiebung fließen. Die endgültige Position der einzelnen Phasen hängt von der verwendeten Verdrillungsvariante ab.

Die Testsysteme und Mastbilder werden im Laufe der Untersuchungen abgeändert. Dieser Punkt wird in der vorliegenden Arbeit nachfolgend behandelt.

6.2 Variieren der Leitungslänge zwischen zwei Umspannwerken

Als erstes wird die Länge des Leitungszuges zwischen zwei Umspannwerken variiert. Dabei wird einerseits der Einfluss der Spannfeldlänge betrachtet und andererseits die Anzahl der Masten zwischen den Umspannwerken. Als Versuchsumgebung wird der viersystemige Ausbau aus Abbildung 6.1 herangezogen. Die einzelnen Systeme werden, gleichförmig über die Leitungslänge verteilt, in der in Abbildung 6.3 in der Mitte dargestellten Konfiguration auf den Masten aufgelegt.

Es wurde eine Variante gewählt, in der die Systeme gleichförmig aufgelegt sind (Variante 123, 123, 123, 123). In jedem System hat der Strom des Phasenseils 1 eine Phasenverschiebung von 0° , in Seil 2 -120° und in Seil 3 120° . Als Belastungssituation fließen 4000 A je Phase vom Umspannwerk 1 zum Umspannwerk 2. Der Strom teilt sich auf die vier Systeme mit ca. 1000 A (je nach Seilbelegung) auf, was in etwa dem zulässigen Dauerstrom eines Al/St-679/86-Seils mit 36 mm Seildurchmesser entspricht (siehe [1]).

• **Variieren der Spannfeldlänge bei konstanter Spannfeldanzahl**

Für die Untersuchungen des Einflusses der Spannfeldlänge wird die Länge jedes Spannfelds ausgehend von 50 m in weiteren 50 m - Schritten bis zu einer Länge von 500 m je Spannfeld erhöht. Die Abspannung an den Umspannwerken und Transformatoreinbindung sowie die Anzahl der Spannfelder bleiben dabei immer gleich. Die berechneten Ergebnisse sind Abbildung 6.4 zu entnehmen.

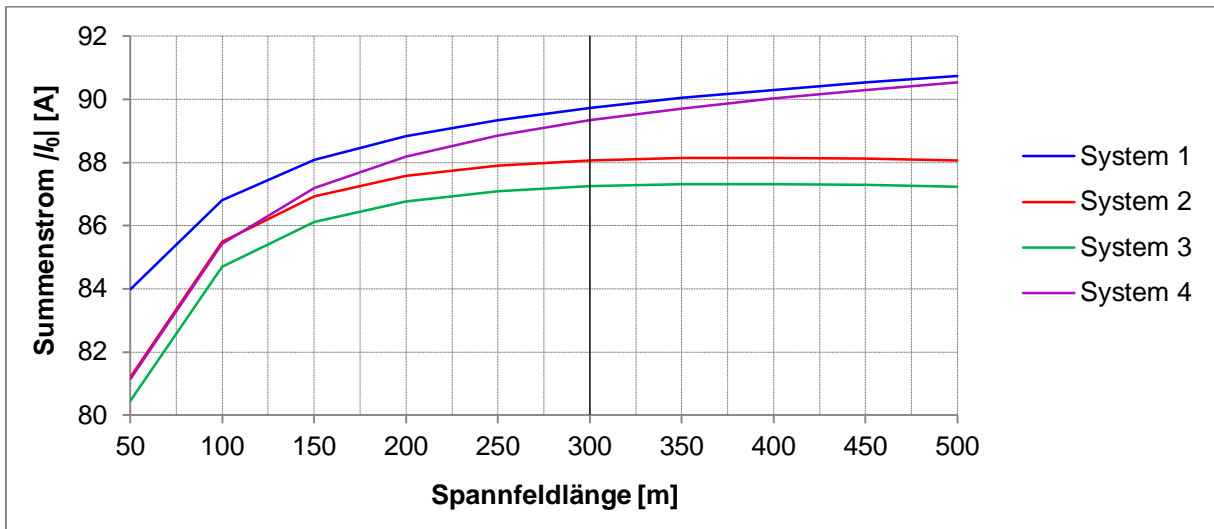


Abbildung 6.4 Einfluss der Spannfeldlänge auf die Summenströme, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

Die Summenströme in den einzelnen Systemen werden anhand der Ströme in den Längselementen des ersten Spannfelds berechnet. Für eine Spannfeldlänge von 300 m wurden folgende Werte berechnet:

	System 1	System 2	System 3	System 4
Summenstrom [A]	89,73	88,07	87,24	89,33

Tabelle 6.1 Berechnete Summenströme für eine Spannfeldlänge von 300 m

Eine Änderung der Länge der Spannfelder hat nur geringen Einfluss auf die Summenströme der betrachteten Konfiguration. Kürzere Spannfeldlängen ergeben etwas kleinere Summenströme, da sich der Einfluss der Abspannung zu den Sammelschienen der Umspannwerke bei kurzen Leitungslängen stärker auswirkt. Typische Werte für Spannfeldlängen bewegen sich im Bereich von 50 m bis 500 m. Dies stellt jedoch eher Ausnahmesituationen dar. Üblicherweise werden Spannfeldlängen im Bereich zwischen 200 m und 400 m realisiert. Abbildung 6.4 zeigt, dass sich für kurze Spannfeldlängen geringere Summenströme als für größere Spannfeldlängen bilden.

Da die Spannfeldlänge bei bestehenden Anlagen nicht und bei Neubauten nur geringfügig variiert werden kann, wird deren Einfluss nicht weiter betrachtet.

- **Variieren der Spannfeldanzahl bei konstanter Spannfeldlänge**

Ein weiteres Kriterium ist der Einfluss der Spannfeldanzahl zwischen den Umspannwerken. Dafür wird zwischen den beiden Umspannwerken erst ein Spannfeld (SF) eingefügt und die Summenströme für diese Variante berechnet. Danach werden schrittweise weitere Spannfelder eingefügt, bis eine Spannfeldanzahl von 100 erreicht ist (entspricht einer Leitungslänge von 30 km bei 300 m Leitungslänge je Spannfeld). Da sich ab gewissen Spannfeldzahlen gegenüber den vorhergehenden Werten nahezu keine Änderungen ergeben, sind diese in den folgenden Abbildungen dieses Kapitels nicht in voller Länge dargestellt.

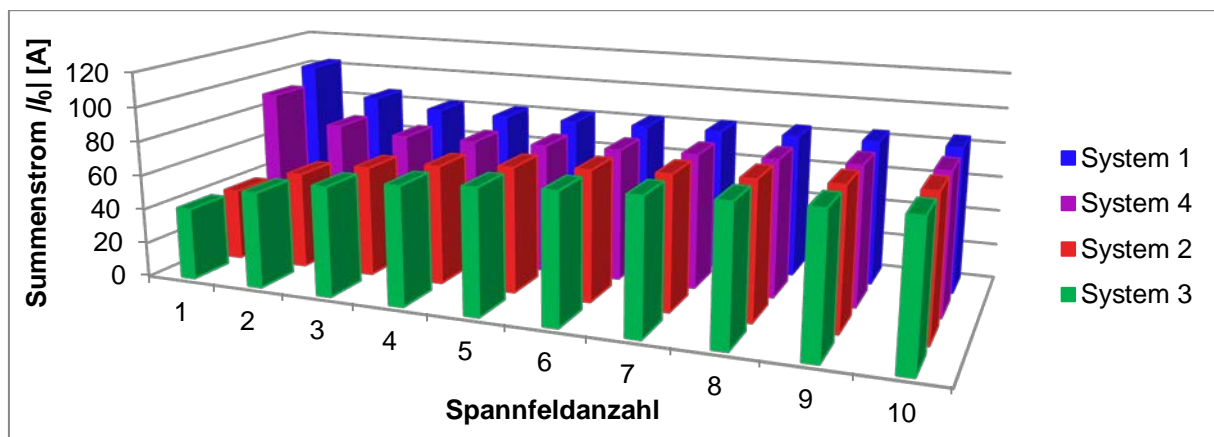


Abbildung 6.5 Abhängigkeit der Summenströme der einzelnen System von der Anzahl der Spannfelder (Verdrillungsvariante 123,123,123,123), Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

Abbildung 6.5 zeigt die Systeme nicht nach ihrem Aufhängungsort angeordnet, sondern nach der Höhe der Beträge der Summenströme. Die höchsten Ströme treten in diesem Beispiel bei kleiner Spannfeldanzahl in den außen liegenden Systemen auf. Je weniger Spannfelder zwischen den Umspannwerken vorhanden sind, umso stärker wirkt sich der Einfluss der Abspannung an den Portalen der Umspannwerke aus. Wird die Spannfeldanzahl erhöht, wirkt sich dagegen die Unsymmetrie der Seile am Mast immer mehr aus. Bei ca. zehn Spannfeldern hat sich die Unsymmetrie bereits auf stabile Werte eingestellt. In dem vorliegenden Fall einer symmetrischen Aufhängung bilden sich die Summenströme in etwa gleich aus, anders als im Falle einer unsymmetrischen Aufhängung (siehe Anhang 9.1: Abbildung 9.1 und Abbildung 9.2). Bei zehn vorhandenen Spannfeldern erreichen die Ströme auch bei unsymmetrischen Aufhängungen stabile Werte, die jedoch unterschiedlich hoch sind. Je nach Verdrillungsvariante können sich die Ströme erhöhen oder absenken. Der Einfluss der Verdrillung wird in Kapitel 0 weiter erläutert.

Wie dieses Beispiel darlegt, ist die Spannfeldlänge bzw. deren Anzahl nicht das entscheidende Kriterium für die Summenströme. Diese Aussage ist gültig, solange die am Mast aufgelegten Systeme und die Erdseile allesamt gleich lang sind. Ändern sich diese Gegebenheiten (z.B. eine andere Hochspannungsleitung, die nicht über die gesamte Streckenlänge im Einflussbereich der betrachteten Hochspannungsleitung liegt), wird die Länge der Parallelführung entscheidend für den induzierten Strom. Werden mehrere Abschnitte entlang der Leitung unterschiedlich verdrillt, spielt zudem die Länge der verdrillten

Abschnitte eine entscheidende Rolle. Für weitere Informationen sei auf [6], [8] und Kapitel 6.3.3 verwiesen.

Zur Erläuterung der örtlichen Verhältnisse der Berechnungen werden diese anhand von zehn Spannfeldern in Abbildung 6.6 dargestellt. Werden zwischen den beiden Umspannwerken zehn Spannfelder angenommen, müssen elf Masten berücksichtigt werden. Zusätzlich werden die Abspannungen an den Umspannwerken als kurze Spannfelder berücksichtigt. Die Anbindung an die Sammelschienen sind in der Abbildung nicht dargestellt.

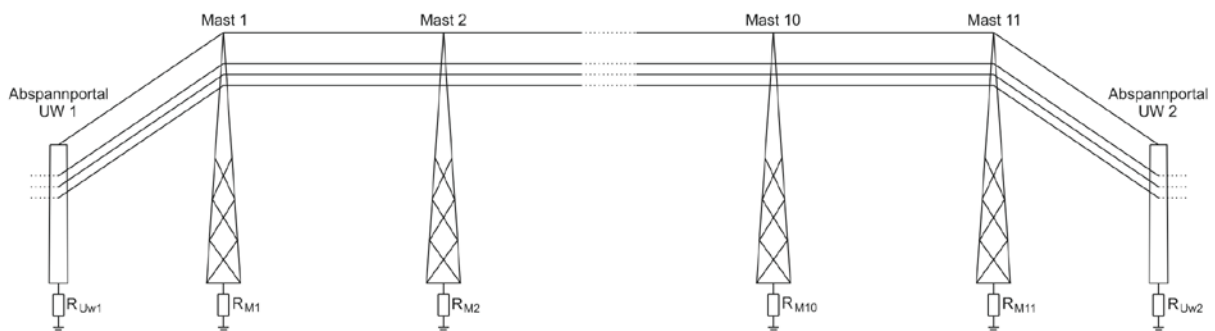


Abbildung 6.6 Darstellung der örtlichen Gegebenheiten bei Berechnung von zehn Spannfeldern

Bei Betrachtung der Erdseilströme (Abbildung 6.7) und Mastströme (Abbildung 6.8) ist erkennbar, dass diese bei steigender Spannfeldanzahl auch in Sättigung geraten bzw. dass an den Umspannwerken der höchste Strom gegen Erde abfließt. Das ist damit verbunden, dass die Erdungsanlage an Umspannwerken wesentlich niederohmiger realisiert werden kann. Dieser Fakt ist mit einem Widerstandswert von $0,1 \Omega$ in den Berechnungen berücksichtigt. Die Masterdungswiderstände sind für alle Masten mit 1Ω gesetzt. Weil sich der Strom entlang des Netzwerks (Erdseilkettenleiter) abhängig vom Widerstand ausbreitet, fließen deswegen auch an den Umspannwerken die größten Ströme ab. Der Strom breitet sich eher entlang des niederohmigen Erdseils aus, anstatt über die vergleichsweise hochohmigen Masterdungen abzufließen.

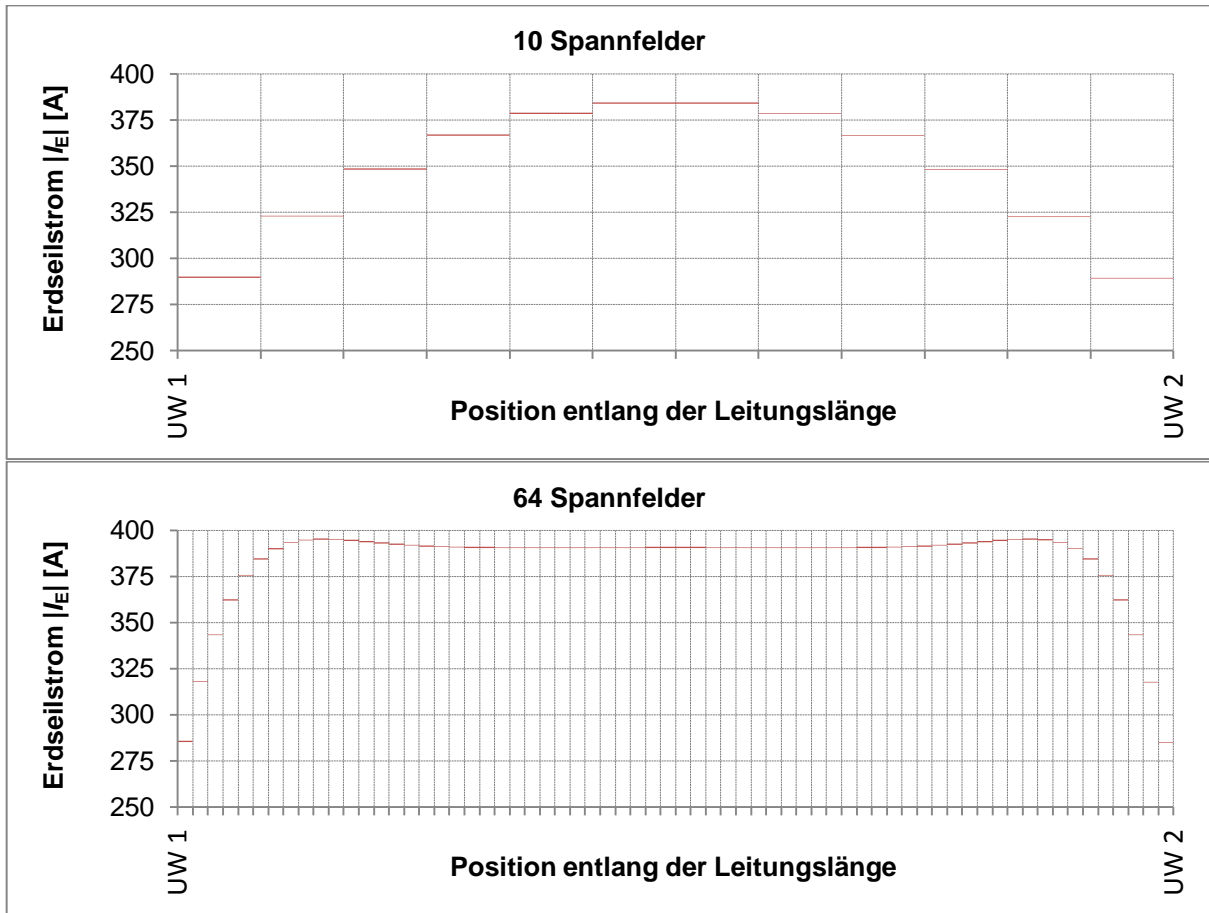


Abbildung 6.7 Verlauf der Erdseilströme für ein Mastbild mit zwei Erdseilen bei zehn und bei 64 Spannfeldern, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

Die Erdseilströme haben annähernd die gleiche Amplitude. Der gesamte, in den Erdseilen fließende Strom, nimmt zu den Umspannwerken hin ab. Wird die Anzahl der Spannfelder erhöht, fließt der gesamte Strom annähernd konstant über die beiden Erdseile von Umspannwerk zu Umspannwerk (Abbildung 6.7 unten), wodurch sich ein gleichmäßiger Stromverlauf zwischen den Umspannwerken ergibt.

Anmerkung: In Abbildung 6.7 ist der Übersicht halber die Stromsumme beider Erdseile dargestellt, da die Ströme in beiden Erdseilen für diese Berechnungen nahezu ident sind. Es gilt: $I_E = I_{E1} + I_{E2}$

Die Darstellung der Mastströme in Abbildung 6.8 ergibt ein inverses Bild gegenüber den Erdseilströmen. Während bei den Umspannwerken sehr hohe Ströme gegen Erde fließen, werden diese mit zunehmender Entfernung zu den Umspannwerken kleiner. Bei einer Erhöhung der Spannfeldanzahl bildet sich eine immer breiter werdende „Badewannenkurve“ aus, deren Maximalwert im Beispiel aus Abbildung 6.8 einen Wert von 300 A anstrebt. Die Höhe der Mastströme an den Umspannwerken ist ab einer gewissen Spannfeldanzahl (größer zehn Spannfelder) unabhängig von dieser. Zusammengehörige Werte sind durch strichlierte Linien angedeutet.

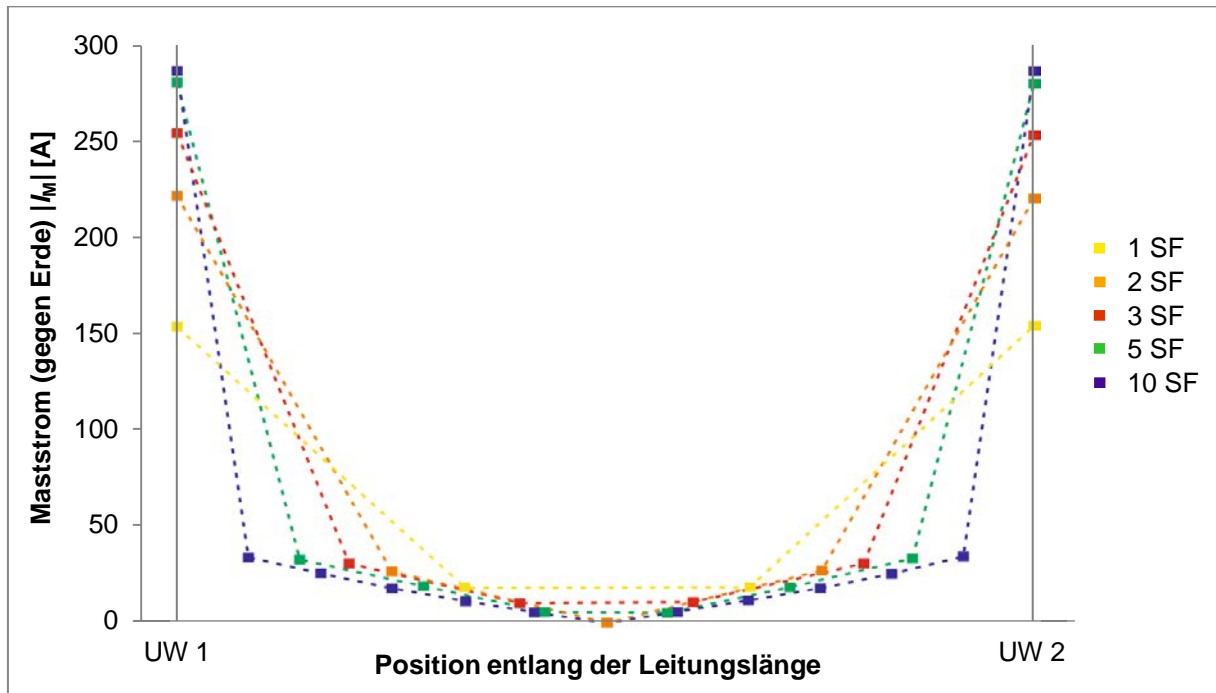


Abbildung 6.8 Einfluss der Spannfeldanzahl auf die Mastströme, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

6.3 Einfluss der Verdrillung auf die Summenströme

Es wird wieder die Konfiguration mit zwei Umspannwerken aus Abbildung 6.1 herangezogen. Zwischen den Umspannwerken sind 72 Spannfelder mit vier Systemen tonnenmastförmig mit jeweils gleicher Länge (300 m) aufgeteilt. Die Verdrillung wird nach und nach variiert und die Ergebnisse dargestellt.

6.3.1 Einfache Optimierung

Zu Beginn soll die Seilbelegung der Leitungslänge zwischen den beiden Umspannwerken optimiert werden. Hierbei werden für alle möglichen Positionen der Leiterseile am Mast diejenigen bestimmt, welche die geringsten Summenströme liefern. Folglich ist das Mastbild für alle 72 Spannfelder ident. Für die Belastungssituation gelten die gleichen Werte wie in Kapitel 6.2, also 4000 A jeweils mit 0° , -120° und 120° Phasenverschiebung.

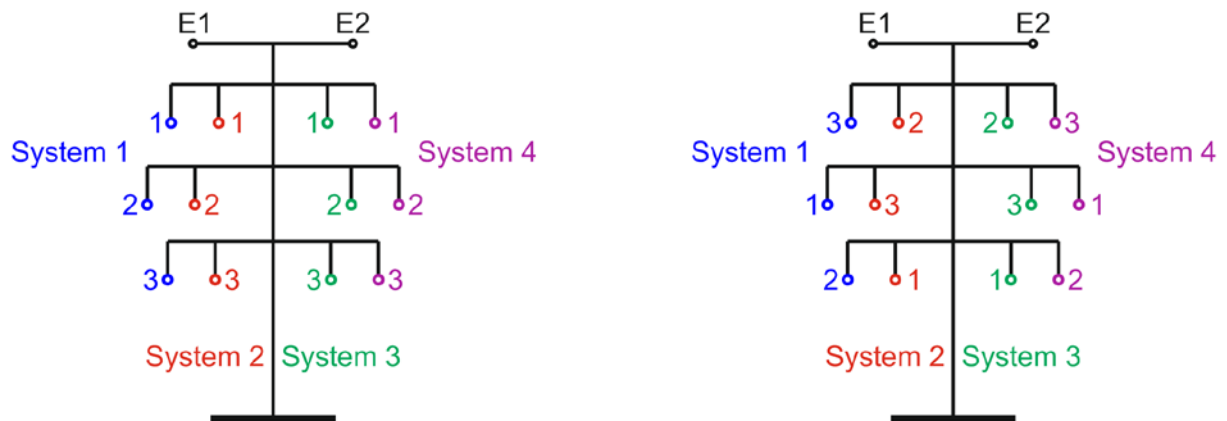


Abbildung 6.9 Mastbild in ursprünglicher Konfiguration (links), Mastbild mit Belegung 312, 231, 231, 312 (rechts)

Anfangs sind alle Spannfelder zwischen den Umspannwerken in Variante 123, 123, 123, 123 belegt. In Abbildung 6.9 werden diese Variante und jene, welche die minimalen Ergebnisse liefert, gegenüber gestellt. Die einzelnen Leiter eines Systems werden von oben nach unten und die aufgelegten Systeme von links nach rechts systematisch benannt. Damit ergeben sich für die abgebildeten Seilbelegungsvarianten die Positionen der Leiter am Mast.

Die Mittelwerte (der Beträge aller vier Systeme am Mast) der auftretenden Summenströme bewegen sich zwischen 40 A und 175 A (siehe Tabelle 6.2). Durch die unterschiedlichen Varianten der Seilbelegung können die Summenströme also erheblich beeinflusst werden und eine geschickte Wahl dieser kann im Vorfeld bereits Probleme vermeiden.

Seilbelegung	System 1		System 2		System 3		System 4		Mittelwert d. Beträge [A]
	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	
Ursprungszustand									
123,123,123,123	89,73	67,32	88,07	-110,59	87,24	-111,21	89,33	63,81	88,59
Minimalwerte der Berechnung									
312,231,231,312	42,36	-146,06	39,92	37,49	38,76	40,09	39,59	-137,81	40,16
231,123,123,231	38,52	100,08	39,34	-81,88	39,58	-81,04	43,51	95,08	40,24
123,312,312,123	43,10	-22,52	40,49	158,35	38,80	158,91	39,40	-21,90	40,44
Maximalwerte der Berechnung									
231,231,321,321	223,75	-71,08	112,40	-121,03	106,59	129,55	231,16	77,97	168,47
123,123,213,213	225,84	50,12	112,51	-1,54	106,92	-110,78	229,54	-160,97	168,70
312,312,132,132	228,94	169,36	112,12	118,12	106,64	9,78	234,15	-41,43	170,46

Tabelle 6.2 Maximale und minimale Ergebnisse der Berechnung im Vergleich zum ursprünglichen Zustand bei der einfachen Optimierung, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

Ein Vergleich der Stromwerte in Tabelle 6.2 macht deutlich, welche Auswirkung eine optimale Seilbelegung auf die Summenströme haben kann. Diese bilden sich symmetrisch mit etwa gleich hohen Beträgen aus. Die Maximalwerte der Berechnung zeigen, dass unsymmetrische Seilbelegungen im Vergleich dazu sehr viel höhere Werte erreichen. Diese teilen sich ungleich auf die vier aufgelegten Systeme auf und die Mittelwerte bzw. auch deren Varianz sind mehr als viermal so hoch als im Falle des minimalen Berechnungsergebnisses.

Bei den symmetrischen Varianten ist auffällig, dass der Winkel des resultierenden Summenstroms von System 1 und 2 bzw. System 3 und 4 ca. 180° phasenverschoben sind. Es bildet sich in den Systemen eine entgegengesetzte Unsymmetrie, welche in Summe Null wird. Folglich wird von einem Nullsystem - Kreisstrom gesprochen.

Die in Tabelle 6.2 aufgelisteten Varianten für die maximalen bzw. minimalen Summenströme sind (wie bereits in Kapitel 4.7 erwähnt) gleichwertig. Durch zyklisches Vertauschen kann ein System in das andere übergeführt werden. Aus der Phasenfolge 123 wird 312 und durch weiteres zyklisches Tauschen 231, letztlich geht die Phasenfolge durch nochmaliges zyklisches Tauschen wieder in die Folge 123 über. Zusätzlich entstehen weitere gleichwertige Varianten durch Spiegelung an der vertikalen Achse (also dem Mittelpunkt des Mastes) bzw. über eine Umkehr der Zählrichtung (dabei werden am Mast jeweils zwei Phasen vertauscht: 123 → 132, 213 → 312, 321 → 231).

Somit ist die Variante 123, 312, 312, 123 gleichwertig mit der Variante 132, 213, 213, 132. Die Variante mit minimalen Ergebnissen 312, 231, 231, 312 und jene mit maximalen Ergebnissen 312, 312, 132, 132 werden in Abbildung 6.10 gegenüber gestellt.

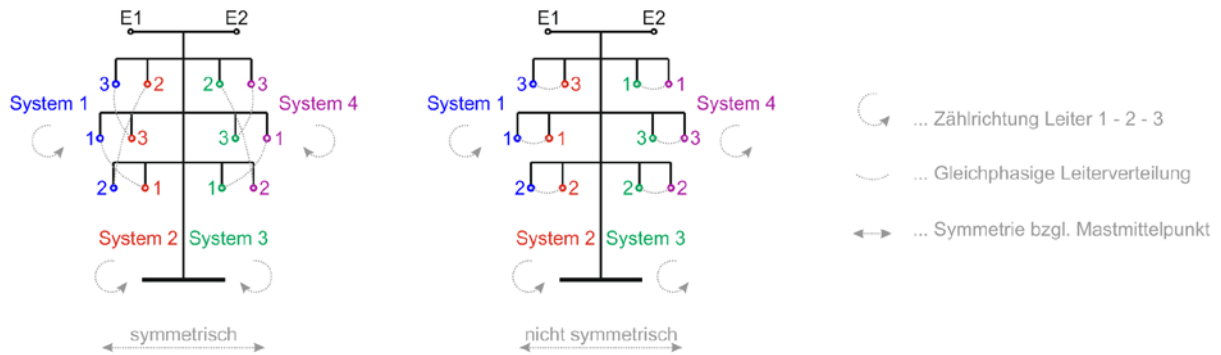


Abbildung 6.10 Vergleich der bestmöglichen Variante (links, 312, 231, 231, 312) und der schlechtesten Variante (rechts, 312, 312, 132, 132) bei der einfachen Optimierung

Allgemeine Maßnahmen für niedrigere Summenstromwerte (siehe Abbildung 6.10) sind:

- Zählrichtung der Leiter eines Systems (1 - 2 - 3) innerhalb einer Masthälfte gleichläufig, auf der anderen Masthälfte gegenläufig wählen.
- Abstände gleichphasiger Leiter auf einer Mastseite so groß wie möglich wählen.
- Symmetrischen Aufbau mit Mastmitte als vertikale Achse anstreben.

Wird die Belegung für ein System (z.B. System 1 mit 123) gewählt, ergibt sich für System 2 die Möglichkeit dieses in der Variante 231 oder 312 auszuführen. Durch Spiegelung an der vertikalen Achse werden die Systeme 3 und 4 definiert, um zu einer möglichst optimalen Kombination zu gelangen.

6.3.2 Zweifache Optimierung

Für Vergleichszwecke wird in der Strecke zwischen den Umspannwerken ein Verdrillungsmast eingebracht und eine Zweifache Optimierung, nach Abschnitten getrennt, durchgeführt. Nach der Unterteilung der Strecke in zwei genau gleich große Teile, werden dieselben Untersuchungen wie im Falle der einfachen Optimierung angewandt.

Es wird, ausgehend von der optimalen Variante für die einmalig optimierte Berechnung, eine neue Optimierung durchgeführt. Das bedeutet, dass die erste Hälfte der Leitung mit der optimalen Variante der einfachen Berechnung belegt und für die zweite Hälfte der Leitung eine neue Berechnung der optimalen Leiterseilbelegung für diesen Abschnitt durchgeführt wird. Dieses Ergebnis wird mit einer anderen Methode der Verdrillungsoptimierung verglichen, welche alle möglichen Varianten für beide Abschnitte berechnet. Es wird also für beide Leitungsabschnitte die beste Kombination an Leiterseilbelegungen gesucht, ohne die Ergebnisse der einfachen Optimierung zu berücksichtigen. Da (ohne weitere Einschränkungen) 1296 x 1296 unterschiedliche Möglichkeiten bestehen, steigt die Zeit für die Berechnung dieser Varianten exponentiell an. Zur Veranschaulichung sind einige der verwendeten Varianten in Anhang 9.2 dargestellt.

Die Summenströme erreichen dabei im Mittel Werte zwischen 12 A und 95 A, ausgehend von der minimalen einfachen Optimierung (V1-min) und Ströme zwischen 22 A und 171 A bei Belegung der ersten Leitungshälfte mit der Variante der maximalen einfachen Optimierung (V1-max). Durch die Aufteilung in zwei unterschiedlich verdrillte Abschnitte können die Minimalwerte deutlich abgesenkt werden. Somit ist diese Variante der einfachen Optimierung (je nach Umsetzbarkeit unter realen Gegebenheiten, da es nicht immer möglich ist einen Verdrillungsmast beliebig zu positionieren bzw. sich dieser für kurze Leitungslängen aus Kostengründen nicht lohnt) vorzuziehen.

Verdrillung	System 1		System 2		System 3		System 4		Mittelwert d. Beträge [A]
	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	
Variante V1-min - minimales und maximales Ergebnis									
312,231,231,312	11,37	-35,11	11,43	148,47	12,21	155,32	13,31	-36,01	12,08
123,231,231,123									
312,231,231,312	129,12	175,25	63,44	100,29	69,04	14,80	114,79	-50,57	94,10
312,312,132,132									
Variante V1-max - minimales und maximales Ergebnis									
312,312,132,132	32,69	162,44	9,11	55,73	9,54	108,03	38,51	-33,89	22,46
123,132,312,321									
312,312,132,132	227,26	169,77	113,60	118,55	106,35	9,71	233,64	-41,16	170,21
312,312,132,132									
V1-max - Summenströme der Teilstücke									
312,312,132,132	228,94	169,36	112,12	118,12	106,64	9,78	234,15	-41,43	170,46
123,132,312,321	146,64	-11,36	106,28	-44,20	107,89	172,24	143,97	140,66	126,19
Kombinierte Verdrillungsberechnung - minimales Ergebnis									
321,231,231,213	6,67	-36,55	10,32	169,78	11,65	167,38	12,24	-34,75	10,22
213,231,231,321									

Tabelle 6.3 Ergebnisse der zweifachen Optimierung, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

Auch wenn der erste Leitungsabschnitt ungünstig (im Falle der einfachen Optimierung mit V1-max) belegt ist, ist es möglich, die Werte für die Summenströme deutlich abzusenken. Da beide Verdrillungsabschnitte gleich lang sind, kann die entstandene Unsymmetrie aus der ersten Leitungshälfte entlang der zweiten Hälfte ausgeglichen werden. Bei Betrachtung der Summenstromwinkel der Teilstücke (grau dargestellt für System 1 in Tabelle 6.3) ist erkennbar, dass sich die Summenströme in den Systemen um ca. 180° phasenverschoben ausprägen, und somit teilweise aufheben. Als schlechtestes Szenario bleiben die Summenströme der Variante V1-max bestehen. In diesem Fall wird die im ersten Abschnitt bestehende Seilbelegung im zweiten Abschnitt fortgesetzt.

Bei der kombinierten Verdrillungsberechnung für beide Abschnitte hingegen können die Summenströme weiter optimiert werden. Die berechnete Variante stellt die beste Variante aller möglichen Varianten für diese Konfiguration mit zwei Abschnitten dar.

Werden die Mittelwerte der Ströme für jede berechnete Variante in Bereiche von 10 A aufgetragen (Abbildung 6.11), ergibt sich eine Häufigkeitsverteilung der Summenstromwerte. Dabei werden für jeden Wertebereich die Anzahl der Varianten angegeben, welche Summenströme in diesem Wertebereich liefern. Die Anzahl der Varianten je Wertebereich werden danach auf die Gesamtanzahl der möglichen Verdrillungskombinationen bezogen.

Es ergibt sich eine glockenkurvenähnliche Verteilung. Der Großteil der möglichen Varianten ermöglicht Stromwerte mit mittelmäßigen Ergebnissen, einige wenige Varianten dagegen ergeben sehr kleine bzw. sehr große Summenströme. Aus diesem Grund ist eine Analyse der Verdrillungsvarianten empfehlenswert um nicht (durch ungeeignete Verdrillung) zu große Werte für die Summenströme zu erhalten. Ein Vergleich der Ergebnisse der einfachen Optimierung (Var 1) und der zweifachen Optimierung mit Belegung des ersten Abschnitts mit V1-max (Var 2) zeigt, dass beide ähnliche Ergebnisse liefern. Bei der zweifachen Optimierung mit V1-min im ersten Abschnitt (Var 3) dagegen ist der Mittelwert der Kurve etwa halb so groß. Nahezu 95% der Ergebnisse der Summenstromberechnung liegen in diesem Fall unter 70 A (bei der einfachen Optimierung nur ca. 30%). Der Mittelwert der kombinierten Verdrillungsberechnung für beide Abschnitte liegt zwischen der Berechnungsvariante V1-min und V1-max. Die Kurve zeigt, dass eine zweifache Optimierung bessere Werte liefert, als die einfache Optimierung. Die bestmögliche Kombination führt zu Summenströmen deren Mittelwert bei ca. 10 A liegt (bestes Ergebnis der kombinierten Verdrillungsberechnung, Var 4 - violett dargestellt in Abbildung 6.11). Die Variante der zweifachen Optimierung (Var 3) liefert ähnlich gute Ergebnisse wie die kombinierte Verdrillungsberechnung. Somit ist die abschnittsweise Berechnung ausreichend für die Optimierung der Verhältnisse entlang der Leitung, da diese um ein Vielfaches weniger Zeit in Anspruch nimmt als die kombinierte Verdrillungsberechnung.

Wie in Abbildung 6.12 ersichtlich ist, ist für eine abschnittsweise Optimierung immer vom längsten Verdrillungsabschnitt auszugehen, da der längste Abschnitt entlang der Leitungslänge auch die größten Einflüsse auf die Summenströme hat.

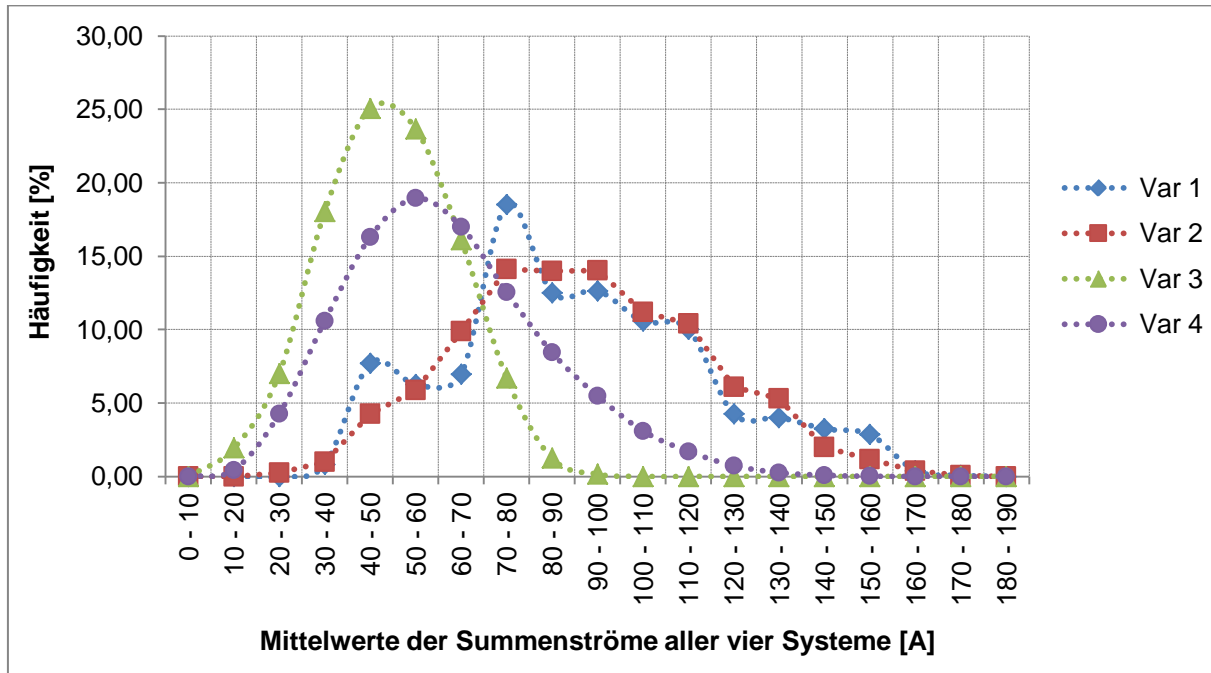


Abbildung 6.11 Häufigkeitsverteilung der Summenströme verschiedener Berechnungsvarianten in Bereiche von 10 A eingeteilt, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

Var 1... Einfache Optimierung

Var 2... Zweifache Optimierung ausgehend von Variante V1-max

Var 3... Zweifache Optimierung ausgehend von Variante V1-min

Var 4... Kombinierte Verdrillungsberechnung

Für die abschnittsweise Berechnung der Verdrillung wird zuerst eine einfache Optimierung der Seilbelegung des gesamten Leitungszuges durchgeführt. Der längste Abschnitt der Leitung wird mit der optimalen Seilbelegung der einfachen Optimierung versehen und für jeden weiteren Abschnitt eine neue Optimierung durchgeführt. Dies wird solange wiederholt, bis alle vorhandenen Verdrillungsabschnitte mit einer optimalen Seilbelegung versehen sind. Es wird somit iterativ die Lösung für die gesamte Leitung gefunden.

6.3.3 Dreifache Optimierung

Ausgehend vom besten Ergebnis der zweifachen Optimierung wird die Leitung durch das Einfügen eines weiteren Verdrillungsmastes in drei Teilstücke gegliedert und ein weiterer Iterationsschritt durchgeführt. Dafür werden der längste Abschnitt mit dem optimalen Ergebnis der einfachen Optimierung und der zweitlängste Abschnitt mit dem optimalen Ergebnis der zweifachen Optimierung belegt. Für das verbleibende Leitungsstück wird ausgehend davon eine dritte Optimierung durchgeführt.

Seilbelegung	System 1		System 2		System 3		System 4		Mittelwert d. Beträge [A]
	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	
Iterative Berechnung Schritt 3									
312,231,231,312	11,75	142,20	8,47	-41,14	7,03	-46,15	6,46	133,87	8,43
123,231,231,123									
312,321,321,312									
Kombinierte Verdrillungsberechnung - minimales Ergebnis									
312,231,231,312	2,36	149,94	0,44	-64,00	0,51	147,57	2,50	-25,18	1,45
231,123,123,231									
123,312,312,123									

Tabelle 6.4 Ergebnisse der dreifachen Verdrillungsberechnung, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

Durch den dritten Iterationsschritt können nur mehr geringfügig bessere Werte erreicht werden. Die Summenströme können durch diese Annäherungsmethode zwar nicht ganz ausgeglichen, aber auf akzeptable Werte reduziert werden (siehe Tabelle 6.4 oben). Im zweiten Iterationsschritt wird versucht, die im ersten Abschnitt entstandenen Summenströme durch 180° phasenverschobene Ströme auszugleichen. Dies ist jedoch nicht möglich, da dazu keine Verdrillungsvariante existiert, welche die passenden Winkel und Beträge auszugleichen vermag. Eine kombinierte Verdrillungsoptimierung für die drei vorhandenen Abschnitte ermöglicht jedoch noch bessere Ergebnisse. In dieser Variante sind die Summenströme der Teilstücke für jedes System um ca. 120° phasenverschoben. Da diese auch betragsmäßig ähnliche Werte liefern, werden die Summenströme entlang der gesamten Leitungslänge sehr gut ausgeglichen. Hierfür muss die Leitungslänge jedoch immer in drei Teile (oder Vielfache davon) geteilt werden und die Verdrillung anhand dieser Abschnitte optimiert werden. Das Ergebnis dieser Optimierung ist eine Reduktion der Summenströme auf Werte unter 3 A (siehe Tabelle 6.4 unten). Durch das Einbringen von zwei Verdrillmasten (zweifache Verdrillung) ist die Leitungslänge laut [6] vollständig verdrillt. Jeder Leiter eines Systems hat einmal alle Positionen innerhalb des Systems durchlaufen.

Bei dieser Berechnung muss berücksichtigt werden, dass die optimale Variante zur Reduktion der Summenströme einen Idealfall darstellen. Unter realen Gegebenheiten müssen weitere Einflüsse wie unterschiedliche Masthöhen bzw. Mastformen, unterschiedliche Mast- bzw. Erdwiderstände und Umwelteinflüsse berücksichtigt werden.

Deshalb ist für bestehende Leitungszüge immer eine genaue Analyse unter Einbeziehung aller örtlichen Gegebenheiten notwendig.

Zur Erläuterung des Einflusses der Länge eines Verdrillungsabschnittes wird die beste Konfiguration der kombinierten Verdrillungsberechnung zweier Leitungsabschnitte herangezogen. Die gesamte Leitungslänge wird zuerst mit Variante 1 (321, 231, 231, 213) belegt. Das letzte Spannungsfeld vor dem Umspannwerk 2 wird mit Variante 2 (213, 231, 231, 321) belegt (siehe Abbildung 6.12, links im Diagramm). Im Weiteren wird nach jedem Berechnungsschritt jeweils ein zusätzliches Spannungsfeld in Richtung UW 1 mit Variante 2 belegt, bis die gesamte Leitungslänge in Variante 2 ausgeführt ist (siehe Abbildung 6.12, rechts im Diagramm).

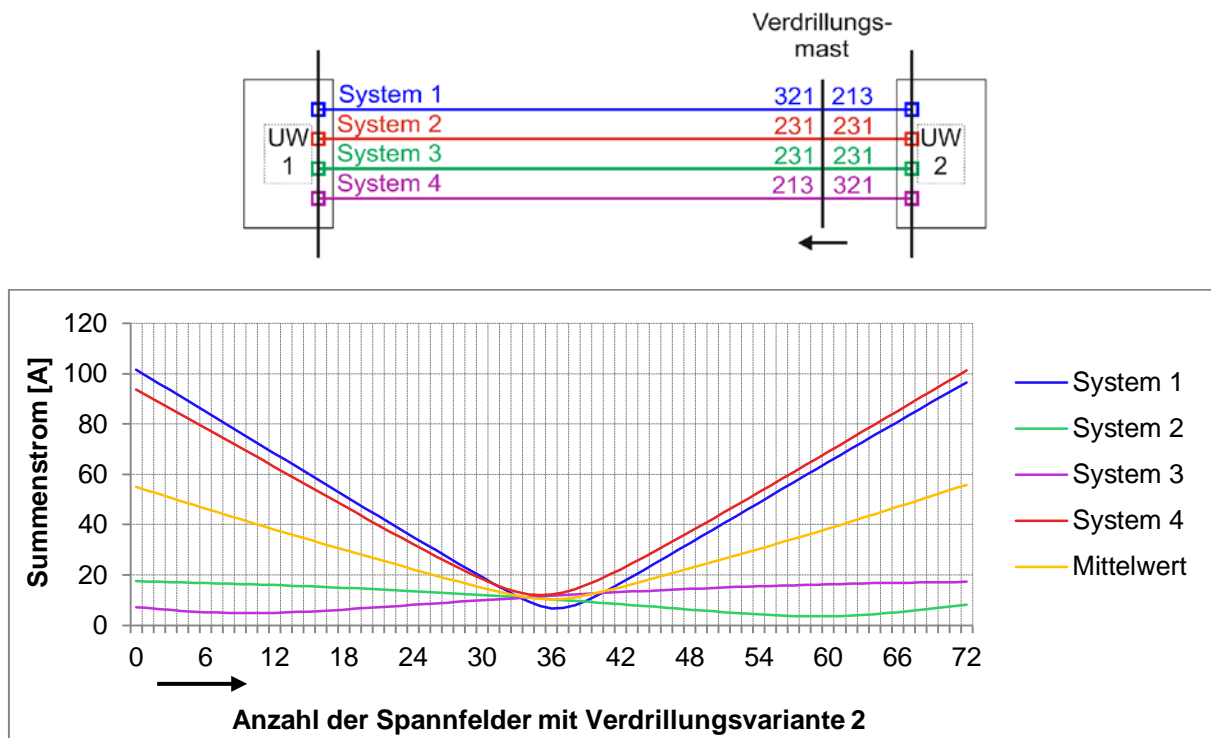


Abbildung 6.12 Abhängigkeit der Summenströme von der Länge der Verdrillungsabschnitte für die Berechnung mit zweifacher Optimierung, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

Abbildung 6.12 zeigt, je kürzer der zweite Verdrillungsabschnitt ist, umso geringer ist auch dessen Einfluss auf die Summenströme. Solange nur wenige Spannungsfelder mit Variante 2 belegt sind, werden die Summenströme durch Variante 1 bestimmt (höchster Summenstrom in System 1, niedrigster Summenstrom in System 3). Werden noch mehr Abschnitte mit Variante 2 belegt, ist diese Variante ausschlaggebend für die Summenströme (mit dem höchsten Summenstrom in System 4 bzw. dem niedrigsten Summenstromwert in System 2). Die orange Kurve stellt den Mittelwert der Summenströme dar. Dieser stellt das Auswahlkriterium der Verdrillungsberechnung dar und ist am kleinsten, wenn beide Verdrillungsabschnitte die gleiche Länge aufweisen.

6.4 Einfluss des Mastbilds auf die Summenströme

In diesem Abschnitt wird der Einfluss des Mastbilds auf die Summenströme untersucht und die Auswirkungen auf die Summenströme diskutiert.

6.4.1 Vergleich verschiedener Mastbilder

Der erste Teil dieses Abschnitts befasst sich mit dem Vergleich typischer Mastformen für zwei Systeme. Dabei werden die Mastbilder Donaumast, Tonnenmast und Einebenenmast herangezogen. Für die Abstände der Leiter werden Mindestabstände von 5,5 m zu den anderen Leitern und zur Mastgeometrie eingehalten und eine Isolatorlänge von 5 m festgelegt. Die verwendeten Mastbilder in der Reihenfolge Donaumast (links), Tonnenmast (mittig) und Einebenenmast (rechts) mit den berechneten Ergebnissen der Verdrehungsauswertung sind in Abbildung 6.13 und Tabelle 6.5 dargestellt. Zusätzlich können Seilbelegungsbeispiele der verwendeten Mastbilder Anhang 9.3 entnommen werden.

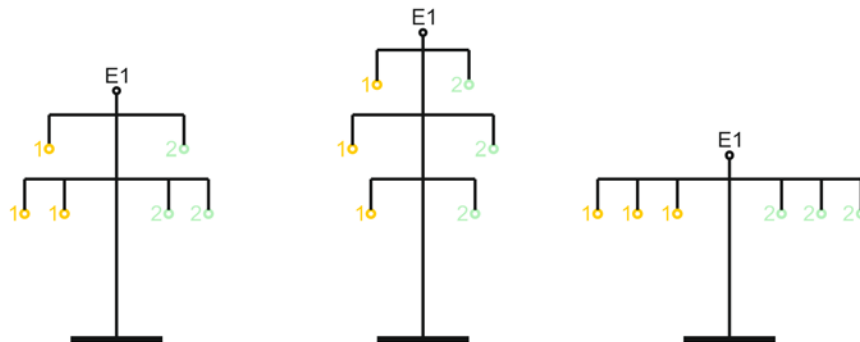


Abbildung 6.13 Darstellung der verwendeten Mastformen. Links: Donaumast, mittig: Tonnenmast, rechts: Einebenenmast

Mastbild	Minimal		Maximal	
	Summenstrom [A]	Belegung	Summenstrom [A]	Belegung
Donaumast	2,24	231,132	94,72	123,213
	2,41		94,93	
Tonnenmast	2,74	123,123	122,91	213,123
	2,74		122,66	
Einebenenmast	1,19	123,123	142,49	123,132
	1,19		142,69	

Tabelle 6.5 Berechnete Ergebnisse der Berechnung für die gewählten Mastformen, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 2000 A

Ein Vergleich der drei Mastformen zeigt, dass sich mit einer günstigen Mastbelegung bei allen drei Mastformen nur geringe Unsymmetrieströme ausbilden. Ein Vergleich der maximalen Ergebnisse der Berechnung macht ersichtlich, dass beim Donaumast die geringsten Summenströme auftreten. Dies ist auf die „kompakte“ Form der aufgelegten Systeme (alle Leiter eines Systems haben nahezu denselben Abstand zueinander) zurückzuführen. Die Maximalwerte des Tonnenmastbilds liegen ca. 30% höher, die des Einebenenmasts ca. 50% höher als beim Donaumast.

6.4.2 Änderung des Abstands zweier Tonnenmaste

Auch wenn ein Mastbild für sich betrachtet optimal belegt ist, kann diese Symmetrie durch die äußere Einwirkung von anderen stromführenden Leitungen gestört werden. Für die gegenseitige Beeinflussung mehrerer Systeme werden zwei Tonnenmastbilder mit je zwei aufgelegten Systemen über eine längere Strecke als parallel verlaufend betrachtet. Dabei wird der Abstand der Maste über die Streckenlänge immer weiter erhöht und die Auswirkung auf die Summenströme betrachtet. Die ausgeführten Varianten sind:

- Mastbild 1: 231, 231
- Mastbild 2: 312, 312

Die aktuelle Konfiguration ist in Abbildung 6.14 dargestellt. Der Abstand von Mast 2 zu Mast 1 wird, ausgehend von einem Abstand von 35 m, in Schritten von 5 m bis zu einer Entfernung von 200 m erhöht.

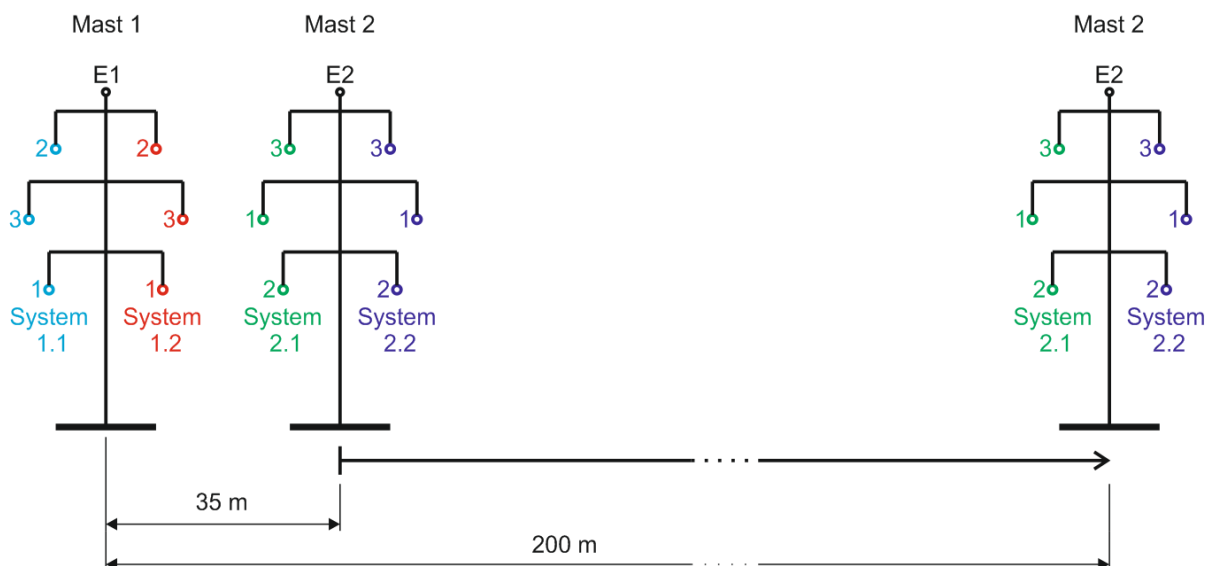


Abbildung 6.14 Ändern des Abstands der Parallelführung zweier Masten mit jeweils zwei Systemen belegt

Abbildung 6.15 zeigt die Ergebnisse der Berechnung. Beginnend bei einem Abstand von 35 m ergeben sich die höchsten Summenströme. Je weiter sich beide Maste voneinander entfernen, umso geringer wird der gegenseitige Störeinfluss bis dieser nahezu Null wird und die Summenströme sich den Werten der für sich betrachteten Mastbilder annähern (vgl. Tabelle 6.5).

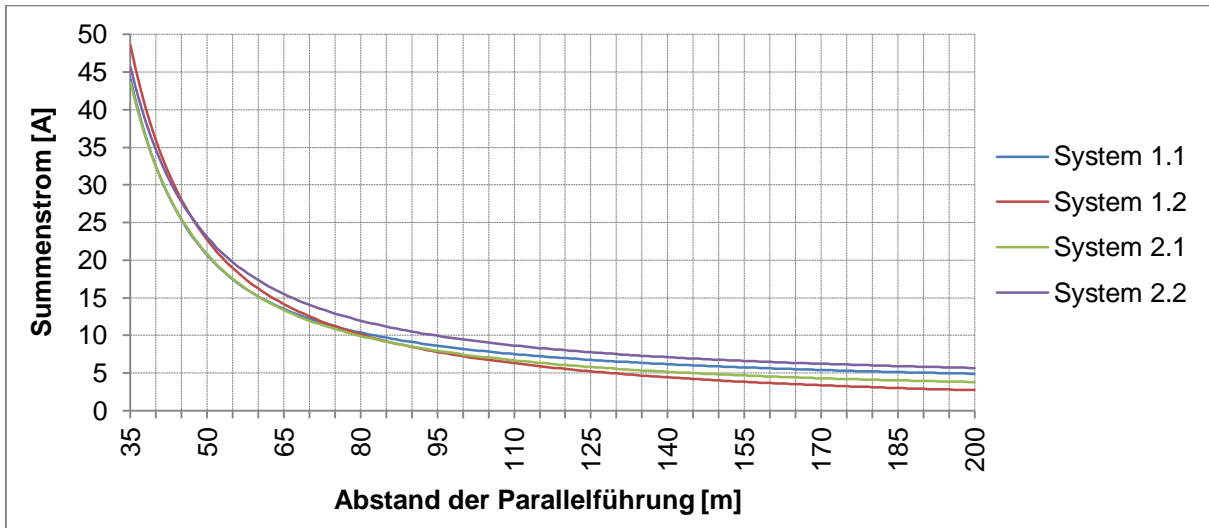


Abbildung 6.15 Verlauf der Summenströme bei Änderung des Abstands der Parallelführung von vier Systemen (je zwei Systeme auf einem Mast mit Tonnenmastbild) , Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 2000 A

Ein Vergleich der verwendeten Berechnungsmodelle nach Carson und Pollaczek mit einem anderen Lösungsansatz, nämlich der ITU-T Complex Image Formula nach Dubanton [24], liefert ähnliche Ergebnisse für diese Berechnungen. Die „Complex Image“ - Methode beruht auf der Annahme einer ideal stromleitenden Ebene unter der Erdoberfläche. Diese befindet sich im Abstand der komplexen Eindringtiefe für eben Wellen im homogenen Erdreich [25]. In Abbildung 6.16 sind die prozentualen Abweichungen der beiden Berechnungsmethoden dargestellt. Die Formeln nach Carson ergeben bis zu einem Abstand der beiden Masten von ca. 70 m etwas höhere, darunter etwas niedrigere Werte. Im betrachteten Bereich bis zu einem Abstand von 200 m bleiben die Abweichungen immer unter 6 %.

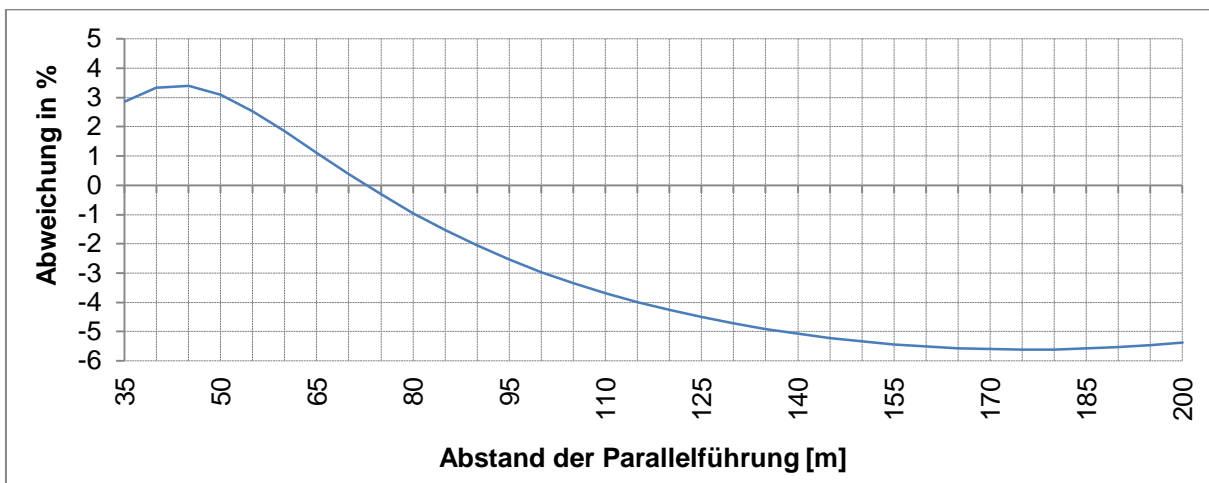


Abbildung 6.16 Vergleich der Formelsysteme nach Carson und Pollaczek mit ITU-T Complex Image Formula (prozentuale Abweichung) für einen spezifischen Erdwiderstand von $\rho = 25 \Omega\cdot\text{m}$ und einer Frequenz von $f = 50 \text{ Hz}$, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 2000 A

6.4.3 Einfluss der Systemaufteilung am Mast

Als weiteres Kriterium wird der Einfluss der Systembelegung an einem Mast mit vier Systemen untersucht. Dazu werden einerseits die Systeme gleichmäßig auf die drei Mastebenen bzw. auf zwei Ebenen verteilt (siehe Abbildung 6.17). Bei der Verteilung auf nur zwei Ebenen werden zwei Systeme (oben bzw. unten) donauförmig aufgelegt und die anderen beiden Systeme an den restlichen Plätzen verteilt. Für die gegebenen Möglichkeiten werden die maximalen und minimalen Summenströme sowie die Verteilung der Belegungsvarianten angegeben.

- Variante 1: gleichmäßige, tonnenförmige Verteilung aller Systeme
- Variante 2: obere Systeme donauförmig verteilt
- Variante 3: untere Systeme donauförmig verteilt

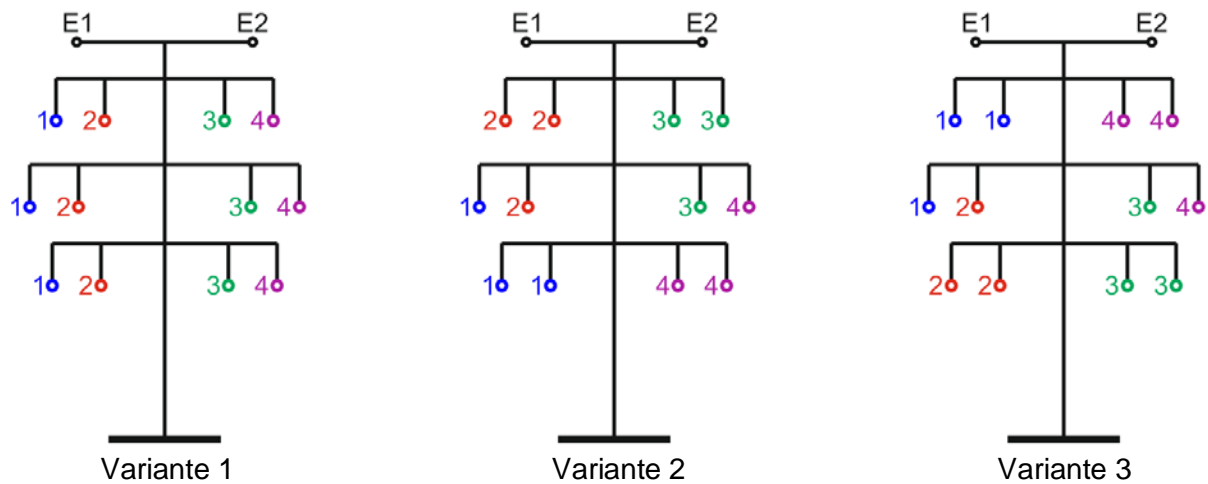


Abbildung 6.17 Darstellung der drei möglichen Mastbelegungen für einen Tonnenmast mit vier aufgelegten Systemen

Als Belastungssituation fließen wie gehabt 4000 A von UW 1 nach UW 2.

Verdrillung	System 1		System 2		System 3		System 4		Mittelwert d. Beträge [A]
	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	Betrag [A]	Winkel [°]	
Variante 1 - minimales und maximales Ergebnis									
312,231,231,312	42,36	-146,06	39,92	37,49	38,76	40,09	39,59	-137,81	40,16
321,321,231,231	231,09	78,96	104,45	130,32	112,36	-121,45	223,74	-70,02	167,91
Variante 2 - minimales und maximales Ergebnis									
123,312,213,321	52,16	-161,87	45,16	25,71	49,14	18,96	47,40	-155,30	48,46
123,321,123,231	421,43	44,05	343,57	-153,28	366,64	-146,04	320,05	13,01	362,92
Variante 3 - minimales und maximales Ergebnis									
321,132,231,123	28,55	-138,53	25,73	51,27	28,57	36,23	26,77	-122,77	27,41
123,321,123,231	410,06	40,25	344,75	-158,53	369,43	-148,97	325,12	9,50	362,34

Tabelle 6.6 Berechnete Ergebnisse der Verdrillungsauswertung für einen Tonnenmast mit vier aufgelegten Systemen, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

Ein Vergleich der optimalen Ergebnisse der drei Varianten (für den Fall der einfachen Optimierung, dargestellt in Tabelle 6.6) lässt den Schluss zu, dass eine Belegung der Systeme nach Variante 3 die beste Wahl ist. Die Auswertung der maximalen Ergebnisse für die drei Varianten zeigt, dass eine ungünstige Wahl der Seilbelegung in den Fällen der Systembelegung nach Variante 2 und Variante 3 zu fast doppelt so hohen Summenströmen führen kann als bei der Belegung nach Variante 1. Die Häufigkeitsverteilung der Ergebnisse aller Berechnungsvarianten (Abbildung 6.18) zeigt, dass bei der Auflegung der Systeme nach Variante 1 ca. 66% der Belegungsvarianten Summenströme (Mittelwerte der vier aufgelegten Systeme) unter 100 A ergeben, bei den anderen beiden Möglichkeiten jedoch weniger als 4%. Auch in diesem Fall wird deutlich, dass eine ungeeignete Wahl der Seilbelegung den Betrieb von Hochspannungsleitungen stark beeinträchtigen kann und deshalb auf eine genaue Analyse der Leiterseilbelegung großer Wert gelegt werden sollte.

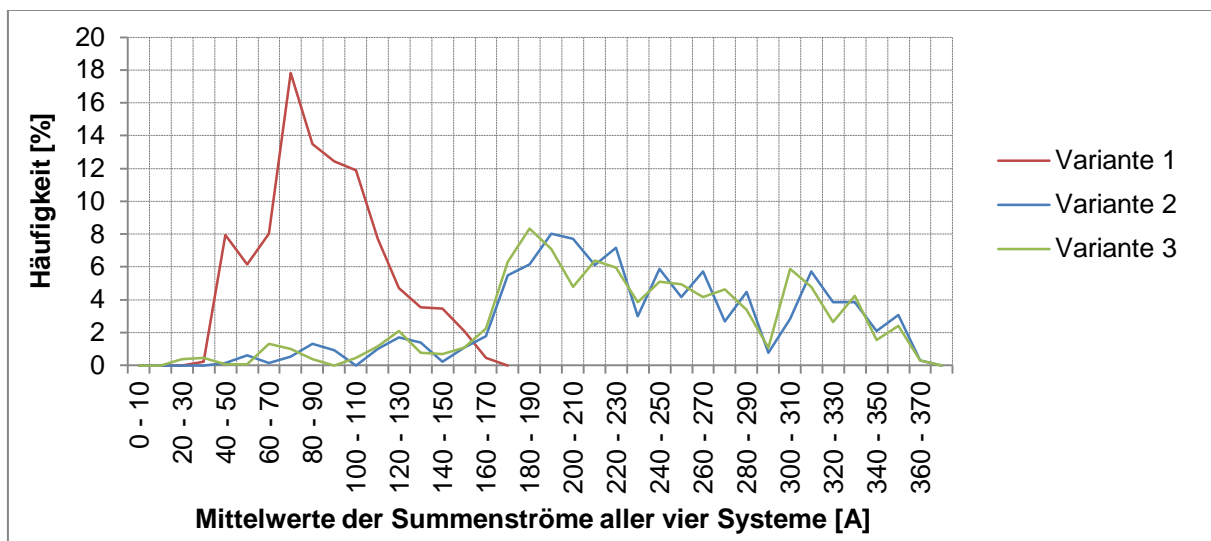


Abbildung 6.18 Häufigkeitsverteilung der Summenströme der drei Belegungsvarianten in Bereiche von 10 A eingeteilt, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

6.5 Einfluss der Stromhöhe auf die Summenströme

Werden die Ströme in den Leiterseilen verändert, ergeben sich unterschiedliche hohe Summenströme. Wird für die Konfiguration mit vier Systemen und zwei Umspannwerken die Stromhöhe von 0 A bis 6000 verändert. Die Einspeisung des Stromes erfolgt in die Sammelschiene des Umspannwerks 1. Dieser teilt sich auf die vier Systeme auf (somit fließen im Falle der Einspeisung von 6000 A je Leiter ca. 1500 A) und wird am Umspannwerk 2 wieder ausgekoppelt.

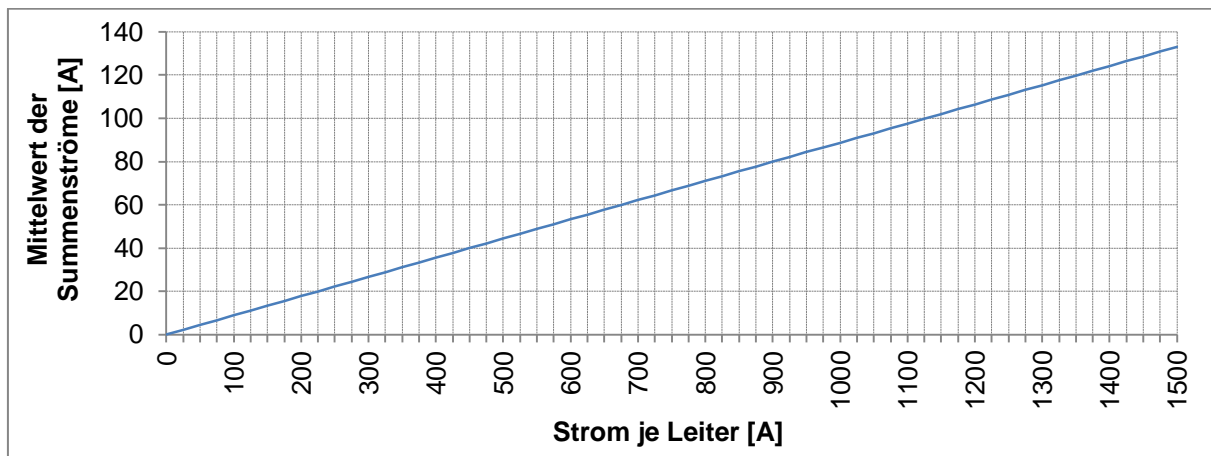


Abbildung 6.19 Abhängigkeit der Summenströme von den Strömen in den Leiterseilen

Die Summenströme stehen, wie Abbildung 6.19 zeigt, in linearem Zusammenhang zu den Strömen in den Leiterseilen. Dies gilt nur für die einfache Konfiguration, in der die vier Systeme am Mast über die gesamte Länge gleich verteilt und an der Sammelschiene eingebunden sind (siehe Abbildung 6.1).

Wird dagegen eine Situation betrachtet, wie sie in Abbildung 6.27 und Abbildung 6.29 gegeben ist, werden die Verhältnisse der eingespeisten Ströme zu den Summenströmen komplexer, da die Ströme sich unterschiedlich auf die verschiedenen Systeme am Mast aufteilen. Eine derartige Konfiguration wird in Kapitel 6.8 ausführlicher betrachtet.

6.6 Einfluss der Einbindung von weiteren Systemen in die bestehende Konfiguration

Für diese Untersuchung wird erstmals die erweiterte Konfiguration aus Abbildung 6.2 herangezogen. Ausgehend von Abbildung 6.1 mit zwei Umspannwerken werden schrittweise die weiteren Systeme (in der Reihenfolge: System 1.1, 1.2 - 1. Schritt, 4.1, 4.2 - 2. Schritt, 3.1 + 3.2, 3.3, 3.4 - 3. Schritt) eingebunden. Dabei gelten folgende Konfigurationen (alle Leiter eines Systems mit 0° , -120° und 120° Phasenverschiebung):

- Ausgangszustand: Systeme 2.x: 500 A je Leiter mit Stromfluss von UW2 nach UW3
- Einbindung Systeme 1.x: 500 A je Leiter mit Stromfluss von UW1 nach UW2
- Einbindung Systeme 4.x: 250 A je Leiter mit Stromfluss von UW5 nach UW3

Für die bisher betrachteten Ausbauzustände wird der gesamte Strom im UW3 ausgekoppelt. Bei der Einbindung der Systeme 3.1 bis 3.4 werden im UW3 1000 A ausgekoppelt. Der verbleibende Strom von 2500 A (625 A je System) fließt von UW3 nach UW4 und wird erst dort ausgekoppelt.

- Einbindung Systeme 3.x: 625 A je Leiter mit Stromfluss von UW3 nach UW4

Es wird in diesem Fall ein stufenweiser Ausbau eines Hochspannungsnetzes mit dem Einfluss der Einbindung mehrerer Systeme in die bestehende Konfiguration simuliert. Als Ausgangszustand wird das bereits in Kapitel 6.4 betrachtete Mastbild (Variante 2 in Tabelle 6.6) mit Verdrillung 123, 123, 123, 123 gewählt.

Die Ausbauparvariante ist in Abbildung 6.20 dargestellt und die berechneten Ergebnisse des schrittweisen Ausbaus in Tabelle 6.7 zusammengefasst. Eine Auswertung in grafischer Form kann Anhang 9.4 entnommen werden. Die Lastflussrichtung ist mit roten Pfeilen gekennzeichnet.

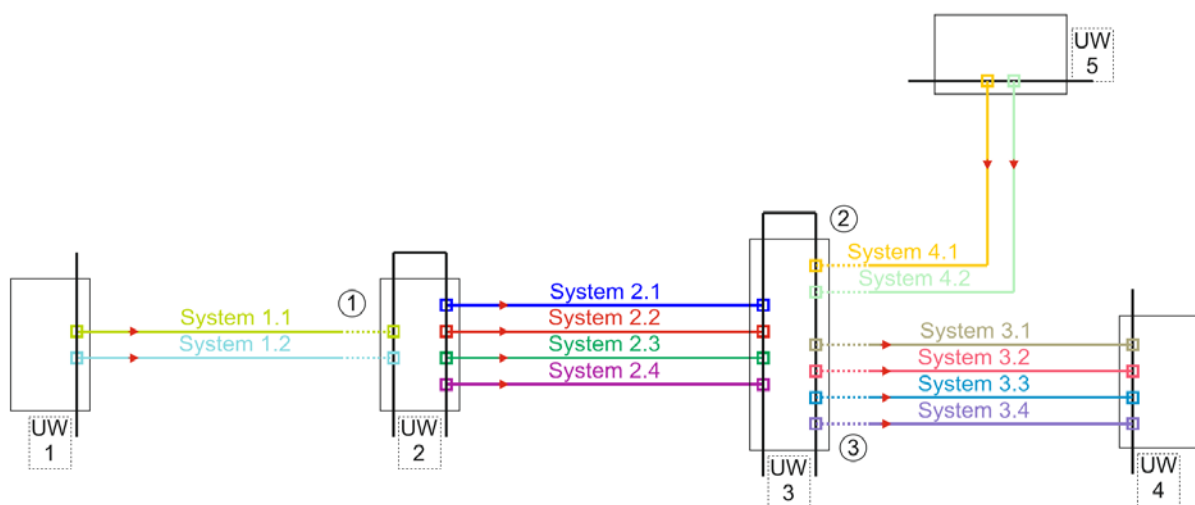


Abbildung 6.20 Veranschaulichung der Einbindung der weiteren Systeme

	4 Syst., 2 UW	+Syst. 1.1	+Syst. 1.2	+Syst. 4.1	+Syst. 4.2	+Syst. 3.1+3.2	+Syst. 3.3	+Syst. 3.4
System 1.1	-	2,43	44,49	47,11	45,13	43,71	43,75	43,66
System 1.2	-	-	44,54	43,43	45,48	43,83	44,42	44,73
System 2.1	173,60	216,26	259,56	261,92	261,18	256,93	258,71	259,22
System 2.2	214,66	267,13	320,36	325,06	324,78	314,88	315,71	316,28
System 2.3	214,87	267,36	320,82	322,42	325,42	315,56	316,78	317,61
System 2.4	171,01	213,01	255,65	257,52	257,28	253,01	254,88	255,46
System 3.1	-	-	-	-	-	110,67	238,62	204,99
System 3.2	-	-	-	-	-	111,38	102,10	245,56
System 3.3	-	-	-	-	-	-	358,30	252,33
System 3.4	-	-	-	-	-	-	-	214,83
System 4.1	-	-	-	8,85	37,65	35,37	35,96	36,29
System 4.2	-	-	-	-	38,11	35,99	36,24	36,30

Tabelle 6.7 Auswertung der auftretenden Summenströme. Alle angegebenen Werte der Summenströme in [A]

Werden die beiden Systeme 1.1 und 1.2 der Reihe nach eingebunden, erhöhen sich die Summenströme in den Systemen 2.x, da mit der Einbindung der beiden Systeme mehr Strom eingespeist wird und dieser sich gleichförmig auf die Systeme 2.x aufteilt. Solange nur ein System (1.1) eingebunden ist, ist der Summenstrom im neu hinzugekommenen System gering. Wird dagegen ein weiteres System (1.2) eingebunden, entsteht eine Kopplung der beiden Systeme, welche einen starken Einfluss auf die Summenströme hat. Für die Einbindung der Systeme 4.1 und 4.2 werden ähnliche Ergebnisse betrachtet, genauso wie bei der weiteren Einbindung der Systeme 3.1 und 3.2. Die Systeme sind allesamt in der gleichen Variante verdrillt, somit kann ein Großteil der erhöhten Summenströme auf die erhöhten Ströme in den Leiterseilen zurückgeführt werden.

Die weitere Einbindung der Systeme 3.3 und 3.4 verändern die Situation der Summenströme in den Systemen 3.1 und 3.2 erheblich (diese Variante entspricht dem vollständigen Ausbau mit allen Systemen eingebunden; in der Tabelle braun markiert). Durch die Einbindung des Systems 3.3 wird eine Unsymmetrie der bereits aufgelegten Systeme 3.1 und 3.2 hervorgerufen. Für die Masthälfte, an der das System 3.2 aufgelegt ist, wird der Summenstrom geringfügig niedriger. An der anderen Masthälfte, an der Systeme 3.1 und 3.3 aufgelegt sind, ergeben sich aufgrund der Unsymmetrie wesentlich höhere Summenströme. Die weitere Auflegung des Systems 3.4 ergibt eine symmetrische Aufteilung der Summenströme. Diese sind jedoch trotz des niedrigeren Stromflusses in den Leiterseilen (625 A anstatt 1250 A beim Ausbau mit zwei Systemen bzw. 833 A beim Ausbau mit drei Systemen) deutlich höher als bei der Belegung mit zwei Systemen.

Zur Veranschaulichung der Wirkung einer Verdrillungsoptimierung zur Reduktion der Summenströme, werden alle Systeme dieser Verbesserung unterzogen. Da sich in den Systemen 2.x und 3.x vergleichsweise hohe Summenströme ergeben, ist für diese Systeme eine Optimierung besonders empfehlenswert. Die betroffenen Abschnitte werden über die gesamte Länge einer einfachen Optimierung unterzogen und zum Vergleich auch in dreifacher Optimierung mit zwei Verdrillungsmasten ausgeführt. Die Ergebnisse sind Abbildung 6.21 zu entnehmen. Durch die einfache Optimierung aller Abschnitte können die Summenströme im Vergleich zur ursprünglichen Variante (Tabelle 6.7, braun markierte Spalte) bereits erheblich reduziert werden. Durch eine dreifache Optimierung aller Abschnitte können die Ergebnisse noch weiter verbessert werden. Besonders bei den viersystemigen Verbindungen zwischen UW 2 und UW 3 bzw. UW 3 und UW 4 können diese Maßnahmen erhebliche Vorteile bewirken.

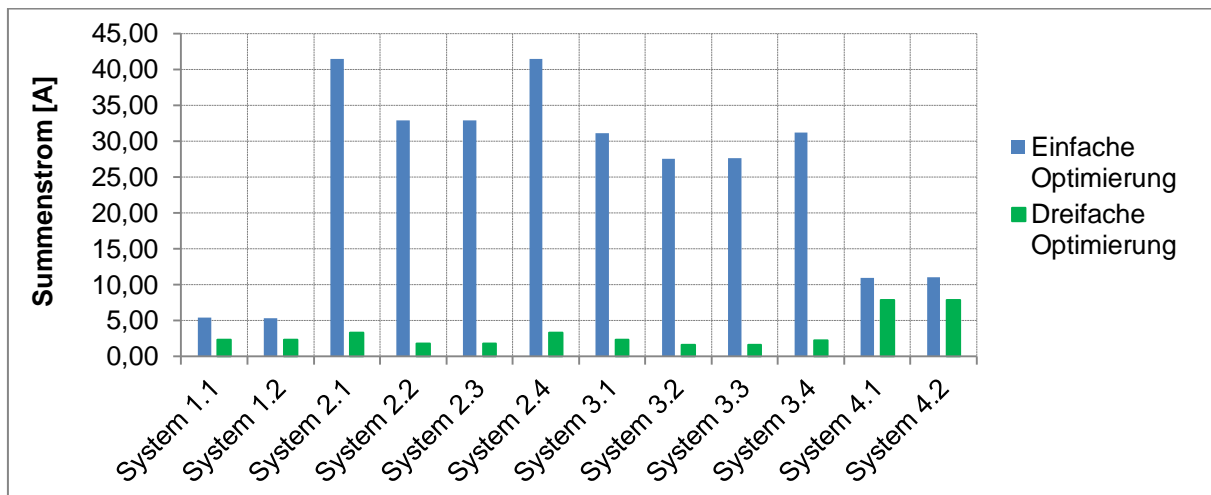


Abbildung 6.21 Berechnete Summenströme für den vollständigen Systemausbau mit einfacher und dreifacher Optimierung aller Abschnitte

6.7 Einfluss von geerdeten Systemen auf die Summenströme

Müssen an einem System der Hochspannungsleitung Wartungsarbeiten durchgeführt werden, werden die Leiterseile durch Leistungsschalter von der Sammelschiene getrennt und mit der Erdungsanlage des Umspannwerks verbunden (als Beispiel siehe Abbildung 6.22 mit System 2.1 in geerdetem Zustand).

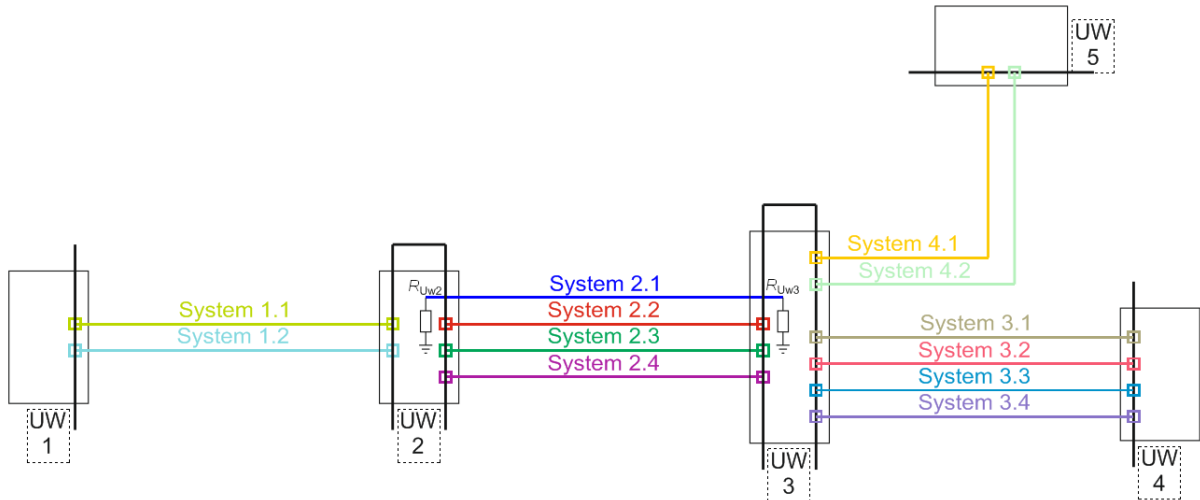


Abbildung 6.22 Darstellung der Erdung von Systemen. System 2.1 wird von der Sammelschiene getrennt und mit der Erdungsanlage der Umspannwerke 2 und 3 verbunden

Das geerdete System wirkt in diesem Fall ähnlich einem Erdseil. Durch das Erden eines Systems entsteht im Mastbild eine Unsymmetrie, die sich direkt auf die Summenströme auswirkt. Die Auswirkung der Erdung unterschiedlicher Systeme an einem bestehenden Testsystem mit vordefinierter Verdrillung soll in diesem Kapitel untersucht werden. Dazu werden in den Konfigurationen aus Kapitel 6.6 (die ursprüngliche Variante, einfach optimiert und dreifach optimiert) der Reihe nach einzelne Systeme geerdet und die Auswirkung auf die Summenströme betrachtet.

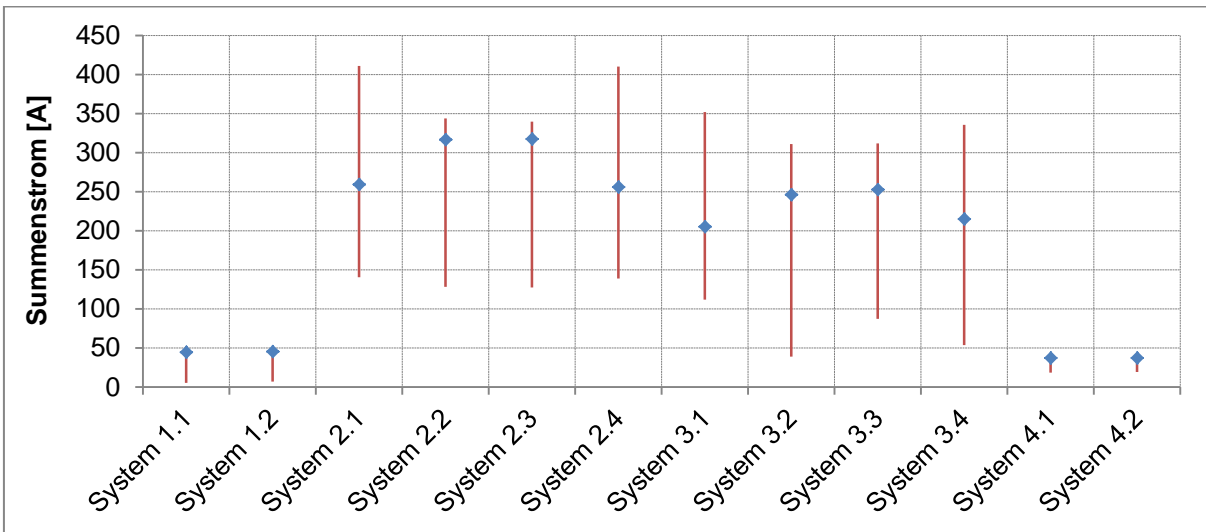


Abbildung 6.23 Darstellung der Schwankungsbreite der Summenströme beim Erden von einzelnen Systemen für die ursprüngliche Konfiguration

In Abbildung 6.23 sind die ursprünglichen Werte der Summenströme als blauer Punkt gekennzeichnet. Der Bereich, in dem sich die Summenströme durch das Erden anderer Systeme ändern, ist durch eine rote Linie dargestellt. Abhängig davon, welches System geerdet wird, können sich die Summenströme in den anderen Systemen erhöhen oder senken. Bei der vorliegenden Konfiguration entstehen durch die Unsymmetrie im schlechtesten Fall Summenströme mit einem Wert größer als 400 A in System 2.1 bzw. 2.4 (siehe auch Abbildung 6.24 mit System 2.1 in geerdetem Zustand). Obwohl das System 2.1 geerdet ist, fließen in den Leiterseilen über 200 A. Der Summenstrom in System 2.2 verringert sich zwar, jedoch steigt er in System 2.4 an. Die Summenströme unterliegen außerdem einer großen Schwankungsbreite (bis zu 250 A), was eine zuverlässige Erkennung von Fehlern erschwert und somit eine Gefahr für den sicheren Betrieb der Anlage darstellt. Das Erden von Systemen hat, solange alle weiteren Systeme in den Umspannwerken mit der Sammelschiene verbunden sind, kaum Auswirkungen auf die anderen vorhandenen Systeme. Im vorliegenden Beispiel folgt daraus, dass eine Erdung von System 2.1 zwar starke Auswirkungen auf die Systeme 2.2 bis 2.4 hat, alle anderen Systeme jedoch nahezu unbeeinflusst bleiben. Werden einzelne Systeme nicht an der Sammelschiene, sondern direkt mit anderen Systemen verbunden, entstehen komplexere Verhältnisse, welche in Kapitel 6.8 untersucht werden.

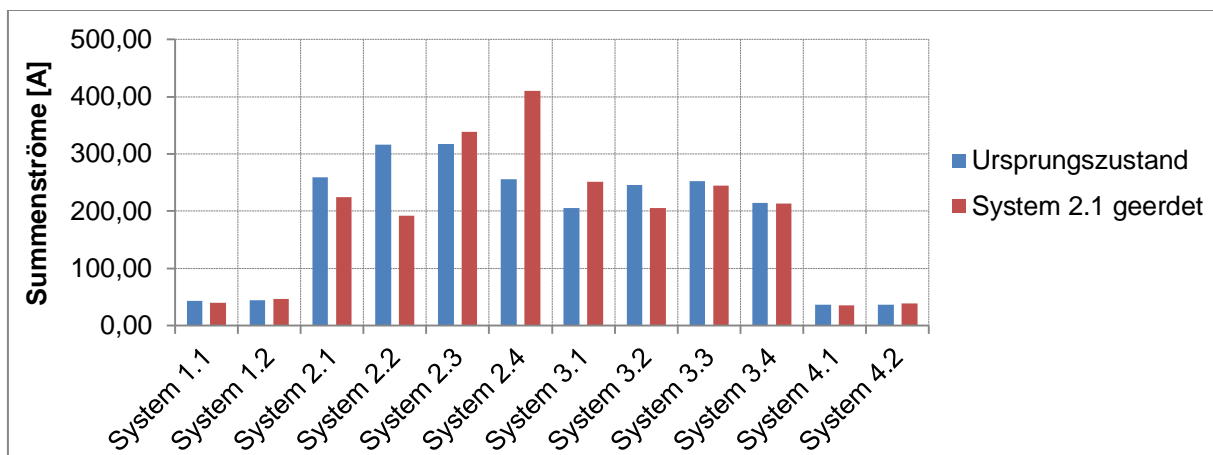


Abbildung 6.24 Übersicht über die Auswirkung der Erdung von System 2.1

Für Vergleichszwecke (zum Erden einzelner Systeme der ursprünglichen Variante) werden die Systeme der einfachen Optimierung nach und nach geerdet (Abbildung 6.25). Durch das Erden einzelner Systeme können sich die Summenströme in Bezug auf die Summenströme der optimierten Variante ohne geerdetes System um ein Vielfaches erhöhen. Vor allem bei den vierfach ausgeführten Systemen führt das Erden eines Systems zu Unsymmetrien und damit zu wesentlich höheren Summenströmen. Trotz des Anstiegs befinden sich die Summenströme in den schlechtesten Fällen in Bereichen von 150 A bis 200 A und damit dem unteren Bereich der Variante ohne Optimierung. Die Schwankungsbreite ist mit ca. 150 A ebenfalls kleiner als im unverdrillten Fall. Die einfache Optimierung ergibt somit eine deutliche Absenkung der Summenströme für den Auslegungsfall, ist aber nicht tolerant gegenüber Störungen durch das Erden einzelner Systeme innerhalb des Mastbilds.

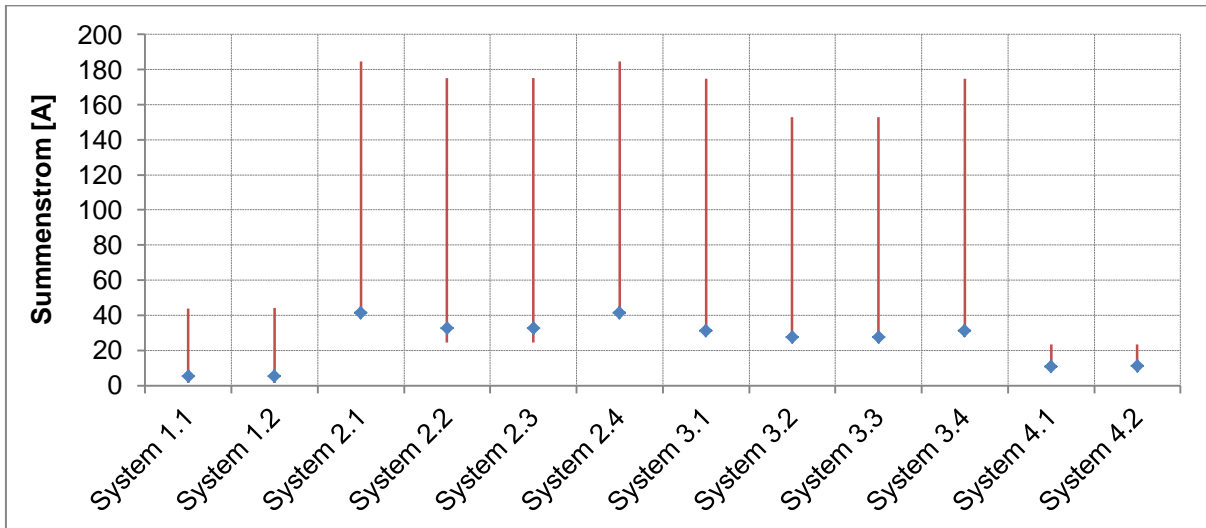


Abbildung 6.25 Darstellung der Schwankungsbreite der Summenströme beim Erden von einzelnen Systemen für die einfach optimierte Konfiguration

Verglichen mit der ursprünglichen Variante und einfachen Optimierung ergibt die dreifache Optimierung die besten Ergebnisse. Die höchsten Werte bei Erdung eines Systems liegen unter 18 A und die Schwankungsbreite ist mit ca. 10 A ebenfalls deutlich kleiner als bei den anderen beiden Varianten. Die dreifache Optimierung bietet somit die Vorteile sehr kleiner Summenströme und zusätzlich eine gute Stabilität gegenüber Änderungen von in Betrieb befindlichen Hochspannungsanlagen (siehe Abbildung 6.26).

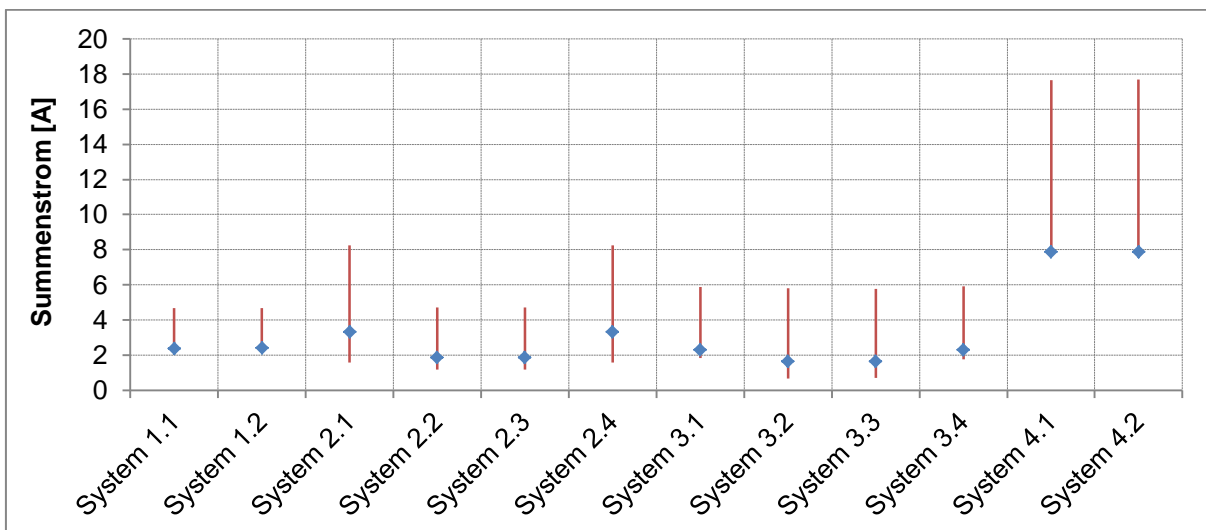


Abbildung 6.26 Darstellung der Schwankungsbreite der Summenströme beim Erden von einzelnen Systemen für die dreifach optimierte Konfiguration

6.8 Betrachtung verschiedener Betriebszustände

Werden einige Systeme nicht auf die Sammelschiene geschaltet, sondern direkt mit anderen Systemen verbunden, entstehen völlig neue Verhältnisse. Werden z.B. Systeme 2.3 mit System 3.3 und System 2.4 mit 3.4 verbunden und von der Sammelschiene des Umspannwerks 3 getrennt, nimmt die Verdrillung dieser Leitungen Einfluss auf die Summenströme zwischen UW 2 und UW 3 sowie zwischen UW 3 und UW 4. Die Betrachtung und Analyse der Verhältnisse wird in diesem Fall komplexer, da sich Änderungen an den Systemen 2.1 oder 2.2 auf die Summenströme in den Systemen 3.1 und 3.2 auswirken können. Je nach Lastflusssituation verändern sich die Verhältnisse am Mast und es ergeben sich dadurch andere Summenstromwerte.

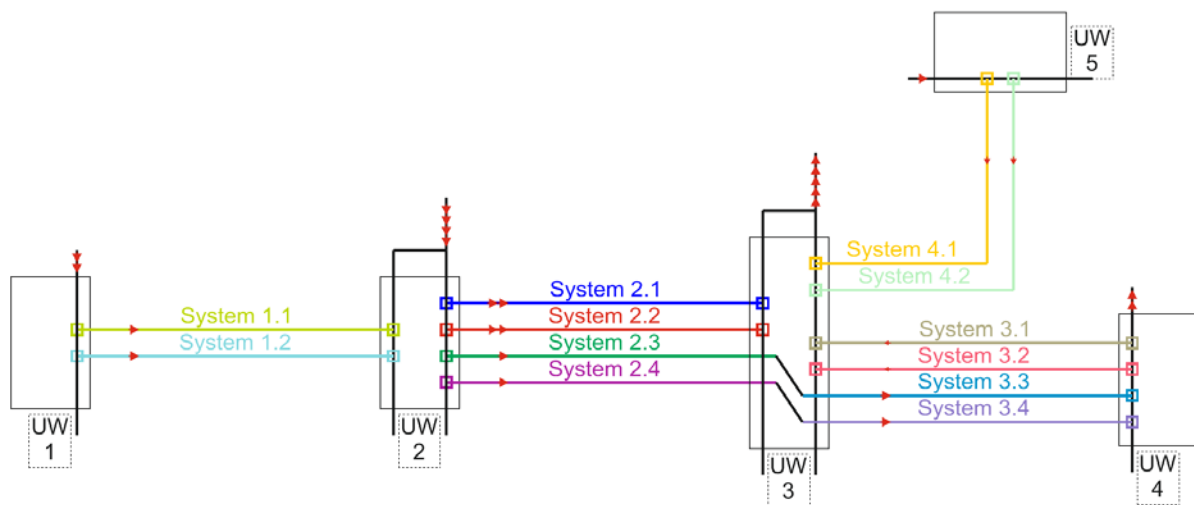


Abbildung 6.27 Mögliches Szenario mit durchverbundenen Leitungen (2.3+3.3, 2.4+3.4)

Für den in Abbildung 6.27 dargestellten Fall werden 2500 A im Umspannwerk 3 und 1000 A im Umspannwerk 4 ausgekoppelt. Ein Großteil des Stromes fließt in den Systemen 2.1 und 2.2 von UW 2 nach UW 3. Ein geringer Teil des Stromes wird über die Systeme 2.3 und 2.4 von UW 2 nach UW 4 geleitet. Von UW 4 fließt ein kleiner Teil des Stromes zurück zum UW 3. Es entstehen in diesem Fall unsymmetrische Stromflüsse sowohl zwischen UW 2 und 3 als auch zwischen UW 3 und 4. Die Auswirkungen dieser Änderungen sind in Abbildung 6.28 dargestellt.

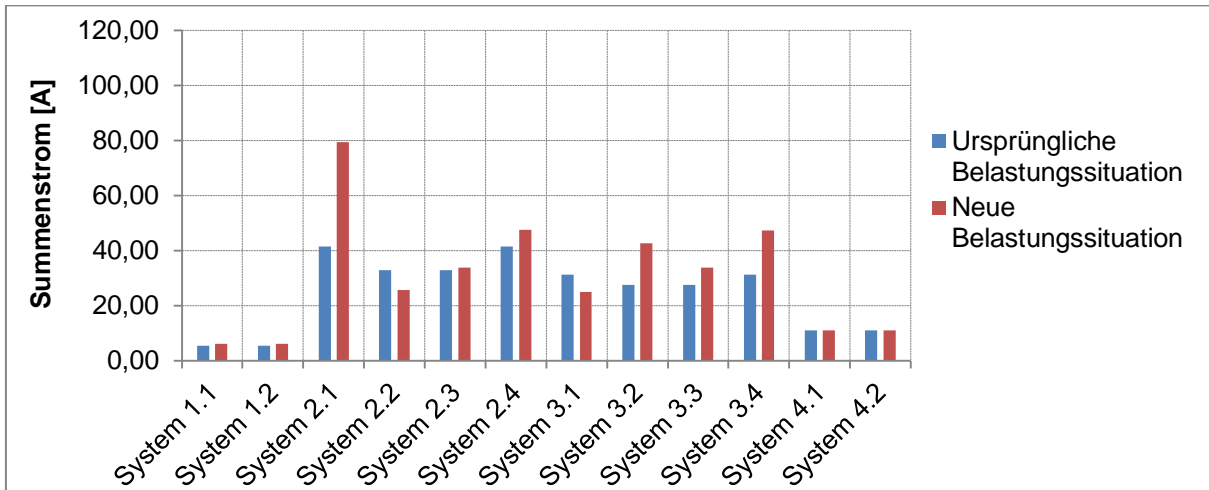


Abbildung 6.28 Vergleich der berechneten Summenströme im Vergleich zur ursprünglichen Variante

Ein weiteres Szenario ist in Abbildung 6.29 dargestellt. In diesem Fall werden zusätzlich die Systeme 3.1 und 4.2 von der Sammelschiene getrennt und miteinander verbunden. Als Lastsituation werden im UW 3 500 A und im UW 4 1000 A ausgekoppelt. Im UW 5 werden 1500 A ausgekoppelt.

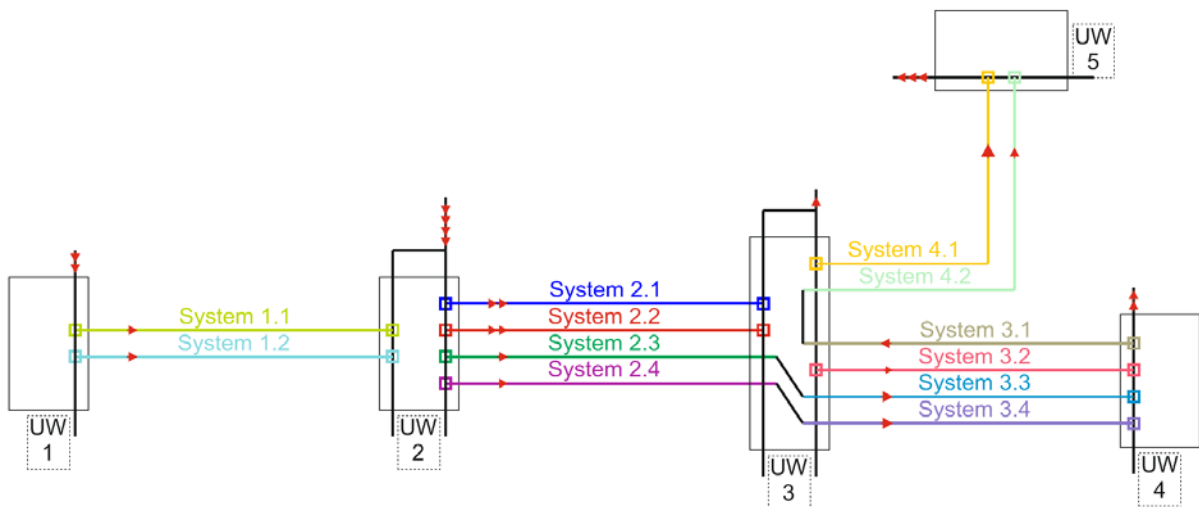


Abbildung 6.29 Mögliches Szenario mit durchverbundenen Leitungen (2.3+3.3, 2.4+3.4, 3.1+4.2)

Während in den Systemen 2.x ähnliche Verhältnisse herrschen wie im vorherigen Beispiel, fließt der Strom im System 3.1 in entgegengesetzter Richtung zu den anderen aufgelegten Systemen von UW 4 nach UW 5. Durch die entstandene Unsymmetrie steigen die Summenströme im Vergleich zur ursprünglichen Belastungssituation weiter an.

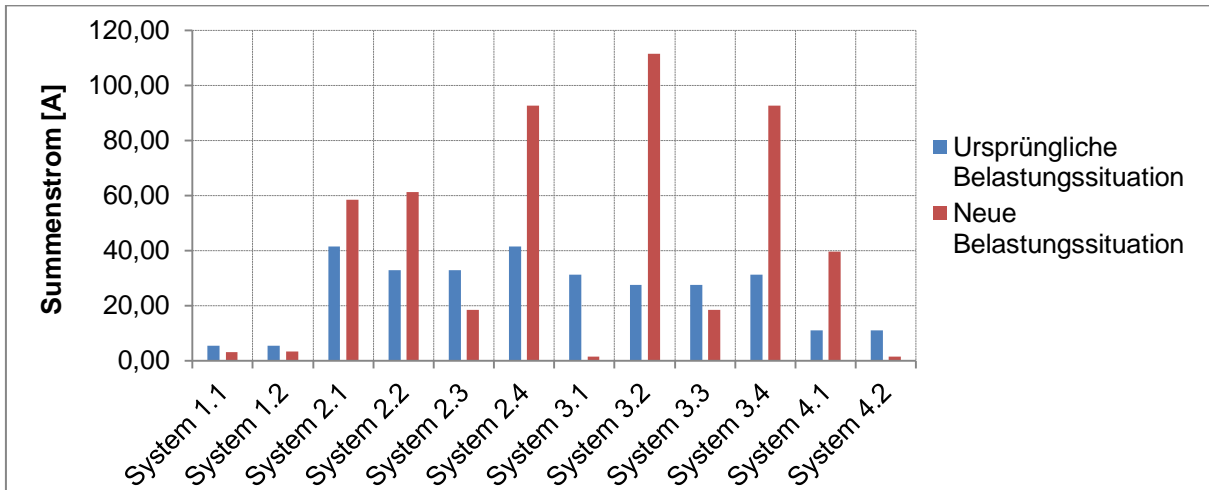


Abbildung 6.30 Vergleich der berechneten Summenströme im Vergleich zur ursprünglichen Variante

Durch unterschiedliche Betriebszustände und Lastsituationen ändern sich auch die Summenströme in den vorhandenen Systemen. Da eine Verdrillungsoptimierung für bestimmte Lastsituationen erfolgt, kann eine Änderung des Lastflusses starken Einfluss auf die auftretenden Summenströme mit sich bringen. Eine Optimierung der Verdrillung für alle möglichen Lastflusssituationen ist somit nicht möglich.

6.9 Hinzufügen eines neuen UW in einen bestehenden Leitungszug

Wird im Zuge von Netzausbaumaßnahmen ein weiteres Umspannwerk in einen bestehenden Leitungszug eingebunden, hat dies auch Auswirkungen auf die Summenströme. Dies gilt besonders, wenn über das neu hinzugekommene Umspannwerk große Ströme in das bestehende Netz eingespeist werden. Durch das Einbinden eines oder zweier zusätzlicher Systeme in einen Leitungsabschnitt wird die bestehende Auslegung gestört. Ein Beispiel einer solchen Einbindung kann Abbildung 6.31 entnommen werden. In diesem Teil der Arbeit wird der Einfluss solcher Einbindungen auf bereits verdrillte und auf unverdrillte Leitungszüge untersucht.

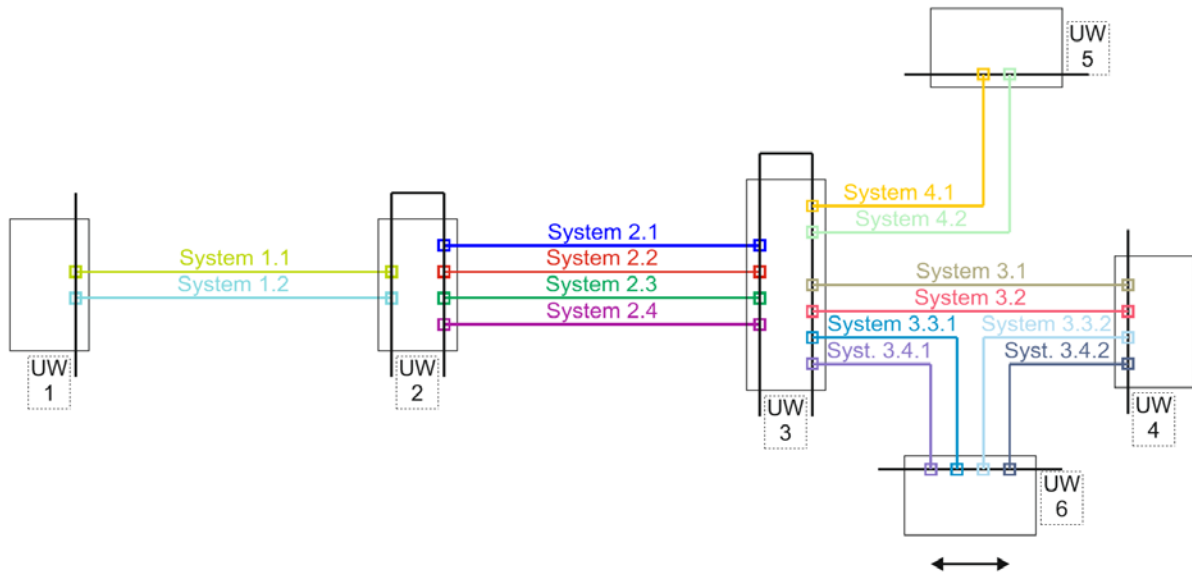


Abbildung 6.31 Darstellung der Einbindung eines neuen Umspannwerks in einen bestehenden Leitungszug

	Syst. 3.1	Syst. 3.2	Syst. 3.3.1	Syst. 3.3.2	Syst. 3.4.1	Syst. 3.4.2
Summenströme in [A] bei Einbindung des UW 6 (ursprünglich)						
ohne Einspeisung	306,78	365,99	314,87	349,05	271,99	280,34
mit Einspeisung	351,92	421,56	292,77	479,28	251,7	393,33
Ursprungszustand	204,99	245,56	252,33	-	214,83	-
Summenströme in [A] bei Einbindung des UW 6 (einfache Optimierung)						
ohne Einspeisung	52,93	39,6	54,17	68,68	54,81	65,14
mit Einspeisung	61,28	45,1	47,35	97,5	43,49	93,3
Ursprungszustand	31,09	27,57	27,58	-	31,17	-
Summenströme in [A] bei Einbindung des UW 6 (dreifache Optimierung)						
ohne Einspeisung	5,05	11,35	31,82	19,3	33,12	28,76
mit Einspeisung	16,32	22,39	38,71	34,01	14,25	37,77
Ursprungszustand	2,3	1,62	1,62	-	2,28	-

Tabelle 6.8 Ergebnissen in der ursprünglichen, einfach optimierten und dreifach optimierten Variante

Das Umspannwerk 6 wird zwischen Spannfeld 30 und 31 in die Systeme 3.3 und 3.4 eingebunden. Wie zu sehen ist, wird die Leitung 3.3 und 3.4 durch die Einbindung in jeweils zwei geteilte Systeme (3.3 → 3.3.1 + 3.3.2 bzw. 3.4 → 3.4.1 + 3.4.2) übergeführt. Tabelle 6.8 zeigt die Ergebnisse der Berechnung der untersuchten Konfiguration. Trotz der kurzen Leitungslänge (1 km) der Leitung von der Abzweigung bis zum Umspannwerk 6, entsteht eine Störung im vorhandenen Abschnitt, welche sich, besonders im ursprünglichen Fall mit Einspeisung von 1000 A im neuen Umspannwerk, auf die Summenströme auswirkt. Bei der einfach optimierten Variante entstehen durch die Einbindung auch deutliche Änderungen der Summenströme, diese sind jedoch verglichen mit den Strömen bei der ursprünglichen Variante gering. Auch hier liefert die dreifache Optimierung die besten Ergebnisse. Trotz

Einspeisung im Umspannwerk 6 bleiben die Summenströme in der vorliegenden Testkonfiguration unter 40 A.

Wie in Tabelle 6.8 zu sehen ist, hat der Ort der Einbindung einen Einfluss auf die Summenströme. Wie sich dieser Einfluss entlang der Leitungslänge verhält wird in folgendem Beispiel gezeigt.

Wird der Ort der Einbindung des neuen Umspannwerks variiert, ergeben sich dadurch Änderungen der Summenströme. Für diese Analyse wird eine Konfiguration mit dreifacher Optimierung der Systeme 3.x herangezogen. Abbildung 6.32 zeigt anhand einer Konfiguration mit 64 Spannfeldern, je kleiner die Entfernung zwischen neuem und bestehendem Umspannwerk ist, umso größer wird der Einfluss dieser Einbindung auf die Summenströme. Soll ein Umspannwerk also in ein bestehendes Netz integriert werden, ist der günstigste Punkt der Zusammenführung des neuen und bestehenden Leitungszuges als mittig zwischen den Umspannwerken des bestehenden Leitungszuges anzusehen. Dadurch ergeben sich die geringsten Beeinträchtigungen der Summenströme des bestehenden Leitungssystems.

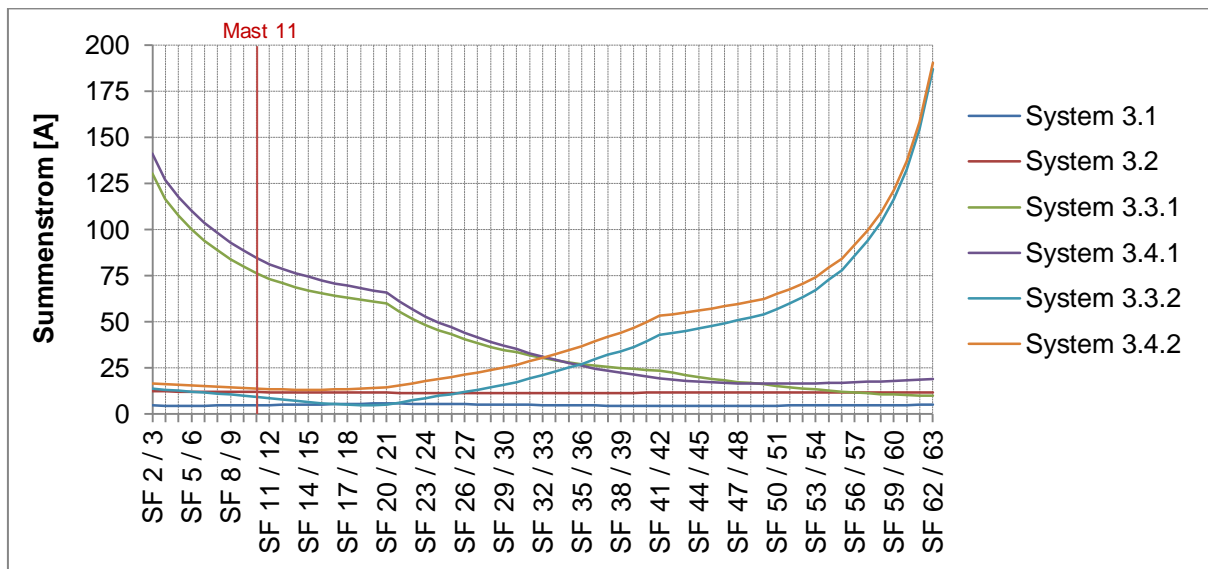


Abbildung 6.32 Abhängigkeit des Einbindungsortes zwischen zwei Umspannwerken mit 64 Spannfeldern. Die in rot dargestellte Einbindung am Mast 11 wird nachfolgend erläutert

Dieses Problem soll anhand der Einbindung des UW 6 zwischen dem Spannfeld 10 und 11 (entspricht dem 11. Masten) verdeutlicht werden und ist in Abbildung 6.33 vergrößert dargestellt. Wie Abbildung 6.32 zu entnehmen ist, treten an diesem Einbindungspunkt erhöhte Summenströme in den Systemen 3.3.1 und 3.4.1 auf. Da die Einbindung des UW 6 im ersten Verdrehungsabschnitt erfolgt, ist diese in den Systemen 3.3.1 und 3.4.1 nicht mehr wirksam. Die gesamte Leitungslänge der beiden Systeme ist mit der Seilbelegung 123 (System 3.3.1) und 231 (System 3.4.1) ausgeführt. Die beiden Systeme sind in Abbildung 6.33 durch das rote Feld gekennzeichnet.

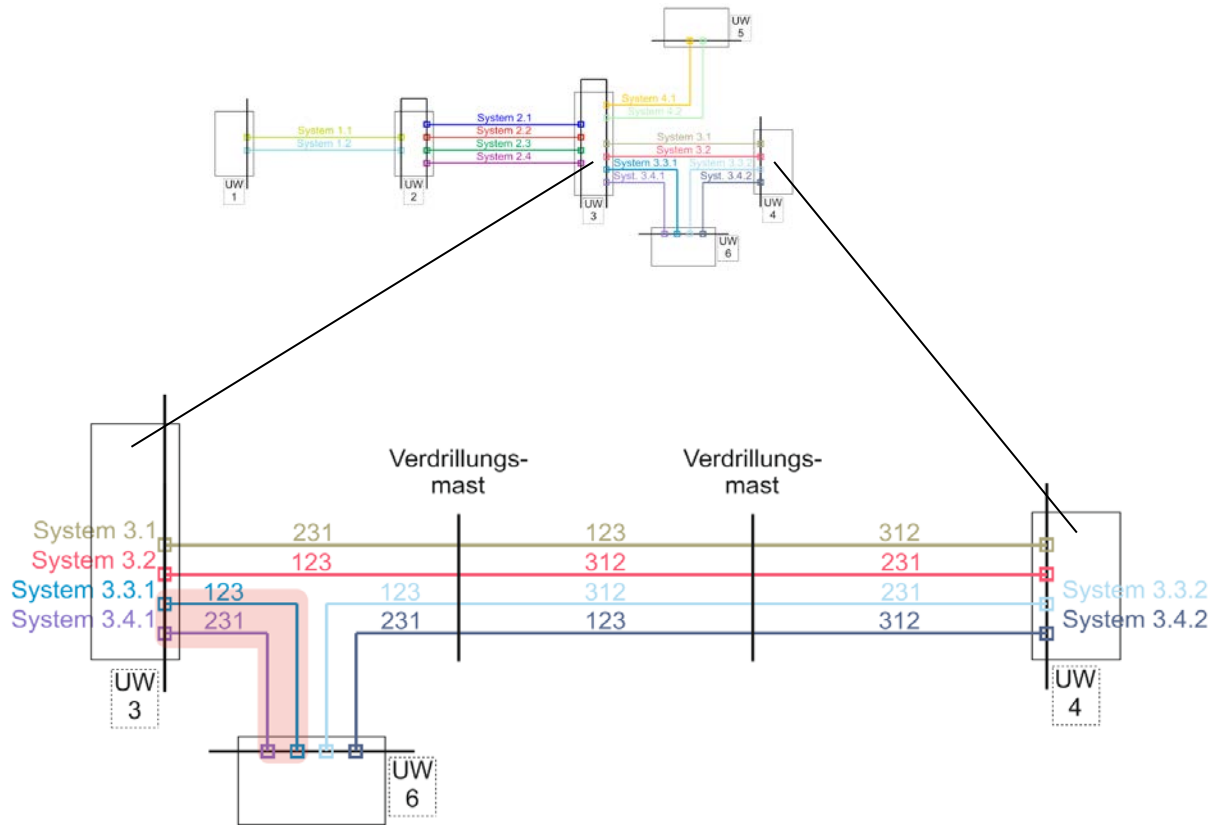


Abbildung 6.33 Darstellung der Einbindung des UW 6 am Mast 11 zwischen UW 3 und UW 4

Auch in diesem Fall ist eine Verdrillung oder Änderung der Seilbelegung zur Minimierung der Summenströme möglich. Wird eine Optimierung der Systeme 3.3.1 und 3.4.1 durchgeführt, können die Summenströme auch in diesem Fall reduziert werden. Die Ergebnisse der Berechnung sind anhand der einfachen Optimierung und der dreifachen Optimierung den ursprünglichen Werten in Abbildung 6.34 gegenübergestellt.

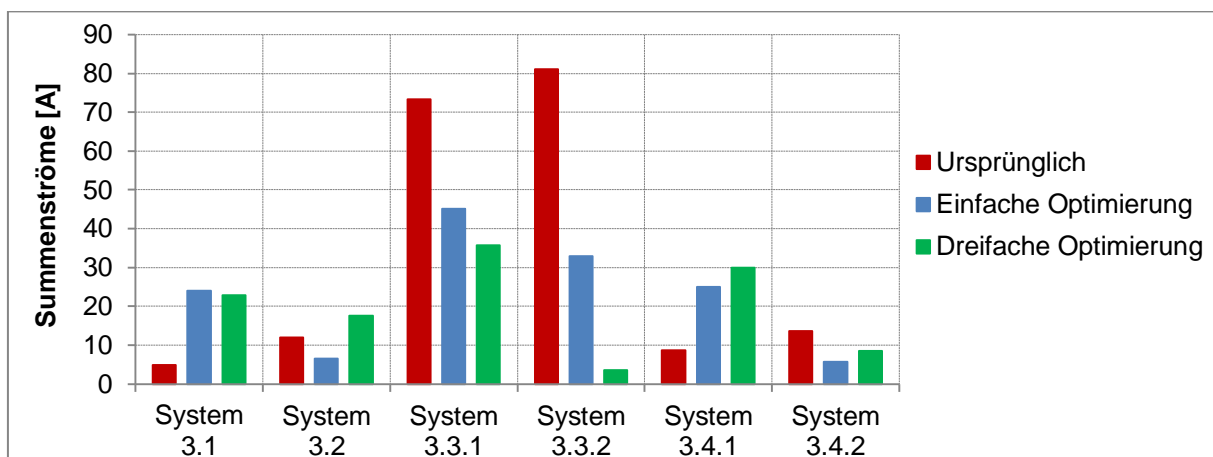


Abbildung 6.34 Vergleich der Ergebnisse der Optimierung der Systeme 3.3.1 und 3.4.1

Für die Optimierung der Systeme 3.3.1 und 3.4.1 wurde die Seilbelegung der Systeme 3.1 und 3.2 im ersten Verdrillungsabschnitt nicht geändert. Auch wenn die Systeme 3.3.1 und 3.4.1 in drei Abschnitte geteilt und optimiert werden, bleiben die Summenströme in den Systemen 3.3.1 und 3.4.1 höher als 30 A.

6.10 Einfluss der Verdrillung auf die Mast- und Erdseilströme

Durch die Kopplung der Leiterseile mit den Erdseilen werden in den Erdseilen Ströme induziert. Je nach Position der Leiterseile ändern sich der Betrag und der Winkel des im Erdseil induzierten Stromes. Da an Verdrillungsmasten die Position der Leiterseile verändert wird, ändern sich auch Betrag und Winkel der induzierten Ströme der Teilabschnitte. Durch diese sprunghafte Änderung entstehen im Bereich um einen Verdrillungsmast Spitzen der Mastströme.

Um dies anschaulich zu zeigen, wird die Konfiguration aus Abbildung 6.1 herangezogen und einer dreifachen Optimierung unterzogen. Die Werte der Masterdungswiderstände und des spezifischen Erdwiderstands sind für jeden Mast mit $R_m = 1 \Omega$ bzw. $\rho_E = 25 \Omega\text{m}$ festgelegt. Zum Vergleich sind zusätzlich die Mastströme der unverdrillten und der einfach optimierten Variante V1-min dargestellt.

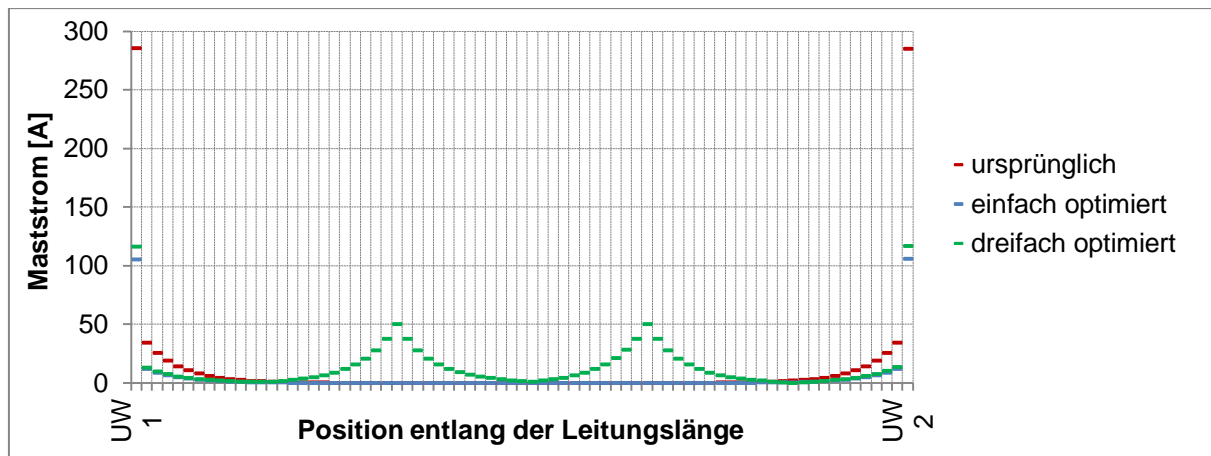


Abbildung 6.35 Verlauf der Mastströme zwischen Umspannwerk 1 und 2 für verschiedene Varianten, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

Bei der unverdrillten Variante stellen sich ähnliche Ergebnisse wie bei der einfach optimierten Verdrillungsvariante ein. In den Umspannwerken fließen die höchsten Ströme gegen Erde ab, dazwischen sind die Mastströme jedoch gering.

Bei der dreifachen Verdrillungsvariante können bei den beiden Verdrillungsmasten Stromerhöhungen abgelesen werden. Da an den Verdrillungsmasten und deren Umgebung höhere Ströme gemessen werden, können dadurch Probleme durch ohmsche Beeinflussungen entstehen, wie z.B. Potentialverschleppungen, höhere Berührspannungen und Rohrleitungsbeeinflussungen (siehe [18]).

Werden für dieselbe Konfiguration die Erdseilströme dargestellt, ergeben sich bei der unverdrillten Variante die höchsten Werte. Die einfache Verdrillungsvariante liefert sehr geringe Erdseilströme. Beim Verlauf der Erdseilströme bei der dreifachen Verdrillungsvariante sind in Abbildung 6.36 Einbrüche des Verlaufs der Erdseilströme an den Positionen der Verdrillungsmaste erkennbar. Diese entstehen durch den erhöhten Stromfluss an den Masten gegen Erde.

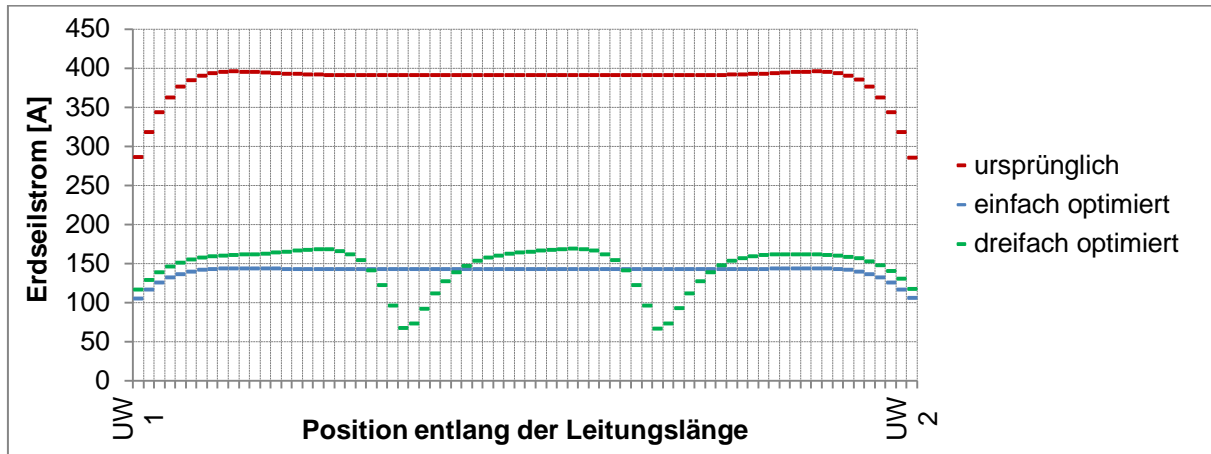


Abbildung 6.36 Verlauf der Erdseilströme für verschiedene Varianten, Stromfluss von UW 1 zu UW 2: 4000 A

7 Diskussion

7.1 Zusammenfassung

Durch den steigenden Energiebedarf, verminderten Platzbedarf und aus Kostengründen werden Hochspannungsleitungen immer öfter in sogenannten „Energietrassen“ gebaut. Es werden mehrere Systeme nahe beieinander verlegt um die benötigte Energiemenge über größere Distanzen zu transportieren. Die vorliegende Arbeit zeigt, dass durch die gemeinsame Verlegung mehrerer Systeme an einem Mast über längere Strecken und einer „ungünstigen“ Verdrillung erhebliche Summenströme in den Systemen entstehen können. Je mehr Systeme an einem Mast aufgelegt sind, umso höher können die Summenströme in den Systemen werden. Die Summenströme sind abhängig von der Verdrillung der Systeme, der Verteilung der Systeme am Mast und der Stromhöhe in den Leiterseilen. Durch eine Optimierung der Verdrillung können die Summenströme auf Bruchteile der ursprünglichen Konfiguration abgesenkt werden. Eine Optimierung wäre bereits in der Planungsphase einer Hochspannungsleitung anzudenken, da nachträgliche Änderungen (z.B. zusätzliche Verdrillungsmaste) mit erheblichen Kosten verbunden sind. Zusätzlich sollten zukünftige Ausbaumaßnahmen nach Möglichkeit in Betracht gezogen und in der Optimierung berücksichtigt werden.

7.2 Kritische Interpretation

Sollen die Summenströme für einen oder mehrere Leitungsabschnitte berechnet werden, ist die genaue Berechnung für alle vorhandenen Abschnitte sehr zeitintensiv, da die dafür nötigen Leitungsdaten für jeden Abschnitt separat eingegeben werden müssen. Für einfache Leitungsverhältnisse, wie sie beispielsweise bei der Verbindung zweier Umspannwerke mit zwei Systemen gegeben sind, kann auf Verdrillungsempfehlungen aus [1], [2] und [6] zurückgegriffen werden. Sollen dagegen komplexere Leitungsverhältnisse mit Stichleitungen oder Leitungsabzweigungen miteinbezogen werden ist eine genaue Analyse der gegebenen Situation empfehlenswert. Sind bei der Auslegung, vor allem von einfacheren Leitungsverhältnissen nur die Summenströme von Interesse, kann eine Abschätzung der Summenströme über die Impedanzmatrix nach Carson und Pollaczek unter Berücksichtigung des Erdseilreduktionsfaktors (siehe [6]) gute Ergebnisse liefern.

Für den Vergleich der Berechnungsergebnisse der vorliegenden Arbeit mit praxisnahen Ergebnissen muss berücksichtigt werden, dass die vorgenommenen Berechnungen auf gewissen Näherungen beruhen. Diese sind:

- Höhenänderungen innerhalb eines Abschnittes (durch unterschiedlich hohe Maste) werden als Mittelwert der Masthöhen des vorhandenen Spannfelds angenommen.
- Die Seildurchhänge werden über eine elektrische Ersatzleiterhöhe berücksichtigt.
- Es wird ein homogenes Erdreich mit konstantem spezifischem Erdwiderstand vorausgesetzt.
- Der Abstand der Seile untereinander im Vergleich zur Leitungslänge wird als klein betrachtet.

Zusätzlich entstehen durch interne Berechnungsvorgänge und die Zahlendarstellung als Datentyp „double“ gewisse Rundungsfehler, welche die Ergebnisse weiter verfälschen.

Alle durchgeführten Berechnungen mit dem erstellten Skript beruhen auf quasistationären Werten. Transiente Vorgänge wie Entladungen und Überspannungen sowie Oberschwingungen können in der vorliegenden Version des Skripts nicht berücksichtigt werden.

7.3 Weiterführende Überlegungen

Auf der Berechnung der vorhandenen Netzstruktur mit dem Knotenpotentialverfahren können weitere wissenschaftliche Studien aufbauen. Eine der Möglichkeiten wäre die Ausweitung der vorhandenen Berechnungen zur Berücksichtigung kapazitiver Beeinflussungen.

Eine weitere Variante, welche sich bereits in Umsetzung befindet [23], ist die Berechnung verschiedener Kurzschlussarten. Von Interesse sind dabei die Varianten des einpoligen oder mehrpoligen Erdschlusses [20], da durch die Berechnung mit dem Knotenpotentialverfahren als gekoppeltes Modell aller vorhandenen Seile (Leiterseile und Erdseile) eine Aussage über die Mast- und Erdseilströme unter Berücksichtigung der Masterdungswiderstände jedes Masts getroffen werden kann. Durch die Möglichkeit der Berücksichtigung von Stickleitungen und Systemabzweigungen können auch komplex verzweigte Netze analysiert werden.

Weitere Möglichkeiten der Ausweitung der vorhandenen Berechnung wären die Untersuchung der Auswirkung unterschiedlicher Transformatormodelle und Untersuchungen unterschiedlicher Positionen bzw. Anzahl an Erdseilen, im Zusammenhang mit der gewählten Verdrillungsmethode, auf die Summenströme.

Im Zuge künftiger wissenschaftlicher Arbeiten können außerdem Vergleiche mit praxisbezogenen Werten einen Mehrwert mit sich bringen.

8 Literatur

- [1] D. Oeding, B. R. Oswald: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2011, ISBN 978-3-642-19245-6
- [2] V. Crastan: „Elektrische Energieversorgung 1: „Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik“, Springer-Verlag, Berlin, 2012, ISBN 978-3-642-22345-7
- [3] J. R. Carson: „Wave propagation in overhead wires with ground return“ in Bell Systems Technical Journal, Vol. 5, Seite 539-554. 1926
- [4] F. Pollaczek: „Über das Feld einer unendlich langen wechselstromdurchflossenen Einfachleitung“, in Elektrische Nachrichtentechnik, Heft 9, Band 3, 1926
- [5] F. Pollaczek: „Über die Induktionswirkung einer Wechselstromeinfachleitung“, in Elektrische Nachrichtentechnik, Heft 4, 1927
- [6] R. Muckenhuber: „Elektrische Anlagen 1“, Studienbehelf zur Vorlesung Elektrische Anlagen 1, Teil 1 und Teil 2, Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 1987
- [7] A. J. Schwab: „Begriffswelt der Feldtheorie: Praxisnahe, anschauliche Einführung“, Springer-Verlag, Berlin, 1998, ISBN 3-540-63487-8
- [8] R. Kröger, R. Unbehauen: „Elektrodynamik: Einführung für Physiker und Ingenieure“, Verlag B. G. Teubner, Stuttgart, 1990, ISBN 3-519-13031-9
- [9] E. Schmutzger, A. Abart, H. M. Muhr: „Elektromagnetische Verträglichkeit Elektrischer Systeme“, Vorlesungsunterlage zur gleichnamigen Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 2004
- [10] Brüderlink, R.: „Induktivität und Kapazität der Starkstrom-Freileitungen“, Verlag G. Braun, Karlsruhe, 1954
- [11] G. Oberdorfer: „Lehrbuch der Elektrotechnik“, Band 3, R. Oldenbourg Verlag, München, 1961
- [12] W. Koch: „Erdungen in Wechselstromanlagen über 1 kV“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 1961
- [13] C. L. Fortescue: „Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks“, 34th Annual Convention of the American Institute of Electrical Engineers, Atlantic City, N. J., June 28 1918
- [14] C. Raunig: „Niederfrequente elektromagnetische Beeinflussung: kapazitive und induktive Beeinflussung von Hochspannungsfreileitungen“, Diplomarbeit, TU Graz, 2010
- [15] R. Unbehauen: „Grundlagen der Elektrotechnik 1: Lineare Netzwerke, Stationäres Verhalten“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 1999, ISBN 978-3540660170

- [16] H. Koettnitz, H. Pundt: „Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze: Mathematische Grundlagen und Netzparameter“, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1973
- [17] E. Clarke: „Circuit Analysis of A-C Power Systems“, Volume 1, John Wiley and Sons, New York, 1943
- [18] E. Schmutzger: „Ein Beitrag zur Berechnung der niederfrequenten induktiven Beeinflussung von Rohrleitungsnetzen“, Dissertation, dbv-Verlag, Graz, 1991, ISBN 3-7041-0191-7
- [19] H. Renner, M. Sakulin: „Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit“, Vorlesungsunterlage zur gleichnamigen Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 2008
- [20] L. Fickert: „Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme“, Vorlesungsunterlage zur gleichnamigen Vorlesung, Institut für elektrische Anlagen, TU Graz, 2008
- [21] K. Friedl: „Power Frequency Electric and Magnetic Fields: Worst Case“, PhD Thesis, TU Graz, 2012
- [22] R. Braunstein: „Technical and Economical Evaluation of Measures Decreasing Inductive Interference of Metallic Pipelines“, PhD Thesis, TU Graz, 2012
- [23] C. Schuster: „Stromaufteilung bei Kurzschlüssen in Hochspannungsnetzen unter Berücksichtigung induktiv gekoppelter Leitungssysteme“, Diplomarbeit, TU Graz, 2012
- [24] „Directives concerning the protection of telecommunication lines against harmful effects from electric power and electrified railway lines“, ITU-T, 1998
- [25] W. Emmer: „Vergleich von Formeln zur Berechnung induktiver Beeinflussungen“, Bakkalaureatsarbeit, TU Graz, 2012
- [26] K. Preis: „Theorie der Elektrotechnik 1“, Vorlesungsunterlage zur gleichnamigen Vorlesung, Institut für Grundlagen und Theorie der Elektrotechnik, TU Graz

9 Anhang

9.1 Variieren der Länge und Spannfeldanzahl der aufgespannten Systeme

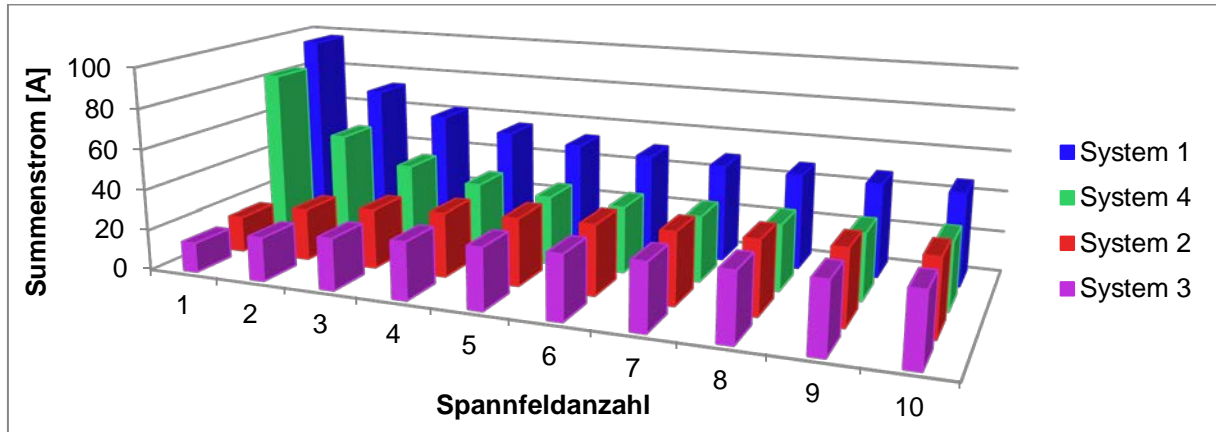


Abbildung 9.1 Abhängigkeit der Summenströme der einzelnen Systeme von der Anzahl der Spannfelder (Belegungsvariante 312, 231, 231, 312)

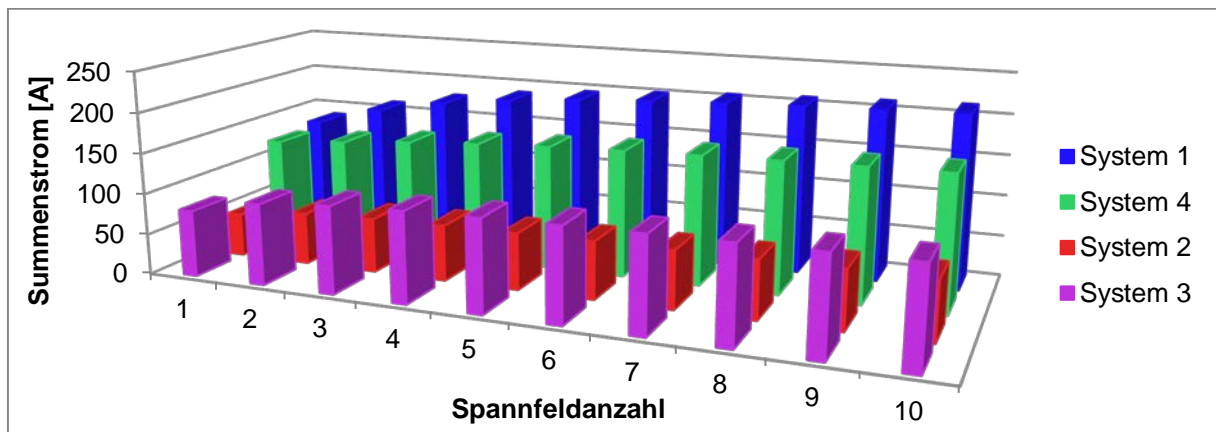


Abbildung 9.2 Abhängigkeit der Summenströme der einzelnen Systeme von der Anzahl der Spannfelder (Belegungsvariante 123, 123, 213, 231)

9.2 Einfluss der Verdrillung auf die Summenströme

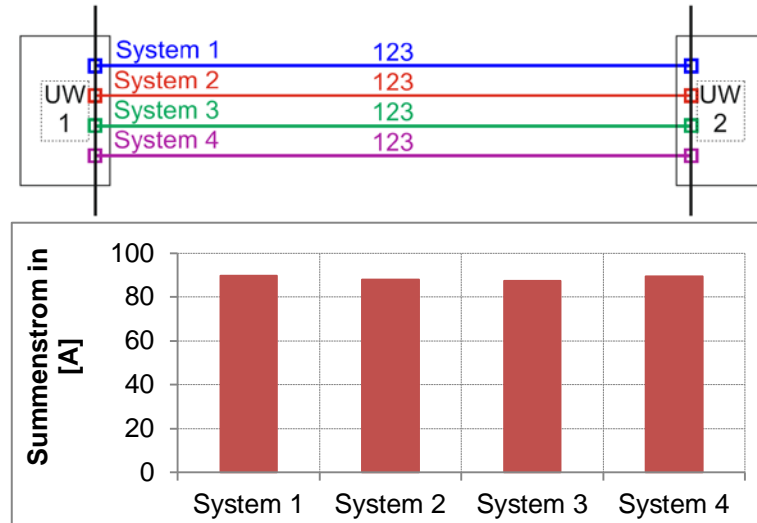


Abbildung 9.3 Darstellung der ursprünglichen Variante zwischen zwei UW

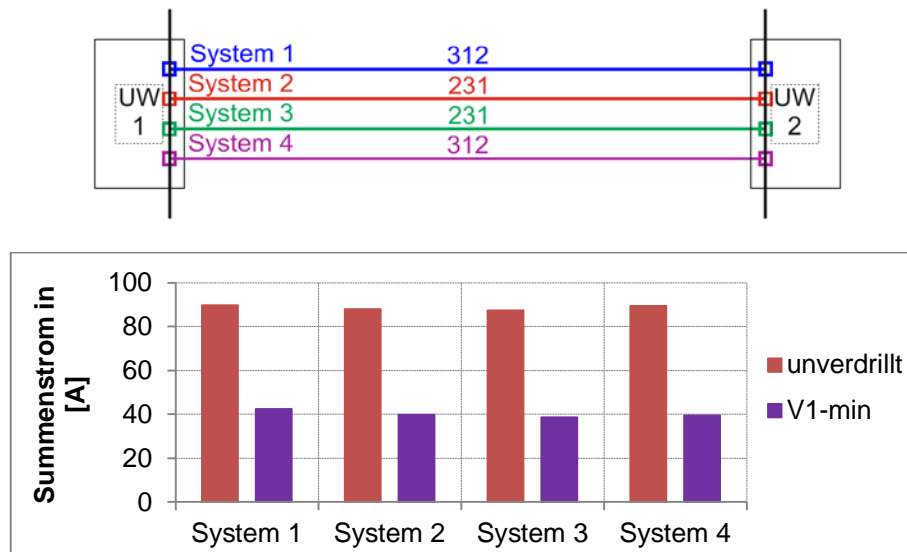


Abbildung 9.4 Darstellung der Variante V1-min zwischen zwei UW

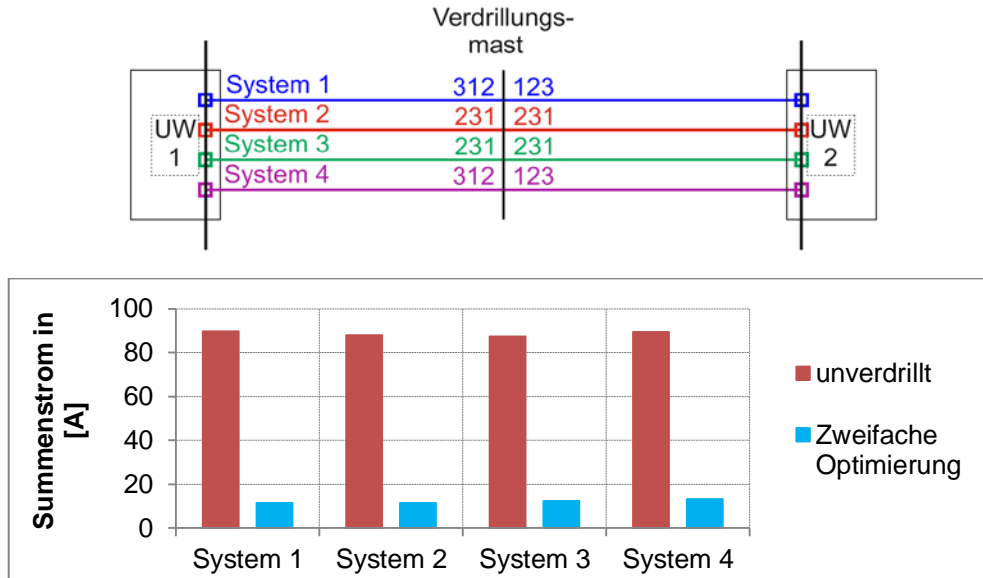


Abbildung 9.5 Darstellung der zweifach optimierten Variante (1. Abschnitt mit V1-min belegt, 2. Abschnitt mit dem optimalen Ergebnis der Optimierung belegt)

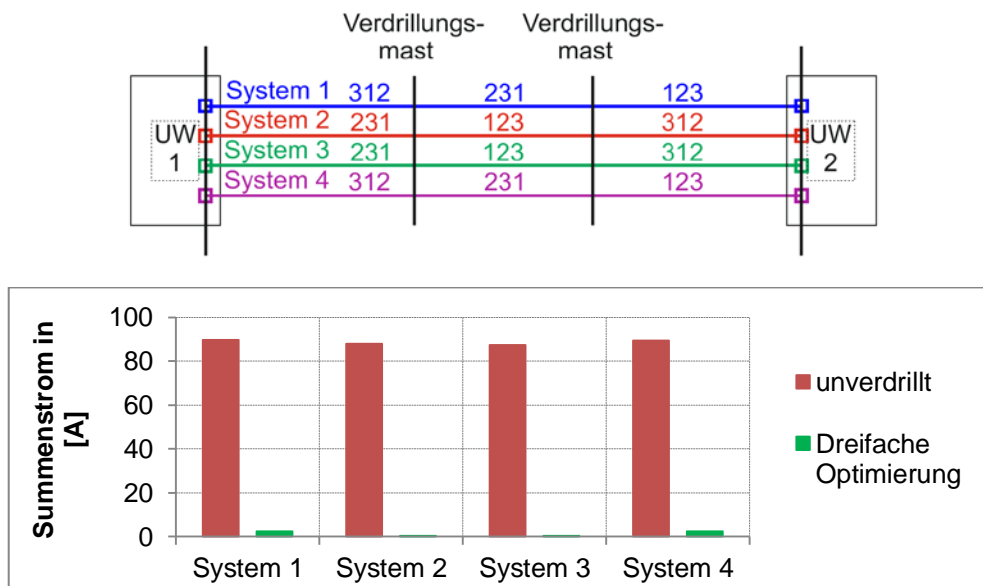


Abbildung 9.6 Darstellung des optimalen Ergebnisses der kombinierten dreifachen Verdrillungsberechnung

9.3 Einfluss des Mastbilds auf die Summenströme

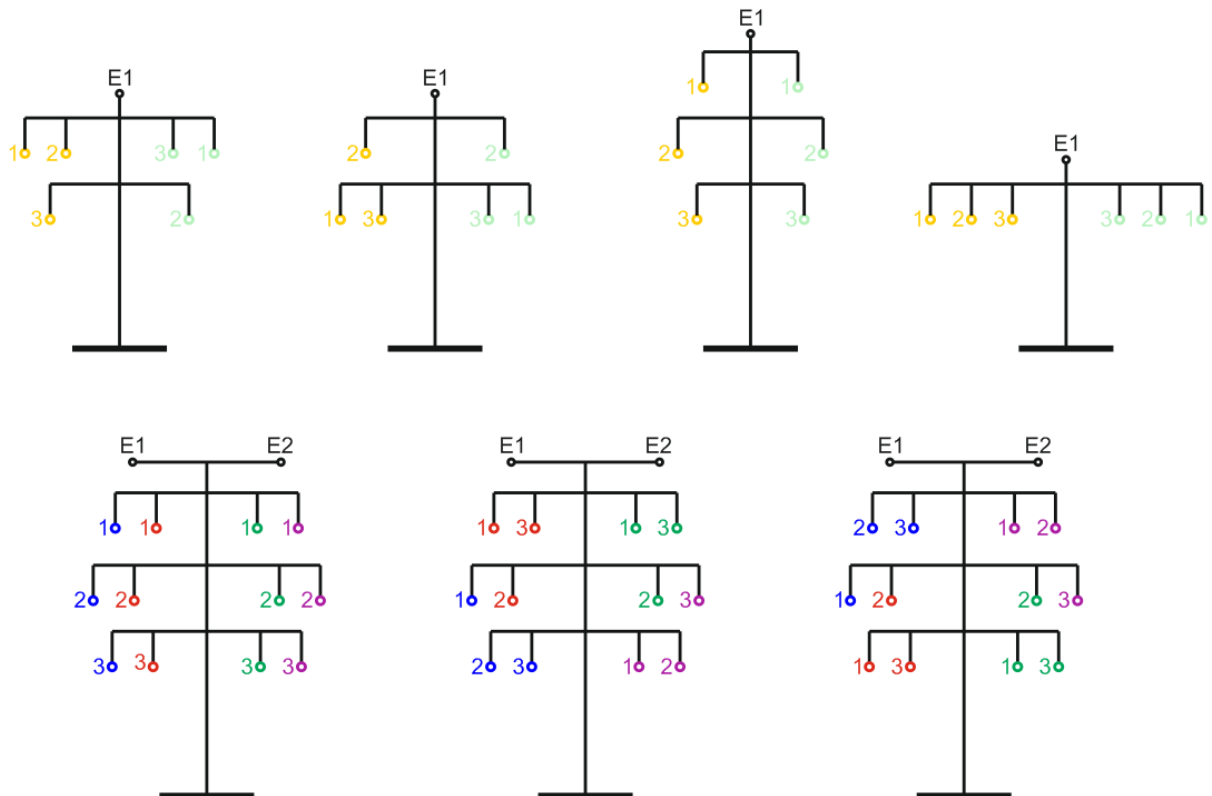


Abbildung 9.7 Verwendete Mastformen mit beispielhafter Verdrillung. Alle Masten mit zwei Systemen in Variante 123, 123 aufgelegt, die viersystemigen Masten mit Variante 123, 123, 123, 123

9.4 Einfluss der Einbindung von weiteren Systemen in die bestehende Konfiguration

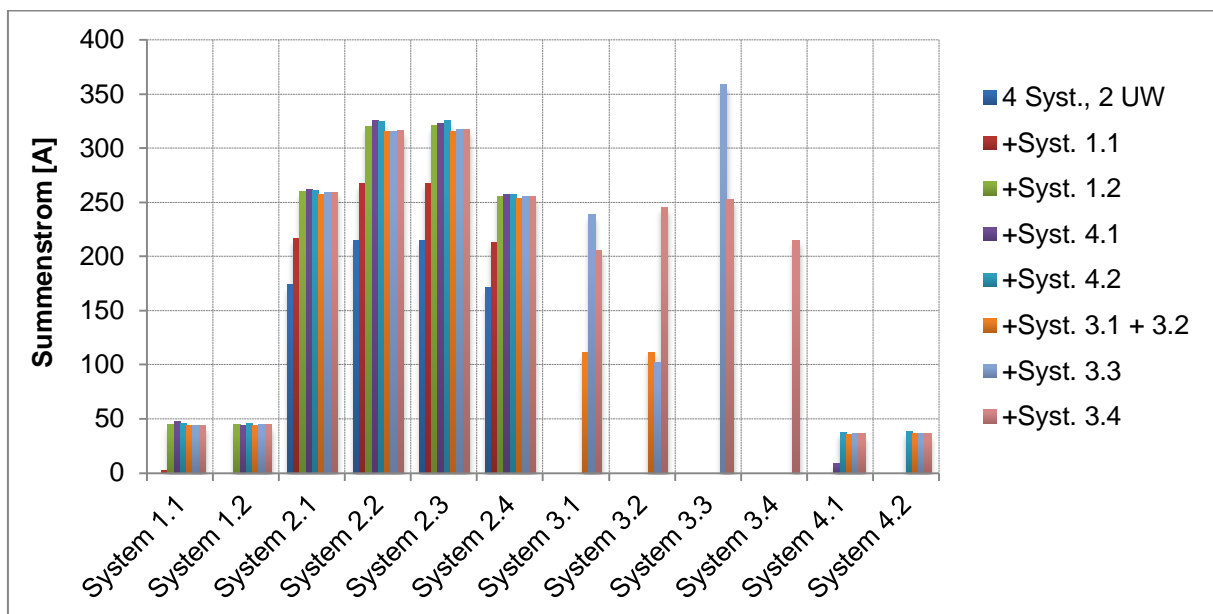


Abbildung 9.8 Grafische Auswertung der schrittweisen Einbindung aller Systeme