

Masterarbeit

ANWENDBARKEIT DER METHODIK DER NETZREDUKTION FÜR DEN ZELLULAREN ANSATZ

erstellt am

Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Vorgelegt von:

Anna Maria Traupmann, BSc

01335287

Betreuer:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger

Dipl.-Ing. Julia Vopava

Leoben, September 2018

EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

AFFIDAVIT

I declare in lieu of oath, that I wrote this thesis and performed the associated research myself, using only literature cited in this volume.

Ort/Datum

Unterschrift

KURZFASSUNG

Die weitgreifenden Veränderungen in der Erzeuger- und Verbraucherstruktur sowie die verpflichtende Einhaltung diverser energiepolitischer Ziele bedingen einen Wandel der heutigen Energiesysteme sowie neue Methoden zur Netzplanung und Betriebssteuerung. Da das elektrische Netz in diesem Zusammenhang gegenüber dem Wärme- und Gasnetz die größte Herausforderung darstellt, wird am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik schon länger im Rahmen diverser Projekte an einer entsprechenden Modellierung elektrischer Netze über einen zellularen Ansatz zur Ermöglichung zukünftiger, effizienter Hybridnetze gearbeitet. Aus einem im Softwareprogramm NEPLAN [1] bereits modellierten Netz der 5 kV-Mittelspannungsebene wurde ein kleiner Netzausschnitt herangezogen, um die Anwendung unterschiedlicher Netzvereinfachungs- sowie Netzreduktionsmethoden über ein entsprechendes Berechnungsprogramm in MATLAB [2] zu testen. Ziel ist es, ein vorhandenes, mit der Methodik des zellularen Ansatzes erstelltes Modell, hinsichtlich Abbildungsgenauigkeit der Leistungsflüsse zu verbessern. Um dies zu ermöglichen müssen die elektrischen Leitungen korrekt nachgebildet werden, weshalb jede Leitung über die Vierpoltheorie durch eine 2×2 -Zweitormatrix berücksichtigt werden muss. Zur Beschreibung des noch nicht reduzierten Gesamtnetzes werden die Knotengleichungen für jeden Netzknoten aufgestellt. Wird dieses Gleichungssystem in Matrizenschreibweise dargestellt, beschreiben die Koeffizienten der Knotenspannungen die Knotenadmittanzmatrix, welche die topologischen Informationen des Netzes enthält und deren Matrixelemente sich aus den Zweitormatrizen ergeben. Um daraus ein möglichst genaues Zellenmodell abzuleiten, werden die derzeitig zum Einsatz kommenden Netzreduktionsverfahren auf ihre Anwendbarkeit untersucht. Das bereits in Zellen eingeteilte Gesamtnetz wird in Knotensysteme unterteilt, dies ermöglicht eine systematische Herangehensweise für die Netzreduktion. Die Einteilung erfolgt in ein externes, ein internes und ein Grenzsystem, welches das interne und externe System miteinander verbindet. Nach diesem Schema wird für jede Zelle eine Knotenadmittanzmatrix aufgestellt. Über ein entsprechendes Lösungsverfahren erfolgt die sukzessive Netzreduktion jeder Zelle, beginnend bei jenen Zellen, die die geringste Anzahl an Verbindungsleitungen zu anderen Zellen aufweisen. Daraus sollen schlussendlich die Parameter für ein neues, verbessertes Zellenmodell aus MATLAB [2] erhalten werden, welches die Leistungsflüsse zwischen den Zellen äquivalent abbildet und die Verbindungsleitungen durch fiktive Ersatzleitungen unter Berücksichtigung aller Leitungen im Zelleninneren beschreibt. Mit diesen Parametern wird in NEPLAN [1] ein neues Zellenmodell modelliert. Über eine Lastflusssimulation in NEPLAN [1] können die Ergebnisse mit jenen des Originals und jenen des ursprünglichen Zellenmodells mit E-RLC-Modul verglichen werden und Aussage darüber getroffen werden, inwiefern Verbesserungen erzielt werden.

ABSTRACT

The extensive alterations within the structure of energy producers and consumers as well as the binding fulfilment of various energy policy objectives require changes in today's energy systems and new methods for network planning and operational control. Since the greatest challenge for implementation of such changes is represented by the electrical grid in comparison with heat grids or gas networks, there have been various projects at the Chair of Energieverbundtechnik to enable a corresponding modelling of the electrical grids using a cellular approach in order to create future, efficient hybrid networks. Since an existing grid of the 5 kV medium voltage level has already been fully modelled in the NEPLAN [1] software program, a small partial network was taken for testing the applicability of different network simplification and reduction methods using an algorithm programmed in MATLAB [2]. The purpose is to improve the previous cell model regarding its accuracy of power flows. In order to facilitate an improvement in accuracy, the electrical lines have to be modelled correctly, which means each line needs to be represented by a 2x2 matrix according to four-pole-theory. A description of the not yet reduced overall network is achieved by setting up the nodal equations for each node within the network. If this system of equations is represented in matrix notation, the nodal admittance matrix is obtained. These matrix elements represent the coefficients of the nodal voltages within the nodal equations. The coefficients are formed by the corresponding elements in the two-port matrix. Both matrices contain information about the topology of the network. In order to derive a cell model, presently used network reduction methods were reviewed for their applicability. The overall network, which needs to be divided into cells before a reduction method can be tested, is then partitioned in a system of nodes in order to enable a systematic approach for network reduction. In the partitioning process the nodes are assigned to an external, an internal and a border system. The border system includes those nodes that connect the internal system with the external system. According to this scheme a nodal admittance matrix is set up for each cell. An appropriate solution method is used to gradually reduce the network of each cell, starting with those cells that have the lowest number of tie lines connected to other cells. The necessary parameters for a new, improved cell model are calculated in MATLAB [2]. In that equivalent model the power flows between the cells are obtained and the tie lines connecting the cells are replaced by fictitious lines, taking into account all the lines allocated within the cell. With these parameters a new equivalent network is modelled in NEPLAN [1] correspondent to the cellular approach. A load flow simulation in NEPLAN [1] allows the results to be compared with those of the original network and those of the previous cell model using an E-RLC-module. This comparison makes it possible to evaluate whether any kinds of improvements have been achieved.

VORWORT

Während meines Studiums wurden unterschiedliche Themenbereiche in verschiedensten, wissenschaftlichen Fachgebieten durchlaufen, wodurch ich einerseits einen guten Einblick in die technisch grundlegenden Bereiche bekommen habe, mit denen sich das Studium der Industriellen Energietechnik beschäftigt, und andererseits jene Bereiche kennenlernen konnte, in denen meine persönliche Begeisterung liegt. Im Laufe dessen war ich besonders an der elektrischen Energietechnik interessiert und habe daher auch versucht das Thema meiner Masterarbeit entsprechend zu wählen. Am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik bekam ich die Möglichkeit, mich im Rahmen dieser Arbeit mit den Planungsmöglichkeiten zukünftiger Energiesysteme zu befassen und mich dabei fast ausschließlich auf das elektrische Netz zu konzentrieren.

Ich möchte mich daher an dieser Stelle bei allen, die mir bei der Erstellung meiner Masterarbeit zur Seite gestanden sind, herzlich bedanken. Für die hervorragende Betreuung und Unterstützung sowie die zahlreichen Ideen und Hilfestellungen bei der Erarbeitung meines Forschungsthemas möchte ich mich aber ganz besonders bei Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger und Dipl.-Ing. Julia Vopava vom Lehrstuhl für Energieverbundtechnik der Montanuniversität Leoben bedanken. Außerdem möchte ich mich bei allen Kollegen am Lehrstuhl für das freundliche Arbeitsklima und ihre wertvollen Beiträge zu meiner Arbeit bedanken.

Zuletzt möchte ich auch meiner Familie gegenüber großen Dank aussprechen, die mich stets unterstützt hat und mir alles ermöglicht hat.

INHALTSVERZEICHNIS

Nomenklatur	I
Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	IX
1 Einleitung	1
2 Aufgabenstellung und Vorgehensweise	3
3 Elektrische Energiesysteme – Elektrotechnische und mathematische Grundlagen	5
3.1 Das Verteilnetz – Mittelspannungsebene	5
3.1.1 Aufgaben der Verteilnetze	5
3.1.2 Netztopologien in elektrischen Verteilnetzen	6
3.1.3 Arten von Mittelspannungsnetzen	7
3.1.4 Blindleistung im Verteilnetz	8
3.1.5 Das Per-Unit-Verfahren	13
3.2 Betriebsmittel im elektrischen Netz	14
3.2.1 Leitungsparameter im elektrischen Netz	15
3.2.2 Die Leitungsgleichungen	17
3.2.3 Das Ersatzschaltbild elektrischer Leitungen	19
3.2.4 Elektrisch lange und elektrisch kurze Leitungen	22
3.2.5 Belastungen der Leitungen im Mittelspannungsnetz	24
3.3 Die Matrizen zur Beschreibung elektrischer Netze	28
3.3.1 Definitionen und Differenzierung der einzelnen Matrizen	28
3.3.2 Zweitormatrizen – Die Vierpoltheorie elektrischer Leitungen	31
3.3.3 Knotenadmittanzmatrix eines elektrischen Netzes	39
3.3.4 Mathematisches Netzmodell – Aufstellen der Knotenadmittanzmatrix	41
3.4 Angewandte Lösungsmethoden der Netzgleichungen im Zusammenhang mit der Netzreduktion	47
3.4.1 Gauss'scher Algorithmus	48

Inhaltsverzeichnis

3.4.2	Gauss-Jordan-Algorithmus	49
3.5	Der zellulare Ansatz	50
3.5.1	Beschreibung der Methodik des zellularen Ansatzes	50
3.5.2	Anwendungsbereich des zellularen Ansatzes	52
3.5.3	Bisherige Probleme mit dem zellularen Ansatz	54
4	Netzreduktionsmethoden	57
4.1	Lastflussberechnung und Netzreduktion.....	57
4.2	Netzumwandlungs- oder –vereinfachungsmethode	58
4.3	Netzreduktionsmethoden.....	63
4.3.1	Bedeutung und Einsatzbereiche der Netzreduktion	63
4.3.2	Grundlegendes zur Netzreduktion und ihren Anwendungen.....	65
4.3.3	Die Ward-Reduktionsmethode	67
4.3.4	Die REI-Reduktionsmethode	70
4.3.5	Die Linearisierungsmethode	77
4.3.6	Die PTFD-basierte Netzreduktion.....	78
4.3.7	Die Identifikationsmethode	80
5	Statische Netzreduktion am Beispielnetz.....	81
5.1	Auswahl der Reduktionsmethode	81
5.2	Unterschiede der angewandten zur konventionellen Methode	85
5.3	Beschreibung des MATLAB-Programms zur Netzreduktion	92
5.4	Vergleich der Ergebnisse.....	94
6	Zusammenfassung und Ausblick.....	112
7	Literaturverzeichnis	115
8	Anhang	119

NOMENKLATUR

Abkürzungen

BN	Boundary Nodes (Grenzknoten)
EPS	External Power System (externes System)
IPS	Internal Power System (internes System)
KAM	Knotenadmittanzmatrix
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
REI	Radial Equivalent Network
TAM	Toradmittanzmatrix
ZPBN	Zero Power Balance Network (verlustloses Netzwerk)

Indizes

Index	Erklärung
0	Ground Node (fiktiver Erdknoten, Null-Volt-Potential)
B	Boundary System (Grenzknotensystem)
Bez	Bezugsgrößen im Per-Unit-System
E	External System (externes System)
ers	Ersatzgrößen
I	Internal System (internes System)
p.u.	per unit
π	Ersatzschaltung nach π -Schema
R	REI-Node (REI-Knoten)
T	Ersatzschaltung nach T-Schema
z	Zweige

Nomenklatur

Formelzeichen

Formelzeichen	Erklärung [Einheit]
A	Querschnitt [m^2]
\underline{A}	Komplexe Kettenmatrix
α	Dämpfungsmaß [m^{-1}]
B	Reelle Inzidenzmatrix [-]
B'	Suszeptanzbelag [Sm^{-1}]
β	Phasenmaß [radm^{-1}]
C'	Kapazitätsbelag [Fm^{-1}]
C	Leitungskapazität [F]
c_0	Lichtgeschwindigkeit im Vakuum [ms^{-1}]
d	Abstand zwischen den Leitern [m]
δ, θ	Spannungsphasenwinkel [$^\circ$]
E	Elektrische Feldstärke [Vm^{-1}]
ϵ_r	Relative Dielektrizitätskonstante [$\text{AsV}^{-1}\text{m}^{-1}$]
f	Frequenz [Hz]
G'	Ableitungsbelag [Sm^{-1}]
G	Leitungsquerleitwert [S]
$\underline{\gamma}$	Übertragungsmaß [-]
H	Magnetische Feldstärke [Am^{-1}]
\underline{H}	Komplexe Hybridmatrix
i	Wechselgröße Strom (Zeitbereich) [A]
\underline{I}	Komplexer (Knoten-) Strom (Frequenzbereich) [A]
\underline{i}	Komplexer Strom p.u. [A]
j	Komplexe Zahl

Nomenklatur

J	Jacobi-Matrix, Funktional- oder Ableitungsmatrix
λ	Wellenlänge im Dielektrikum [nm]
L'	Induktivitätsbelag [Hm^{-1}]
L	Leitungsinduktivität [H]
l	Leitungslänge [m]
ω	Kreisfrequenz [s^{-1}]
Φ'	Magnetischer Flussbelag [Vsm^{-1}]
φ	Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung [°]
ψ	Bezogene Längsimpedanz [Ωm^{-1}]
P	Wirkleistung [W]
P_n	Wirkleistung im Nennbetrieb [W]
P_{nat}	Natürliche Leistung [W]
Q'	Ladungsbelag [Cm^{-1}]
Q	Blindleistung [VAR]
R'	Widerstandsbelag [Ωm^{-1}]
R	Leitungswiderstand [Ω]
\underline{S}	Komplexe Scheinleistung [VA]
s	Spärlichkeit, Spärlichkeitsgrad [-]
t	Zeitvariable [s]
u	Wechselgröße Spannung (Zeitbereich) [V]
\underline{U}	Komplexe (Knoten-) Spannung (Frequenzbereich) [V]
\underline{u}	Komplexe Spannung p.u. [V]
$U, \underline{U} $	Betrag der komplexen Spannung [V]
$U_{n,N}$	Netznennspannung [V]
U_q	Quellenspannung [V]

Nomenklatur

v	Vermaschungsgrad [-]
x, z	Laufvariablen für die Leitungslänge [m]
X'	Reaktanzbelag [Ωm^{-1}]
X	Leitungsreaktanz [Ω]
$\underline{Y}'(\omega), \underline{Y}'$	Queradmittanz bzw. Leitungsadmittanz (Belagsgröße) [Sm^{-1}]
$\underline{\tilde{Y}}$	Geordnete Betriebsmitteladmittanzmatrix
\underline{Y}	Komplexe Admittanz bzw. Knoten- oder Zweitoradmittanzmatrix [S]
\underline{Z}	Komplexe Impedanz bzw. Impedanzmatrix [Ω]
$\underline{Z}'(\omega), \underline{Z}'$	Längsimpedanz (Belagsgröße) [Ωm^{-1}]
\underline{Z}_L	Lastimpedanz [Ω]
\underline{Z}_w	Wellenwiderstand [Ω]
\underline{z}_w	Wellenwiderstand p.u. [Ω]

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 3.1: Netztopologien: a) Strahlennetz, b) Ringleitung (offen betrieben), c) verzweigter Ring, d) Maschennetz [8]	6
Abbildung 3.2: Systematische Einteilung der regelungstechnischen Stabilität eines elektrischen Energiesystems (in eigener Darstellung nach [6])	12
Abbildung 3.3: Einfaches Drehstromnetz mit Erzeuger, Verbraucher und Übertragungselementen (in eigener Darstellung nach [6])	14
Abbildung 3.4: Feldlinienverteilung einer symmetrische Zweidrahtleitung [15].....	16
Abbildung 3.5: Ersatzschaltung im T-Schema (in eigener Darstellung nach [9])	20
Abbildung 3.6: Ersatzschaltung im π -Schema (in eigener Darstellung nach [9])	20
Abbildung 3.7: T-Ersatzschaltung mit entsprechenden Leitungsparametern (in eigener Darstellung nach [9])	21
Abbildung 3.8: π -Ersatzschaltung mit entsprechenden Leitungsparametern (in eigener Darstellung nach [9])	21
Abbildung 3.9: Abbildung elektrisch langer Leitungen (in eigener Darstellung nach [19])	23
Abbildung 3.10: Modellierung der Ersatzschaltung einer elektrisch langen Leitung [15]	24
Abbildung 3.11: Einseitig gespeiste, elektrisch kurze Leitung a) Einphasiges Ersatzschaltbild, b) Zeigerdiagramm (in eigener Darstellung nach [19])	25
Abbildung 3.12: a) Leitung mit verteilten Abnahmen, b) zugehöriges Zeigerdiagramm (in eigener Darstellung nach [19]).....	26
Abbildung 3.13: a) Strahlennetz, b) Darstellung über die gewählte Hauptleitung (in eigener Darstellung nach [16])	27
Abbildung 3.14: Allgemeine, zweiseitig gespeiste Leitung (in eigener Darstellung nach [16])	27
Abbildung 3.15: Beispiel einer 30 kV-Ringleitung (in eigener Darstellung nach [16])	28
Abbildung 3.16: a) Allgemeiner Vierpol, b) Zweitor (in eigener Darstellung nach [25]).....	31
Abbildung 3.17: a) Vierpolnetzwerk, b) Allgemeiner Vierpol (in eigener Darstellung nach [17]).....	32
Abbildung 3.18: Richtungsdefinitionen der Klemmenströme und –spannungen a) im Kettenpfeilsystem, b) im Symmetrischen Pfeilsystem (in eigener Darstellung nach [17])....	32
Abbildung 3.19: π -Ersatzschaltung mit gleichen Querimpedanzen (in eigener Darstellung nach [22])	39
Abbildung 3.20: Schematische Ersatzschaltung eines Netzes, indem die Betriebsmittel elektrische Leitungen darstellen (L1 und L2) (in eigener Darstellung nach [23])	44
Abbildung 3.21: Möglicher Aufbau einer Systemmatrix [20].....	45
Abbildung 3.22: Knotengleichungssystem in Matrixform (in eigener Darstellung nach [6])	47
Abbildung 3.23: Stufenform nach Vorwärtselimination des Gauss-Verfahrens (in eigener Darstellung nach [6])	49
Abbildung 3.24: Reduzierte Stufenform (nicht skaliert) (in eigener Darstellung nach [6]).....	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.25: Prinzip einer Energiezellenstruktur [26]	50
Abbildung 3.26: Flexibilisierungsoptionen elektrischer Netze [28]	53
Abbildung 3.27: Schematische Darstellung eines Hybridnetzes [28].....	53
Abbildung 3.28: E-RLC-Modul zur Nachbildung der Blindleistung [7].....	55
Abbildung 3.29: Leitungsproblematik a) Stichleitung, b) Parallelleitung [7]	56
Abbildung 4.1: Übersicht über die Netzberechnungsverfahren (in eigener Darstellung nach [17])	57
Abbildung 4.2: a) Einfaches Strahlennetz, b) Vereinfachtes Netz (in eigener Darstellung nach [6])....	59
Abbildung 4.3: a) Vermaschtes Ringnetz, b) Vereinfachte, beidseitig gespeiste Leitung (in eigener Darstellung nach [6]).....	60
Abbildung 4.4: a) Vermaschtes Ringnetz mit beidseitiger Einspeisung, b) Aufteilung der Verbraucher auf die Knotenpunkte (in eigener Darstellung nach [6])	61
Abbildung 4.5: Stern-Dreieck-Umwandlung [30]	62
Abbildung 4.6: Einteilung eines vernetzten Energieversorgungssystems [39]	66
Abbildung 4.7: Prozess des "boundary-matching" bei der Äquivalenterstellung [40].....	67
Abbildung 4.8: Linkes Bild - Zusammenfassung der externen Netzknoten und Einfügen der zugehörigen REI-Knoten; rechtes Bild – REI-Äquivalenzmodell [32]	70
Abbildung 4.9: Erstellung des verlustlosen Netzwerkes (ZPBN) [32]	71
Abbildung 4.10: Allgemeine Knotenadmittanzmatrix eines beliebigen Netzes [32]	73
Abbildung 4.11: Knotenadmittanzmatrix in reduzierter Form [32]	74
Abbildung 4.12: Schritte bei der Erstellung des REI-Modells [36]	76
Abbildung 4.13: Linearisierungsmodell [40]	77
Abbildung 4.14: a) in Zonen eingeteiltes Originalnetz, b) äquivalentes Netz nach Anwendung der PTDF-basierten Netzreduktion [41].....	79
Abbildung 5.1: Originalnetz.....	81
Abbildung 5.2: Ersatznetzbildung unter Verwendung des zellularen Ansatzes mittels Ward-injection-method.....	82
Abbildung 5.3: Ersatznetzbildung unter Verwendung des zellularen Ansatzes mittels Ward-admittance-method.....	82
Abbildung 5.4: Ersatznetzbildung unter Verwendung des zellularen Ansatzes mittels REI-Methode .	83
Abbildung 5.5: a) Gesamtnetz, b) Ersatznetz nach REI, c) Ersatznetz nach Ward.....	84
Abbildung 5.6: Struktur des Beispielnetzes.....	85
Abbildung 5.7: Knotenadmittanzmatrix des Beispielnetzes	85
Abbildung 5.8: REI-Netzwerk für Zelle 1 des Beispielnetzes	86
Abbildung 5.9: Knotenadmittanzmatrix für Zelle 1.....	86
Abbildung 5.10: REI-Netzwerk für Zelle 3 des Beispielnetzes	87
Abbildung 5.11: Knotenadmittanzmatrix für Zelle 3.....	87
Abbildung 5.12: Reduziertes Netz a) für Zelle 1, b) für Zelle 2.....	87

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 5.13: REI-Netzwerk für Zelle 2	88
Abbildung 5.14: Knotenadmittanzmatrix von Zelle 2.....	88
Abbildung 5.15: Reduziertes Zellenmodell mit Darstellung der errechneten Leitungsparameter für die Ersatzleitungen zwischen den Zellen	89
Abbildung 5.16: Knotenadmittanzmatrix nach Ward-injection-method für a) Zelle 1 und b) Zelle 3 ..	89
Abbildung 5.17: Knotenadmittanzmatrix nach Ward-admittance-method für a) Zelle 1 und b) Zelle 3	89
Abbildung 5.18: Berechnung mittlerer Zellen nach der Ward-injection-method.....	90
Abbildung 5.19: Knotenadmittanzmatrix nach Ward-injection-method für Zelle 2	90
Abbildung 5.20: Berechnung mittlerer Zellen nach der Ward-admittance-method	91
Abbildung 5.21: Knotenadmittanzmatrix nach der Ward-admittance-method für Zelle 2	91
Abbildung 5.22: Ablaufschema der Netzreduktion im MATLAB [2] –Programm.....	93
Abbildung 5.23: Reduziertes Zellenmodell des Beispielnetzes über die Modellierung der Leitungen nach dem π -Ersatzschaltbild	97
Abbildung 5.24: Leitungsdarstellung im reduzierten Zellenmodell	97
Abbildung 5.25: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Wirkleistungsflüsse in Leitung 1-2	99
Abbildung 5.26: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Blindleistungsflüsse in Leitung 1-2	100
Abbildung 5.27: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Wirkleistungsverluste in Leitung 1-2	100
Abbildung 5.28: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Blindleistungsverluste in Leitung 1-2	101
Abbildung 5.29: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Wirkleistungsflüsse in Leitung 2-3	102
Abbildung 5.30: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Blindleistungsflüsse in Leitung 2-3	102
Abbildung 5.31: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Wirkleistungsverluste in Leitung 2-3	103
Abbildung 5.32: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Blindleistungsverluste in Leitung 2-3	103
Abbildung 5.33: Reduziertes Zellenmodell aus NEPLAN [1] der Ward-injection-method	105
Abbildung 5.34: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Wirkleistungsverluste im Gesamtnetz.....	108
Abbildung 5.35: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Blindleistungsverluste im Gesamtnetz.....	108

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 5.36: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen des Wirkleistungsimportes über den Slack-Knoten.....	109
Abbildung 5.37: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen des Blindleistungsimportes über den Slack-Knoten.....	110
Abbildung 8.1: Beispielnetz mit vollständiger Lastflussberechnung in NEPLAN [1]	119
Abbildung 8.2: Allgemeines 3-Zellen-Modell in NEPLAN [1].....	120
Abbildung 8.3: Allgemeines 3-Zellen-Modell mit E-RLC-Modulen in NEPLAN [1].....	120

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3-1: Größenordnungen der Leitungsbeläge	17
Tabelle 3-2: Zweitorparameter für die jeweilige Darstellungsform der Vierpolgleichungen	35
Tabelle 3-3: Umrechnungen der einzelnen Zweitormatrizen	36
Tabelle 3-4: Matrixparameter reziproker Zweitore	37
Tabelle 3-5: Matrixparameter torsymmetrischer Zweitore	38
Tabelle 3-6: Vierpolmatrizen einer π -Ersatzschaltung	39
Tabelle 3-7: Arten von Netzknoten in elektrischen Energienetzen	42
Tabelle 3-8: Vorgehensweise bei der Netzmodellierung mittels zellularem Ansatz.....	51
Tabelle 5-1: Absolute und relative Abweichungen der Leistungsflüsse Leitung 1-2 bezogen auf Gesamtnetz.....	99
Tabelle 5-2: Absolute und relative Abweichungen der Leistungsflüsse Leitung 2-3 bezogen auf Gesamtnetz.....	101
Tabelle 5-3: Absolute und relative Abweichungen der Leitungsverluste im gesamten Zellenmodell	107
Tabelle 5-4: Absolute und relative Abweichungen der Wirk- und Blindleistungseinspeisung im Slack- Knoten.....	109
Tabelle 8-1: Ergebnistabelle der REI-Methode inklusive Leistungsflüsse und -verluste.....	121
Tabelle 8-2: Ergebnistabelle der Ward-injection-Methode inklusive Leistungsflüsse und -verluste..	122
Tabelle 8-3: Ergebnistabelle der Ward-admittance-Methode inklusive Leistungsflüsse und -verluste	123
Tabelle 8-4: Ergebnistabelle der Methode der Leitungsmodellierung nach π -Ersatzschaltbild inklusive Leistungsflüsse und -verluste.....	124
Tabelle 8-5: Ergebnistabelle der Methode mittels E-RLC-Modul inklusive Leistungsflüsse und -verluste	125

1 EINLEITUNG

Als Folge der angestrebten „2020-Ziele“ bezüglich der Reduktion von Treibhausgasemissionen bzw. der Einsparung von Endenergie, müssen auch in Österreich zur Erreichung dieser Ziele maßgebliche Veränderungen der zukünftigen Energiesysteme vorgenommen werden. Diese Veränderungen bedingen die Entwicklung neuer Hilfsmittel für die Planung und den Betrieb moderner Energiesysteme. Die Notwendigkeit solcher Umstellungen zur Einhaltung der energiepolitischen Bestrebungen ergibt sich aufgrund des Wandels in der Erzeugungsstruktur sowie im Verbraucherverhalten. Die größte Herausforderung stellt dabei das elektrische System dar, welches aufgrund des unumgänglich wachsenden Anteils an erneuerbaren Energien sowie der zunehmenden Elektromobilität und vermehrter dezentraler Einspeisungen kleinerer Erzeugungseinheiten vor seinen betrieblichen Grenzen steht. In Österreich beispielsweise werden gemäß der Stromkennzeichnung (2017) nur noch 13% der elektrischen Energie aus fossilen bzw. regelbaren Energieträgern produziert, der Rest ist durch regenerative Energien gedeckt. Die fluktuierende Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen belastet das elektrische Netz, da aufgrund ihrer Volatilität sowie ihrer zeitlichen und örtlichen Verschiebung zwischen Erzeugung und Verbrauch immer häufiger ein Ausgleich nicht mehr ohne Betriebsmittelüberlastungen oder Spannungs- bzw. Frequenzschwankungen, außerhalb des zulässigen Bereiches, möglich ist. Es entsteht daher ein volatiles Residuallastprofil mit hohen Erzeugungs- sowie Lastspitzen, welche nicht zeitgleich auftreten. [3] [4]

Aufgrund dieses Residuallastprofils ist eine zeitliche und räumliche Entkopplung der Erzeugung und des Bedarfs notwendig. Eine räumliche Energieverteilung ist durch die elektrischen Leitungen realisiert, während eine zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch Speicher bedingt. Da großtechnische Speicherpotentiale im Bereich der elektrischen Energie noch nicht vorhanden sind, spielt die sogenannte „Hybridisierung von Energienetzen“ in diesem Zusammenhang eine entscheidende Rolle um eine flexible und stabile Versorgung bei erhöhtem erneuerbarem Energieanteil zu ermöglichen. In Hybridnetzen ist der Grundgedanke elektrische Überschussenergie in einen besser nutz- oder speicherbaren Energieträger zu überführen. [5] [6] Wie schon in vorangegangenen Arbeiten ist es durch die Erstellung eines Zellenmodells die Absicht, Konzepte energieträgerübergreifender Netze (vor allem Wärme, Gas und Strom) für eine gekoppelte Infrastruktur zu entwickeln. Ein solches Zellenmodell wird für jeden Energieträger einzeln aufgebaut, wofür die jeweiligen Netze in Zonen eingeteilt werden. [7]

Im Rahmen dieser Arbeit wird dieser Ansatz ausschließlich für das elektrische Netz betrachtet. Damit die vorhandenen Informationen in den Netzstrukturen von Teilnetzen elektrischer Energiesysteme effizient auf andere Teilnetze eines Gesamtnetzes übergeben werden können, müssen Vereinfachungen in den betroffenen Netzbereichen vorgenommen werden. Eine Möglichkeit dies zu realisieren stellt die Netzreduktion dar. Jede Zone soll über solche Netzreduktionsmethoden, also über eine korrekte Nachbildung der Betriebsmittel innerhalb dieser Zelle, lediglich über einen Knoten und ihre Verbindungsleitungen zu anderen Zellen repräsentiert werden. Über diese Darstellung des elektrischen Netzes soll es in weiterer Folge möglich sein, Aussage darüber zu treffen inwieweit jede Zelle auf niedrigst möglicher Ebene ausbalanciert werden kann. Es soll dazu ein funktionierendes Zellenmodell erstellt werden, das ein äquivalentes Ersatznetz des Originals darstellt und dabei die Lastflüsse und die Übertragungsleitungen entsprechend nachbildet.

In vorangegangenen Arbeiten des Lehrstuhls für Energieverbundtechnik der Montanuniversität Leoben und im Zusammenhang mit verschiedenen Projekten, wie „Energieschwamm Bruck“, „Smart Exergy Leoben“ sowie „Move2Grid“ erfolgte die Modellierung eines Zellennetzes und die Anpassung sowie Verbesserung der Abbildungsgenauigkeit. Über die Modellerstellung mittels Netzreduktion sollen die Ungenauigkeiten sowie bisherigen Probleme des Zellenmodells weiter optimiert werden.

2 AUFGABENSTELLUNG UND VORGEHENSWEISE

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Thematik der Netzreduktion elektrischer Netzwerke, ihren Grundlagen und den verschiedenen Methoden zur Erstellung eines äquivalenten Ersatzmodells für unterschiedliche Anwendungszwecke. Als Forschungsziel gilt es herauszufinden, inwiefern die Methodik der Netzreduktion auf ein Netz anwendbar ist, das über den zellularen Ansatz modelliert werden soll und ob das so erhaltene Zellenmodell gegenüber den bestehenden Modellen eine Verbesserung im Hinblick auf seine Abbildungsgenauigkeit der Wirk- und Blindleistungsflüsse darstellt.

Herangezogen werden soll ein Beispielnetz mit einer geringen Anzahl an Knoten, die jeweils Zellen zugeteilt wurden. Die entsprechenden Daten stehen aus einer vollständigen Lastflusssimulation des städtischen 5kV-Mittelspannungsnetzes zur Verfügung. Aus diesen Daten sollen die zur sukzessiven Modellerstellung durch spezifisch ausgewählte Netzreduktionsmethoden anzuwendenden Berechnungsschritte in MATLAB [2] programmiert werden. Als Ergebnisse sollen jene Parameter erhalten werden, die das äquivalente Ersatznetz definieren. Diese Parameter entsprechen den in den Zellen aggregierten Verbraucher- und Einspeiseleistungen, sowie den Leitungsbelägen der nachgebildeten elektrischen Verbindungsleitungen. Durch diese soll ein äquivalentes Zellenmodell mit Hilfe der Netzberechnungssoftware NEPLAN [1] modelliert und eine Lastflussberechnung simuliert werden. Zur Validierung wird das reduzierte Modell mit seinen Vorgängermodellen sowie dem Originalnetz hinsichtlich der vorhandenen Leistungsflüsse verglichen.

Zur Erstellung eines solchen Ersatzmodells sind einerseits mathematisch und elektrotechnisch grundlegende Gesetze und Verfahren, andererseits ausführliche Informationen über die Vorgehensweise bei den derzeit bereits angewendeten Netzreduktionsmethoden notwendig. Aufgrund dessen erfordert die Anwendung an einem Beispielnetz sowohl theoretische Grundlagen als auch den Stand der Technik hinsichtlich Netzreduktionsverfahren. Unterdessen befasst sich Kapitel 3 dieser Arbeit mit der mathematischen und elektrotechnischen Beschreibung elektrischer Netze, während Kapitel 4 die einzelnen Methoden der Netzreduktion behandelt. In Kapitel 5 werden die Reduktionsmethoden auf ihre Anwendbarkeit für die Erstellung eines Zellenmodells geprüft und die Vorgehensweise bei der Auswahl dieser Verfahren beschrieben. Weiters wird die spezifische Vorgehensweise bei der Netzreduktion für das Beispielnetz und ihre Unterschiede zu den klassischen Methoden, sowie der Aufbau des erstellten MATLAB -Programmes behandelt. Anschließend erfolgt zur Validierung des berechneten Zellenmodells ein Vergleich der erhaltenen Ergebnisse der Lastflusssimulation in NEPLAN [1]. Abschließend soll in Kapitel 6 ein kurzer

Überblick über die behandelten Schwerpunkte dieser Arbeit bzw. die gewonnenen Erkenntnisse gegeben werden. Unter Kapitel 6 sind weitere Fragestellungen für eventuelle, fortführende Forschungsarbeiten, welche sich im Rahmen der Erarbeitung dieses Themas neu ergeben haben zusammenfassend angeführt.

3 ELEKTRISCHE ENERGIESYSTEME – ELEKTROTECHNISCHE UND MATHEMATISCHE GRUNDLAGEN

Im folgenden Abschnitt soll einführend auf die elektrotechnischen und mathematischen Eigenschaften elektrischer Netze und ihrer Beschreibungsmöglichkeiten eingegangen werden, da eine Netzreduktion auf diesen aufbaut.

Bei den in der Arbeit auftretenden Größen handelt es sich um sinusförmige Wechselstromgrößen mit einer Frequenz von 50 Hertz, die im komplexen Bildbereich dargestellt werden können. Die Wechselgrößen, wie Spannungen, Ströme, Leistungen werden über ihre Effektivwertdarstellung mit zugehörigem Phasenwinkel angegeben, da damit die Wirkung der Wechselgrößen beschrieben wird. [8]

Um innerhalb dieser Arbeit eine einheitliche Konvention bzw. Schreibweise bezüglich der Kennzeichnung der komplexen Größen verwenden zu können, kann sich diese teilweise von der ursprünglichen Konvention der jeweils angegebenen Quelle unterscheiden. Die Notation der komplexen Zahlen sowie komplexen Vektoren und Matrizen erfolgt daher immer durch einen Unterstrich.

3.1 Das Verteilnetz – Mittelspannungsebene

Zunächst sollen in diesem Abschnitt die Aufgaben von Verteilnetzen sowie die drei grundlegenden Netzformen kurz beschrieben werden, danach soll auf die Mittelspannungsebene und ihre Netzformen eingegangen werden, wie sie im Beispielnetz dieser Arbeit vorkommen. Zusätzlich soll der Begriff der elektrischen Leistung behandelt werden. Dabei soll vor allem auf die Blindleistung und ihre Wirkungen im Netz eingegangen werden. Aus der Definition der Blindleistung und ihrer genaueren Beschreibung soll ersichtlich werden, warum ihre Abbildungsgenauigkeit im Modell von großer Bedeutung ist.

3.1.1 Aufgaben der Verteilnetze

Das Verteilnetz dient der Weiterleitung der elektrischen Energie zu den Verteilerunternehmen, den Sonderabnehmern und den Endverbrauchern. In einem Umspannwerk wird die elektrische Energie von der Hochspannungsebene auf die Mittelspannungsebene transformiert. Die Mittelspannungsebene kann unterschiedliche Spannungsniveaus umfassen, wie beispielsweise 10 kV, 20 kV und 30 kV. Bei den Verbrauchern der Mittelspannungsnetze wird zwischen Ortsnetzstationen und industriellen Großverbrauchern unterschieden werden. Die Ortsnetzstationen dienen der Transformation auf die Niederspannungsebene (0,4 kV), von denen aus die Verteilung meist über Erdkabel zu den

Endverbrauchern (hauptsächlich Haushalte) erfolgt. Zu den Großverbrauchern zählen Industriebetriebe, Kaufhäuser oder auch Verwaltungsgebäude, welche den Strom direkt aus der höheren Mittelspannungsebene beziehen. Diese Großverbraucher besitzen ihre eigenen Netzstationen mit Transformatoren zur Umspannung auf eine niedrigere Spannungsebene und damit ein betriebseigenes Niederspannungsnetz. [6]

3.1.2 Netztopologien in elektrischen Verteilnetzen

Die drei möglichen Arten von Netzstrukturen sind das Strahlennetz, das Ringnetz und das Maschennetz, welche in der nachstehenden Abbildung 3.1 dargestellt sind. [8]

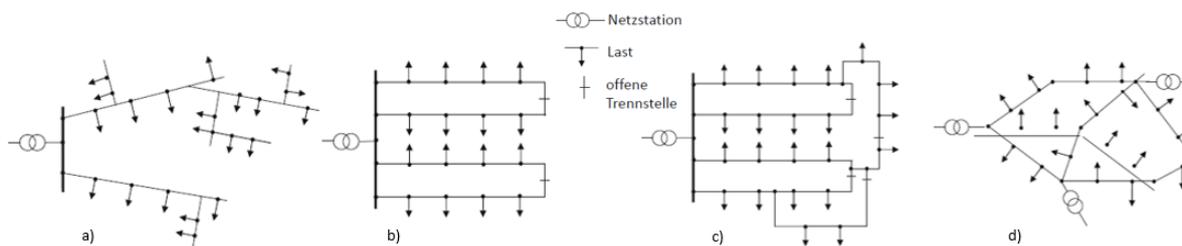


Abbildung 3.1: Netztopologien: a) Strahlennetz, b) Ringleitung (offen betrieben), c) verzweigter Ring, d) Maschennetz [8]

Strahlennetze

Dabei laufen sogenannte Stichleitungen strahlenförmig vom Punkt der Einspeisung zu den Abnehmern. Die Stichleitungen sind dabei die Versorgungsleitungen der Verbraucher. Aus diesem Grund können die Verbraucher immer nur von einer Seite versorgt werden, was im Falle eines Kurzschlusses zu einem Ausfall aller Verbraucher eines Strahls führt. Weiters kommt es bei dieser Netzform zu Spannungshaltungsproblemen und höheren Leitungsverlusten. Aufgrund ihres geringen Planungsaufwandes, ihrer Übersichtlichkeit und der geringen Anforderungen an den Netzschutz werden die Strahlennetze vor allem im Niederspannungsbereich eingesetzt. [6]

Ringnetze

Strukturell sind diese den Strahlennetzen sehr ähnlich, mit dem Unterschied, dass an den Enden zweier Strahlen eine Verbindung besteht, welche über einen Trennschalter gekoppelt sind. Dadurch werden die Verbraucher von zwei Seiten gespeist, was im Kurzschlussfall keine Abschaltung aller Verbraucher im Ring bedingt, sondern nur jener im betroffenen Strahl, und damit die Versorgungssicherheit erhöht. Aufgrund dieser geschlossenen Ringstruktur wird die Spannungshaltung deutlich verbessert und es treten geringere Verluste auf. Gleichzeitig erhöht sich der Wartungsaufwand des Netzes. Zum Einsatz kommen Ringnetze vor allem in Niederspannungsstraßennetzen und Mittelspannungsnetzen. [6]

Maschennetze

In den Maschennetzen bleibt die Topologie der Ringnetze erhalten, in diesem Fall erfolgt die Versorgung der Verbraucher nicht nur von zwei Seiten, sondern die Knoten und Zweige werden mehrfach versorgt. Deshalb sind Maschennetze hauptsächlich durch ihre hohe Versorgungssicherheit sowie minimale Spannungsabfälle in den Knoten gekennzeichnet. Bei einem Kurzschluss beschränken sich die Auswirkungen lediglich auf einen kleinen Teil des Netzes, während die restlichen Bereiche ununterbrochen weiterversorgt werden können. Die hohen Investitionskosten, ihr hoher Planungs- und Wartungsaufwand und ihre hohen Kurzschlussströme werden zukünftig zum Trend der Entmaschung der Netze führen. Dabei wird das höhere Risiko eines Versorgungsausfalls in Kauf genommen, es sollen daher anstelle vieler, kleiner Maschen wenige, große Maschen entstehen. Maschennetze kommen bei zunehmenden Lastdichten in höheren Spannungsebenen zum Einsatz. [6]

3.1.3 Arten von Mittelspannungsnetzen

Der Bezug elektrischer Energie in Mittelspannungsnetzen erfolgt hauptsächlich aus einem vorgelagerten 110 kV-Netz durch das Heruntertransformieren auf das jeweilige Mittelspannungsniveau. Auf der Mittelspannungsebene kann zwischen verschiedenen Arten von Netzen differenziert werden: [6]

1. Mittelspannungsortsnetze
2. Mittelspannungsindustriennetze
3. Mittelspannungsgebäudenetze
4. Eigenbedarfsnetze

Zudem wird nach der Art der Verteilung über die Richtung des Leistungsflusses im Mittelspannungsnetz differenziert. Kommt es über die Mittelspannungsschaltanlagen der 110 kV- /10 kV-Umspannwerke zur Einspeisung in das Mittelspannungsnetz, wird dies als primäre Verteilung der elektrischen Energie bezeichnet. Wird hingegen Leistung aus dem Mittelspannungsnetz in das Niederspannungsnetz über Netzstationen abgegeben oder ausgespeist, so handelt es sich um sekundäre Verteilung. [6]

Im Falle von Mittelspannungsortsnetzen sind Strahlennetze die gewählten Netzformen, wobei jeder Strahl einer Stickleitung der Versorgung von Ortsnetzstationen zur Transformation auf die Niederspannungsebene dient. Bei erhöhten Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit sowie bei einer hohen Lastdichte der Versorgungsbereiche kommen Ringnetze mit offenen Verbindungsleitungen zwischen den einzelnen Strahlen zum Einsatz. Befindet sich das Netz in seinem betriebsmäßig normalen Zustand bleiben diese Leitungen offen, im Falle einer Störung werden diese geschlossen, sobald das betroffene Betriebsmittel oder die

betroffene Fehlerstelle herausgetrennt werden konnte. Diese Betriebsweise vereinfacht den Netzschutz und ermöglicht dennoch eine ungestörte Versorgung der übrigen Verbraucher. [6]

Bei Mittelspannungsindustriernetzen liegen kleine räumliche Ausdehnungen mit hohen Lastdichten und einer hohen Anzahl an motorischen Verbrauchern vor, welche die Lastschwerpunkte dieser Netze bilden. Aus Gründen der Übersichtlichkeit und der Betriebsweise solcher Industriernetze kommen hier fast ausschließlich Strahlennetze vor, die aufgrund hoher Anforderungen an die Betriebssicherheit als Doppelnetze ausgeführt werden. [6]

Eigenbedarfsnetze kommen beispielsweise in Dampfkraftwerken vor, da diese eine Vielzahl von Antrieben hoher Leistung benötigen, welche einen erheblichen Eigenbedarf an elektrischer Energie fordern. Anforderungen an die Netzstruktur sind vor allem eine hohe Verfügbarkeit in jedem Betriebszustand, was Eigenbedarfsnetze grundsätzlich auszeichnet. Im Falle eines Netzfehlers kann das gesamte Kraftwerk vom Netz getrennt werden und über einen Generator weiterversorgt werden, sodass der Eigenbedarf des Kraftwerks stets gedeckt ist. [6]

3.1.4 Blindleistung im Verteilnetz

Definition der Scheinleistung, Wirkleistung und Blindleistung

In Übertragungs- bzw. Verteilungssystemen elektrischer Energie wird dreiphasiger Wechselstrom, sogenannter Drehstrom, eingesetzt. Dieser Drehstrom entsteht durch drei, um 120° phasenverschobene Einphasensysteme, wodurch im Normalbetrieb ein symmetrischer Netzzustand ermöglicht wird. Er bietet gegenüber einphasigem Wechselstrom oder Gleichstrom wesentliche, vorteilhafte Eigenschaften hinsichtlich Veränderbarkeit des Spannungsniveaus der Übertragung, Leistungsanpassung an die Übertragungstrecken sowie seiner einfacheren Abschaltbarkeit. [9] Damit es in derartigen elektrischen Energiesystemen überhaupt zu einem Stromfluss kommt, muss sich 50 Mal pro Sekunde ein Magnetfeld auf- bzw. abbauen, weshalb neben der Wirkleistung, auch Blindleistung im Netz vorhanden ist. [10] Blindleistung entsteht aufgrund von nicht Ohmschen Verbrauchern, also durch das Vorhandensein von kapazitiven oder induktiven Lasten. Diese treten in elektrischen Netzen in der Systemkomponenten und Betriebsmittel sowie ihrer gegenseitigen Wechselwirkungen auf. [9] Die Blindleistung bezeichnet damit jene Leistung, welche zum Aufbau des Magnetfeldes benötigt und dazu dem Netz entnommen wird, die gleiche Leistung wird, abgesehen von den entstehenden Verlusten, beim Abbau des magnetischen Feldes wieder an das Netz abgegeben. Dadurch entsteht keine nutzbare Arbeit, sie dient nur der Aufrechterhaltung der Spannung. Aus diesem Grund wird die Blindleistung auch als

Verschiebe- oder Pendelleistung bezeichnet. [10] Beide Leistungskomponenten weisen mit der Netzfrequenz periodische, sinusförmige Verläufe auf und setzen sich über geometrische Addition zur Scheinleistung zusammen. Die Zusammenhänge zwischen Schein- sowie Wirk- und Blindleistung sind in der nachstehenden Formel (3.1) ersichtlich. [9]

$$\underline{S} = 3 \cdot \underline{U} \cdot \underline{I}^* = 3 \cdot U \cdot I \cdot e^{j\varphi} = 3 \cdot U \cdot I \cdot (\cos\varphi + j \cdot \sin\varphi) = P + j \cdot Q \quad (3.1)$$

Die Wirkleistung ist in einem Drehstromsystem als die momentane Drehstromleistung definiert. Sie setzt sich aus der Summe der Wirkleistungen der drei um je 120° verschobenen Phasen des Netzes zusammen. Sie ist jene Leistung, die einem elektrischen Verbraucher im Netz zur Umwandlung in andere Leistungen zur Verfügung steht. Zusätzlich muss in einem elektrischen Energienetz Blindleistung übertragen werden, welche sich ebenso aus der Summe der Phasenblindleistungen berechnet. [9] Sie kann vom Verbraucher nicht genutzt werden, belastet aber die Leitungen aufgrund des wiederkehrenden Feldaufbaus jedes Mal zusätzlich mit Blindleistung. Aufgrund dessen, dass gleichzeitig sowohl Wirk- als auch Blindleistung transportiert werden, muss das Netz inklusive seiner Betriebsmittel auf die gesamte, im Netz vorhandene Leistung, die Scheinleistung, ausgelegt sein. Erhöht sich der Anteil an Blindleistung im Netz, muss der übertragene Wirkleistungsanteil entsprechend geringer werden. [10]

Natürliche Leistung elektrischer Leitungen

Entspricht der komplexe Lastwiderstand eines Verbrauchers, der an die jeweilige elektrische Leitung angeschlossen ist, dem Wellenwiderstand \underline{Z}_w der verlustlosen Leitung, wird die über diese Leitung transportierte Leistung als natürliche Leistung bezeichnet. [11]

Im Falle einer solchen Leitung liegt ein optimaler Betriebspunkt vor, sodass der Leitung keine zusätzliche Blindleistung zugeführt werden muss, um den Aufbau der elektrischen und magnetischen Felder zu ermöglichen. Das bedeutet, dass die Längsinduktivität genau so viel Blindleistung verbraucht, wie die Querkapazität bereitstellt. Dieser Betriebszustand wird als Anpassung oder auch natürlicher Betrieb der Leitung bezeichnet. [12]

Eine elektrische Leitung befindet sich im übernatürlichen Betrieb, wenn der Lastwiderstand kleiner als der Wellenwiderstand ist bzw. wenn über die Leitung mehr Leistung als die natürliche Leistung übertragen wird. In diesem Zustand zeigt die Leitung induktives Verhalten, wodurch ihre Impedanz einen positiven Blindleistungsanteil besitzt. Physikalisch anschaulich entspricht ein niederohmiger Lastwiderstand einem starken Laststrom, welcher ein ebenso starkes Magnetfeld aufbaut. Dieses Magnetfeld ist in Summe größer als jenes durch die Betriebsspannung bestimmte elektrische Feld. In diesem Fall wird die Ausgangsspannung

gegenüber der Eingangsspannung der Leitung mit zunehmender Leitungslänge verringert und die Leitung muss eine größere Wirkleistung als im natürlichen Betrieb übertragen. [12]

Eine elektrische Leitung befindet sich im unternatürlichen Betrieb, wenn der Lastwiderstand größer als der Wellenwiderstand der Leitung ist bzw. wenn über die Leitung eine geringere Leistungsmenge als die natürliche Leistung übertragen wird. Die Leitung zeigt in diesem Betriebszustand ein kapazitives Verhalten mit negativem Blindleistungsanteil. Über die auftretenden, physikalischen Effekte durch das kapazitive Verhalten der Leitung erklären sich die geringen Lastströme, welche ein kleines Magnetfeld aufbauen und somit gegenüber dem elektrischen Feld bzw. den elektrischen Verschiebungsströmen nur einen sehr geringen Einfluss besitzen. Bei langen, leerlaufenden Leitungen bilden die Längsinduktivität und die Querkapazität in ungefähr gleicher Größenordnung gemeinsam einen Reihenschwingkreis, der bereits bei Netzfrequenz Resonanzverhalten aufweist. Aus diesem Grund wird die Leitung durch hohe Ströme belastet, welche eine erhöhte Spannung an den Elementen sowie am Leitungsende hervorrufen. Dieser sogenannte Ferranti-Effekt tritt auch abgeschwächt bei belasteten Leitungen auf, sofern sich diese im unternatürlichen Betrieb befinden. [12]

Um in Stromversorgungsnetzen einen möglichst natürlichen Betrieb der Leitungen zu realisieren und die Stabilitätsgrenzen der Energieübertragung über diese hinaus nicht zu verletzen, werden zur Kompensation Reihen- und Parallelschaltungen von Ladestromspulen sowie Kondensatoren eingesetzt. Diese erzeugen angepasste Leitungskenngrößen und passen damit die übertragene Leistung an die Abnahme am Leitungsende an. Reihenspulen vergrößern die Induktivität der jeweiligen Leitung, während Parallelschaltungen, die zwischen Phasenleiter und Erde geschaltet werden, gegenteilig wirken. Umgekehrt vergrößern Parallelkondensatoren die Kapazität eines Leiters, während Reihenkondensatoren diese verringern. [11]

Konkret werden durch Verstellen des komplexen Widerstandes, beispielsweise bei Kompensationsdrosselschaltungen, die Betriebskapazitäten der Freileitungen verringert und ihr Wellenwiderstand vergrößert, wodurch auch bei Teillast ein natürlicher Betrieb der Leitungen gewährleistet ist, und die damit verbundenen Spannungserhöhungen nicht auftreten. [12]

Im Falle einer angepassten Leitung, wird lediglich die über den Abschluss geforderte Leistung übertragen, daher sind die Beträge der Spannungen und Ströme entlang der gesamten Leitung gleich groß. In diesem Fall verhält sich die Leitung Ohmsch und es wird nur Wirkleistung übertragen. Die natürliche Leistung berechnet sich somit nach Formel (3.2) [12], in der U_{nN} die Netznennspannung (Außenleiterspannung) und Z_w den Betrag des Leitungswellenwiderstands (siehe Abschnitt 3.2) darstellen. In diesem Betriebszustand sind sowohl Spannung als auch Leistung konstant. [11]

$$P_{nat} = 3 \cdot \left(\frac{U_{nN}}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot \frac{1}{Z_w} = \frac{U_{nN}^2}{Z_w} \quad (3.2)$$

Da die Leistung konstant ist, sind induktive und kapazitive Blindleistung der Leitungsinduktivität L' und der Leitungskapazität C' ausgeglichen. Aus diesem Grund errechnet sich die natürliche Leistung P_{nat} einer Leitung alternativ auch nach Formel (3.3). In einer realen, verlustbehafteten Leitung sind Spannung und Leistung annähernd konstant und das Gleichgewicht in der Blindleistungsbilanz ist näherungsweise gegeben. [9]

$$P_{nat} = \frac{U_{nN}^2}{\sqrt{\frac{L'}{C'}}} \quad (3.3)$$

Bei verlustbehafteten Leitungen im Nieder- und Mittelspannungsbereich gelten zwar dieselben Zusammenhänge, aber aufgrund der auftretenden, sehr geringen Querkapazitäten ist der Betrieb der Freileitungen ohmsch-induktiv, somit ist die Spannung am Leitungsanfang immer größer als jene am Leitungsende. Die maximal übertragbare Leistung wird in diesen Spannungsebenen aufgrund von anderen Restriktionen begrenzt. Dabei handelt es sich um den zulässigen Spannungsabfall und den zulässigen Temperaturanstieg des Leiters. [12]

Auswirkungen der Blindleistung auf das Verteilnetz

Kommt es im Netz zu einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch, muss dieser möglichst schnell abgebaut werden, um die Netzfrequenz konstant auf ihrem Sollwert zu halten. Daher müssen alle Erzeugungseinheiten ihre Wirkleistungsabgabe ans Netz je nach Anforderungen reduzieren können. Je nachdem ob es sich beim betrachteten Netz um ein Übertragungs- oder ein Verteilnetz bzw. um welche Netzebene es sich handelt, müssen Vorgaben bezüglich Laständerungsgeschwindigkeit und Art der Leistungsreduktion erfüllt werden. [12]

In diesem Zusammenhang der Frequenzhaltung ist die Anpassung der Wirkleistung ausschlaggebend. Neben der Frequenz muss für den Netzbetrieb jedoch eine entsprechende Spannungshaltung gewährleistet werden können. Die Spannung darf sich nicht außerhalb eines gewissen Spannungsbandes bewegen, daher werden an die Erzeugungsanlagen zusätzlich Anforderungen bezüglich Blindleistung gestellt. [12]

Es muss also zu jedem Zeitpunkt im Netz ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirk- sowie Blindleistung gegeben sein. Ist dieses Gleichgewicht aufgrund von Laständerungen, Kurzschlüssen oder Erzeugungsausfällen nicht mehr vorhanden, befindet sich das Netz in einem instabilen Zustand. Bei der Betrachtung der Stabilität eines komplexen

Elektroenergiesystems unterscheidet wird zwischen dem Wirkleistungsgleichgewicht, das auch als Polradstabilität bezeichnet wird, und dem Blindleistungsgleichgewicht, das auch Spannungsstabilität genannt wird, unterschieden. In der nachstehenden Abbildung (Abbildung 3.2) ist zu erkennen, dass die Stabilität des elektrischen Gesamtsystems sowohl auf einer Wirkleistungs- als auch auf einer Blindleistungsbalance aufbaut. [6]

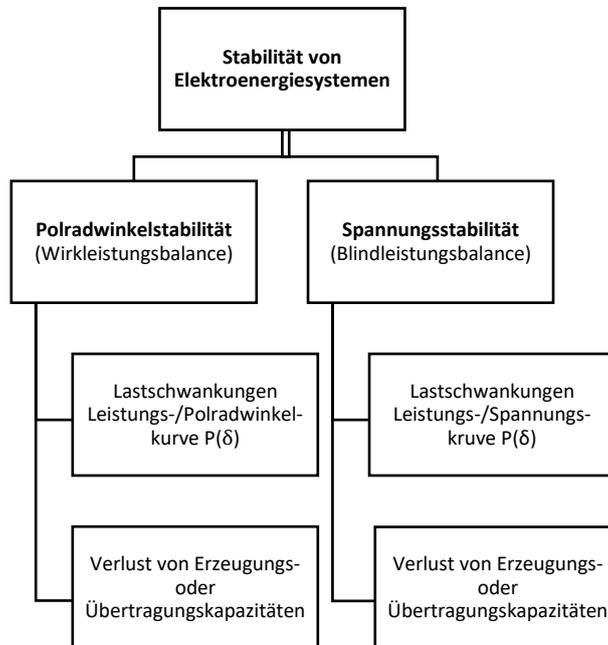


Abbildung 3.2: Systematische Einteilung der regelungstechnischen Stabilität eines elektrischen Energiesystems (in eigener Darstellung nach [6])

Aufgrund dessen sind in unterschiedlichen Regelwerken bezüglich der technischen Mindestanforderungen elektrischer Netze, wie beispielsweise dem deutschen TransmissionCode [13], Wertebereiche innerhalb des zulässigen Spannungsbandes definiert, in denen der Leistungsfaktor $\cos\varphi$ Werte annehmen darf, um ein solches Gleichgewicht der Blindleistung zu schaffen. Je nachdem welche Netzanforderungen an den Übertragungsnetzbetreiber gestellt werden, wählt dieser von drei Bereichen einen aus. Die Bereiche aus dem TransmissionCode [13] bezeichnen in diesem Zusammenhang größte induktive, größte kapazitive Blindleistungsbereitstellung sowie einen Bereich dazwischen. Innerhalb des gewählten Bereichs muss die jeweilige Anlage in der Lage sein, Änderungen bezüglich der Blindleistungsvorgaben durch den Übertragungsnetzbetreiber einzustellen. Sollte der Bedarf bestehen, darf der Netzbetreiber einen anderen Blindleistungsbereich festlegen. Der TransmissionCode [13] gilt für Übertragungsnetze, für Verteilnetze gilt der DistributionCode [14], welcher bezüglich der Blindleistungsanforderungen dem TransmissionCode [13] entspricht, da der Übertragungsnetzbetreiber Vorgaben bezüglich

Netzanforderungen macht. Im Nennbetrieb P_n errechnet sich die geforderte Blindleistung Q im Netz über den Leistungsfaktor $\cos\varphi$ nach Formel (3.4): [12]

$$Q = P_n \cdot \tan(\arccos\varphi) \quad (3.4)$$

Diese Blindleistung muss im Teillastbetrieb und damit in allen Arbeitspunkten des Leistungsdiagramms des Generators bereitgestellt werden können. In bestimmten Netzsituationen kann es dabei sogar der Fall sein, dass Blindleistung gegenüber der Wirkleistung vorrangig eingespeist werden muss. Kleine Blindleistungsanteile im Netz erhöhen für gewöhnlich den Wirkungsgrad der Leistungsübertragung, größere Blindleistungsanteile hingegen führen aufgrund der hohen Verluste zu einer Verschlechterung. Für Mittelspannungsnetze werden Kennlinien $\cos\varphi(P)$ durch den Netzbetreiber vorgegeben. Für die Erzeugungsanlage ist es eine Voraussetzung jeden Punkt der Kennlinie, je nach Vorgaben des Netzbetreibers, innerhalb weniger Minuten einstellen zu können. Sind keine Kennlinien vorhanden, muss für jeden Betriebspunkt der Leistungsfaktor innerhalb eines $\cos\varphi = 0,95$ (*induktiv*) und eines $\cos\varphi = 0,95$ (*kapazitiv*) eingestellt werden können. [12]

3.1.5 Das Per-Unit-Verfahren

Sollen die Berechnungen in einem elektrischen Netz über mehrere, unterschiedliche Spannungsebenen erfolgen oder Betriebsparameter elektrischer Maschinen, wie beispielsweise Spannungsabfälle, unabhängig von der Maschinengröße bewertet werden, kommen bezogene Größen zum Einsatz. Die elektrischen Größen, welche der Beschreibung des Netzes dienen, werden in diesem Zusammenhang auf eine dimensionsgleiche Bezugsgröße bezogen. Vorgegangen wird dabei so, dass eine Bezugsscheinleistung S_{Bez} und eine Bezugsspannung U_{Bez} je nach Spannungsebene gewählt werden, die Bezugsgrößen für Strom I_{Bez} und Impedanzen Z_{Bez} können aus diesen berechnet werden. Die Bezugsspannung U_{Bez} wird meist über die Nennspannung der jeweiligen Spannungsebene definiert, als Bezugsscheinleistung S_{Bez} wird entweder die Bemessungsscheinleistung des größten Transformators im Netz verwendet oder eine Zehnerpotenz derselben Größenordnung. Mittels den Formeln (3.5) und (3.6) können die Bezugsgrößen für Strom und Impedanz berechnet werden. [6]

$$I_{Bez} = \frac{S_{Bez}}{U_{Bez}} \quad (3.5)$$

$$Z_{Bez} = \frac{S_{Bez}}{U_{Bez}^2} \quad (3.6)$$

Der Vorteil bei der Verwendung bezogener Größen ist, dass sich alle bezogenen Impedanzen unabhängig von der Spannungsebene, in der sich die Betriebsmittel befinden, berechnen. Abgesehen davon fallen die Übersetzungsverhältnisse der Transformatoren aus der Berechnung sowie die Unterscheidung von Phasenspannung und verketteter Spannung. [6]

Die Elemente der Zweitormatrizen elektrischer Leitungen können auf p.u.-Größen umgerechnet werden, was unter Abschnitt 3.3.2 beschrieben wird. [9]

3.2 Betriebsmittel im elektrischen Netz

In einem elektrischen Energieversorgungsnetz werden unterschiedlichste Betriebsmittel zur Bereitstellung, Weiterleitung und Abnahme von der Energieerzeugung bis hin zum Verbraucher eingesetzt (siehe Abbildung 3.3). Zu diesen gehören die Energiewandler, also die Transformatoren, welche der Kopplung der Spannungsebenen dienen, die Energiespeicher, die Einspeisungen, wie Synchrongeneratoren, die Verbraucher und auch die elektrischen Leitungen. Die Verbraucher im Netz können je nach Netzebene unterschiedliche, elektrische Elemente darstellen, wie Netzstationen, an denen die Transformation auf eine andere Netzebene erfolgt, Asynchronmotoren zum Antrieb in der Industrie oder Leistungselektronik bzw. andere nichtmotorische Verbraucher. Die Verteilung und Übertragung der elektrischen Energie ist leitungsgebunden und bedient sich Freileitungen und Kabeln als Übertragungselemente. [6]

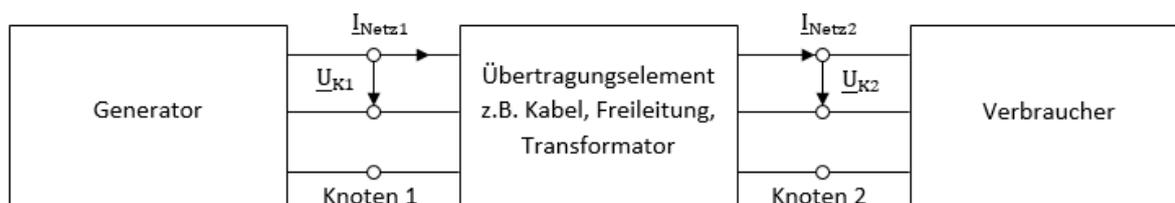


Abbildung 3.3: Einfaches Drehstromnetz mit Erzeuger, Verbraucher und Übertragungselementen (in eigener Darstellung nach [6])

Im folgenden Abschnitt sollen vor allem die elektrischen Leitungen betrachtet werden, da diese für die Aufgabenstellung in einem Netz mit überwiegend Wirkleistungsverbrauchern großen Einfluss auf den Blindleistungsfluss nehmen.

3.2.1 Leitungsparameter im elektrischen Netz

Im elektrischen Drehstrom- bzw. Dreiphasensystem können die Berechnungen, solange ausschließlich symmetrische Belastungen auftreten, über die einphasige Darstellung elektrischer Leitungen durchgeführt werden, da auch die anderen beiden Phasen exakt gleiches Verhalten zeigen. Gegenüber dem betrachteten Einphasensystem entsteht lediglich eine Phasenverschiebung von plus bzw. minus 120° . Jede Leitung kann basierend auf der Feldtheorie durch ihre Leitungsbeläge beschrieben werden. Diese Leitungsbeläge bestehen im Falle des elektrischen Netzes sowohl für Kabel als auch für Freileitungen aus einem Widerstandsbelag, einem Induktivitätsbelag, einem Kapazitätsbelag und einem Ableitungsbelag. Der Unterschied zwischen Kabeln und Freileitungen liegt in der Größenordnung und damit dem Einfluss der jeweiligen Belagsgröße. Diese Größen werden als Beläge bezeichnet, da sie immer auf die Länge der jeweiligen Leitung bezogen werden. Das Ersatzschaltbild einer Leitung setzt sich damit aus passiven, elektrischen Bauelementen zusammen, welche jeweils zur Darstellung eines physikalischen Effektes zwischen bzw. in den Leitungen dienen. [9]

Zur Erklärung und dem besseren Verständnis der Größen soll gezeigt werden, wie sich diese differentiell berechnen. Aufgrund der auftretenden, physikalischen Effekte erfolgt die Energieübertragung eigentlich nicht im Leiter, sondern im umliegenden, elektromagnetischen Feld. Für die exakte Beschreibung der Übertragung der elektrischen Energie müssten die Maxwell'schen Gleichungen verwendet werden, eine einfachere und vor allem anschaulichere Erklärung, kann aus Überlegungen bezüglich elektro- und magnetostatischen Effekten erhalten werden. Eine Voraussetzung, die für diese Betrachtungsweise getroffen werden muss, ist, dass der Abstand d von Hin- und Rückleiter in einer Leitung deutlich kleiner ist als die Wellenlänge λ des Signals im Dielektrikum. Dieser Zusammenhang ist in Formel (3.7) dargestellt, in der c_0 die Lichtgeschwindigkeit im Vakuum ($c_0 = 2,99792 \cdot 10^8 \text{ m/s}$), f die Frequenz und ϵ_r die relative Dielektrizitätskonstante beschreiben: [15]

$$d \ll \lambda = \frac{c_0}{f \cdot \sqrt{\epsilon_r}} \quad (3.7)$$

Wird an einer Leitung eine Spannung angelegt, stellt sich ein Stromfluss durch diese Leitung ein, welcher ein den Leiter umgebendes Magnetfeld erzeugt, durch dieses entsteht ein magnetischer Flussbelag Φ' entlang der Leitung. Aus diesem wird der differentielle Induktivitätsbelag L' definiert, wie in Formel (3.8) angeführt: [15]

$$\Phi' dz = i \cdot L' dz \quad (3.8)$$

Aufgrund der Spannung an der Leitung kommt es zu einer Oberflächenladung der Leiter, welche den Ladungsbelag Q' und damit infolge den Kapazitätsbelag C' verursacht. Dieser Zusammenhang kann aus Formel (3.9) abgeleitet werden: [15]

$$Q' dz = u \cdot C' dz \quad (3.9)$$

Diese beiden Effekte können anschaulich dargestellt werden über die Feldlinienverteilung der magnetischen und elektrischen Feldstärke H und E , was in Abbildung 3.4 gezeigt ist, U_q bezeichnet in dieser eine Spannungsquelle: [15]

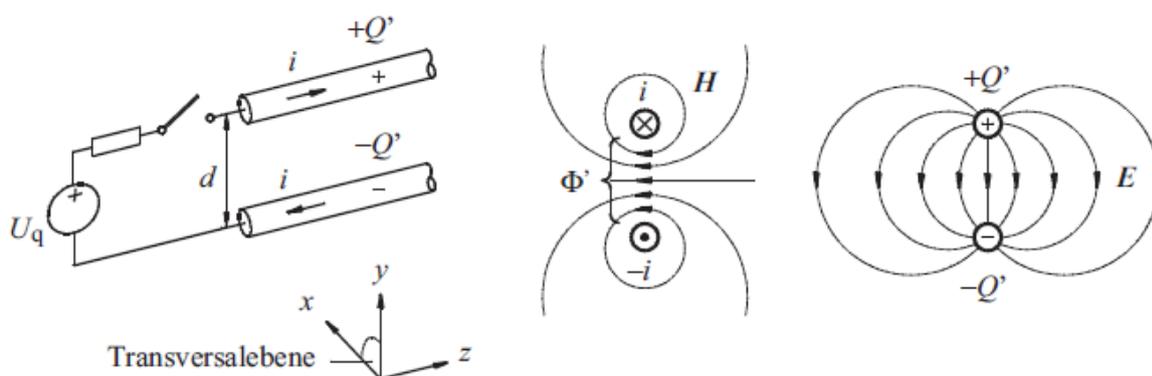


Abbildung 3.4: Feldlinienverteilung einer symmetrischen Zweidrahtleitung [15]

In einer realen Leitung mit metallischen Leitern und einem verlustbehafteten Dielektrikum entsteht zusätzlich ein Widerstandsbelag R' und ein Leitwert- oder Ableitungsbelag G' . [15]

Zusammenfassend stellt der Induktivitätsbelag das vom Strom induzierte Magnetfeld dar, welches durch das Aufspannen einer Leiterschleife aufgrund von parallelen Leitungsabschnitten zustande kommt. Der Kapazitätsbelag berücksichtigt das elektrische Feld, das sich, wie bei einem Kondensator, im Dielektrikum zwischen zwei Leitungen aufbaut. Der Widerstandsbelag kommt aufgrund der Materialien in den Leitern zustande, welche bei Stromfluss ohmsche Verluste und damit einen Spannungsabfall verursachen. Der Ableitungsbelag stellt einen Leitungsquerleitwert dar und entsteht aufgrund von Koronaverlusten im Dielektrikum und Kriechstromverlusten über die Isolatoren. [9]

Ist wie im Nieder- und Mittelspannungsnetz eine gute Isolierung der Kabel und der Freileitungen vorhanden, besitzt der Wirkleitwert einen geringen Einfluss und kann daher meist vernachlässigt werden, während die Betriebskapazität in ausgedehnten, elektrischen Netzen relativ hohe kapazitive Ströme hervorrufen kann. Diese Ströme belasten das Netz vor allem in Schwachlastzeiten und bei leerlaufenden Leitungen. [16]

Zur Abschätzung der Belagsgrößen sollen in Tabelle 3-1 durchschnittliche Werte für die jeweiligen Größenordnungen angegeben werden: [9]

Tabelle 3-1: Größenordnungen der Leitungsbeläge

Leitungsbelag	Freileitungen	Kabelleitungen
Widerstandsbelag R'	ca. 0,1 – 1 Ω/km	ca. 0,1 – 1 Ω/km
Induktivitätsbelag L'	ca. 1mH/km	ca. 2-3 mal kleiner als bei Freileitungen
Kapazitätsbelag C'	Ca. 10 nF/km	Ca. 20 – 40 mal größer als bei Freileitungen
Ableitungsbelag G'	Ca. 0,5 $\mu\text{S}/\text{km}$ (ohne Berücksichtigung von Corona)	Ca. 1 $\mu\text{S}/\text{km}$

in eigener Darstellung nach [9]

Der Widerstandsbelag ist bei Freileitungen und Kabeln ungefähr gleich groß, da dieser nur von der Größe des jeweiligen Querschnittes abhängt, nicht von der Art der Leitung. Der Induktivitätsbelag ist bei Freileitungen größer als bei Kabelleitungen, da die aufgespannte Leiterschleife bei Freileitungen wesentlich größer ist. Die Unterschiede in der Größenordnung der Kapazitätsbeläge ergeben sich aufgrund des Dielektrikums. Bei Freileitungen ist das Dielektrikum die Luft, während es bei Kabeln die feuchte Erde ist, wodurch sich der kapazitive Anteil maßgeblich erhöht. [8]

3.2.2 Die Leitungsgleichungen

Die Leitungsgleichungen können für den Zeitbereich sowie den Frequenzbereich beschrieben werden. Zur weiteren Berechnung wird, wie in der Elektrotechnik üblich, die komplexe Darstellung der Größen verwendet. Die zeitlich und örtlich abhängigen Gleichungen werden mittels Laplace Transformation in den Frequenzbereich überführt. Der Vorteil dabei ist, dass anstelle von inhomogenen, partiellen Differentialgleichungen, lineare Gleichungen gelöst werden müssen, wodurch die Berechnung wesentlich vereinfacht wird.

Aufgestellt werden zwei Gleichungen, eine für den Spannungsabfall und eine für den Querstrom. Diese Gleichungen beinhalten die in 3.2.1 definierten Leitungsparameter. Sowohl die Kapazität als auch die Induktivität bewirken, sofern sie sich in einem Wechselstromkreis befinden, aufgrund unterschiedlicher, interner Effekte der beiden Bauelemente eine Verzögerung von Spannung und Strom. Daher zeigen Strom und Spannung in diesen Gleichungen Orts- und Zeitabhängigkeit, wodurch die erhaltenen Gleichungen partielle

Differentialgleichungen darstellen (siehe Gleichung (3.10) und Gleichung (3.11)), u und i sind dabei Funktionen der beiden Variablen x und t : [9]

$$-\frac{\partial u}{\partial x} = R' \cdot i + L' \cdot \frac{\partial i}{\partial t} \quad (3.10)$$

$$-\frac{\partial i}{\partial x} = G' \cdot u + C' \cdot \frac{\partial u}{\partial t} \quad (3.11)$$

Die beiden Gleichungen (3.10) und (3.11) werden als die Grundgleichungen der elektrischen Leitungen bezeichnet. Bei Wechselgrößen ist die Überführung der elektrischen Größen in die komplexe Zeigerdarstellung zweckmäßig. Gleichung (3.12) zeigt daher den komplexen Spannungsabfall $d\underline{U}$ und daraus resultierend die Längsimpedanz $\underline{Z}'(\omega)$, Gleichung (3.13) zeigt den komplexen Querstrom $d\underline{I}$ und daraus abgeleitet die Queradmittanz $\underline{Y}'(\omega)$ einer elektrischen Leitung. [9]

$$-\frac{d\underline{U}}{dx} = R' \cdot \underline{I} + j \cdot \omega \cdot L' \cdot \underline{I} \rightarrow \underline{Z}'(\omega) = R'(\omega) + j \cdot \omega \cdot L'(\omega) \quad (3.12)$$

$$-\frac{d\underline{I}}{dx} = G' \cdot \underline{U} + j \cdot \omega \cdot C' \cdot \underline{U} \rightarrow \underline{Y}'(\omega) = G' + j \cdot \omega \cdot C' \quad (3.13)$$

Aus den beiden Größen der Längsimpedanz \underline{Z}' und der Queradmittanz \underline{Y}' können zwei weitere wichtige Größen der elektrischen Leitungen berechnet werden, das Übertragungsmaß und die Wellenimpedanz. Welche Bedeutung diesen Größen zukommt, soll in den nachfolgenden Abschnitten erläutert werden. [9]

$$\underline{\gamma} = \alpha + j \cdot \beta = \sqrt{\underline{Z}' \cdot \underline{Y}'} = \sqrt{(R'(\omega) + j \cdot \omega \cdot L'(\omega)) * (G' + j \cdot \omega \cdot C')} \quad (3.14)$$

In Formel (3.14) stellen α das Dämpfungsmaß und β das Phasenmaß dar. Die Berechnung des Wellenwiderstandes erfolgt über Formel (3.15). [9]

$$\underline{Z}_w = \sqrt{\frac{\underline{Z}'}{\underline{Y}'}} = \sqrt{\frac{R'(\omega) + j \cdot \omega \cdot L'(\omega)}{G' + j \cdot \omega \cdot C'}} \quad (3.15)$$

Der Wellenwiderstand einer elektrischen Leitung ergibt sich aus der Überlegung heraus, dass der Eingangswiderstand eines Vierpols (siehe Abschnitt 3.3.2) bei einer Belastungsänderung im Bereich $0 \leq \underline{Z}_L \leq \infty$ zwischen dem Wert der Eingangskurzschlussimpedanz und der Eingangsleerlaufimpedanz schwankt. Der Wellenwiderstand definiert damit jenen komplexen

Widerstand, bei dem der Eingangswiderstand den Wert des Belastungswiderstandes annimmt. [17]

Die Vierpol- bzw. Zweitorgleichungen einer elektrischen Leitung der Länge l ergeben sich aus diesen Leitungsgleichungen in Zeigerdarstellung unter Einsetzen von Randbedingungen für Leitungsanfang ($x = 0$) und Leitungsende ($x = l$) sowie unter Einführung von hyperbolischen Funktionen. Unter Abschnitt 3.3.2 werden die Zweitorgleichungen näher beschrieben, ihre Zusammenhänge sind bereits in Gleichung (3.16) und (3.17) ersichtlich: [9]

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 \cdot \cosh \underline{\gamma} \cdot l + \underline{Z}_w \cdot \underline{I}_2 \cdot \sinh \underline{\gamma} \cdot l \quad (3.16)$$

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_2}{\underline{Z}_w} \cdot \sinh \underline{\gamma} \cdot l + \underline{I}_2 \cdot \cosh \underline{\gamma} \cdot l \quad (3.17)$$

Alle Gleichungen bzw. Formeln unter dem Abschnitt 3.2.2 sind für den stationären Fall angegeben, unter Anwendung der Fourier-Transformation lassen sich diese jedoch auch für transiente Betrachtungen des elektrischen Netzes ableiten. [9] Die transienten Vorgänge im Netz werden im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet, da keine Kurzschlussberechnungen bzw. andere dynamische Vorgänge, sondern lediglich Lastflussberechnungen statischer Netzzustände betrachtet werden.

3.2.3 Das Ersatzschaltbild elektrischer Leitungen

Eine elektrische Leitung bestehend aus Hin- und Rückleiter mit einer Eingangs- und Ausgangsspannung sowie einem Eingangs- und Ausgangsstrom, kann über einen sogenannten Vierpol oder spezifischer über ein Zweitor, wie in Abschnitt 3.2.2 schon verwendet, beschrieben werden. Zwischen Ein- und Ausgang des Vierpols befinden sich passive Elemente. Das Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung kann durch ein Zweitor beschrieben werden. Der Unterschied bzw. die genauen Definitionen von einem Vierpol bzw. einem Zweitor werden unter Abschnitt 3.3 behandelt. Die Darstellung elektrischer Leitungen erfolgt entweder als T- oder π -Schema, in dem die Leitungsbeläge in Form einer Längsimpedanz \underline{Z}_T und einer Queradmittanz \underline{Y}_T auftauchen. Die folgende Abbildung (siehe Abbildung 3.5) zeigt das Ersatzschaltbild der elektrischen Leitung im T-Schema. [9]

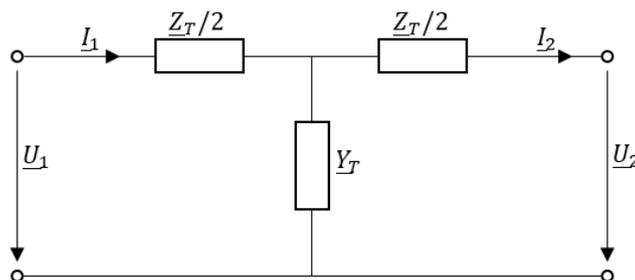


Abbildung 3.5: Ersatzschaltung im T-Schema (in eigener Darstellung nach [9])

Die Werte der Leitungsparameter (Längsimpedanz und Queradmittanz) in einem T-Ersatzschaltbild errechnen sich nach Formel (3.18) und (3.19): [9]

$$\frac{Z_T}{2} = \underline{Z}_w \cdot \tanh \underline{\gamma} \cdot \frac{l}{2} = \frac{\underline{Z}' \cdot l}{2} \cdot \frac{\tanh \frac{\underline{\gamma} \cdot l}{2}}{\frac{\underline{\gamma} \cdot l}{2}} \quad (3.18)$$

$$\underline{Y}_T = \frac{1}{\underline{Z}_w} \cdot \sinh \underline{\gamma} \cdot l = \underline{Y}' \cdot l \cdot \frac{\sinh \underline{\gamma} \cdot l}{\underline{\gamma} \cdot l} \quad (3.19)$$

Alternativ kann die vereinfachte Darstellung der elektrischen Leitungen im π -Schema erfolgen, welche in der nachstehenden Abbildung (siehe Abbildung 3.6) ersichtlich ist: [9]

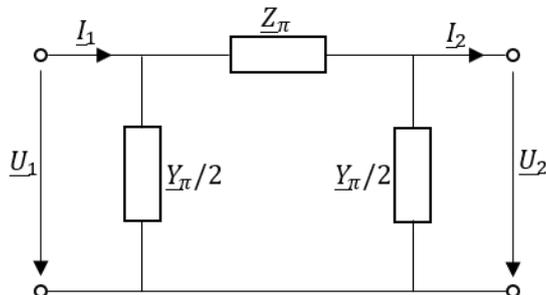


Abbildung 3.6: Ersatzschaltung im π -Schema (in eigener Darstellung nach [9])

Die zugehörigen Leitungsparameter \underline{Z}_π und \underline{Y}_π eines π -Ersatzschaltbildes errechnen sich nach Formel (3.20) und (3.21): [9]

$$\underline{Z}_{\pi} = \underline{Z}_w \cdot \sinh \underline{\gamma} \cdot l = \underline{Z}' \cdot l \cdot \frac{\sinh \underline{\gamma} \cdot l}{\underline{\gamma} \cdot l} \tag{3.20}$$

$$\frac{\underline{Y}_{\pi}}{2} = \frac{1}{\underline{Z}_w} \cdot \tanh \underline{\gamma} \cdot \frac{l}{2} = \frac{\underline{Y}' \cdot l}{2} \cdot \frac{\tanh \frac{\underline{\gamma} \cdot l}{2}}{\frac{\underline{\gamma} \cdot l}{2}} \tag{3.21}$$

Das einfache Einphasenersatzschaltbild einer Leitung im T-Schema und im π -Schema dargestellt durch die entsprechenden Leitungsbeläge für Längsimpedanz und Queradmittanz ist in den beiden nachstehenden Abbildungen (Abbildung 3.7 und Abbildung 3.8) zu sehen. Die beiden Ersatzschaltungen eignen sich hauptsächlich für die Berechnung stationärer Vorgänge, für transiente, dynamische Berechnungen gibt es entsprechende Dynamikmodelle über Approximationen. [9]

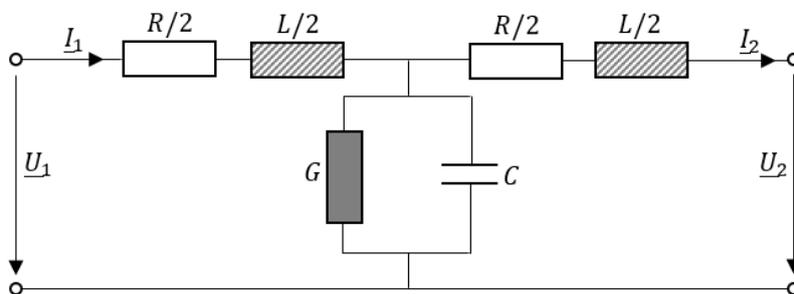


Abbildung 3.7: T-Ersatzschaltung mit entsprechenden Leitungsparametern (in eigener Darstellung nach [9])

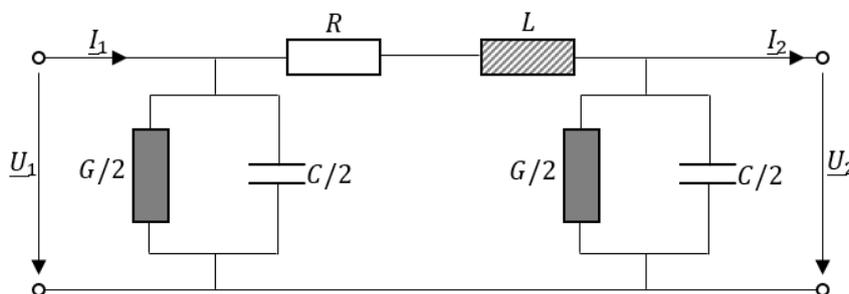


Abbildung 3.8: π -Ersatzschaltung mit entsprechenden Leitungsparametern (in eigener Darstellung nach [9])

Jede elektrische Leitung kann über unendlich viele Teilstücke der Länge dl mit ihren elementaren, linearen Längswiderständen dR und ωdL sowie ihren Querleitwerten dG und ωdC nachgebildet werden. In den meisten Fällen ist es allerdings ausreichend, die jeweilige Leitung durch einen oder mehrere hintereinander geschaltete Vierpole dieser Art darzustellen. Verwendet wird dazu häufiger das π -Ersatzschaltbild, bei dem die Hälfte der konzentrierten Schaltungsglieder zur Darstellung der Querleitwerte an den Leitungsanfang und das Leitungsende gelegt werden. [16] Der Grund dafür, dass den Leitungen häufig dieses Ersatzschaltbild hinterlegt wird, liegt darin, dass es im Vergleich zur T-Ersatzschaltung die

tatsächlich auftretenden, physikalischen Effekte, welche unter Abschnitt 3.2.1 bereits beschrieben wurden, genauer nachbildet. [11]

Da die Belagsgrößen kontinuierlich über die Länge einer elektrischen Leitung verteilt sind, darf eine Vereinfachung zu diskret konzentrierten, passiven Bauelementen und der Anordnung dieser an einer bestimmten Stelle der Leitung, wie es in den Ersatzschaltbildern aus Abbildung 3.7 und Abbildung 3.8 der Fall ist, nicht immer angenommen werden. Unter welchen Voraussetzungen diese Ersatzschaltbilder für Berechnungen herangezogen werden dürfen bzw. welche Abänderungen getroffen werden müssten, soll in Abschnitt 3.2.4 erläutert werden.

3.2.4 Elektrisch lange und elektrisch kurze Leitungen

Bei den Leitungen, die in den Modellen betrachtet werden, werden einphasige, homogene, elektrische Leitung angenommen. Homogen bedeutet, dass die elektrischen und magnetischen Eigenschaften in Ausbreitungsrichtung der Wellen konstant sind. Bei einem elektrischen Netz wird zwischen vorhandenen Leitungen, den Übertragungs- und Verteilungsleitungen, sowie zwischen elektrisch langen und kurzen Leitungen unterschieden. [6]

Bei der Modellbildung von elektrischen Leitungen werden entweder konzentrierte oder verteilte Parameter herangezogen. Konzentrierte Elemente werden verwendet, wenn Strom und Spannung nur eine zeitliche Abhängigkeit aufweisen. In diesem Fall ist die Leitung elektrisch kurz oder kann zumindest als eine elektrisch kurze Leitung bei der Berechnung betrachtet werden. Sind die Spannungs- und Stromamplitude zusätzlich ortsabhängig, muss die Leitung als elektrisch lang angenommen und daher verteilte Parameter für die Berechnung herangezogen werden. [18]

Für elektrisch kurze Leitungen erfolgt die Nachbildung in Form eines Ersatzschaltbildes über ein einzelnes π -Glieder, in dem die konzentrierten Leitungselemente meist keine Beläge darstellen, wie bereits in Abbildung 3.8 dargestellt. Je nach Art der Leitung und der Spannungsebene können gewisse Bauteile vernachlässigt werden. In Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen ist G meist vernachlässigbar klein. Bei Freileitungen kann zumindest in der Mittel- und Niederspannungsebene die Leitungskapazität vernachlässigt werden, bei Kabeln muss diese berücksichtigt werden. Mit steigender Nennspannung wächst meist der Einfluss der Induktivität aufgrund des größeren Leiterabstandes, während in Niederspannungsnetzen aus diesem Grund der ohmsche Anteil überwiegt. [6]

Eine elektrisch lange Leitung kann näherungsweise auch über eine Aneinanderreihung mehrerer elektrisch kurzer Leitungen, welche jeweils aus konzentrierten Elementen bestehen,

also aus einer Serienschaltung von π -Ersatzschaltungen, beschrieben werden (siehe Abbildung 3.9 [19]). Die Anzahl der π -Ersatzschaltungen, die aneinander gereiht werden müssen um eine ausreichend gute Näherung der verteilten Elemente zu erreichen, errechnet sich aus einer Näherungsgleichung, wodurch die Anzahl n der Kettenglieder bestimmt werden kann (siehe Gleichung (3.22): [6]

$$n = \begin{cases} \frac{l}{100km} & \text{für Freileitungen} \\ \frac{l}{50km} & \text{für Kabel} \end{cases} \quad (3.22)$$

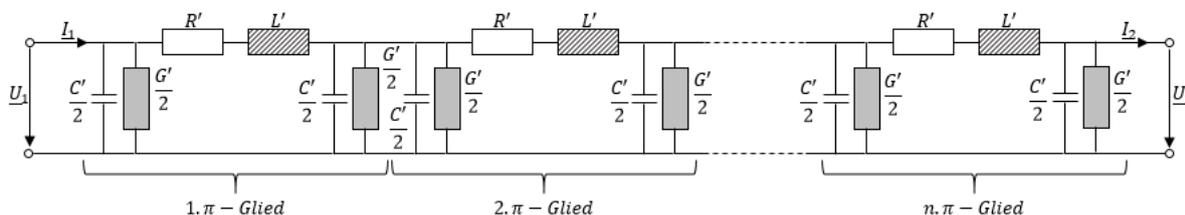


Abbildung 3.9: Abbildung elektrisch langer Leitungen (in eigener Darstellung nach [19])

Wird beispielsweise eine 300 km lange Freileitung betrachtet, so besteht ihr Ersatzschaltbild aus drei π -Gliedern, welche in Serie geschaltet werden und sich an den Schnittstellen die Leitungskapazitäten addieren. Für eine Leitung mit einem bestimmten Übertragungsmaß und einer bestimmten Wellenimpedanz lässt sich die Anzahl n der Kettenglieder nach Formel (3.23) berechnen. Der Quotient in dieser Formel beschreibt dabei die vorzugebende zulässige Toleranz im Wellenwiderstand, der sich aus den Beträgen der Abweichung vom Wellenwiderstand ΔZ und des Wellenwiderstandes Z_0 selbst ergibt. [6]

$$n > \frac{|\gamma \cdot l|}{\sqrt{8 \cdot \frac{\Delta Z}{Z_0}}} \quad (3.23)$$

Das Ersatzschaltbild einer verlustbehafteten Leitung mit differentiell verteilten Leitungselementen soll in der nachstehenden Abbildung (Abbildung 3.10 [15]) anschaulich gezeigt werden: [9]

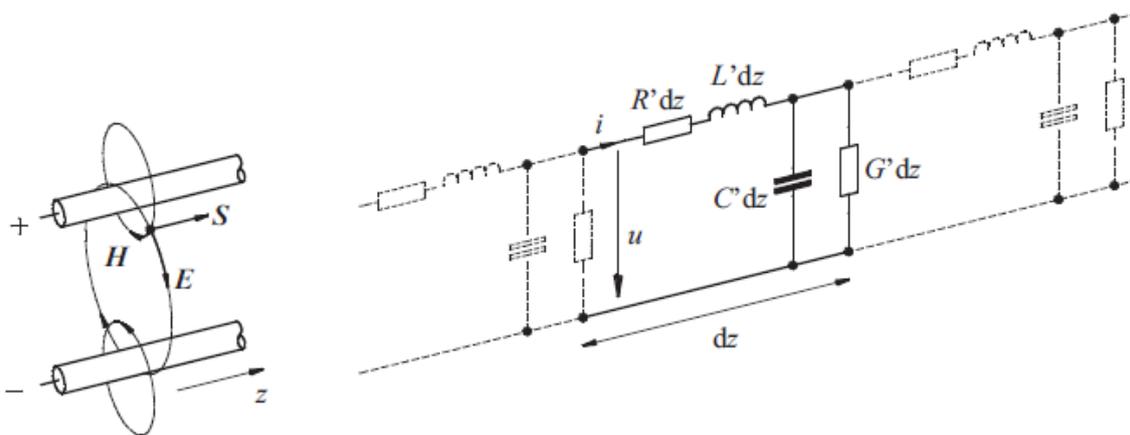


Abbildung 3.10: Modellierung der Ersatzschaltung einer elektrisch langen Leitung [15]

3.2.5 Belastungen der Leitungen im Mittelspannungsnetz

In realen, elektrischen Netzen treten aufgrund der Leitungswiderstände Spannungsdifferenzen auf, welche Abweichungen der Spannungsbeträge von der Nennspannung an unterschiedlichen Punkten im Netz darstellen. Bei Spannungsdifferenzen kann es sich sowohl um Spannungsabsenkungen, wie es beispielsweise im Teillastbetrieb gegenüber der Einspeisung bei Vollast der Fall ist, als auch um Spannungserhöhungen, die unter anderem bei Leerlauf oder kapazitiven Belastungen auftreten, handeln. Je nach Netzebene werden Grenzwerte definiert unter bzw. über welche die Spannung nicht sinken bzw. steigen darf, damit die im Netz vorhandenen und auf Nennspannung ausgelegten Betriebsmittel keinen Belastungen ausgesetzt werden, die außerhalb dieser definierten Bereiche liegen. In der Mittelspannungsebene sind Spannungsdifferenzen im Netz bis zu 8% der Nennspannung zulässig. [16]

Laut DIN-Norm 40110 ist bei Angabe des Phasenwinkels φ , welcher die Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung definiert, immer der Spannungszeiger auf den Strom bezogen, dadurch ist dieser bei nacheilendem Strom immer positiv. [16]

Die Spannungsdifferenzen treten aufgrund unterschiedlicher Belastungsfälle im Netz auf. In Mittelspannungsnetzen können die folgenden Fälle unterschieden werden:

Einseitig gespeiste Leitung mit einer Abnahme

Zwischen der sinusförmigen Eingangsspannung \underline{U}_1 und der sinusförmigen Ausgangsspannung \underline{U}_2 kommt es zu einer Phasenverschiebung θ . Die vorausgehende Spannung ist dabei jene am Eingang \underline{U}_1 . Dieser Phasenwinkel θ beträgt bei einer in etwa 100 km langen Freileitung ungefähr 6° , was einem $\cos\varphi$ von 0,995 entspricht. Im Allgemeinen sind diese sogenannten Verdrehwinkel in Nieder- sowie Mittelspannungsnetzen jedoch kleiner. Dieser Belastungsfall würde in einem Netz einer Stichleitung mit einem Verbraucher am Leitungsende entsprechen,

bei der es aufgrund der Leitungsimpedanz zu einem Spannungsabfall ausgehend vom Einspeisepunkt hin zur Abnahme kommt. In der nachstehenden Abbildung (Abbildung 3.11) ist die Ersatzschaltung für diesen Belastungsfall und das zugehörige Zeigerdiagramm für die auftretenden Spannungen sowie Ströme dargestellt. [16]

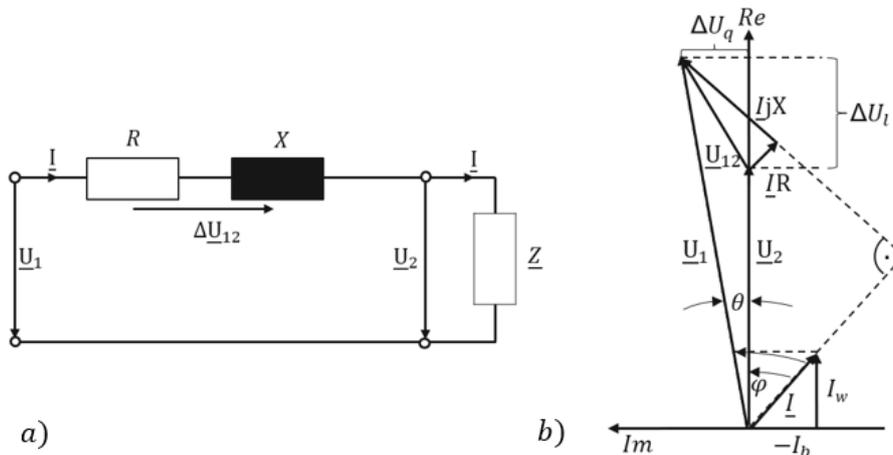


Abbildung 3.11: Einseitig gespeiste, elektrisch kurze Leitung a) Einphasiges Ersatzschaltbild, b) Zeigerdiagramm (in eigener Darstellung nach [19])

Der Spannungsabfall nach in Abbildung 3.11 dargestellter Beispielschaltung ergibt sich durch den Zusammenhang in (3.24), dabei sind U_1 und U_2 die Spannungsbeträge: [16]

$$\Delta U \approx U_1 \cdot \cos\theta - U_2 = I \cdot R \cdot \cos\varphi + I \cdot X \cdot \sin\varphi \quad (3.24)$$

Einseitig gespeiste Leitung mit verteilten Abnahmen

Eine Leitung mit verteilten Abnahmen bezeichnet eine mehrfach belastete Leitung mit vom Einspeisepunkt unterschiedlich weit entfernten Verbrauchern. Zwischen jeder Verbraucherspannung (in Abbildung 3.12 als \underline{U}_1 , \underline{U}_2 und \underline{U}_3 bezeichnet) und der Einspeisespannung (in Abbildung 3.12 als \underline{U}_l bezeichnet) kommt ein eigener Phasenwinkel zustande, sodass sich der Spannungsabfall bis zum Ende der Leitung aus der Summe der Teilspannungsabfälle zwischen den einzelnen Verbrauchern zusammensetzt. Die Spannungsänderung über die Leitungslänge ergibt sich aufgrund der Knotenbelastungen. Jede Teilstrecke (in Abbildung 3.12 als l_1 , l_2 und l_3 bezeichnet) stellt jeweils den Belastungsfall, wie aus Abbildung 3.11 dar. Die nachstehende Abbildung (Abbildung 3.12) zeigt die vereinfachte Netzdarstellung dieses Belastungsfalls mit zugehörigem Zeigerdiagramm der Phasenspannungen und Ströme. Der Grund dafür, dass in Abbildung 3.12 b) ein mittlerer Leistungsfaktor $\cos\varphi_{mi}$ angenommen wird, ist, dass sich aufgrund der unterschiedlichen Leistungsflüsse entlang der Leitungen, unterschiedliche Leistungsfaktoren und dadurch für jede Leitung, obwohl ihre Leitungsbeläge gleich sind, geringfügig unterschiedliche, bezogene Längsimpedanzen ergeben (in Abbildung 3.12 als ψ_1 , ψ_2 und ψ_3 bezeichnet). Die bezogenen

Längswiderstände sind keine komplexen Zahlen und berechnen sich nach Formel (3.25). Würden diese mit dem Leistungsfaktor $\cos\varphi$ multipliziert, so würden sie die komplexe Längsimpedanz der jeweiligen Leitung ergeben. [16]

$$\psi = R' + X' \cdot \tan\varphi \tag{3.25}$$

Dieser mittlere Leistungsfaktor $\cos\varphi_{mi}$ berechnet sich für Abbildung 3.12 nach Formel (3.26), wobei n in diesem Zusammenhang die Anzahl der Abnahmen darstellt: [16]

$$\cos\varphi_{mi} = \frac{P_2 \cdot \cos\varphi_2 + P_3 \cdot \cos\varphi_3}{P_2 + P_3} = \frac{\sum_{v=1}^n (P_v \cdot \cos\varphi_v)}{\sum_{v=1}^n P_v} \tag{3.26}$$

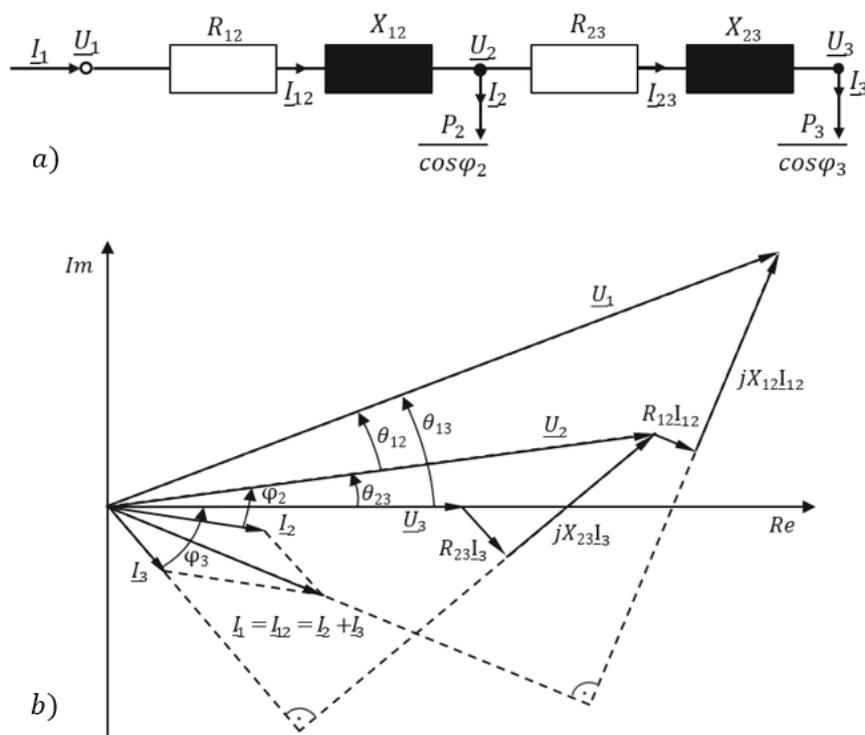


Abbildung 3.12: a) Leitung mit verteilten Abnahmen, b) zugehöriges Zeigerdiagramm (in eigener Darstellung nach [19])

Einseitig gespeiste, verzweigte Leitung

Gehen von einem Netzknotenpunkt mehr als zwei Leitungen aus, entstehen Verzweigungen im Netz. Die Spannungsdifferenzen lassen sich mit den bisher unter diesem Kapitel bereits beschriebenen Belastungsfällen des Netzes berechnen. Für gewöhnlich wird eine Hauptleitung ausgewählt, wobei die verzweigten Leitungen über Leistungsabnahmen dargestellt werden können. Somit kann das Zeigerdiagramm entsprechend jenem aus Abbildung 3.12 dargestellt werden. Ein Beispiel für diese Art der Netzbelastung zeigt Abbildung 3.13. [16]

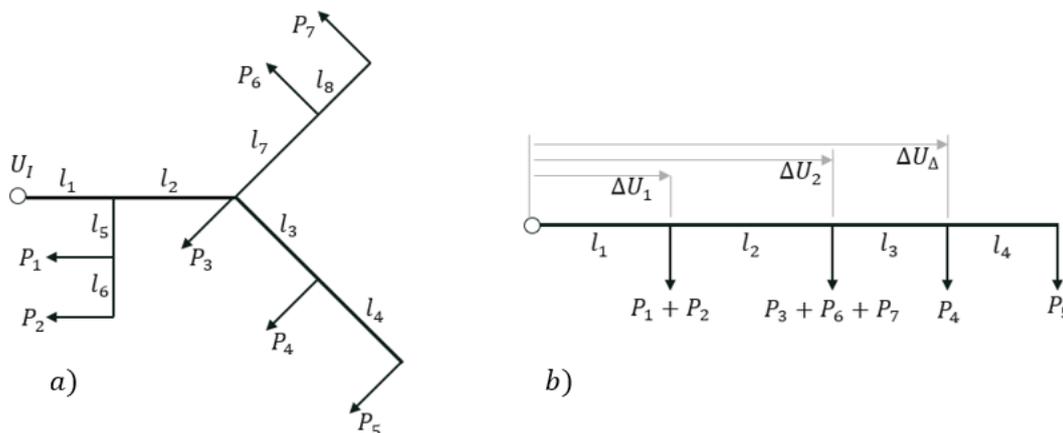


Abbildung 3.13: a) Strahlennetz, b) Darstellung über die gewählte Hauptleitung (in eigener Darstellung nach [16])

Zweiseitig gespeiste Leitung

An beiden Enden der Leitung befindet sich eine Einspeisung, die beiden Endknoten müssen nicht dasselbe Knotenpotential besitzen. Sind ihre Knotenspannungen gleich $U_i = U_k$, handelt es sich um eine Ringleitung, die einen Sonderfall der zweiseitig gespeisten Leitung darstellt. Eine Ringleitung besitzt ihren Anfangspunkt und Endpunkt in einem Knoten, womit beide dasselbe Potential aufweisen. Zur vereinfachten Darstellung kann diese Ringleitung am entsprechenden Knotenpunkt gedanklich aufgetrennt betrachtet werden, in dem an einer Seite eine Einspeisung eingefügt wird, welche das Knotenpotential auf den ursprünglichen Wert anhebt. In diesem Fall befindet sich der Leitungspunkt mit der größten Spannungsabsenkung bei jenem Verbraucher, der von beiden Seiten aus gespeist wird (siehe Abbildung 3.14). In der nachstehenden Abbildung (Abbildung 3.14) ist ein Beispiel einer allgemeinen, zweiseitig gespeisten Leitung ersichtlich. [16]

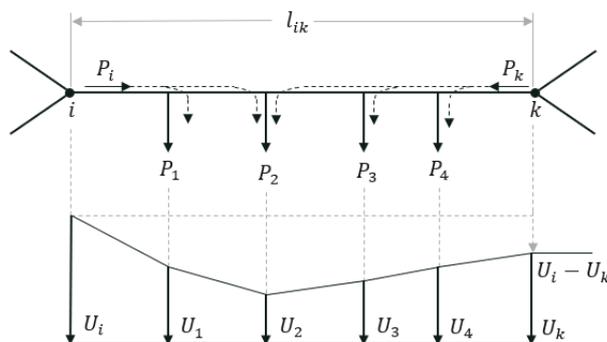


Abbildung 3.14: Allgemeine, zweiseitig gespeiste Leitung (in eigener Darstellung nach [16])

Anstelle der Auftrennung der Leitung an der Speisestelle, können die Lasten „verworfen“ werden. Verworfenen Lasten stellen anteilmäßige Verlagerungen der Knotenlasten auf andere Knoten dar, wodurch an diesen Knoten keine Abnahmen mehr stattfinden und die gesamte

Ringleitung stromlos wird. Diese Art der Berechnung ermöglicht die Berechnung von Maschennetzen. [19] [20]

Da es sich in diesem Fall jedoch bereits um eine Methode der Knotenreduktion handelt, sollen die verworfenen Ströme unter Abschnitt 4 noch genauer betrachtet werden. Ein Beispiel einer solchen Ringleitung soll in Abbildung 3.15 gezeigt werden. [16]

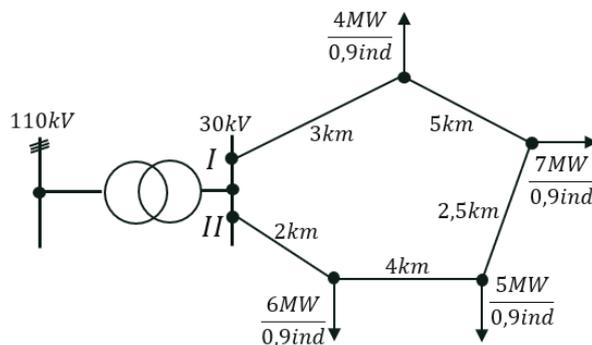


Abbildung 3.15: Beispiel einer 30 kV-Ringleitung (in eigener Darstellung nach [16])

3.3 Die Matrizen zur Beschreibung elektrischer Netze

In diesem Abschnitt sollen grundlegende Eigenschaften komplexer Matrizen, die in der Elektrotechnik zur Beschreibung von Netzwerken eingesetzt werden, erklärt werden. Die zur Leitungsnachbildung herangezogenen Matrizen werden als Zweitormatrizen bezeichnet, jene zum Wiedergeben der Netztopologien als Knotenadmittanzmatrizen. Dazu soll einerseits die Vierpoltheorie behandelt werden und andererseits soll weiters darauf eingegangen werden, wie sich eine solche Knotenadmittanzmatrix für allgemeine Netzwerke aufstellen lässt.

3.3.1 Definitionen und Differenzierung der einzelnen Matrizen

Laut der mathematischen Definition einer reellen Matrix, ist diese ein geordnetes Zahlenschema aus reellen Zahlen, das keinen Zahlenwert besitzt. Somit kann über die Matrixschreibweise ein ganzes (lineares) Gleichungssystem kompakt dargestellt werden. Aussage darüber, ob dieses Gleichungssystem auch eine eindeutige Lösung besitzt, gibt die Determinante einer Matrix. Die Determinante einer Matrix ist ein skalarer Wert, welcher sich je nach Größe und Art der Matrix unterschiedlich berechnet. [21]

Für ein Netzwerk, in dem elektrische Verbraucher nicht über Widerstände oder andere Bauelemente, sondern als konstante Leistungen dargestellt werden, die an einem definierten Punkt dem Netzwerk entnommen werden und entweder aus Lastprognosen oder Messungen bekannt sind, führt eine Netzwerkanalyse auf nichtlineare Gleichungssysteme, die aus komplexen Variablen und damit auch komplexen Matrizen bestehen. Durch Anwendung der

Kirchhoffschen Gesetze entstehen für beliebige Netze mathematische Modelle, die sich durch lineare Gleichungssysteme beschreiben lassen. In diese Modelle fließen die bekannten Informationen des Netzwerkes, wie beispielsweise Topologie, Zweigimpedanzen, Speisespannungen oder auch Belastungen ein. [6]

Da im Rahmen der mathematischen Behandlung linearer Netzwerke immer wieder komplexe Größen auftreten, bestehen sowohl die Elemente der für die Lastflussberechnung eingesetzten Matrizen als auch jene Matrizen zur Abbildung der physikalischen Effekte und Materialgrößen einer Leitung aus komplexen Größen.

Die Rechenoperationen der reellen Matrizen können analog auf die komplexen Matrizen erweitert werden. Der Unterschied zu den reellen Matrizen ist der, dass eine komplexe Matrix (\underline{M}) immer durch zwei Matrizen ausgedrückt werden kann (siehe Formel (3.27)), bei der eine den Realteil (R) und eine den Imaginärteil (I) der komplexen Matrix beschreibt. Somit setzt sich eine komplexe Matrix über geometrische Addition des Real- und Imaginärteils wieder aus zwei reellen Matrizen zusammen. [21] Um Verwechslungen mit anderen in dieser Arbeit verwendeten Matrizen zu vermeiden, wurden die Bezeichnungen in Formel (3.27) abgeändert.

$$\underline{M} = R + j \cdot I \quad (3.27)$$

Um die Betriebsmittel eines elektrischen Netzes und dessen Topologie zu beschreiben, werden unterschiedliche Matrizen verwendet. Zur Beschreibung elektrischer Leitungen dienen die Zweitormatrizen. Je nach Anwendung ist es zweckmäßig diese hinsichtlich der vereinfachten Berechenbarkeit in unterschiedlichen Darstellungsformen zu nutzen. Jede dieser Darstellungsformen kann in eine andere umgerechnet werden, dies ermöglicht es eine Leitung, je nach gesuchten Größen schnell und einfach zu berechnen. Die Zweitormatrizen können in Admittanz-, Impedanz-, Ketten- oder hybrider Darstellungsform vorkommen. Sie stellen jeweils 2x2-Matrizen dar und beschreiben über die Vierpolparameter das Wechselstromverhalten der Schaltung, indem sie die elektrischen Größen am Eingang und Ausgang des Zweitors entsprechend je nach Darstellungsform miteinander verknüpfen. [22] In einem Zwischenschritt werden diese Zweitormatrizen jeweils in Form einer Submatrix in einer geordneten Betriebsmitteladmittanzmatrix gespeichert, welche jedes im Gesamtnetz vorhandene Betriebsmittel beinhaltet. [23]

Um die Topologie des Netzes wiederzugeben, werden die Knotenadmittanzmatrix (KAM) bzw. die Toradmittanzmatrix (TAM) aufgestellt. Beide verknüpfen die Knotenströme mit den Knotenspannungen der Netzknoten. [6] Damit ein solcher Zusammenhang zwischen Knotenströmen und Knotenspannungen aufgestellt werden darf, ist eine zusätzliche

Beziehung zwischen den Zweigen und Knoten des Netzwerkes notwendig, welche über die Knoten-Zweig-Inzidenzmatrix bzw. ihre Transponierte bereitgestellt wird. Diese Inzidenzmatrix besteht nur aus den Elementen 0, 1 und -1 und gibt die topologischen Verbindungen zwischen den Knoten und den Zweigen, sowie die Richtung der zu- bzw. abfließenden Ströme wieder. [20] Mithilfe der Betriebsmitteladmittanzmatrix kann über diese durch Matrixanwendungen bzw. Matrizenmultiplikation auf die KAM umgerechnet werden. [23] Der Unterschied zwischen der KAM und der TAM ist der, dass die Toradmittanzmatrix nicht singulär ist, da sie den Bezugsknoten nicht mehr beinhaltet und somit um eine Dimension kleiner ist als die Knotenadmittanzmatrix. [24] Die KAM kann sowohl singulär als auch nicht singulär sein, je nachdem ob der Bezugsknoten dem Netz angehört oder nicht. Ist der Bezugsknoten netzunabhängig gewählt, fallen Knotenadmittanzmatrix und Toradmittanzmatrix zusammen. [6]

Auch die KAM kann in unterschiedlichen Darstellungsformen aufgestellt werden. Beispielsweise ist die Hybridform der KAM sehr häufig, da durch diese die Berechnung der unbekannt Größen im betrachteten elektrischen Netz erleichtert wird. Die Überführung in diese Matrixform erfolgt bei der KAM über eine sogenannte Pivotierung oder auch partielle Inversion. Das ist vor allem dann sinnvoll, wenn für manche Netzknoten die Knotenströme bekannt sind und für die anderen Netzknoten die Knotenspannungen. Dadurch können alle unbekannt Größen und alle bekannten Größen in jeweils einem Vektor zusammengefasst werden, welcher in Folge direkt über entsprechende Lösungsverfahren bestimmt werden kann. [6] Im Gegensatz zu den Zweitormatrizen existiert für die KAM bzw. TAM keine Kettenform, da diese die Ein- und Ausgangsparameter jeweils in einem Vektor zusammenfasst, welche für jede Leitung definiert sind, jedoch nicht für das Gesamtnetz.

Die Dimension der Zweitormatrizen als auch die der Knotenadmittanzmatrix bzw. Toradmittanzmatrix entspricht in jeder Darstellungsform der Knotenzahl des betrachteten Systems. Somit entspricht die Dimension der KAM bzw. TAM der Gesamtzahl der vorhandenen Netzknoten, während die Zweitormatrizen 2x2-Matrizen beschreiben, da jede Leitung durch einen Anfangs- bzw. Eingangsknoten und einen End- bzw. Ausgangsknoten begrenzt wird. [6] Im Gegensatz dazu ist eine Knoten-Zweig-Inzidenzmatrix nie quadratisch, ihre Zeilenanzahl entspricht der Gesamtknotenzahl, ihre Spaltenanzahl der Anzahl der Verbindungsleitungen zwischen den Knoten, welche im Allgemeinen geringer ist als die Knotenzahl. Die Dimension der geordneten Betriebsmitteladmittanzmatrix ist abhängig davon wie viele Betriebsmittel im Netz vorhanden sind. Sofern alle Betriebsmittel über Zweitore beschrieben werden können, ergibt sich ihre Dimension folglich aus der doppelten Anzahl der Betriebsmittel des Netzes. Damit für die Matrizenmultiplikation von Inzidenzmatrix und Betriebsmitteladmittanzmatrix

ihre entsprechenden Dimensionen übereinstimmen, erfolgt die Aufstellung der Inzidenzmatrix in einem solchen Fall anders, wie unter 3.3.4 beschrieben wird. [23]

3.3.2 Zweitormatrizen – Die Vierpoltheorie elektrischer Leitungen

Ein Vierpol lässt sich allgemein als eine beliebige, elektrische Schaltung mit zwei Eingangs- und zwei Ausgangsklemmen definieren, die meist der Übertragung elektrischer Energie oder der Verarbeitung von Informationen dient. [22] Ein allgemeiner Vierpol befindet sich demnach zwischen Quelle und Verbraucher und besitzt Übertragungseigenschaften. [17] Dieser entspricht in speziellen Betriebsfällen, welche sich durch Aufbau und Funktion der Schaltung ergeben, einem Zweitor. Die Voraussetzung, um eine Vierpolschaltung als Zweitor bezeichnen zu können, ist die Erfüllung der Torbedingung. Dazu sind jeweils zwei Klemmen fest einem Tor zugeordnet, sodass der Strom durch die beiden Anschlüsse eines Tores betragsmäßig gleich ist, bezüglich seiner Richtung diese aber genau gegengleich durchfließt. In der nachstehenden Abbildung (Abbildung 3.16) ist der Übergang eines Vierpols zu einem Zweitor und die Beziehungen ihrer Klemmenströme veranschaulicht. Die Matrixbeschreibungen der elektrischen Leitungen über T- und π -Ersatzschaltung basieren auf Zweitoren, wodurch das Einhalten der Torbedingung eine grundlegende Forderung für alle nachfolgenden Betrachtungen darstellt. [25]

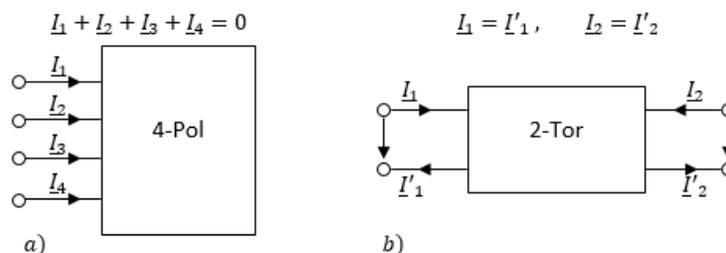


Abbildung 3.16: a) Allgemeiner Vierpol, b) Zweitor (in eigener Darstellung nach [25])

Die allgemeingültigen Gesetzmäßigkeiten für derartige Schaltungen werden in der Vierpoltheorie zusammengefasst. Die Voraussetzungen für die Anwendung der Vierpoltheorie sind ihre Linearität und ihre Stabilität. Ein Vierpol ist linear, wenn die Schaltung aus linearen, elektrischen Elementen aufgebaut ist, sodass ihre Kennlinie in gewissen Bereichen als linear angenähert werden kann. Ein Vierpol ist stabil, sofern die auftretenden Ströme null sind solange keine Spannung anliegt. Die Beschreibung der sinusförmigen Eingangs- und Ausgangsgrößen erfolgt in der komplexen Zahlenebene und damit über ihre Effektivwerte. [22] In der nachstehenden Abbildung (Abbildung 3.17) ist ein allgemeines Vierpolnetzwerk mit eingangsseitigem aktiven Zweipol (Quelle) und ausgangsseitigem passiven Zweipol (Verbraucher) und der dazugehörige allgemeine Vierpol mit seinen Ein- und Ausgangsgrößen dargestellt. [17]

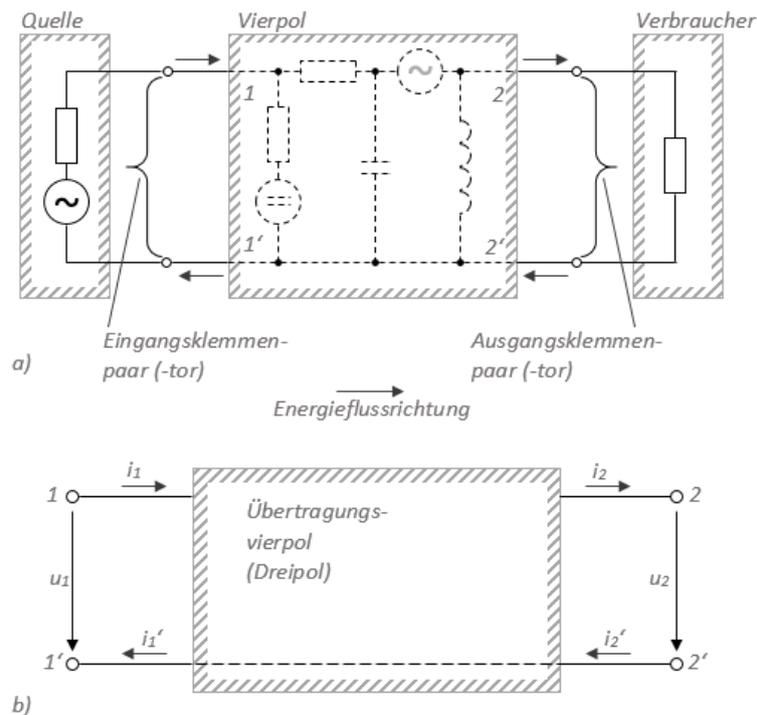


Abbildung 3.17: a) Vierpolnetzwerk, b) Allgemeiner Vierpol (in eigener Darstellung nach [17])

Wichtig bei der Berechnung von Vierpolen ist der Bezugssinn, also eine Richtungsfestlegung für die auftretenden Ströme und Spannungen. Dabei gibt es zwei mögliche Systeme: [17]

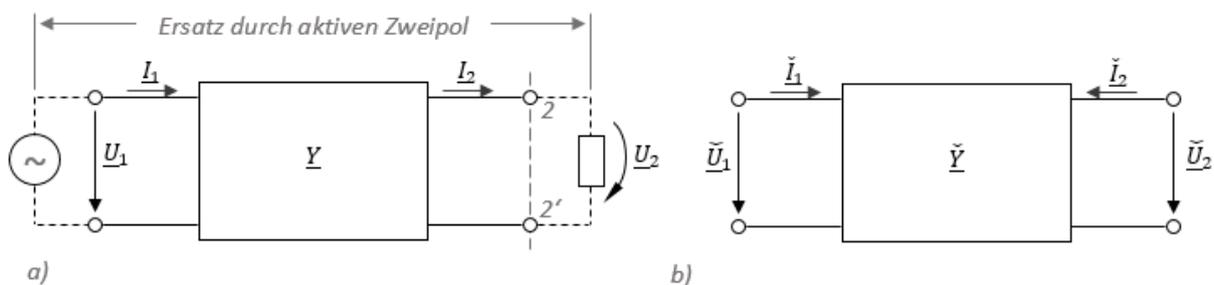


Abbildung 3.18: Richtungsdefinitionen der Klemmenströme und -spannungen a) im Kettenpfeilsystem, b) im Symmetrischen Pfeilsystem (in eigener Darstellung nach [17])

Kettenpfeilsystem (technische Vorzeichenrichtung): dabei fließt der Eingangsstrom I_1 in das Zweitor hinein und der Ausgangsstrom I_2 wieder heraus, wobei an der Eingangsseite ein Verbraucherzählpfeilsystem definiert ist und an der Ausgangsseite ein Erzeugerzählpfeilsystem, wodurch die aus dem Zweitor fließende Leistung positiv gezählt wird (siehe Abbildung 3.18). [17]

Symmetrisches Pfeilsystem (mathematische Vorzeichenrichtung): dabei dreht sich die Flussrichtung des Ausgangsstromes \tilde{I}_2 im Gegensatz zum Kettenpfeilsystem um, wodurch ausgangseitig ein Verbraucherzählpfeilsystem vorliegt (siehe Abbildung 3.18). Zur

Unterscheidung der Vorzeichensysteme werden die Größen im Symmetrischen Pfeilsystem mit einem Dach gekennzeichnet ($\check{U}_1, \check{U}_2, \check{I}_1, \check{I}_2$). [17]

Linear zeitunabhängige Zweitore im Frequenzbereich werden über ihre Vierpolgleichungen, die zugehörigen Vierpolparameter und die sich daraus ergebenden Ersatzschaltungen beschrieben. Die Vierpolgleichungen können aufgrund der bestehenden Beziehungen zwischen den abhängigen und unabhängigen Variablen in sechs Formen ausgedrückt werden, die vier für diese Arbeit relevanten Darstellungsformen sollen im Folgenden genauer betrachtet werden: [17]

1. **Leitwert- oder Admittanzform** der Vierpolgleichungen (siehe Formel (3.28)): die zugehörigen Betriebskenngrößen des Zweitors werden als Y-Parameter der Vierpoladmittanzmatrix bezeichnet und bei Kurzschluss des Eingangs bzw. Ausgangs ermittelt (beide Gleichungen sind Stromgleichungen). [17]

$$\begin{pmatrix} \check{I}_1 \\ \check{I}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \check{U}_1 \\ \check{U}_2 \end{pmatrix} \quad (3.28)$$

2. **Widerstands- oder Impedanzform** der Vierpolgleichungen (siehe Formel (3.29)): die zugehörigen Betriebskenngrößen des Zweitors werden als Z-Parameter der Vierpolimpedanzmatrix bezeichnet und bei leerlaufendem Eingang bzw. Ausgang ermittelt (beide Gleichungen sind Spannungsgleichungen). [17]

$$\begin{pmatrix} \check{U}_1 \\ \check{U}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{21} & Z_{22} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \check{I}_1 \\ \check{I}_2 \end{pmatrix} \quad (3.29)$$

3. **Kettenform** der Vierpolgleichungen (siehe Formel (3.30)): die zugehörigen Betriebskenngrößen des Zweitors werden als A-Parameter der Kettenmatrix bezeichnet und entweder im Leerlauf oder bei Kurzschluss am Ausgang des Vierpols ermittelt (die erste ist eine Spannungsgleichung, die zweite eine Stromgleichung). Die Darstellung in Kettenform der Vierpolgleichungen hat vor allem dann große Bedeutung, wenn Reihenschaltungen von Zweitoren vorliegen, wobei darauf zu achten ist, dass die einzelnen Parameter unterschiedliche Dimensionen besitzen. Das kommt daher, weil die unabhängigen Variablen die Ausgangsgrößen des Vierpols und damit eine Spannungsgröße \check{U}_2 und eine Stromgröße \check{I}_2 darstellen. [17]

$$\begin{pmatrix} \check{U}_1 \\ \check{I}_1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \check{U}_2 \\ \check{I}_2 \end{pmatrix} \quad (3.30)$$

4. **Hybridform** der Vierpolgleichungen (siehe Formel (3.31)): die zugehörigen Betriebskenngrößen des Zweitors werden als H-Parameter der Hybridmatrix bezeichnet und werden ebenso entweder bei eingangsseitigem Leerlauf oder bei ausgangsseitigem Kurzschluss ermittelt (auch hier ist die erste Gleichung eine Spannungsgleichung und die zweite eine Stromgleichung). Da, wie bei der Kettenform, zwei unterschiedliche Größen (\underline{I}_1 und \underline{U}_2) die unabhängigen Variablen darstellen, weisen die H-Parameter ebenso unterschiedliche Dimensionen auf. [17]

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{H}_{11} & \underline{H}_{12} \\ \underline{H}_{21} & \underline{H}_{22} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{U}_2 \end{pmatrix} \quad (3.31)$$

Die Vierpolparameter werden durch Leerlauf- und Kurzschlussbetrachtungen jeweils am Eingang und Ausgang des Vierpols bestimmt, wobei immer einer der Terme der Vierpolgleichungen verschwindet und der andere explizit berechnet werden kann. Anschaulich setzt sich ein Vierpolparameter bei seiner Berechnung nach Formel (3.32) zusammen: [17]

$$\text{Vierpolparameter} = \frac{\text{Wirkung}}{\text{Ursache}} \Bigg|_{\text{Nebenbedingung für Wirkung}} \quad (3.32)$$

Unterschieden wird dabei zwischen den Zweipolgrößen, die die Diagonalelemente der Zweitormatrizen beschreiben, und den Transfergrößen, die die Nichtdiagonalelemente darstellen. [17]

In der nachstehenden Tabelle (Tabelle 3-2) sind die Vierpolparameter für die unterschiedlichen Darstellungsformen aufgelistet. In eckiger Klammer ist die Einheit jedes Vierpolparameters angegeben. Die in dieser Tabelle 3-2 in Klammer stehenden Bezeichnungen (v) und (r) sind Angaben für den Vorwärts- bzw. Rückwärtsbetrieb eines Zweipols und beziehen sich damit auf die jeweilige Energieflussrichtung. Wird zur Beschreibung des Vierpols das Kettenpfeilsystem verwendet, so entspricht die Richtung der Ströme der Leistungs- bzw. Energieflussrichtung im Vorwärtsbetrieb. [17]

Tabelle 3-2: Zweitorparameter für die jeweilige Darstellungsform der Vierpolgleichungen

Darstellungsform	Zweitorparameter	
Leitwert- oder Admittanzform	Kurzschluss Eingangswert [S] $\underline{Y}_{11} = \left(\frac{I_1}{U_1}\right)_{U_2=0}$	Negativer Kurzschlussübertragungsleitwert (r) [S] $\underline{Y}_{12} = \left(\frac{I_1}{U_2}\right)_{U_1=0}$
	Kurzschlussübertragungsleitwert (v) [S] $\underline{Y}_{21} = \left(\frac{I_2}{U_1}\right)_{U_2=0}$	Negativer Kurzschlussausgangsleitwert [S] $\underline{Y}_{22} = \left(\frac{I_2}{U_2}\right)_{U_1=0}$
Widerstands- oder Impedanzform	Leerlauf Eingangswiderstand [Ω] $\underline{Z}_{11} = \left(\frac{U_1}{I_1}\right)_{I_2=0}$	Negativer Leerlaufübertragungswiderstand (r) [Ω] $\underline{Z}_{12} = \left(\frac{U_1}{I_2}\right)_{I_1=0}$
	Leerlaufübertragungswiderstand (v) [Ω] $\underline{Z}_{21} = \left(\frac{U_2}{I_1}\right)_{I_2=0}$	Negativer Leerlaufausgangswiderstand [Ω] $\underline{Z}_{22} = \left(\frac{U_2}{I_2}\right)_{I_1=0}$
Kettenform	Reziproke Leerlaufspannungsübersetzung (v) [-] $\underline{A}_{11} = \left(\frac{U_1}{U_2}\right)_{I_2=0}$	Reziproker Kurzschlussübertragungsleitwert (v) [Ω] $\underline{A}_{12} = \left(\frac{U_1}{I_2}\right)_{U_2=0}$
	Reziproker Leerlaufübertragungswiderstand (v) [S] $\underline{A}_{21} = \left(\frac{I_1}{U_2}\right)_{I_2=0}$	Reziproke Kurzschlussstromübersetzung (v) [-] $\underline{A}_{22} = \left(\frac{I_1}{I_2}\right)_{U_2=0}$
Hybridform	Kurzschluss Eingangswiderstand [Ω] $\underline{H}_{11} = \left(\frac{U_1}{I_1}\right)_{U_2=0}$	Leerlaufspannungsübersetzung (r) [-] $\underline{H}_{12} = \left(\frac{U_1}{U_2}\right)_{I_1=0}$
	Kurzschlussstromübersetzung (v) [-] $\underline{H}_{21} = \left(\frac{I_2}{I_1}\right)_{U_2=0}$	Negativer Leerlaufausgangsleitwert [S] $\underline{H}_{22} = \left(\frac{I_2}{U_2}\right)_{I_1=0}$

in eigener Darstellung nach [17]

Alle Parameter der unterschiedlichen Darstellungsformen können ineinander umgerechnet werden, wodurch jede Form in eine andere überführt werden kann. Diese Umwandlung der

Vierpolbeziehungen wird als Vierpolparametertransformation bezeichnet. Hinter der Umrechnung der Darstellungen steht die Neuordnung der gesuchten Größen innerhalb der Matrix und entsprechender Koeffizientenvergleich. [17] Für die drei betrachteten Darstellungsformen sollen die Umrechnungen in folgender Tabelle (Tabelle 3-3) zusammengefasst werden: [22]

Tabelle 3-3: Umrechnungen der einzelnen Zweitormatrizen

	(Y)	(Z)	(A)	(H)
(Y)	$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \underline{Z}_{22} & -\underline{Z}_{12} \\ \underline{detZ} & \underline{detZ} \\ -\underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{11} \\ \underline{detZ} & \underline{detZ} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \underline{A}_{22} & -\underline{detA} \\ \underline{A}_{12} & \underline{A}_{12} \\ -1 & \underline{A}_{11} \\ \underline{A}_{12} & \underline{A}_{12} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & -\underline{H}_{12} \\ \underline{H}_{11} & \underline{H}_{11} \\ \underline{H}_{21} & \underline{detH} \\ \underline{H}_{11} & \underline{H}_{11} \end{bmatrix}$
(Z)	$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{22} & -\underline{Y}_{12} \\ \underline{detY} & \underline{detY} \\ -\underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{11} \\ \underline{detY} & \underline{detY} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \underline{A}_{11} & \underline{detA} \\ \underline{A}_{21} & \underline{A}_{21} \\ 1 & \underline{A}_{22} \\ \underline{A}_{21} & \underline{A}_{21} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \underline{detH} & \underline{H}_{12} \\ \underline{H}_{22} & \underline{H}_{22} \\ -\underline{H}_{21} & 1 \\ \underline{H}_{22} & \underline{H}_{22} \end{bmatrix}$
(A)	$\begin{bmatrix} -\underline{Y}_{22} & -1 \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{21} \\ -\underline{detY} & -\underline{Y}_{11} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{21} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{detZ} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{21} \\ 1 & \underline{Z}_{22} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{21} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \underline{A}_{11} & \underline{A}_{12} \\ \underline{A}_{21} & \underline{A}_{22} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -\underline{detH} & -\underline{H}_{11} \\ \underline{H}_{21} & \underline{H}_{21} \\ -\underline{H}_{22} & -1 \\ \underline{H}_{21} & \underline{H}_{21} \end{bmatrix}$
(H)	$\begin{bmatrix} 1 & -\underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{11} \\ -\underline{Y}_{21} & \underline{detY} \\ \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{11} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \underline{detZ} & \underline{Z}_{12} \\ \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{22} \\ -\underline{Z}_{21} & \underline{detZ} \\ \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{22} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \underline{A}_{12} & \underline{detA} \\ \underline{A}_{22} & \underline{A}_{22} \\ -1 & \underline{A}_{21} \\ \underline{A}_{22} & \underline{A}_{22} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \underline{H}_{11} & \underline{H}_{12} \\ \underline{H}_{21} & \underline{H}_{22} \end{bmatrix}$

in eigener Darstellung nach [22]

Zweitore mit besonderen Eigenschaften

In vielen Anwendungen kommt es vor, dass der innere Aufbau eines Zweitors und damit seine Eigenschaften von vorn herein bekannt sind, wie es beispielsweise bei elektrischen Leitungen durch die jeweilige Ersatzschaltung der Fall ist. Solche besonderen Eigenschaften lassen zurückführen auf bestimmte Bauelemente bzw. Materialien der Schaltung oder den topologischen Aufbau des Zweitors und beeinflussen damit die Matrizeneigenschaften bzw. die entsprechenden Matrixparameter. [25]

Reziprozität (Umkehrbarkeit):

In diesem Fall dürfen die Zweitore nur aus Widerständen, Kondensatoren und Induktivitäten aufgebaut sein (RLC-Netzwerke), das bedeutet, dass die Eigenschaft der Umkehrbarkeit

aufgrund der eingesetzten Materialien entsteht. In der nachstehenden Tabelle (Tabelle 3-4) sind die Matrixparameter der verschiedenen Darstellungsformen für ein reziprokes Zweitor zusammengefasst. [25]

Tabelle 3-4: Matrixparameter reziproker Zweitore

Admittanzmatrix \underline{Y}	$\underline{Y}_{21} = \underline{Y}_{12}$
Impedanzmatrix \underline{Z}	$\underline{Z}_{21} = \underline{Z}_{12}$
Hybridmatrix \underline{H}	$\underline{H}_{12} = -\underline{H}_{21}$
Kettenmatrix \underline{A}	$\det \underline{A} = 1$

in eigener Darstellung nach [25]

Rückwirkungsfreiheit:

Rückwirkungsfreie Zweitore kommen vor, wenn die Eingangsgrößen \underline{U}_1 und \underline{I}_1 unabhängig von den Ausgangsgrößen \underline{U}_2 und \underline{I}_2 sind. Sie können daher eine Übertragung in nur einer Richtung ermöglichen, weshalb ein rückwirkungsfreies Zweitor nie gleichzeitig reziprok sein kann. [25]

Symmetrie:

Zur Feststellung ob ein Zweitor eine tor- bzw. aufbausymmetrische Schaltung besitzt, wird eine Symmetrieebene definiert, welche genau mittig zwischen Ein- und Ausgangstor liegt. Um dies zu erfüllen, muss nicht nur eine Symmetrie bezüglich der Schaltungstopologie bestehen, sondern auch bezüglich der verwendeten Bauteile. Die entsprechenden Matrixparameter torsymmetrischer Zweitore befinden sich in Tabelle 3-5. Kennzeichnend für derartige Zweitore ist, dass bei vertauschten Toren dieselben Ergebnisse erhalten werden, daraus folgt, dass jene Matrixparameter der Impedanz- bzw. Admittanzmatrix mit vertauschten Indizes auch gleiche Werte annehmen müssen. Dadurch ist jedes torsymmetrische Zweitor auch reziprok. Besteht für ein Zweitor keine Aufbausymmetrie, sondern lediglich elektrische Symmetrie, ist das Zweitor zwar symmetrisch, aber nicht zwangsweise reziprok. Elektrische Symmetrie bedeutet, dass die elektrischen Bauteilparameter solche Werte annehmen, dass die Schaltung diesbezüglich symmetrisches Verhalten zeigt. [25]

Tabelle 3-5: Matrixparameter torsymmetrischer Zweitore

Admittanzmatrix \underline{Y}	$\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{22}$ und $\underline{Y}_{12} = \underline{Y}_{21}$
Impedanzmatrix \underline{Z}	$\underline{Z}_{11} = \underline{Z}_{22}$ und $\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{21}$
Kettenmatrix \underline{A}	$\underline{A}_{11} = \underline{A}_{22}$ und $\det \underline{A} = 1$

in eigener Darstellung nach [25]

Unter Abschnitt 3.2.2 wurden die Leitungsgleichungen von den passiven Zweitoren der elektrischen Leitungen einschließlich ihrer möglichen Ersatzschaltbilder beschrieben. Da das π -Ersatzschaltbild, wie unter Abschnitt 3.2.3 beschrieben, häufiger zur Nachbildung elektrischer Leitungen herangezogen und es für die Berechnungen im Netzmodell dieser Arbeit verwendet wird, soll nun die Zweitordarstellung für dieses betrachtet werden.

Durch die in Tabelle 3-2 angeführten Überlegungen zu den jeweiligen Betriebskenngrößen, können die zugehörigen Zweitorparameter der Y-, Z-, A- und H-Matrix für eine π -Ersatzschaltung durch Anwendung der Kirchhoffschen Gesetze angegeben werden. Zunächst werden die Zweitorgleichungen aufgestellt, welche unter Abschnitt 3.2.2 in ihrer Kettenform angeführt sind, und in denen bereits Hyperbelfunktionen sowie der Wellenwiderstand und das Dämpfungsmaß verwendet wurden (siehe Formel (3.16) und (3.17)). Die Koeffizienten der elektrischen Größen in diesen beiden Gleichungen stellen die Matrixelemente der Kettenmatrix \underline{A} einer π -Ersatzschaltung (siehe Formel (3.33)) dar. [11]

$$\underline{A} = \begin{pmatrix} \cosh(\underline{\gamma} \cdot l) & \underline{Z}_w \cdot \sinh(\underline{\gamma} \cdot l) \\ \frac{\sinh(\underline{\gamma} \cdot l)}{\underline{Z}_w} & \cosh(\underline{\gamma} \cdot l) \end{pmatrix} \quad (3.33)$$

Diese Kettenmatrix kann durch die Zusammenhänge der Umrechnungstabelle (siehe Tabelle 3-3) in die Admittanz- sowie die Impedanzmatrix einer π -Ersatzschaltung umgerechnet werden. [22]

Für eine allgemeine π -Ersatzschaltung mit gleichen Querimpedanzwerten $\underline{Z}_{\pi,q}$ und Längsimpedanzwert $\underline{Z}_{\pi,l}$ nach Abbildung 3.19 ergeben sich, die entsprechenden Matrizen in den unterschiedlichen Darstellungsformen mit zugehörigen Vierpolparametern nach Tabelle 3-6 (diese wurden entsprechend Abbildung 3.19 abgeändert): [22]

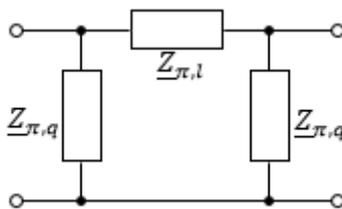


Abbildung 3.19: π -Ersatzschaltung mit gleichen Querimpedanzen (in eigener Darstellung nach [22])

Tabelle 3-6: Vierpolmatrizen einer π -Ersatzschaltung

(Y)	(Z)
$\begin{bmatrix} \frac{1}{Z_{\pi,q}} + \frac{1}{Z_{\pi,l}} & -\frac{1}{Z_{\pi,l}} \\ -\frac{1}{Z_{\pi,l}} & \frac{1}{Z_{\pi,l}} + \frac{1}{Z_{\pi,q}} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \frac{Z_{\pi,q} \cdot (Z_{\pi,l} + Z_{\pi,q})}{Z_{\pi,l} + 2 \cdot Z_{\pi,q}} & \frac{(Z_{\pi,q})^2}{Z_{\pi,l} + 2 \cdot Z_{\pi,q}} \\ \frac{(Z_{\pi,q})^2}{Z_{\pi,l} + 2 \cdot Z_{\pi,q}} & \frac{Z_{\pi,q} \cdot (Z_{\pi,l} + Z_{\pi,q})}{Z_{\pi,l} + 2 \cdot Z_{\pi,q}} \end{bmatrix}$
(A)	(H)
$\begin{bmatrix} 1 + \frac{Z_{\pi,l}}{Z_{\pi,q}} & Z_{\pi,l} \\ \frac{2}{Z_{\pi,q}} + \frac{Z_{\pi,l}}{(Z_{\pi,q})^2} & 1 + \frac{Z_{\pi,l}}{Z_{\pi,q}} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \frac{Z_{\pi,q} \cdot Z_{\pi,l}}{Z_{\pi,q} + Z_{\pi,l}} & \frac{Z_{\pi,q}}{Z_{\pi,q} + Z_{\pi,l}} \\ -\frac{Z_{\pi,q}}{Z_{\pi,q} + Z_{\pi,l}} & \frac{Z_{\pi,l} + 2 \cdot Z_{\pi,q}}{Z_{\pi,q} + Z_{\pi,l}} \end{bmatrix}$

in eigener Darstellung nach [22]

Damit die Zweitorgleichungen in das Per-Unit-System umgerechnet werden können, werden diese in ihrer Kettenform durch die Bezugsspannung und den Bezugsstrom geteilt. Zusätzlich muss der Wellenwiderstand auf die Bezugsimpedanz, welche sich nach Formel (3.6) aus Abschnitt 3.1.4 errechnet, bezogen werden. Das p.u. System der Zweitorgleichungen in Kettenform entspricht Formel (3.34). Die kleingeschriebenen Buchstaben stellen die bereits auf Bezugsgrößen bezogenen elektrischen Leitungsgrößen dar. [9]

$$\begin{pmatrix} \underline{u}_1 \\ \underline{i}_1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cosh(\underline{\gamma} \cdot l) & \underline{z}_w \cdot \sinh(\underline{\gamma} \cdot l) \\ \frac{\sinh(\underline{\gamma} \cdot l)}{\underline{z}_w} & \cosh(\underline{\gamma} \cdot l) \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} \underline{u}_2 \\ \underline{i}_2 \end{pmatrix} \tag{3.34}$$

3.3.3 Knotenadmittanzmatrix eines elektrischen Netzes

Die für die Berechnung von Lastflussaufgaben und Netzreduktionsverfahren gebräuchliche Matrix wird als Knotenadmittanzmatrix oder Systemmatrix bezeichnet. Über diese können Knotenspannungen bzw. Knotenströme berechnet werden. Wie der Großteil der Matrizen, die

in naturwissenschaftlichen bzw. technischen Anwendungen eingesetzt werden, hat auch die Knotenadmittanzmatrix besondere Eigenschaften: [6]

(n + 1)-Ordnung

Die Ordnung der Knotenadmittanzmatrix entspricht $(n + 1)$, n ist dabei die Anzahl der im Netz vorhandenen Knoten. Es gibt in einem Netz mit n -Knoten genau n linear unabhängige Gleichungen, die höhere Ordnung der Systemmatrix ergibt sich aus der Aufstellung einer zusätzlichen Gleichung für den Bezugsknoten. [6]

Gleiche Dimension in Zeilen und Spalten

Die Knotenadmittanzmatrix ist eine quadratische Matrix, was bedeutet, dass die Anzahl der Spalten mit der Anzahl der Zeilen übereinstimmt. Diese Eigenschaft kommt daher, dass die Matrix die Topologie des Netzes wiedergibt und die Verbindungen zwischen den jeweiligen Knoten beschreibt. [6]

Symmetrie

$$\underline{Y}_{jk} = \underline{Y}_{ki} \quad (3.35)$$

Die Besetzung der Knotenadmittanzmatrix ist symmetrisch. Das bedeutet, dass die Elemente in der Matrix spiegelsymmetrisch zur Hauptdiagonale angeordnet sind (siehe Formel (3.35)). Eine Eigenschaft, die daraus folgt, ist, dass die Transponierte der Matrix der ursprünglichen Matrix entspricht. Auch diese Symmetrieeigenschaft der Matrix kommt von der Netztopologie, da die Verbindung zwischen Knoten i und k die gleiche ist, wie die Verbindung zwischen Knoten k und i . [6]

Singularität

$$\det(\underline{Y}) = 0 \quad (3.36)$$

$$\sum_{i=0}^n \underline{Y}_{ik} = 0 \text{ und } \sum_{k=0}^n \underline{Y}_{ki} = 0 \quad (3.37)$$

Bei der Knotenadmittanzmatrix handelt es sich um eine singuläre Matrix. Die Determinante einer singulären Matrix ist immer Null, das bedeutet, dass sie nicht invertierbar ist.

Eine Systemmatrix erfüllt nur dann die Eigenschaft der Singularität, wenn der für die Berechnung gewählte Bezugsknoten netzunabhängig ist. Überprüft werden kann die Singularität der Matrix über die Berechnung der Determinante (siehe (3.36)) sowie durch Aufsummieren aller Matrixelemente einer Spalte bzw. einer Zeile (Summenprobe, siehe (3.37)). [6]

Spärlichkeit

$$s = 1 - \frac{N + 2 \cdot Z}{N^2}, \quad 0 \leq s \leq 1 \quad (3.38)$$

Zusätzlich ist die Knotenadmittanzmatrix nur spärlich besetzt. Die Spärlichkeit oder der Spärlichkeitsgrad s einer Matrix gibt Auskunft über den Grad der Besetztheit der Matrix, also wie viele Elemente in der Matrix von Null verschieden sind. Die Eigenschaft der Spärlichkeit kommt daher, dass nicht jeder Knoten mit allen anderen Knoten eines Netzwerkes verbunden ist, daher ist der Großteil der Nichtdiagonalelemente mit Null besetzt. [6] Die Impedanz dieser Nullelemente der Knotenadmittanzmatrix kann somit als unendlich groß betrachtet werden, wodurch die entsprechenden Admittanzwerte in der KAM Null werden und damit eine nicht vorhandene Verbindung von Knoten darstellen. Diese Charakteristik ist bei der Lösung der linearen Gleichungssysteme hinsichtlich ihres Rechenaufwandes vorteilhaft. Der Spärlichkeitsgrad (siehe Formel (3.38)) gibt die relative Anzahl der Nullelemente der Knotenadmittanzmatrix an, wobei Z die Anzahl der Zweige (Parallelzweige zusammengefasst) und N die Anzahl der Knoten definieren. Bei großen Netzen kann die Spärlichkeit bei über 90% liegen. [24]

Vermaschungsgrad

Ähnlich dem Spärlichkeitsgrad können auch über den Vermaschungsgrad v (siehe Formel (3.39)) Informationen über den Aufbau des Netzes und seine Topologie erhalten werden. Er bezeichnet ein Verhältnis zwischen dem jeweiligen Netz und einem vollständig ebenen Netz mit der gleichen Knotenzahl und gibt damit Aussage über die Häufigkeit von Querverbindungen im Netz. [24]

$$v = \frac{Z - N + 1}{2 \cdot N - 5} \quad (3.39)$$

3.3.4 Mathematisches Netzmodell – Aufstellen der Knotenadmittanzmatrix

Da es sich bei der Netzberechnung um ein dreiphasiges, symmetrisches System handelt und diese Symmetrie nur im Fall von Kurzschlüssen oder anderen Netzfehlern gestört wird, kann die einphasige Netzdarstellung für die Berechnungen stationärer bzw. quasistationärer Vorgänge herangezogen werden. Voraussetzung für das Aufstellen der Knotenadmittanzmatrix ist das Durchnummerieren aller im Netzwerk vorhandenen Knoten und Zweige, sodass eine eindeutige Zuordnung möglich ist. Jeder Knotenpunkt bekommt zusätzlich eine Knotenspannung, welche gegen einen Bezugsknoten mit definiertem Potential

angegeben wird, und einen Knotenstrom. Die bekannten Betriebsimpedanzen des Netzwerkes werden daraufhin in Admittanzen umgewandelt. [6]

Alle in einem Netz verbundenen Knoten werden durch vier Knotenparameter beschrieben. Abhängig davon, welche dieser Parameter für einen Netzknoten bekannt sind, werden drei Arten von Netzknoten unterschieden. Zu den Knotenparametern gehören Wirkleistung P , Blindleistung Q , Spannungsbetrag $|\underline{U}|$ und der zugehörige Spannungsphasenwinkel δ . Dabei müssen immer zwei dieser Größen bekannt sein, die anderen beiden sind die gesuchten Größen, welche beispielsweise im Rahmen einer Leistungsflussberechnung ermittelt werden. In der nachstehenden Tabelle (Tabelle 3-7) sind die unterschiedlichen Knotenarten definiert: [6]

Tabelle 3-7: Arten von Netzknoten in elektrischen Energienetzen

Knotentyp	gegeben	gesucht
Lastknoten	$+P, +Q_{ind}$ oder $-Q_{kap}$	$ \underline{U} , \delta$
Speiseknoten	$-P, \underline{U} $	Q, δ
Bilanzknoten	$ \underline{U}_1 , \delta_1 = 0$	P, Q

in eigener Darstellung nach [6]

In den Lastknoten, die auch als PQ-Knoten bezeichnet werden, sind Wirk- und Blindleistung näherungsweise konstant. In realen Netzen sind ungefähr 80% bis 90% Lastknoten. In den Speiseknoten, die auch Generatorknoten oder spannungsgeregelte Knoten genannt werden, sind die Wirkleistung aufgrund der Primärregelung einer Turbine und die Spannung aufgrund der Spannungs- bzw. Blindleistungsregler definiert, während sich in den Bilanzknoten die Summe aller zugeführten bzw. abgeführten Leistungen zu Null ergeben muss. Die Bilanzknoten werden auch als Slack-Knoten, Swing-Knoten oder Bezugsknoten bezeichnet. In jedem Netz muss mindestens ein Slack-Knoten vorhanden sein, da vor einer Netzberechnung die Leistungsverluste nicht bekannt sind und sich seine Leistung über die Einspeiseleistung und die errechneten Netzverluste schlussendlich ergibt. [6]

Aus der Kirchhoffschen Knotenregel lässt sich jeder extern eingebrachte oder abgenommene Strom in einem Knotenpunkt über die Summe der in den Zweigen des Netzwerkes zu- oder abfließenden Zweigströme beschreiben. Die Zweigströme \underline{I}_z werden über den Spannungsabfall entlang der Verbindungsleitung zwischen zwei Knoten, also der Differenz der beiden anliegenden Knotenspannungen, und der zugehörigen Zweigimpedanzen \underline{Z}_z bzw. – admittanzen \underline{Y}_z berechnet. Dadurch lassen sich die Spannungsabfälle über den Leitungszweigen durch ihre passiven Elemente, die verschaltet das π -Ersatzschaltbild

elektrischer Leitungen ergeben, über das komplexe Ohmsche Gesetz nach Formel (3.40) ausdrücken: [20]

$$\underline{U}_z = \underline{Z}_z \cdot \underline{I}_z \text{ bzw. } \underline{I}_z = \underline{Y}_z \cdot \underline{U}_z \quad (3.40)$$

Zu beachten ist, dass Gleichung (3.40) ein Gleichungssystem in Matrixform beschreibt, damit sind die darin vorkommenden Größen entweder komplexe Vektoren ($\underline{U}_z, \underline{I}_z$) oder komplexe Matrizen ($\underline{Z}_z, \underline{Y}_z$), die in ihren Dimensionen entsprechend übereinstimmen müssen.

Diese Gleichung bezieht sich auf den Zusammenhang zwischen Zweigströmen und Zweigspannungen. Da die Knotenströme und die Knotenspannungen die relevanten Größen für die Berechnung des elektrischen Netzes sind, wird versucht diese in Beziehung zu setzen. Die Knotenspannungen sind, wie schon vorher erwähnt, vom jeweiligen Knoten zu einem Referenz- oder Bezugsknoten angenommen. Dieser Referenzknoten ist frei wählbar und erhält meist die Nummer 0 oder ist gar nicht nummeriert, wenn dieser beispielsweise vom betrachteten Netz unabhängig und damit auch nicht über passive Komponenten mit diesem verbunden ist. Ein Beispiel für einen solchen Bezugspunkt, wie er auch für die Berechnungen in dieser Arbeit gewählt wurde, ist ein fiktiver Erdknoten mit Nullpotential. Über die Definition eines solchen Referenzknotens kann zwischen den Zweigspannungen \underline{U}_z und den Knotenspannungen \underline{U} eine Beziehung (siehe Formel (3.41)) aufgestellt werden: [20]

$$\underline{U}_z = B \cdot \underline{U} \quad (3.41)$$

In dem in Formel (3.41) beschriebenen Zusammenhang wird über die Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix B (im Folgenden mit B gekennzeichnet um gleiche Bezeichnungen zu vermeiden), welche nur aus den Elementen 0, 1 und -1 besteht und damit die Topologie des Netzes sowie die Richtung der Spannungen abbildet, die Kirchhoffsche Maschenregel implizit ausgedrückt. Über diese wird definiert, dass die Summe aller Spannungen innerhalb einer Masche gleich Null ist. Analog kann auch ein Zusammenhang zwischen den Quellen- bzw. Verbraucherströmen der Knoten \underline{I} und den Zweigströmen \underline{I}_z über die negative Transponierte der Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix $-B^T$ eine Beziehung aufgestellt werden (siehe Formel (3.42)), welche implizit die Kirchhoffsche Knotenregel, also dass die Summe aller Ströme, die in einem Knoten zu – oder abfließen, gleich Null ist, ausdrückt: [20]

$$\underline{I} = -B^T \cdot \underline{I}_z \quad (3.42)$$

Als einen Zwischenschritt, um die Knotenadmittanzmatrix des betrachteten elektrischen Netzes zu erhalten, muss eine sogenannte geordnete Betriebsmitteladmittanzmatrix aufgestellt werden, welche sich aus einzelnen Submatrizen aufbaut. Jede Submatrix bildet ein

im Netz vorhandenes Betriebsmittel mathematisch ab, beispielsweise entspricht die Submatrix einer elektrischen Leitung ihrer zugehörigen 2x2-Zweitoradmittanzmatrix. In diesem Fall besitzen die Elemente der Inzidenzmatrix lediglich die Werte 0 und 1 (siehe (3.43)), da eine Aufteilung zwischen Zweitoreingang und –ausgang vorgenommen wird. Diese Art der Aufstellung der Inzidenzmatrix ermöglicht die Matrizenmultiplikation zur Errechnung der KAM. [23] Wird beispielsweise ein Netz bestehend aus drei Knoten und zwei Verbindungsleitungen betrachtet, wie es in Abbildung 3.20 gezeigt ist, so entspricht die zugehörige Inzidenzmatrix B des Netzes Formel (3.43) und die geordnete Betriebsmitteladmittanzmatrix \tilde{Y} Formel (3.44). Die in [23] beschriebenen Zusammenhänge werden dazu auf das Netz in Abbildung 3.20 angewendet, woraus sich Formel (3.43) und (3.44) ergeben.

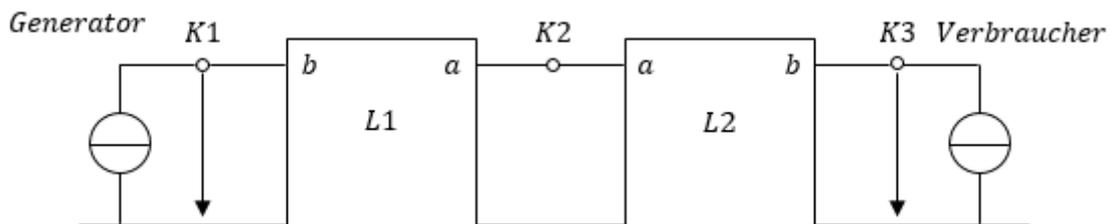


Abbildung 3.20: Schematische Ersatzschaltung eines Netzes, indem die Betriebsmittel elektrische Leitungen darstellen (L1 und L2) (in eigener Darstellung nach [23])

$$B = \begin{matrix} & \begin{matrix} L1\ a & L1\ b & L2\ a & L2\ b \end{matrix} \\ \begin{matrix} K1 \\ K2 \\ K3 \end{matrix} & \left[\begin{array}{cc|cc} 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{array} \right] \end{matrix} \quad (3.43)$$

$$\tilde{Y} = \begin{matrix} & \begin{matrix} L1\ a & L1\ b & L2\ a & L2\ b \end{matrix} \\ \begin{matrix} L1\ a \\ L1\ b \\ L2\ a \\ L2\ b \end{matrix} & \left[\begin{array}{cc|cc} \underline{Y}_{aa,L1} & \underline{Y}_{ab,L1} & & \\ \underline{Y}_{ba,L1} & \underline{Y}_{bb,L1} & & \\ \hline & & \underline{Y}_{aa,L2} & \underline{Y}_{ab,L2} \\ & & \underline{Y}_{ba,L2} & \underline{Y}_{bb,L2} \end{array} \right] \end{matrix} \quad (3.44)$$

Aus den Zusammenhängen in Formel (3.40), (3.41) und (3.42) ergibt sich durch Anwendung der Matrizen aus Formel (3.43) und (3.44) aufeinander die Knotenadmittanzmatrix \underline{Y} des Netzes aus Abbildung 3.20 (siehe (3.45)). [23]

$$\underline{Y} = -B\tilde{Y}B^T = - \begin{bmatrix} \underline{Y}_{bb,L1} & \underline{Y}_{ba,L1} & 0 \\ \underline{Y}_{ab,L1} & \underline{Y}_{aa,L1} + \underline{Y}_{aa,L2} & \underline{Y}_{ab,L2} \\ 0 & \underline{Y}_{ba,L2} & \underline{Y}_{bb,L2} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

Schließlich wird eine Beziehung (siehe Gleichung (3.46)) erhalten, die die Knotenströme \underline{I} und Knotenspannungen \underline{U} über diese verbindet und allgemein für beliebige, elektrische Netze gültig ist: [20]

$$\underline{Y} \cdot \underline{U} = \underline{I} \quad (3.46)$$

Diese Gleichung (3.46) stellt die grundlegende Beziehung für Netzberechnungen dar. In der folgenden Abbildung (Abbildung 3.21) ist eine allgemeine Knotenadmittanzmatrix gezeigt, welche über ihr Besetzungsmuster bzw. die Nichtnullelemente die topologischen Verhältnisse im Netz, also welcher Netzknoten mit welchem anderen Netzknoten über eine elektrische Leitung verbunden ist, beschreibt. Die Nichtnullelemente sind in Abbildung 3.21 allgemein jene Matrixkoeffizienten, welche über die x -Elemente dargestellt sind. In einer Knotenadmittanzmatrix sind die Diagonalelemente immer ungleich Null und werden als „Umlaufadmittanzen“ bezeichnet. Die Nichtdiagonalelemente sind nur dann besetzt, wenn zwei Knoten miteinander über eine Leitung verbunden sind. Somit kann, wenn beispielsweise das Matrixelement $Y(2,4)$ ungleich Null ist, direkt abgeleitet werden, dass Netzknoten 2 und Netzknoten 4 verbunden sind. Aufgrund der symmetrischen Eigenschaften der Knotenadmittanzmatrix muss das Matrixelement $Y(4,2)$ entsprechend gleich besetzt sein. [20]

$$Y = \begin{bmatrix} x & x & x & . & . & . & . & x \\ x & x & . & x & . & . & x & . \\ x & . & x & . & . & . & x & . \\ . & x & . & x & . & . & x & . \\ . & . & . & . & x & x & x & . \\ . & . & . & . & x & x & . & x \\ . & x & x & x & x & . & x & . \\ x & . & . & . & . & x & . & x \end{bmatrix}$$

Abbildung 3.21: Möglicher Aufbau einer Systemmatrix [20]

Nach der eindeutigen Nummerierung der Knoten werden die Leitungsbetriebsimpedanzen zwischen den Knoten in Admittanzen umgewandelt. Die Knotenspannungen bezeichnen die Potentiale der Knoten bezogen auf einen gemeinsamen Bezugsknoten, der nicht dem Netz angehört und zu dem daher auch keine Verbindung besteht. Das Netzwerk besitzt nun

$(n + 1)$ - Knoten. Die Zweigströme, also die einem Knoten über die Leitungen zu- oder abfließenden Ströme, werden über Admittanzen ausgedrückt und können über das zuvor hergeleitete Gleichungssystem beschrieben werden. Dabei gilt die Konvention, dass einem Knoten zufließende Ströme immer positiv gezählt werden und abfließende Ströme negativ. Der Belastungsstrom in einem Knoten i soll im Folgenden durch \underline{I}_{ji} ausgedrückt werden. Durch das Aufstellen der Knotenregel für einen Knoten i können die Knotengleichungen, also die Beziehung zwischen Knotenströmen und Knotenspannungen aufgestellt werden (siehe Formel (3.47)): [6]

$$\sum_{k=0}^n \underline{I}_{jk} = \underline{I}_{j0} + \underline{I}_{j1} + \underline{I}_{j2} + \dots + \underline{I}_{ji} + \dots + \underline{I}_{jn} = 0 \quad (3.47)$$

wobei n die Anzahl der Knoten im Netz beschreibt und sich die Ströme \underline{I}_{jk} durch Formel (3.48) berechnen lassen: [6]

$$\underline{I}_{jk} = \underline{Y}_{jk} \cdot (\underline{U}_j - \underline{U}_k) \quad (3.48)$$

Dabei sind \underline{U}_j die Knotenspannung, des betrachteten Knotens und \underline{U}_k die Knotenspannungen aller restlichen Netzknoten k . Die Differenz der beiden Knotenspannungen \underline{U}_j und \underline{U}_k ergibt die Zweigspannung der jeweiligen Leitung zwischen den Knoten.

Danach werden die jeweiligen berechneten Ströme \underline{I}_{jk} in die Kirchhoff'sche Knotenregel eingesetzt (siehe Formel (3.49)), ausmultipliziert und anschließend (siehe Formel (3.50)), die einzelnen Knotenspannungen herausgehoben, sodass sich Koeffizienten der jeweiligen Knotenspannung ergeben. [6]

$$\underline{Y}_{j0} \cdot (\underline{U}_j - \underline{U}_0) + \underline{Y}_{j1} \cdot (\underline{U}_j - \underline{U}_1) + \dots + \underline{I}_{ji} + \dots + \underline{Y}_{jn} \cdot (\underline{U}_j - \underline{U}_n) = 0 \quad (3.49)$$

$$\underline{U}_j \cdot (\underline{Y}_{j0} + \underline{Y}_{j1} + \dots + \underline{Y}_{jn}) - \underline{Y}_{j0} \cdot \underline{U}_0 - \underline{Y}_{j1} \cdot \underline{U}_1 - \dots - \underline{Y}_{jn} \cdot \underline{U}_n = -\underline{I}_{ji} \quad (3.50)$$

Der Koeffizient \underline{Y}_{ji} , beschreibt die Admittanz, die der Knoten i mit sich selbst besitzt. Dieser Koeffizient taucht in Formel (3.50) nicht explizit auf, da er die Summe aller Admittanzwerte, die von Knoten i ausgehen, beschreibt. Bezeichnet wird er als sogenannte „negative Umlaufadmittanz“: [6]

$$-Y_{ji} = \sum_{k=0, k \neq i}^n Y_{jk} \quad (3.51)$$

Im letzten Schritt zur Aufstellung der Knotengleichung für Knoten i wird Formel (3.50) mit dem Wert (-1) multipliziert, um alle negativen Admittanzwerte in positive umzuformen, wodurch die Eigenschaft der Singularität der KAM gewährleistet ist, und anschließend nach Spannungsindizes geordnet (siehe Formel (3.52)). [6]

$$Y_{i0} \cdot \underline{U}_0 + Y_{i1} \cdot \underline{U}_1 + Y_{i2} \cdot \underline{U}_2 + \dots + Y_{ji} \cdot \underline{U}_j + \dots + Y_{in} \cdot \underline{U}_n = I_{ji} \quad (3.52)$$

Wird diese Knotengleichung für alle im Netz vorhandenen Knoten aufgestellt, kann das Gleichungssystem in Matrixform angegeben werden und schließlich über anfänglich hergeleitete Formel in Vektorschreibweise (siehe Abbildung 3.22) beschrieben werden: [6]

$$\begin{bmatrix} Y_{00} & Y_{01} & Y_{02} & \dots & Y_{0i} & \dots & Y_{0n} \\ Y_{10} & Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1i} & \dots & Y_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n0} & Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{ni} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \dots \\ \dots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{00} \\ I_{11} \\ \dots \\ \dots \\ I_{nn} \end{bmatrix}$$

Abbildung 3.22: Knotengleichungssystem in Matrixform (in eigener Darstellung nach [6])

3.4 Angewandte Lösungsmethoden der Netzgleichungen im Zusammenhang mit der Netzreduktion

Im folgenden Kapitel sollen die möglichen Lösungsverfahren zur Netzberechnung erklärt werden. Das aus dem inversen Ohmschen Gesetz entstandene, lineare Gleichungssystem (siehe Formel (3.46)) muss entsprechend gelöst werden, um ein Ersatznetz zu erhalten, welches für die Anforderungen des zellularen Modells die nötigen Informationen zwischen den Zellen übergibt.

Zur Lösung stehen im Allgemeinen direkte und iterative Verfahren zur Verfügung. Während bei den direkten Verfahren der Lösungsvektor auch direkt berechnet wird und damit, bis auf Rundungsfehler, eine exakte Lösung des Gleichungssystems geliefert wird, wird der Lösungsvektor bei den iterativen Verfahren ausgehend von einem angenäherten Anfangsvektor schrittweise durch die wiederholte Anwendung einer definierten Rechenvorschrift bestimmt. Daher ergibt sich bei einem iterativen Verfahren keine exakte Lösung, sondern eine Näherungslösung, welche innerhalb einer vorher definierten Fehlerschranke dem exakten Ergebnis entspricht. Indirekte Verfahren kommen beispielsweise bei der Lastflussberechnung zum Einsatz. Zu den direkten Verfahren zählen die in der

numerischen Rechnung eingesetzten Eliminationsverfahren, wie die Gauss-Elimination, der Gauss-Jordan-Algorithmus, der Austauschalgorithmus sowie die Dreieckfaktorisierung. Die Verfahren laufen nach demselben Prinzip ab: Eine Gleichung wird nach einer Unbekannten aufgelöst und die erhaltene eindeutige Lösung wird in die restlichen Gleichungen eingesetzt. Somit wird das Gleichungssystem um eine Unbekannte und eine Gleichung in je einem Rechenschritt reduziert. Dieser Vorgang wird fortgesetzt bzw. solange wiederholt bis nach allen Unbekannten aufgelöst wurde. [6]

3.4.1 Gauss'scher Algorithmus

Zur Berechnung linearer Gleichungssysteme wird vor allem die Gauss'sche Elimination angewendet. Dieses Verfahren dient der direkten Bestimmung der Unbekannten, ohne dabei die Inverse der Matrix bilden zu müssen, was wesentlich effizienter hinsichtlich des benötigten Rechenaufwandes ist. Vorteilhaft ist dieses Verfahren besonders dann, wenn es sich um schwach besetzte Matrizen handelt, wie es im Falle der Netzmodelle elektrischer Energiesysteme auftritt. Für gewöhnlich wird das Verfahren so angewendet, dass bei gegebener Knotenadmittanzmatrix und gegebenen Knotenströmen, der Knotenspannungsvektor bestimmt werden soll. [20]

Jedes lineare Gleichungssystem, das in n Gleichungen n Unbekannte besitzt, kann gelöst werden, indem eine Gleichung nach ihrer Unbekannten aufgelöst und anschließend in die anderen Gleichungen eingesetzt wird. Nach diesem ersten Schritt ergibt sich daraus ein neues Gleichungssystem, das aus $(n - 1)$ Unbekannten in $(n - 1)$ Gleichungen besteht. Dieser Schritt wird solange durchgeführt, bis eine Unbekannte in einer Gleichung übrig bleibt, welche aus dieser direkt bestimmt werden kann. Diese Vorgehensweise wird als die Vorwärtselimination bezeichnet. Um alle Elemente des unbekanntes Knotenspannungsvektors zu berechnen, wird das erste, explizit errechnete Element wieder in die anderen Gleichungen eingesetzt, was als Rückwärtssubstitution bezeichnet wird. [6]

Der Unterschied für die Netzreduktion besteht darin, dass das Gleichungssystem nicht nach seinen Knotenspannungen zu berechnen ist, da diese aus einer vollständigen Lastflussberechnung dieses Netzes bereits bekannt sind. Auch die Knotenströme sind bekannt. In diesem Fall dient das Gauss-Verfahren der Berechnung eines Ersatznetzes und damit der äquivalenten Admittanzwerte der Verbindungsleitungen des reduzierten Systems, bei dem schrittweise Knoten eliminiert werden. [20]

Das Gleichungssystem zur Beschreibung des Netzes ist nach Formel (3.46) gegeben. Jeder Schritt der Vorwärtselimination des Gauss-Verfahrens ergibt eine neue, äquivalente Matrixgleichung, welche einen anderen Stromvektor und eine andere

Knotenadmittanzmatrix, jedoch den gleichen Lösungsvektor \underline{U} besitzt wie das ursprüngliche Gleichungssystem. Dieses ist in Formel (3.53) dargestellt. [6]

$$\underline{Y}' \cdot \underline{U} = \underline{I}' \quad (3.53)$$

Durch die Anwendung dieser Rechenvorschrift auf alle Gleichungen wird die Knotenadmittanzmatrix auf Treppen- bzw. Stufenform gebracht, d.h. es entsteht eine obere Dreiecksmatrix (siehe Abbildung 3.23). [6]

$$\left[\begin{array}{cccc|c} Y_{11}' & Y_{12}' & Y_{13}' & \dots & Y_{1n}' & i_1' \\ 0 & Y_{22}' & Y_{23}' & \dots & Y_{2n}' & i_2' \\ 0 & 0 & Y_{33}' & \dots & Y_{3n}' & i_3' \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & Y_{nn}' & i_n' \end{array} \right]$$

Abbildung 3.23: Stufenform nach Vorwärtselimination des Gauss-Verfahrens (in eigener Darstellung nach [6])

Bei dem Schritt der Rückwärtssubstitution werden die jeweiligen Spannungen nach Formel (3.54) berechnet werden. [6]

$$U_i = \frac{i'_i - \sum_{k=1}^{i-1} Y'_{ik} \cdot U_k}{Y'_{ii}} \quad (3.54)$$

3.4.2 Gauss-Jordan-Algorithmus

Der Gauss-Jordan-Algorithmus stellt eine Erweiterung des Gauss'schen Eliminationsalgorithmus dar. Die Matrix wird zuerst in Stufenform und anschließend in eine reduzierte Stufenform gebracht, in der nur noch die Diagonalelemente in jeder Zeile besetzt sind (siehe Abbildung 3.24). In dieser Form sind die Ergebnisse des Gleichungssystems direkt ablesbar, da mit der Erzeugung der Nullelemente in der oberen Dreiecksmatrix die Rücksubstitution ersetzt wird. Normalerweise werden die erhaltenen Elemente der Diagonalmatrix skaliert, sodass jedes Diagonalelement den Wert 1 besitzt. [6]

$$\left[\begin{array}{cccc|c} Y_{11}' & 0 & 0 & \dots & 0 & i_1' \\ 0 & Y_{22}' & 0 & \dots & 0 & i_2' \\ 0 & 0 & Y_{33}' & \dots & 0 & i_3' \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & Y_{nn}' & i_n' \end{array} \right]$$

Abbildung 3.24: Reduzierte Stufenform (nicht skaliert) (in eigener Darstellung nach [6])

3.5 Der zellulare Ansatz

Im Folgenden sollen die Anwendung des zellularen Ansatzes auf elektrische Netze sowie seine Einsatzbereiche erklärt werden. Anschließend soll auf vorangegangene Arbeiten mit dem zellularen Ansatz am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik der Montanuniversität Leoben und die dabei aufgetretenen Probleme eingegangen werden.

3.5.1 Beschreibung der Methodik des zellularen Ansatzes

Der zellulare Ansatz wurde ursprünglich eingesetzt, um zu untersuchen, ob das Prinzip von autarken Energiezellen auf jeder Energieversorgungsebene realisiert werden kann. Eine Zelle wird nach einem multi-modalen Ansatz berechnet, d.h. alle Arten von Energie, die innerhalb einer Zelle auftreten, werden betrachtet. In Abbildung 3.25 ist eine solche beispielhafte Energiezelle nach ihrer prinzipiellen Struktur zu erkennen. [26]

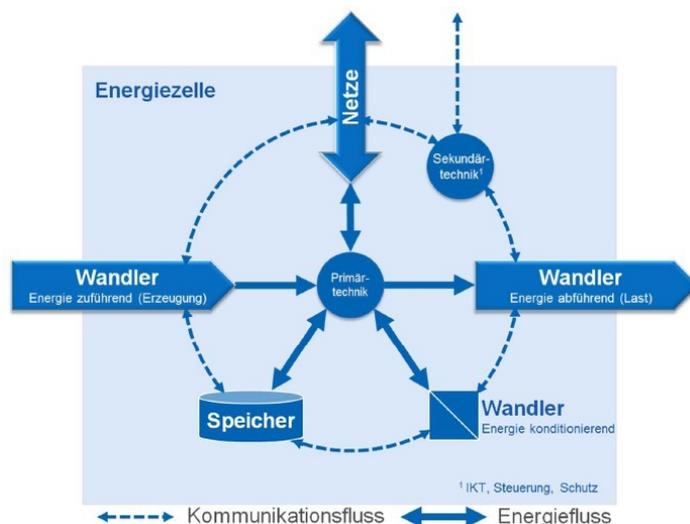


Abbildung 3.25: Prinzip einer Energiezellenstruktur [26]

Entscheidend ist, dass innerhalb einer Zelle zwar alle Komponenten eines Energiesystems vorhanden sind (Erzeugungseinheiten, Verbraucher, Wandler, Speicher, usw.), die Zelle sich nach außen hin nur durch eine kleine Anzahl von Parametern abbildet. Diese Parameter können je nach Anwendung des Ansatzes unterschiedlich sein. Der eigentliche Grundgedanke des zellularen Ansatzes ist das Ausbalancieren zwischen Erzeugung und Verbrauch auf einer möglichst niedrigen Ebene und dient dabei einer Bewertung von Energienetzen um einen möglichst lokalen Ausgleich von Energie und damit eine möglichst hohe Flexibilisierung des betrachteten Energiesystems zu schaffen. [26] Dieses autarke Ausbalancieren der Energie innerhalb der Zellen wird über die Integration von Erzeugungs- und Speicherpotentialen realisiert. Das Ziel dabei ist es, über örtlich und zeitlich aufgelöste Last-, Erzeugungs- und Speicherstrukturen Informationen über die im Netz vorhandenen Energiemengen zu erhalten,

sodass ein Energieverbrauch möglichst nahe am Erzeugungsort erreicht werden kann. Als vorteilhafte Konsequenzen einer lokalen Energiebereitstellung und –nutzung, sind geringere Energieübertragungswege sowie ein Entgegenwirken der Notwendigkeit des Netzausbaus. [7]

In dieser Arbeit und weiteren Forschungsprojekten des Lehrstuhl für Energieverbundtechnik der Montanuniversität Leoben wurde der zellulare Ansatz in der Netzberechnung herangezogen, um ein Modell aus einzelnen Zellen zu entwickeln, in dem ein Kompromiss zwischen der Abbildungsgenauigkeit der Netzparameter und dem Berechnungsaufwand gefunden werden kann. Die Größe und Einteilung der Zellen ist flexibel und je nach Anwendungsfall für das jeweilige Netz spezifisch festzulegen. Für das Beispielnetz dieser Arbeit richtet sich die Einteilung der Zellen ebenfalls an der Topografie, sowie den Besiedelungs- und Netzstrukturen. [27]

Um aufgrund des zunehmenden Einsatzes erneuerbarer Energien flexible Netze zu ermöglichen müssen mehrere Energieträgersysteme, beispielsweise Wärme, Gas und Strom, miteinander verknüpft werden. Dies bedingt zuerst eine separate Betrachtung der einzelnen Energieträger, weshalb der zellulare Ansatz zur Erstellung eines Zellenmodells für jeden einzelnen Energieträger herangezogen wird, bevor diese entsprechend gekoppelt werden können und eine energieträgerübergreifende Darstellung der Infrastruktur unterschiedlicher Energienetze abgeleitet werden kann. Ein solches Zellenmodell bedeutet eine möglichst genaue Abbildung der im Originalnetz auftretenden Lastflüsse. Die Vorgehensweise bei der Modellierung eines elektrischen Energieversorgungsnetzes nach dem zellularen Ansatz hat folgendes Schema (siehe Tabelle 3-8): [7]

Tabelle 3-8: Vorgehensweise bei der Netzmodellierung mittels zellularem Ansatz

Schritte	Beschreibung der einzelnen Schritte
1.Schritt	Erfassung und Zuordnung aller elektrischen Betriebsmittel zu den jeweiligen Zellen
2.Schritt	Zusammenfassung der Last-, Erzeuger- und Speicherstrukturen
3.Schritt	Erstellung von Jahreslastgängen der jeweiligen Energiestruktur
4.Schritt	Implementierung der Transformatoren
5.Schritt	Verbindung der Zellenknotenpunkte durch Leitungen
6.Schritt	Anpassung zur genaueren Nachbildung des Originalmodells

in eigener Darstellung nach [7]

Bevor nach diesem Schema vorgegangen werden kann, muss die Zelleneinteilung im Originalmodell des Stromnetzes vorgenommen werden. Sind alle Betriebsmittel, also alle Lasten, Erzeuger, Speicher, Leitungen sowie Transformatoren erfasst und den jeweiligen Zellen zugewiesen, können sie innerhalb der Zellen zusammengefasst werden, sodass jede Zelle über einen Knotenpunkt und ihre Verbindungsleitungen zu anderen Zellen beschrieben werden kann. Die Anpassungen im Zellenmodell beziehen sich auf die Leitungen, wie unter anderem im nachfolgenden Abschnitt (Abschnitt 3.5.2) erklärt werden soll. [7]

3.5.2 Anwendungsbereich des zellularen Ansatzes

Ist es möglich durch die Vereinfachung bzw. Aggregation des Netzes in den Zellen herauszufinden, wo geographisch gesehen im Netz welche saisonalen oder tageszeitlichen Schwankungen in der Erzeugung auftreten und zu welchen Zeiten auch eine entsprechende Abnahme vorhanden ist bzw. zu welchen nicht, kann die überschüssige elektrische Energie herangezogen werden um in einen anderen Energieträger umgewandelt zu werden. Das würde auch bedeuten, dass dieser Netzpunkt für zukünftige Flexibilisierungsoptionen zum Ausgleich der dort auftretenden Periodizitäten der Residuallast geeignet ist.

Flexibilisierungsoptionen (siehe Abbildung 3.26) bezeichnen Energieverbunde, die dem Ausgleich positiver sowie negativer Residuallasten in elektrischen Netzen dienen. Die Residuallasten ergeben sich aus der Differenz zwischen Last und fluktuierender Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen sowie wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Eine positive Residuallast bedeutet, dass nicht genügend elektrische Energie im Netz vorhanden ist und somit zur Erhaltung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch aus anderen Energiequellen gedeckt werden muss. Eine negative Residuallast bezeichnet hingegen einen Überschuss an elektrischer Energie im Netz, was beispielsweise der Fall ist, wenn Erzeugung und Verbrauch zeitlich oder örtlich versetzt auftreten. Eine Übersicht über die möglichen Flexibilisierungsoptionen ist in Abbildung 3.26 ersichtlich. In dieser Abbildung entsprechen die rot hinterlegten Felder Möglichkeiten zum Ausgleich positiver Residuallasten, die blau hinterlegten Felder entsprechen Möglichkeiten sowohl zum Ausgleich positiver als auch negativer Residuallasten, das grün hinterlegte Feld soll verdeutlichen, dass, um eine solche Flexibilisierung der Netze zu ermöglichen, robuste Systeme notwendig sind, die in mehreren wirtschaftlichen und technischen Bereichen verankert sein müssen. [28]

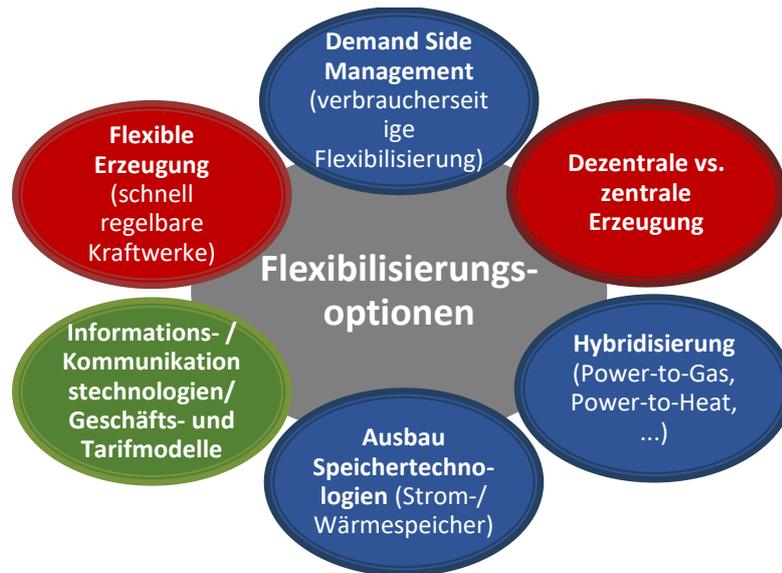


Abbildung 3.26: Flexibilisierungsoptionen elektrischer Netze [28]

Auf die einzelnen Flexibilisierungsoptionen soll hier nicht weiter eingegangen werden. In der nachstehenden Abbildung (siehe Abbildung 3.27) ist schematisch ein Hybridnetz dargestellt, wie es aufgrund der gekoppelten Betrachtung der einzelnen Energienetze entsteht. [28]

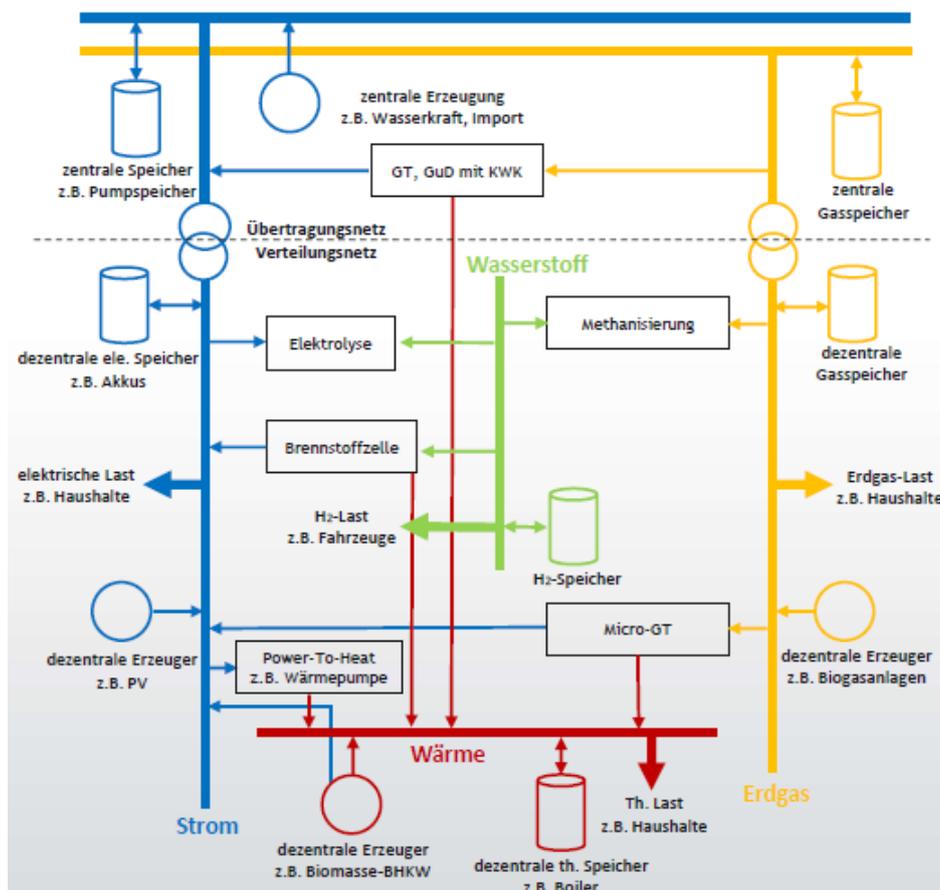


Abbildung 3.27: Schematische Darstellung eines Hybridnetzes [28]

Die zusätzliche, entscheidende Information, die durch den zellularen Ansatz gewonnen wird, ist die geographische Zuordnung von Netzpunkten, welche sich für die Allokation von dezentralen Erzeugungseinheiten oder Speichern als günstig herausstellen und somit eine möglichst effiziente Planung von Energienetzen gestatten. Beispielsweise sind Zellen, in denen negative Residuallasten auftreten, günstig für dezentrale Erzeugungseinheiten. Im Falle positiver Residuallasten kann diese Überschussenergie, unter anderem, zur direkten Nutzung in Ladestationen für Elektroautos herangezogen werden. Diese energieträgerübergreifenden Überlegungen hinsichtlich Netzaufbau bzw. Netzplanung sind ausschlaggebend für die zunehmende bzw. effiziente Nutzung elektrischer Energie aus fluktuierender, volatiler Erzeugung der erneuerbaren Energien, ohne dabei einen weitgreifenden Netzausbau vornehmen zu müssen und zusätzlich diese Energie direkt vor Ort effizient einzusetzen. [1]

3.5.3 Bisherige Probleme mit dem zellularen Ansatz

Bei der Anwendung des zellularen Ansatzes auf das elektrische Netz sind im Rahmen von Projekten und Forschungsarbeiten am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik der Montanuniversität Leoben aufgrund der Komplexität des elektrischen Netzes Problematiken aufgetreten, welche Auswirkungen auf Genauigkeit bzw. Informationsverlust des Zellenmodells haben. Hier soll erklärt werden, welche Problematiken bisher aufgetreten sind.

Wirk- und Blindleistungsverluste:

Die damit zusammenhängende Leitungsproblematik kommt daher, dass im Zellenmodell nur jene Leitungen berücksichtigt werden, die eine tatsächliche Verbindung zwischen den Zellen besitzen. Alle Leitungen innerhalb einer Zelle und damit auch deren Verluste werden vernachlässigt. Sowohl die Wirk- als auch die Blindleistungsverluste zeigten in der Validierung der Lastflüsse im Zellenmodell gegenüber jenen des Originalnetzes anderes Verhalten. Diese Unterschiede sind darauf zurückzuführen, dass die in den Zellen vorhandenen Leitungen und ihr Einfluss auf die gesamten Wirk- und Blindleistungsverluste des Netzes bei der Erstellung des Zellenmodells nicht berücksichtigt werden. Diese fehlenden Leitungen im Zellenmodell führen im Bereich der Blindleistung zu größeren Abweichungen als im Bereich der Wirkleistung. [7]

Zur Nachbildung der Blindleistungsverluste, wird ein sogenanntes E-RLC-Modul an jeden Knoten der jeweiligen Zelle angefügt. Dieses Ersatzmodul besteht aus einer Serienschaltung eines ohmschen Widerstands, einer Induktivität und einer Kapazität und wird jeweils zwischen Phase und Erde geschaltet (siehe Abbildung 3.28).

Durch diese Vorgehensweise konnte die Abbildungsgenauigkeit im Bereich der Blindleistungsflüsse verbessert werden, sodass für die bis dahin betrachteten Anwendungsfälle eine ausreichende Genauigkeit erzielt wurde. [7]

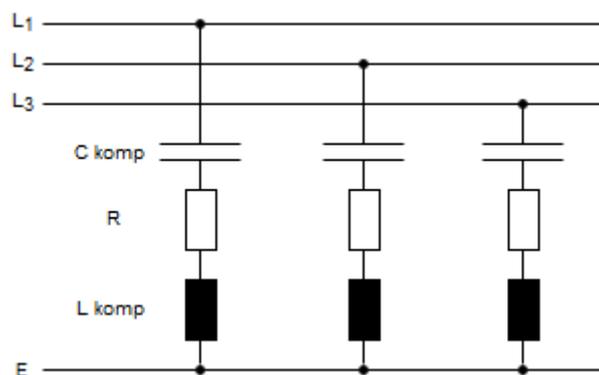


Abbildung 3.28: E-RLC-Modul zur Nachbildung der Blindleistung [7]

Lastverschiebungen

Durch Gegenüberstellung der Auslastungen der Leitungen bezüglich ihres Leistungstransportes, wurden Abweichungen des Lastflusses im Zellenmodell festgestellt. Diese Lastverschiebungen sind einerseits auf die nicht erfassten Leitungen innerhalb der Zellen und andererseits auf die Leitungsverläufe zwischen den Zellen zurückzuführen. [7]

Problematik der Stichleitungen:

Die genaue Problematik hierbei ist in Abbildung 3.29 a) ersichtlich. Leitung 1 verläuft im Originalnetz aus Zelle 4 durch Zelle 3 und 6 und endet erst in Zelle 7, während Leitung 2 direkt in Zelle 4 beginnt und in Zelle 6 endet. Der Verlauf der Leitungen im Modell deutet an, dass die in Zelle 7 benötigte Leistung über Zelle 6 aus Zelle 4 bereitgestellt wird, während der reale Leistungsfluss durch drei Zellen stattfindet. [7]

Problematik der Parallelleitungen:

Wie in Abbildung 3.29 b) dargestellt, würde es aufgrund der Verläufe im realen Netz und der Tatsache, dass im Zellenmodell Zellenübertritte direkt mit Zellenmittelpunkten verbunden werden, zur Entstehung einer Parallelleitung führen, welche im Originalmodell nicht vorhanden ist. Leitung 1 und Leitung 2 beginnen zwar beide im selben Knotenpunkt in Zelle 4, enden jedoch in unterschiedlichen Knotenpunkten und sogar unterschiedlichen Zellen. [7]

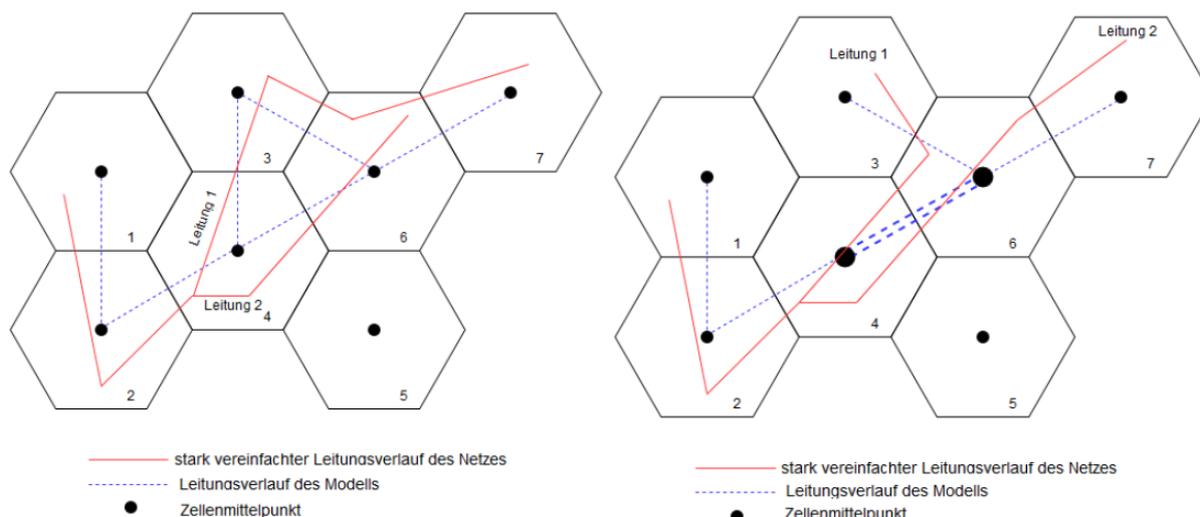


Abbildung 3.29: Leitungsproblematik a) Stichleitung, b) Parallelleitung [7]

Aufgrund dieser beiden Leitungsproblematiken sind die Leistungsflüsse zwischen den Zellen gegenüber dem realen Netz verzerrt und können nicht korrekt abgebildet werden.

Bisher wird versucht diese Problematiken in den Griff zu bekommen, indem zuerst eine anfängliche Zelleneinteilung vorgenommen wird. Durch eine Genauigkeitsüberprüfung des daraus erhaltenen Zellenmodells, werden die Zellengrenzen anschließend so verschoben, dass derartige Leitungsverläufe vermieden werden. Beispielsweise wird versucht Teilnetze innerhalb des Gesamtnetzes zu identifizieren, die mit dem restlichen Netz lediglich über eine Leitung verbunden sind, wodurch das Zellenmodell eine strahlennetzartige Struktur erhält, da keine Parallelleitungen an Zellenübertritten zustande kommen. [29]

4 NETZREDUKTIONSMETHODEN

Im folgenden Abschnitt sollen die Methoden der Netzreduktion für die Anwendung auf große, komplexe Netzwerke zusammengefasst werden. Einführend soll die nachstehende Abbildung (Abbildung 4.1) eine Übersicht über die möglichen Netzberechnungsverfahren geben. [17]

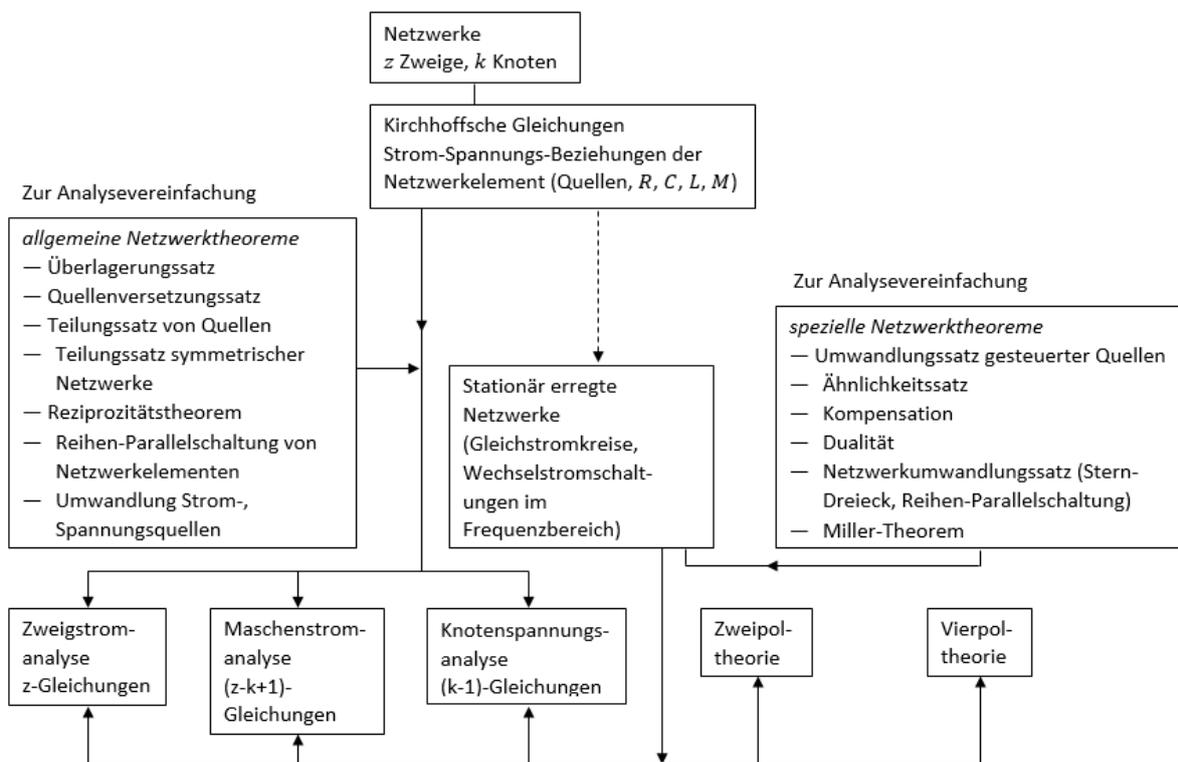


Abbildung 4.1: Übersicht über die Netzberechnungsverfahren (in eigener Darstellung nach [17])

4.1 Lastflussberechnung und Netzreduktion

Elektrische Energiesysteme sind mehrphasige, komplexe Netze, die sich im symmetrischen Belastungsfall durch eine einphasige Betrachtung aufgrund ihrer konstanten Verbraucherleistungen in einem mathematischen Modell als nichtlineares Gleichungssystem mit komplexen Variablen abbilden lassen. Über die Kirchhoffschen Gesetze können Topologie, Leitungsimpedanzen bzw. –admittanzen, Spannungen und Belastungen unter der Annahme bekannter Knotenströme in linearen Gleichungssystemen miteinander verknüpft werden. Da jedoch die Knotenströme für gewöhnlich nicht bekannt sind, sondern lediglich näherungsweise in Form von konstanten Leistungen, welche auf Basis von Lastprognosen oder Messungen vorhanden sind, abgeschätzt werden können, sind die Leistungsflussgleichungen nichtlinear. Aus diesem Grund stehen für deren Lösung nur iterative Verfahren zur Verfügung. Die dabei am häufigsten in modernen Leistungsflussberechnungen eingesetzten Verfahren sind das Gauß-Seidel-Verfahren und vor allem das Newton-Raphson-Verfahren. [6]

Im Rahmen einer Leistungsflussberechnung werden Spannungen, Ströme sowie Leistungsflüsse im Netz und an den Knoten berechnet. Zusätzlich werden Informationen bezüglich den entstehenden Netzverlusten und dem Blindleistungsbedarf des betrachteten Netzes im stationären Betriebszustand erhalten. Die Lastflussberechnung stellt damit ein wichtiges Instrument im Zusammenhang mit Netzplanung und Betriebsführung dar und dient der Überwachung der Netzzustände, das bedeutet für große Netze einen entsprechenden Aufwand. [23]

Im Unterschied dazu ist die Vorgehensweise bei der Netzreduktion genau entgegengesetzt, ihre Einsatzgebiete sind teilweise dieselben. Das Ziel der Netzreduktion ist nicht wie bei der Lastflussberechnung die Ermittlung der Leistungsflüsse und Knotenspannungen im Netz über iterative Verfahren, sondern die Berechnung äquivalenter Leitungsadmittanzen aus den Ergebnissen einer vollständigen Leistungsflussberechnung über direkte Verfahren. Das äquivalente Ersatznetz soll eine wesentlich geringere Komplexität aufweisen als das Originalnetz. Die bei der Netzreduktion zum Einsatz kommenden Verfahren sind beispielsweise die Gauss'sche Elimination oder der Gauss-Jordan-Algorithmus, deren Aufbau und Vorgehensweise unter Abschnitt 3.4 bereits erklärt wurden. Wann welches Verfahren angewendet wird ist dabei abhängig von der Aufgabenstellung.

4.2 Netzumwandlungs- oder –vereinfachungsmethode

Große, elektrische Energieversorgungsnetze sind Zusammenschaltungen von Generatoren, Umspannwerken und Schaltanlagen über dreiphasige Übertragungsleitungen, diese sind jedoch auch bei einphasiger Betrachtung im symmetrischen Fall sehr aufwändig. Diese Art der Netzstruktur wird vereinfacht in Form von Graphen wiedergegeben, in denen die Knoten Sammelschienen und die Linien die Übertragungsleitungen repräsentieren. Die mathematische Beschreibung der Graphen erfolgt je nach Modell über algebraische Gleichungen oder Differentialgleichungen, die für jeden Knoten aufgestellt werden und gemeinsam ein Gleichungssystem definieren, das das gesamte Netz wiedergibt. [30] Nur bei wenig vermaschten Netzen können Strom- und Spannungsverteilungen händisch durch Netzumwandlungsmethoden bestimmt werden. [31] Bei einer großen Anzahl von Knoten in stark vermaschten Netzen bedeutet die Lösung dieser Gleichungen einen hohen Rechenaufwand. Über die Kron-Reduktion soll dieses Gleichungssystem umgewandelt werden, sodass sich die Gleichungen vereinfachen, nach wie vor aber dieselbe Beziehung zwischen den Spannungen und Strömen besteht. [30] Durch die Methoden der Kron-Reduktion wird die Struktur des jeweiligen Netzes vereinfacht, indem bereits hier teilweise

die Knotenzahl verringert und eine impedanzgetreue Nachbildung von Netzabschnitten vorgenommen wird. [31]

Diese Art der Reduktion von Netzwerken bedingt die Verwendung von Phasoren und damit, dass sowohl Spannung als auch Strom in jeder Phase sinusförmige Verläufe mit derselben Frequenz zeigen. Diese Bedingung ist für gewöhnlich weitgehend erfüllt, solange es sich nicht um transiente Vorgänge handelt, die ein dynamisches Netzverhalten beschreiben. Nach der klassischen Kron-Reduktion bleibt ein kleineres Netz übrig, das dieselben Schaltungselemente wie das nicht reduzierte Netz enthält. [30]

Zu den Netzumwandlungs- oder auch Netzvereinfachungsmethoden werden Stern-Dreieck-Umwandlungen, Zusammenfassungen von parallelen Leitungen zu einer äquivalenten Leitung, das Zusammenlegen von seriellen Elementen oder die Aufteilung von Verbraucherströmen auf benachbarte Knoten sowie die Ausnutzung von Symmetrien gezählt. An den nach diesen Umwandlungsschritten übrigen Knoten sind Strom- und Spannungsverhältnisse nach außen hin unverändert. [31]

Je nachdem, welche Netztopologie vorliegt kommen unterschiedliche Vereinfachungs- und Umwandlungsmethoden zum Einsatz. Bei **Strahlennetzen** mit beidseitig unterschiedlich gespeister Leitung und davon ausgehenden Stichleitungen, wie in Abbildung 4.2 a) dargestellt, können alle zu- und abfließenden Ströme in Knoten 1 und 2 zusammengefasst werden (siehe Abbildung 4.2 b)). [6]

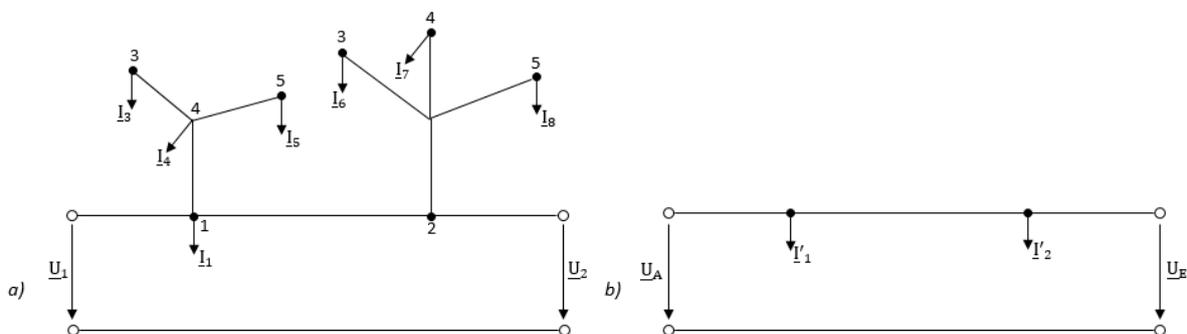


Abbildung 4.2: a) Einfaches Strahlennetz, b) Vereinfachtes Netz (in eigener Darstellung nach [6])

Bei solchen Strahlennetzen ist eine Netzvereinfachung zwar zulässig und ermöglicht die Berechnung der Stromverteilung des Netzes, es wird aber nicht miteinbezogen, dass die wegfallenden Leitungen impedanzbehaftet sind und daher für die Berechnung der Leistungsflüsse in Netzberechnungen nicht einfach vernachlässigt werden dürfen.

Ringnetze mit komplexeren Strukturen beinhalten meist Vermaschungen, die durch das Auftrennen an ihrer Einspeisestelle wie eine beidseitig gespeiste Leitung mit derselben Speisespannung behandelt werden können (siehe Abbildung 4.3). Nach der Auftrennung der

Masche wird am offenen Ende der Leitung ein zusätzlicher Knoten eingefügt. Durch die zusätzliche Einspeisung in diesem Knoten wird seine Knotenspannung auf das gleiche Potential gehoben wie an der Einspeisestelle. Dadurch kann die Masche über eine äquivalente Serienschaltung von Verbrauchern dargestellt werden. [6]

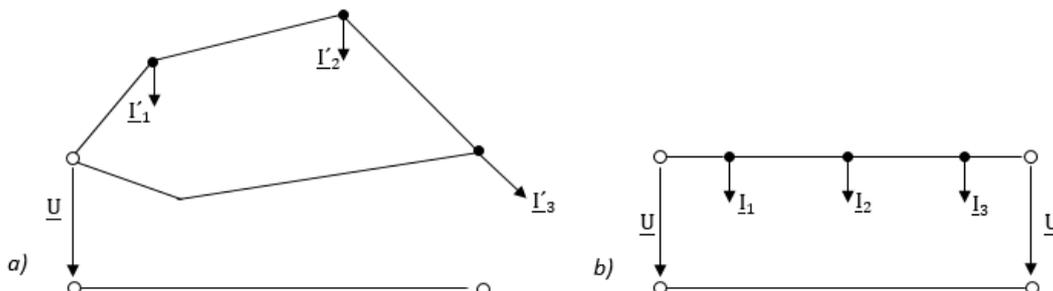


Abbildung 4.3: a) Vermaschtes Ringnetz, b) Vereinfachte, beidseitig gespeiste Leitung (in eigener Darstellung nach [6])

Handelt es sich bei einem Ringnetz um eine Masche, welche an ihrem Anfangs- bzw. Endpunkt mit unterschiedlichen Spannungen gespeist wird, besteht eine weitere Möglichkeit diese zu vereinfachen. [31] Diese Vorgehensweise ist für die weitere Verwendung des Netzes zur Netzreduktion im Zusammenhang mit der Anwendung des zellularen Ansatzes sehr vorteilhaft. Sind nämlich zwei Zellen beispielsweise, wie in Abbildung 4.4, miteinander verbunden, so könnte zwar auch hier die Masche durch Auftrennen vereinfacht werden, es wäre jedoch notwendig, die offene Leitung einer Zelle zuzuordnen, wodurch Abweichungen auftreten können, da sie im realen Netz eine Verbindungsleitung der beiden Zellen darstellt und anteilmäßig zuzuordnen ist.

Hier könnten alternativ die Netzbelastungen bzw. Verbraucher in der Masche auf die beiden Knotenpunkte verteilt werden. Bei dieser Vereinfachungsmethode kommt die Stromteilerregel zum Einsatz, welche es ermöglicht, Ströme und damit Leistungen auf benachbarte Knotenpunkte aufzuteilen (siehe Abbildung 4.4). [31] Bezeichnet werden diese Ströme als sogenannte „verworfenen Lasten“, wie es unter Abschnitt 3.2.5 beschrieben wurde. [20]

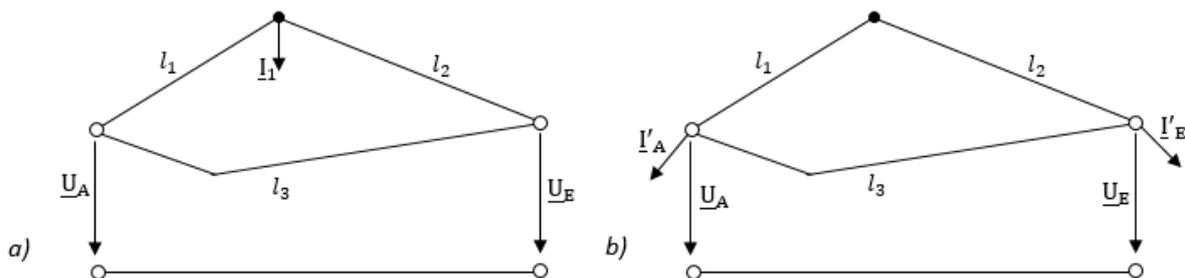


Abbildung 4.4: a) Vermaschtes Ringnetz mit beidseitiger Einspeisung, b) Aufteilung der Verbraucher auf die Knotenpunkte (in eigener Darstellung nach [6])

Im Folgenden (Formel (4.1) bis (4.6)) wurden die Zusammenhänge aus [6] sowie aus [20] und [31] auf das Netz aus Abbildung 4.4 angewendet und entsprechende Bezeichnungen verwendet.

Sind die Leitungen zwischen den Knotenpunkten aus demselben Material und besitzen den gleichen Querschnitt, erfolgt die Stromaufteilung über die Längen der Leitungen zwischen den Knotenpunkten nach Formel (4.1) bzw. (4.2). Eine Leistungsaufteilung erfolgt analog zur Stromaufteilung. [31]

$$\begin{aligned} \underline{I}'_A &= \underline{I}_1 \cdot \frac{l_2 \cdot (R' \cdot \cos(\varphi) + X' \cdot \sin(\varphi))}{l_1 \cdot (R' \cdot \cos(\varphi) + X' \cdot \sin(\varphi)) + l_2 \cdot (R' \cdot \cos(\varphi) + X' \cdot \sin(\varphi))} \\ &= \underline{I}_1 \cdot \frac{l_2}{l_1 + l_2} \end{aligned} \tag{4.1}$$

$$\begin{aligned} \underline{I}'_E &= \underline{I}_1 \cdot \frac{l_1 \cdot (R' \cdot \cos(\varphi) + X' \cdot \sin(\varphi))}{l_1 \cdot (R' \cdot \cos(\varphi) + X' \cdot \sin(\varphi)) + l_2 \cdot (R' \cdot \cos(\varphi) + X' \cdot \sin(\varphi))} \\ &= \underline{I}_1 \cdot \frac{l_1}{l_1 + l_2} \end{aligned} \tag{4.2}$$

Alternativ für unterschiedliche Leitungstypen erfolgt die Aufteilung dieser Ströme durch die Elemente der KAM des Gesamtnetzes, was im Rahmen der Netzreduktionsmethoden durch die Elimination der Knoten eines aktiven Netzes (siehe Abschnitt 4.3) in den Rechenschritten passiert. Prinzipiell berechnet sich die Aufteilung (siehe Formel (4.3) und (4.4)) analog zu Formel (4.1) und (4.2).

$$\underline{I}'_A = \underline{I}_1 \cdot \frac{Y_{A1}}{Y_{11}} \tag{4.3}$$

$$\underline{I}'_E = \underline{I}_1 \cdot \frac{Y_{E1}}{Y_{11}} \tag{4.4}$$

Der Vorteil dabei ist, dass nach der Aufteilung der Ströme nur zwei parallele Leitungen vorhanden sind. Die Leitungen sind entsprechend dem Ersatzschaltbild elektrischer Leitungen in T- oder π -Schema (siehe Abschnitt 3.2.3) impedanzbehaftet und können daher nach der Krichhoffschen Maschenregel, gemäß Formel (4.5), zu einer äquivalenten Leitung zusammengefasst mit Ersatzimpedanz \underline{Z}_{ers} werden. Dabei sind \underline{Z} die Leitungsimpedanzen, l die jeweiligen Leitungslängen, \underline{Y}' sind die Admittanzbeläge der jeweiligen Leitungen und A der jeweilige Querschnitt. Der Leitungsimpedanzwert \underline{Z}_{12} bezeichnet die zusammengefasste Serienschaltung aus Leitung 1 und 2, die der Summe der einzelnen Impedanzwerte (\underline{Z}_1 und \underline{Z}_2) entspricht (analog für l_{12}). [31]

$$\underline{Z}_{ers} = \frac{\underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_3} = \frac{\frac{l_{12}}{\underline{Y}' \cdot A} \cdot \frac{l_3}{\underline{Y}' \cdot A}}{\frac{l_{12}}{\underline{Y}' \cdot A} + \frac{l_3}{\underline{Y}' \cdot A}} = \frac{1}{\underline{Y}' \cdot A} \cdot \frac{l_{12} \cdot l_3}{l_{12} + l_3} \tag{4.5}$$

Die Berechnung der äquivalenten Ersatzlänge l_{ers} paralleler Leitungen erfolgt analog nach Formel (4.6): [6]

$$\frac{1}{l_{ers}} = \frac{1}{l_{12}} + \frac{1}{l_3} \text{ bzw. } l_{ers} = \frac{l_{12} \cdot l_3}{l_{12} + l_3} \tag{4.6}$$

Bei **Maschennetzen** ist der Vermaschungsgrad größer als bei den Ringnetzen, sind die Netze relativ klein, so lassen sich diese über Stern-Dreieck-Umwandlungen oder Ausnutzung von Symmetrien weitgehend vereinfachen. Stern-Dreieck-Umwandlungen dienen der Elimination des Sternpunktes einer Sternschaltung durch Umwandlung in eine äquivalente Dreieckschaltung, wie es in Abbildung 4.5 [30] zu sehen ist. [6]

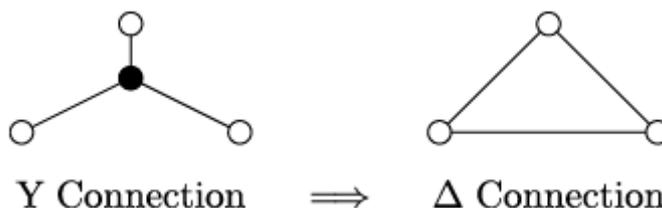


Abbildung 4.5: Stern-Dreieck-Umwandlung [30]

4.3 Netzreduktionsmethoden

Im folgenden Abschnitt sollen die bekannten Netzreduktionsmethoden beschrieben und auf ihre Anwendung für bestimmte Aufgabenstellungen eingegangen werden. Es soll weiters ihre Geschichte sowie der derzeitige Stand der Technik behandelt werden. Für alle Methoden gibt es diverse Abwandlungen, im Folgenden sollen die Grundmodelle beschrieben werden.

4.3.1 Bedeutung und Einsatzbereiche der Netzreduktion

Geschichtlicher Überblick

Mitte des 19. Jahrhunderts wurden erstmals Analysen mittels äquivalenten Netzsystemen durchgeführt. Die erste Methode, die dazu entwickelt wurde, war die Ward-Reduktion zur Erstellung eines statischen Äquivalentmodells eines Netzes. Auch heute wird dieses Verfahren aufgrund seiner Einfachheit und leichten Handhabung vielfach eingesetzt. In den 1970er Jahren ist das REI-Modell entwickelt worden, das sich sehr gut für die Analyse von größeren Netzwerksystemen eignete. Das nächste Modell wurde 1977 entwickelt. Es ist dem REI-Modell sehr ähnlich, anstelle von Impedanzen wird das äquivalente Netz über ideale Transformatoren beschrieben. Diese Methode wird als Zhukov-Reduktion bezeichnet. [32]

Einsatzbereiche

Das heutige europäische Verbundnetz weist eine starke Interkonnektivität von Hochspannungsnetzwerken auf, wodurch sich die Systemkomplexität wesentlich erhöht. [33] Außerdem müssen heutige Energieversorgungssysteme dem stetig steigendem Verbrauch von elektrischer Energie bei gleichzeitig begrenzten Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsressourcen gerecht werden, weshalb an das Modellnetz hohe Anforderungen gestellt werden. Nicht nur technische Veränderungen, wie die zunehmende Penetration an erneuerbaren Energiequellen oder der industrielle Einsatz von Leistungselektronik, sondern auch die Liberalisierung des Energiemarktes und die damit entstandenen konkurrierenden Energiemärkte, sind verantwortlich dafür, dass die Modellierung äquivalente Ersatznetze auf unterschiedlichste Anwendungszwecke hin immer mehr an Bedeutung gewinnt. [34]

Die Grundidee ist, dass auf einen bestimmten Bereich verstärkt Augenmerk gelegt werden soll, daher genügt es, dass das restliche Netz nur entsprechende Informationen in diesen Bereich liefert. Je nach Anwendungszweck muss die eingesetzte Netzreduktionsmethode an die Aufgabenstellung angepasst werden: [33] Für interaktive Lastflussberechnungen bzw. Echtzeitüberwachungen von Netzbereichen sind die Speicherkapazitäten von Computerressourcen entscheidend, da diese einen hohen Programmier- und Rechenaufwand erfordern, um durch wiederholte Berechnungen des Systems präzise Preissignale und

Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sind diese Ressourcen begrenzt, bieten Äquivalentnetze eine Möglichkeit zur besseren Erfassung und damit für ein effizienteres Management heutiger, großer Verbundnetze. [33] [35]

Ein äquivalentes Modell kann sowohl von Netzbetreibern als auch von anderen Teilnehmern des Elektrizitätsmarktes, wie beispielsweise Erzeugungsunternehmen, zum Zwecke der Netzanalyse implementiert werden. Nachteilig ist dabei, dass sowohl die Topologie des Netzes, die Ergebnisse aus einer vollständigen Leistungsflussberechnung für einen Netzzustand des Gesamtnetzes sowie die Informationen bezüglich der Unsicherheiten bekannt sein müssen. [36] Daher kommen Ersatznetze auch für markt- und energiewirtschaftliche Betrachtungen zum Einsatz. Das zusammenschaltete, elektrische Netz besteht aus einer Vielzahl von Bereichen, die unterschiedlichen Netzbetreibern angehören. Jeder Netzbetreiber hat die Systeminformationen, die den ihm zugehörigen Bereich betreffen, jedoch nicht immer alle Informationen über Netzabschnitte anderer Netzbetreiber. Ein Austausch der Informationen zwischen diesen findet zu definierten Zeitpunkten statt. Übergeben wird dabei eine große Datenmenge bezüglich Netztopologie und Betriebsbedingungen, aus der heraus es möglich ist ein Äquivalentnetz für die Bereiche zu erstellen, die dem jeweiligen Netzbetreiber nicht angehören. Veränderungen in diesem Netz können nur aktualisiert werden, wenn neue Daten ausgetauscht werden. [34]

Abgesehen davon bedingt eine effiziente Marktführung, dass alle Teilnehmer und Regulatoren des Energiemarktes in der Lage sind, das Verhalten des Marktes zu analysieren. Vor allem ist es in diesem Zusammenhang wichtig, Übertragungsengpässe zu erkennen und ein geeignetes Überlastungsmanagement zu ermöglichen, wodurch es sinnvoll ist, nur gewisse Leitungen genauer zu betrachten, während jene Leitungen, bei denen die Überlastungsgefahr geringer ist, über ein äquivalentes Netz abgebildet werden können, in dem es nicht mehr notwendig ist, reale Leitungen zuzuordnen zu können. [37]

In großen Stromübertragungssystemen dient die Netzreduktion in heutigen Anwendungen der geeigneten Platzierung von Speichern. Dabei wird das Netz über Algorithmen in Cluster eingeteilt, welche vergleichbar sind mit den Zellen des zellularen Ansatzes. Für jeden dieser Cluster wird eine Netzreduktion durchgeführt, wodurch das Originalnetz durch ein äquivalentes Zellennetz angenähert wird. Die gewonnenen Ergebnisse für das Ersatznetz können auf das Originalsystem übertragen werden, weshalb diese Vorgehensweise ein entscheidendes Tool für die Planung effizienter Hybridnetze ist, in denen die unterschiedlichen Energieträger miteinander gekoppelt sowie ineinander umgewandelt werden können. [38]

Zu den grundlegenden Verfahren der Erstellung von Äquivalenzmodellen zählen: [39]

1. Die Ward-Reduktion
2. Die REI-Reduktion (Radiant Equivalent Independent)
3. Die Linearisierungsmethode
4. Die PTDF-basierte Netzreduktion (Power Transfer Distribution Factor)
5. Die Identifikationsmethode

4.3.2 Grundlegendes zur Netzreduktion und ihren Anwendungen

Die eigentliche Anwendung der Netzreduktion besteht in der Vereinfachung eines Teilabschnittes des Netzes, das seine Informationen bezüglich Einspeisungen, Verbrauchern, Leitungsverlusten und Leistungsflüssen vereinfacht, aber dennoch genau an das restliche Netz übergibt. Das Ziel ist somit ein Äquivalentmodell dieses Teilabschnittes mit einer geringeren Anzahl an Knoten und Leitungen. Damit kann die Berechnung eines genauer zu betrachtenden Netzbereiches unter gleichzeitiger Berücksichtigung aller Informationen, die aus den Verbindungsleitungen zu reduzierten Netzabschnitten erhalten werden, erfolgen. [35]

Verschiedenste Techniken zur Äquivalentmodellerstellung sind mittlerweile verbreitet. Alle Modelle basieren auf unterschiedlichen Annahmen, wodurch die Vergleichbarkeit bzw. Beurteilung der Ergebnisse praktisch unmöglich ist. [33] Den Verfahren ist allen gemeinsam, dass sie, wenn überhaupt, lediglich für das angenommene Basisszenario exakte Ergebnisse liefern, für das sie erstellt wurden. Es gibt weitere charakteristische Eigenschaften, durch die sich die Modelle voneinander unterscheiden, wie beispielsweise Blindleistungsunterstützung („reactive power support“), Genauigkeit sowie Einfachheit der Anwendung oder Spärlichkeit der äquivalenten Systeme. [35]

Bei den eingesetzten Verfahren kann zwischen statischen und dynamischen Reduktionsmodellen unterschieden werden. Die reduzierten Modelle, welche über statische Methoden errechnet werden, stellen eine Momentaufnahme des Originalsystems dar, welche über das gewählte Basisszenario festgelegt ist. Diese sind ausschließlich für stationäre bzw. quasistationäre Analysen, wie Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen, sowie Betriebs- und Planungsanalysen geeignet. Über dynamische Modelle können transiente Vorgänge und Effekte im elektrischen Netz beschrieben werden. [33]

Zusätzlich ist zwischen passiven und aktiven Ersatznetzen zu unterscheiden. Wie in den folgenden Abschnitten erklärt wird, handelt es sich beispielsweise bei der sogenannten Ward-injection-method und der REI-Methode um ein aktives Ersatznetz, da die Reduktion des Netzes über die Berechnung von verworfenen Lasten erfolgt. Als verworfene Lasten werden, wie unter Abschnitt 3.2.5 und 4.2 bereits erwähnt, jene Lasten bezeichnet, die bei einer Knotenelimination in den Nachbarknoten als äquivalent umgelegte Lasten anzubringen sind.

Ein passives Ersatznetz entsteht hingegen durch die Ward-admittance-method bzw. in einem temporären Zwischenschritt bei der REI-Methode. In einem passiven Äquivalentnetz gibt es an den Netzknoten keine Einspeisungen mehr. [24]

Voraussetzung für die Erstellung eines Äquivalenznetzes sind die Ergebnisse einer vollständigen Lastflussberechnung des betrachteten Netzes. Diese stellen das Basisszenario dar, für das das Ersatznetz gebildet wird. Wurde ein solches äquivalentes System aus dem Basisszenario heraus erstellt, so können auch andere Lastsituationen des Netzes mit gewissen Abweichungen damit betrachtet werden. Ein Netz, auf das solche Reduktionsmethoden angewendet werden sollen, wird vor der Reduktion in drei Subsysteme unterteilt, ein internes, ein externes und ein Grenzsystem, denen jeweils bestimmte Knoten des Netzes zugeordnet werden. Das interne System stellt jenen Netzabschnitt dar, der nicht reduziert wird, da dieser über das ursprüngliche Lastflussmodell beschrieben werden soll, um genauere Ergebnisse bereitzustellen. Das externe System ist jener Netzabschnitt, in dem die Reduktionsmethoden zum Einsatz kommen, um diesen durch ein äquivalentes, elektrisches Netz nachzubilden. Zwischen dem internen und dem externen System liegt das Grenzsystem, das aus den Grenzknoten („boundary nodes“ oder „boundary buses“) besteht und das interne und externe System miteinander verbindet, wie es in der nachstehenden Abbildung (Abbildung 4.6) dargestellt ist: [39]

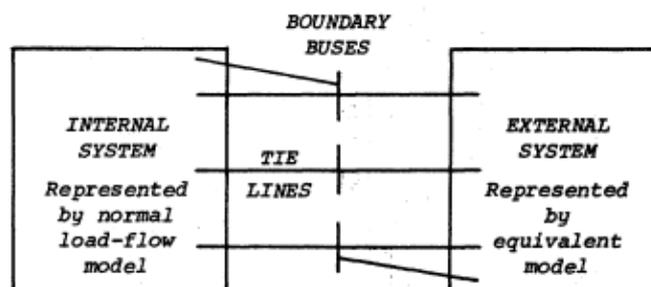


Abbildung 4.6: Einteilung eines vernetzten Energieversorgungssystems [39]

Der Prozess der Äquivalentnetzbildung entsteht aus den Ergebnissen einer vollständigen Lastflussberechnung des Gesamtmodells, daher schließt das Modellnetz direkt an die Grenzknoten an ohne dabei die Leistungsflüsse über die Verbindungsleitungen zu verändern. Zusätzlich erfolgt ein sogenanntes „boundary-matching“, bei dem fiktive Einspeisungen bzw. Verbraucher an die Grenzknoten angebracht werden, um eben diese Leistungsflüsse zu erhalten. Dieser Prozess des „boundary-matching“ wird in Abbildung 4.7 dargestellt. [40]

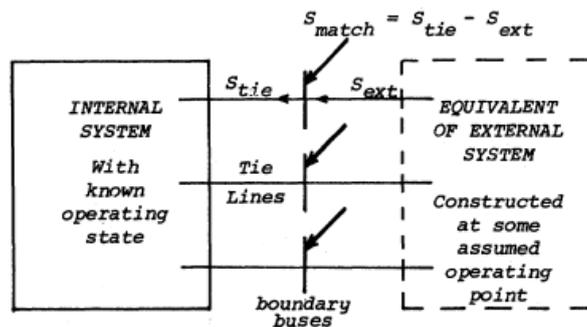


Abbildung 4.7: Prozess des "boundary-matching" bei der Äquivalenterstellung [40]

Die Anforderungen an das äquivalente Modellnetz beziehen sich auf seine getreue Abbildung der elektrotechnischen und physikalischen Verhältnisse im Netz, sowie seinen mathematischen Aufbau und rechnerischen Aufwand: [39]

1. Zuverlässiges und genaues Modell, das die Effekte des externen Systems auf das interne System beschreibt
2. Mathematisch gut konditioniertes Modell, um keine Lösungsfehler zu produzieren (Genauigkeitsverluste, Ineffizienz beim Berechnungsaufwand aufgrund von Konvergenzproblemen oder arithmetischen Problemen)
3. Programmiertechnisch, effizient aufgebautes Modell

Für das Ersatznetz werden die Knoten des externen Systems entfernt, während gleichzeitig die Grenzknoten so modifiziert werden, dass die elektrischen Eigenschaften des externen Netzwerkes mit annehmbarer Genauigkeit und gleichzeitig geringerem Berechnungsaufwand nachgebildet werden können. [37]

Wichtig ist dabei, dass die spärliche Besetzung der Knotenadmittanzmatrix im reduzierten System erhalten bleibt, um ein Modell zu erzeugen, das einfacher zu analysieren ist als das Originalnetz. Aufgrund der Elimination von Leitungen und Knoten ist diese für gewöhnlich dichter besetzt, wodurch die Effekte der Netzreduktion teilweise rückgängig macht und eventuell zu numerischen Problemen führen kann. Beeinflusst werden kann die Spärlichkeit der Knotenadmittanzmatrix nur durch eine größere Anzahl der reduzierten Systeme. Eine allgemeine Aussage über die optimale Anzahl dieser Systeme kann jedoch nicht getroffen werden, da sie vom betrachteten Gesamtnetz abhängig ist. [33]

4.3.3 Die Ward-Reduktionsmethode

Die Ward-Methode ist eines der am häufigsten eingesetzten Verfahren zur Reduktion von realen Netzwerken. Das Problem bei der Ward-Reduktion ist, dass Blindleistungsflüsse, die im externen System vor der Netzreduktion vorhanden sind, im reduzierten Netz nicht abgebildet werden. Dieses Verhalten des Modells erklärt sich dadurch, dass während die Wirkleistung für

jeden Knoten, außer dem Slack-Knoten, definiert ist, das für die Blindleistung nicht der Fall ist und daher zu erheblichen Abweichungen führen kann. Dem Modell liegt die Annahme zugrunde, dass die Blindleistung an den geregelten Knoten, jenen Wert annimmt, den sie im Basisszenario hatte, selbst, wenn es im Netz zu Ausfällen kommt. Da, sobald das Ward-Äquivalent erstellt wurde, keine Möglichkeit besteht, mehr oder weniger Blindleistung im reduzierten Netzabschnitt bereitzustellen, zeigt das reduzierte Äquivalent ein relativ stark abweichendes Verhalten vom Original. Um mit dieser Methode dennoch akzeptable Ergebnisse zu erreichen, gibt es erweiterte Verfahren, die auf der Ward-Reduktion aufbauen, wie die Ward-Reduktionsmethode mit Puffer und das Extended-Ward-Equivalent. [35]

Ward-Äquivalent ohne Puffer:

Bei dieser sehr häufig eingesetzten Reduktionsmethode werden die Ergebnisse für die Knotenspannungen aus der Leistungsflussberechnung herangezogen um die Leistungseinspeisungen entweder in Impedanzen oder in linearisierte Ströme umzurechnen, damit das System als linear betrachtet werden kann. [35] Bei der klassischen Ward-Reduktion wird zwischen zwei Methoden differenziert, die die Leistungseinspeisungen in die Knoten verschieden behandeln: [4]

Ward-injection-method

Dabei werden alle Leistungseinspeisungen vor der Reduktion durch konstante Ströme ersetzt, welche nach der Reduktion wieder in Leistungen an den übrigen Knoten umgerechnet werden. [4]

Ward-admittance-method

Dabei werden alle Leistungseinspeisungen vor der Reduktion durch Queradmittanzen ersetzt und ebenfalls nach der Reduktion wieder umgerechnet. [4] Durch diese Queradmittanzen entsteht ein passives Netzwerk mit zugehörigem Gleichungssystem nach (4.7). [40]

$$\underline{Y} \cdot \underline{U} = \underline{0} \quad (4.7)$$

Durch die Elimination der Knoten entsteht ein passives Netzwerk, das aus Serien- und Parallelzweigen besteht und direkt an das Grenzsystem anschließt. [40]

Der Nachteil beider Varianten ist, dass keine Blindleistung im reduzierten System aus dem ursprünglichen System abgebildet wird. Die Wirk- und Blindleistungseinspeisungen bei Leistungsflussberechnungen sind für alle Verbraucher-knoten festgelegt. Für Generatorknoten, kann die Blindleistungseinspeisung jedoch innerhalb definierter Grenzen schwanken, um die Spannung am jeweiligen Knoten konstant zu halten. Diese Tatsache ist der

Hauptgrund dafür, dass Äquivalenzmodelle der Netzreduktion fehlerbehaftet sind hinsichtlich ihrer Abbildung der realen Blindleistungsflüsse. Um diesen Fehler zu verringern, kann entweder angenommen werden, dass die Spannung an den Knoten des externen Systems konstant ist oder, dass die Blindleistungseinspeisung an den Generatorknoten über die fixen Werte des Basisszenarios festgelegt wird. Diese Verbesserung der Abbildungsgenauigkeit ist nur bedingt zulässig, da für gewöhnlich große Mengen an Blindleistung vom externen in das interne System transportiert werden. [35]

Ward-Äquivalent mit Puffer:

Damit genügend Blindleistung im Falle von anderen Netzzuständen vom externen in das interne System gebracht wird, wird eine Pufferzone eingefügt, die sich zwischen internem und externem System befindet. Dieser Zone gehören jene Generatorknoten des externen Systems an, die in der Lage sind große Mengen an Blindleistung zur Verfügung zu stellen, wenn diese benötigt wird, und daher nicht wie alle anderen, externen Knoten reduziert werden. Das Problem hierbei ist, dass eine ausreichende Anzahl an zu erhaltenden Generatorknoten gefunden werden muss, um genügend Blindleistung bereitzustellen. Diese richtet sich nach bestimmten Kriterien: [35]

1. Es werden jene Knoten mit maximaler Blindleistungskapazität erhalten, das bedeutet, dass jene Generatorknoten erhalten bleiben, für die die Differenz zwischen der Blindleistungseinspeisung im Basisszenario und dem Blindleistungsgrenzwert des Stromnetzes am größten ist.
2. Jene Generatorknoten, die nicht genügend Wirk- und Blindleistung einspeisen, um ihre eigenen, lokalen Erfordernisse abzudecken.
3. Die Anzahl an erhaltenen Generatorknoten sollte nur einen geringen Prozentsatz der Gesamtknotenzahl des externen Systems ausmachen.

Extended Ward Äquivalent:

Diese Modifikation der Ward-Reduktion wurde ursprünglich für Echtzeitberechnungen entwickelt. Dabei wird die fehlende Abbildung der Blindleistung des Standard-Ward-Äquivalentmodells durch Hinzufügen von neuen Generatorknoten gebildet. Die Anzahl der hinzugefügten Generatorknoten entspricht jener der Verbraucherknoten im Grenzsysteem. Jeder der neuen, fiktiven Generatorknoten ist mit jedem Grenzverbraucherknoten verbunden, sodass dieses Erweitern des Grenzsystems keinen Einfluss auf die Ergebnisse des reduzierten Systems im Basisszenario hat. Die neuen Generatorknoten speisen keine Wirkleistung, sondern lediglich Blindleistung ins Netz ein, immer dann, wenn diese vom internen System

benötigt wird. In realen Multisystemnetzen ist die Anzahl der hinzugefügten Knoten sehr groß und damit mit einem höheren Berechnungsaufwand verbunden. [35]

4.3.4 Die REI-Reduktionsmethode

Das Konzept der REI-Methode ist jenem der Ward-Reduktion genau gegenteilig. Während die Ward-Reduktion die Knotenleistungen der eliminierten Knoten des externen Systems auf die Grenzknoten verteilt, werden diese bei der REI-Reduktionsmethode in einem oder mehreren fiktiven Knoten aggregiert. [39]

Das Modell der REI-Reduktion ersetzt das externe Netzwerksystem durch einen oder mehrere fiktive Knoten, welche REI-Knoten genannt werden und alle realen Knoten des externen Systems zusammenfassen. Das klassische REI-Modell fasst entweder alle externen Knoten in einem REI-Knoten zusammen oder definiert zwei REI-Knoten, einen für die Last, der als PQ-Knoten abgebildet wird, und einen für die Einspeisungen, welcher als PV-Knoten abgebildet wird. Das äquivalente Modell kann mehrere Generator-REI-Knoten, mehrere Verbraucher-REI-Knoten sowie auch gemischte REI-Knoten enthalten. Die Art wie die externen Knoten in REI-Knoten zusammengefasst bzw. diesen zugeordnet werden, beeinflusst die Abbildungsgenauigkeit des Äquivalentmodells bezüglich der Betriebsbedingungen des internen Systems, vor allem wenn das Modell für Fehlerbetrachtungen herangezogen wird. In der nachfolgenden Abbildung (Abbildung 4.8) ist die Vorgehensweise der REI-Modellerstellung für ein beliebiges Netz ersichtlich. [32]

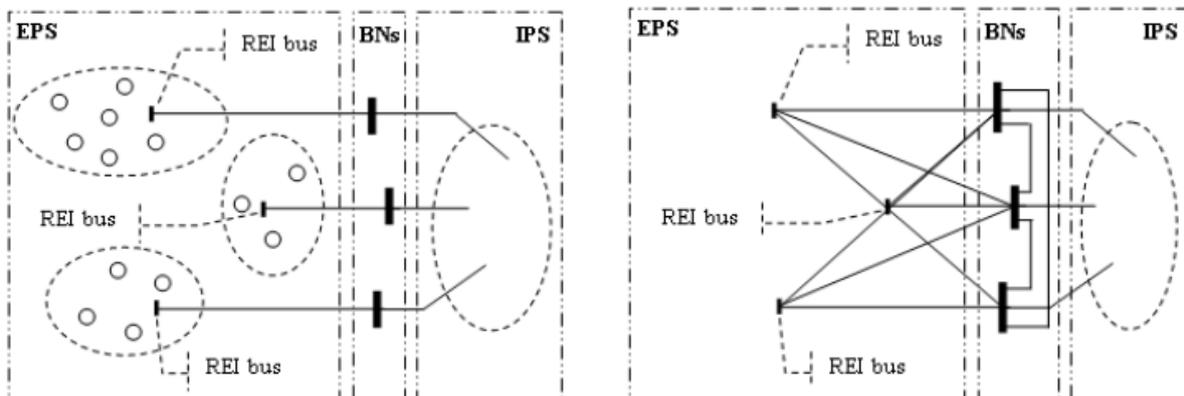


Abbildung 4.8: Linkes Bild - Zusammenfassung der externen Netzknotten und Einfügen der zugehörigen REI-Knoten; rechtes Bild – REI-Äquivalenzmodell [32]

Das interne System behält seine ursprüngliche, topologische Struktur bei und darf auch vermascht sein, während das reduzierte, externe System eine radiale Struktur bekommt. Jeder REI-Knoten ist direkt mit allen Grenzknoten verbunden. Die Einspeisungen und Verbraucher im externen System werden linearisiert, indem sie durch transversale Admittanzen bzw. äquivalente Ströme ersetzt werden, welche anschließend zusammengefasst werden, um die

nichtlinearen Einspeisungen an den REI-Knoten zu definieren. Bei der Erstellung eines REI-Systems werden die Anforderungen an ein äquivalentes System, wie zu Beginn von Abschnitt 4 einleitend bereits beschrieben, berücksichtigt. [32]

Eine grundlegende Eigenschaft des REI-Modells ist, dass die Leistungsflüsse und Spannungen des Originalnetzes während der Modellerstellung nicht verändert werden, somit sind die Spannungen und Leistungsflüsse der Grenzknoten und der nicht reduzierten Knoten nach der Anwendung der Methode unverändert. [39]

Eine weitere Charakteristik, die das REI-Äquivalent von den anderen eingesetzten Methoden unterscheidet, ist, dass diese Art der Netzreduktion die Leistungsverluste des Originalnetzes berücksichtigt und sie dadurch für das Basisszenario erhalten bleiben. Dieses Verhalten des Modells kommt zustande, da durch Einfügen eines sogenannten verlustlosen Netzes ein temporäres Netz als Zwischenschritt aufgebaut wird, das sich aus den fiktiven Verbindungen, welche über die transversalen Admittanzen bei der Linearisierung gebildet werden, zusammensetzt. Das verlustlose Netzwerk verbindet die zu reduzierenden Knoten des externen Systems mit dem Erdknoten und über diesen mit dem fiktiven REI-Knoten. Dieses verlustlose Netzwerk (ZPBN – „Zero Power Balance Network“) wird bei der Knotenreduktion durch das Gauss-Verfahren, entsprechend den anderen, externen Netzknoten entfernt. Im Folgenden soll die Berechnung des verlustlosen Netzwerkes über ein kleines Beispielnetz bestehend aus drei externen Knoten formelmäßig beschrieben werden. Das Netz, das dazu verwendet wird, ist in Abbildung 4.9 gezeigt: [32]

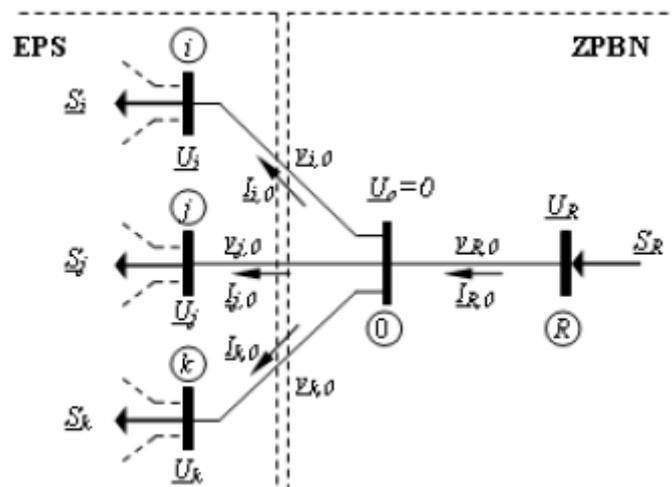


Abbildung 4.9: Erstellung des verlustlosen Netzwerkes (ZPBN) [32]

Zunächst werden die Lasten linearisiert, indem ihre Leistungseinspeisungen durch die querlaufenden Admittanzen ersetzt werden. Diese Admittanzen werden zwischen den ursprünglichen Knoten des externen Systems und dem fiktiven Erdknoten, welcher durch den

Index 0 bezeichnet ist und ein Knotenpotential von 0 Volt besitzt, eingefügt. Berechnet werden die transversalen Admittanzen über Formel (4.8): [32]

$$\underline{y}_{p,0} = \frac{S_p^*}{U_p^2} \quad p = i, j, k \text{ (Knotenanzahl)} \quad (4.8)$$

Danach werden die Stromeinspeisungen zwischen den externen Knoten und dem fiktiven Erdknoten über Formel (4.9) berechnet: [32]

$$\underline{I}_{p,0} = \frac{S_p^*}{U_p} \quad (4.9)$$

Im nächsten Schritt wird der REI-Knoten gedanklich in das bestehende Netz eingefügt. Dieser wird mit dem Index R bezeichnet und wird nach der Reduktion das externe System ersetzen. Die eingebrachte Scheinleistung in den REI-Knoten setzt sich aus der Summe der Leistungseinspeisungen in den realen Knoten zusammen. Der Grund dafür ist, dass das ZPBN keine Verluste aufweist und das mathematische Modell wieder delinearisiert wird (siehe Formel (4.10)) [32]

$$\underline{S}_R = \sum_p \underline{S}_p = \underline{S}_i + \underline{S}_j + \underline{S}_k \quad (4.10)$$

Über das erste Kirchhoffsche Gesetz („Knotenregel“) wird der Stromfluss zwischen dem fiktiven Erdknoten und dem REI-Knoten des externen Netzes, entsprechend Formel (4.11), bestimmt. [32]

$$\underline{I}_{R,0} = \sum_p \underline{I}_{p,0} = \underline{I}_{i,0} + \underline{I}_{j,0} + \underline{I}_{k,0} \quad (4.11)$$

Basierend auf der Leistungseinspeisung und dem Stromfluss, die für den REI-Knoten berechnet werden, wird seine Knotenspannung sowie die transversale Admittanz zum fiktiven Erdknoten über Formel (4.12) und (4.13) berechnet: [32]

$$\underline{U}_R = \frac{\underline{S}_R}{I^*_{R,0}} \tag{4.12}$$

$$\underline{y}_{R,0} = -\frac{\underline{S}^*_R}{U^2_R} \tag{4.13}$$

Nach der Berechnung des verlustlosen Netzwerkes für jedes externe System müssen die Knotengleichungen aufgestellt werden, um das gesamte Netzwerk zu beschreiben. [32]

Wie diese Knotengleichungen hergeleitet werden können, wurde unter Abschnitt 3.3.4 bereits erläutert. Die Knotengleichungen stellen über die Knotenadmittanzmatrix eine Beziehung zwischen den Knotenspannungen und den Knotenströmen her (siehe Formel (3.46)).

Aufgrund der Unterteilung des elektrischen Gesamtnetzes vor der Erstellung des verlustlosen Netzwerkes in ein externes, internes und ein Grenzsystem, kann die Knotenadmittanzmatrix systematisch immer nach einem bestimmten Schema aufgestellt werden, in dem jeder Knoten einen bereits zuvor definierten Platz erhält. Die allgemeine Form der Knotenadmittanzmatrix ist in Abbildung 4.10 gezeigt. Sie soll in der klassischen Reduktionsmethode des REI-Modells mittels Gauss-Elimination in eine partielle Dreiecksform gebracht werden. [32]

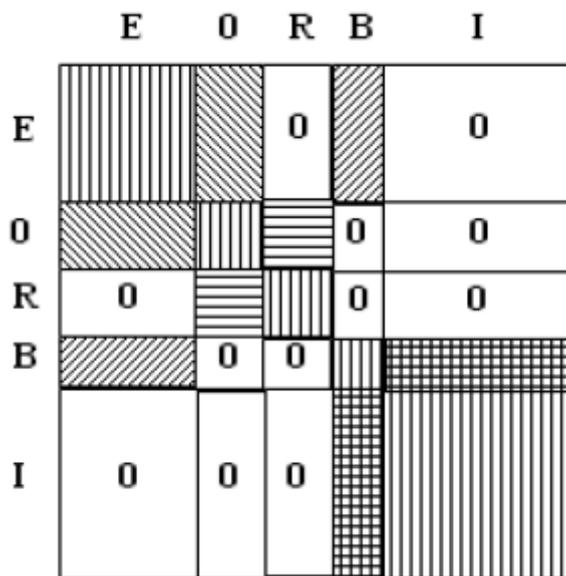


Abbildung 4.10: Allgemeine Knotenadmittanzmatrix eines beliebigen Netzes [32]

Die Bezeichnung *E* in der Matrix steht für alle Knoten des externen Systems, *0* für den fiktiven Erdknoten, *R* für den jeweiligen REI-Knoten, *B* für die Grenzknoten und *I* für alle Knoten des internen Systems. Innerhalb der Matrix bezeichnen die Nullen Teilbereiche innerhalb der Matrix, die nur mit Nullelementen besetzt sind. Diese Matrixkoeffizienten sind für jedes beliebige Netz immer Nullelemente, da diese Knoten in unterschiedlichen Netzen keine

Verbindungen miteinander besitzen. Durch Anwendung der Gauss-Elimination sollen alle Matrixelemente unterhalb der Diagonale der Submatrix, bestehend aus den externen Knoten, dem fiktiven Erdknoten und dem REI-Knoten, Null werden, sodass diese Submatrix auf eine untere Stufenform gebracht wird. Nach diesem Schritt entspricht die neue Knotenadmittanzmatrix mit dem reduzierten, externen System, an dessen Stelle sich nun nur der REI-Knoten befindet, jener Matrix aus Abbildung 4.11: [32]

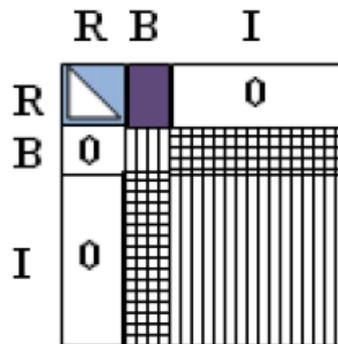


Abbildung 4.11: Knotenadmittanzmatrix in reduzierter Form [32]

Da sowohl Knoten als auch Leitungen zwischen den Knoten entfernt und diese nur durch den REI-Knoten und die Ersatzadmittanzen der vorhandenen Leitungen abgebildet werden, treten mit dem REI-Äquivalentmodell Probleme auf. Beispielsweise bleiben die Charakteristiken der Leitungen und der Knoten, wie Spannungsgrenzen und Leitungskapazitäten, im äquivalenten System nicht erhalten. [36] Das liegt daran, dass die neuen Verbindungsleitungen zwischen REI-Knoten und Grenzknoten fiktive Ersatzleitungen darstellen, deren Admittanzen nur von den Knotenspannungen und den linearisierten Leistungen abhängen. [40] Außerdem können Ausfälle von Systemkomponenten im externen System nicht berücksichtigt werden. Es besteht immer ein Konflikt zwischen der Genauigkeit des Modells und seiner Effizienz bei der Berechnung. Wird beispielsweise das Gesamtnetz in eine große Anzahl von zu reduzierenden Systemen unterteilt, so enthält jedes System eine geringere Anzahl von Knoten, wodurch zwar die Anzahl der Grenzknoten steigt, dafür jene der eliminierten Knoten sinkt, dies erhöht somit die Genauigkeit jedoch auch den Rechenaufwand. [36]

Ein weiteres Problem bei der REI-Methode ist die Spannungshöhe in den hinzugefügten REI-Knoten. Damit eine Leistungsflussrechnung konvergiert, ist es essentiell, dass die Höhe der Spannung aller Knoten und insbesondere jener Knoten, die über ihre Spannungen definiert sind, im Bereich von einem Wert von ungefähr 1 p.u. liegen. Im Äquivalentmodell kann es vorkommen, dass die Spannungshöhen in den REI-Knoten davon abweichen. Das kann selbst dann auftreten, wenn ein separater REI-Knoten für alle Generatorknoten erstellt wird und einer für alle Verbraucherknoten. Es sollte dennoch bei der Gruppierung der Knoten, die in einen REI-Knoten reduziert werden, darauf geachtet werden, dass in einen REI-Knoten alle PV-

Knoten zusammengefasst werden und in einem anderen alle PQ-Knoten. Um dieses Problem zu lösen, gibt es verschiedene Varianten der Knotengruppierungen: [35]

1. REI1: Gruppierung aller PV-Knoten in den PV-REI-Knoten und Gruppierung aller PQ-Knoten in einen PQ-REI-Knoten
2. REI2: entspricht REI1, jedoch werden nicht die Knotenspannungen des Basisszenarios für die Berechnung des Äquivalentes herangezogen, sondern Schätzwerte für Knotenspannung und Phasenwinkel (dabei ist es üblich, alle Knotenspannungsphasenwinkel auf Null zu setzen und alle Spannungen auf 1,0 p.u.)
3. REI3: entspricht ebenfalls REI1, aber wenn die Netzwirkleistung eines PV-Knotens geringer als Null ist, wird diese Leistung in den PQ-REI-Knoten gelegt.
4. REI4: entspricht REI3, aber statt die Netzwirkleistung in den PQ-REI-Knoten zu legen, wird der Wirkleistungsverbrauch in den PQ-REI-Knoten gelegt und die Wirkleistungsgeneration in den PV-REI-Knoten.
5. REI5: entspricht REI4, wenn aber die Wirkleistungsgeneration eines PV-REI-Knotens, der den Anforderungen in REI4 entspricht, negativ ist, wird diese in den PQ-REI-Knoten gelegt.
6. REI6: entspricht REI5, aber wenn ein PV-Knoten seine Blindleistungsbegrenzung erreicht, wird dieser wie ein PQ-Knoten behandelt.
7. REI7: entspricht REI3, aber wenn ein PV-Knoten seine Blindleistungsbegrenzung erreicht, wird dieser wie ein PQ-Knoten behandelt und deshalb dem PQ-REI-Knoten zugeordnet.

In den letzten beiden Varianten (REI6 und REI7), werden Spannungshöhen im Bereich von 1 p.u. erreicht. In Variante REI7 sind die absoluten Wirk- und Blindleistungsverluste geringer, da die absolute eingespeiste Leistung in REI7 geringer ist. Da die Impedanzen, welche den Leitungen rund um den jeweiligen REI-Knoten zugeordnet sind, ungewöhnliche Werte annehmen, ergibt sich, dass je geringer die Leistungsflüsse auf diesen Leitungen sind, umso genauer dann auch die Ergebnisse im Äquivalentmodell sind. Eine weitere Möglichkeit für die Gruppierung von Knoten ist, dass nur jene Generatorknoten in einen gemeinsamen REI-Knoten reduziert werden dürfen, deren Stromphasenwinkel maximal um 10° voneinander abweichen. Die Voraussetzungen, welche an die Modelle in REI6 und REI7 gestellt werden, erfüllen diese Bedingung näherungsweise sehr gut. Für die eingefügten PV-REI-Knoten entspricht die Begrenzung für die eingespeiste Blindleistung der Summe aller einzelnen Begrenzungen jener PV-Knoten, welche in diesem REI-Knoten aggregiert wurden. Diese Grenze kann allerdings verletzt werden, wenn alle Generatoren des nicht reduzierten Systems

ihre Blindleistungsbegrenzung erreichen. Auch aus diesem Grund kann das exakte Verhalten der Generatoren im reduzierten Modell nicht wiedergegeben werden. [35]

In der nachstehenden Abbildung (Abbildung 4.12) soll noch einmal beginnend beim Originalnetz, über das verlustlose Netzwerk, bis hin zum verbleibenden Netz nach der Knotenreduktion gezeigt werden, welche Veränderungen am ursprünglichen Netz durch die Anwendung der REI-Methode vorgenommen werden: [36]

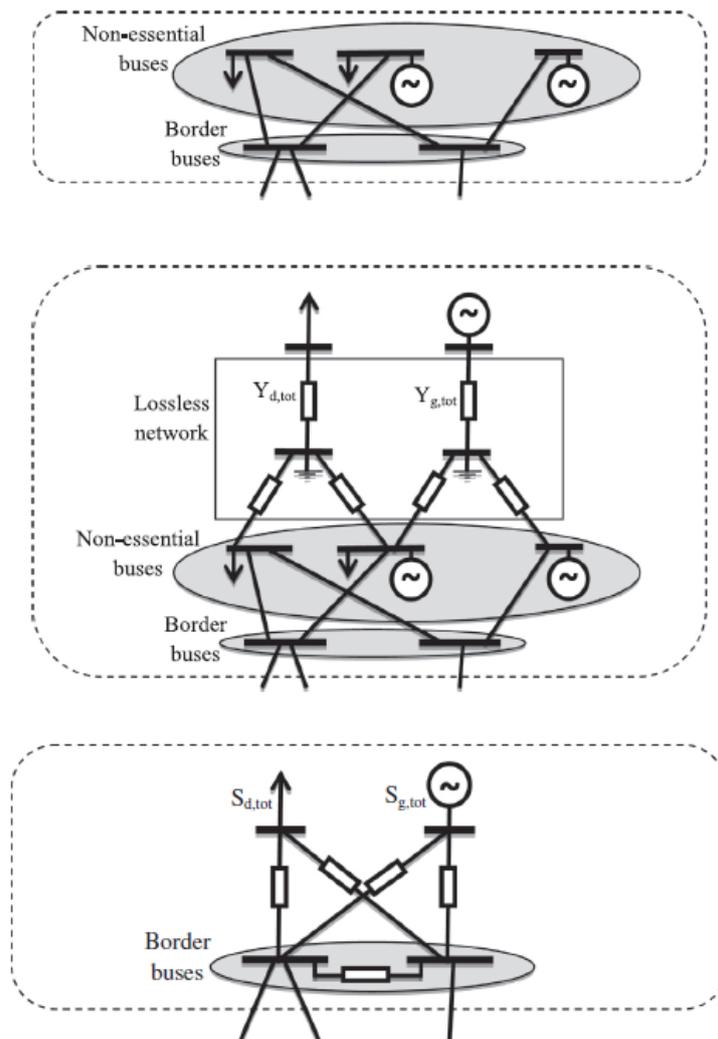


Abbildung 4.12: Schritte bei der Erstellung des REI-Modells [36]

Der oberste Netzausschnitt in Abbildung 4.12 zeigt das externe System des Originalnetzes, die mittlere Grafik stellt das berechnete ZPBN (verlustloses Netzwerk) inklusive seiner beiden REI-Knoten dar, wobei einer die Generatoreinspeisungen aggregiert und einer die Verbraucherlasten. In der untersten Grafik wird das vollständige REI-Äquivalent des externen Systems abgebildet, nachdem alle externen Knoten sowie der fiktive Erdknoten eliminiert wurden. [36]

Die REI-Reduktion gilt nach wie vor als eine der effizientesten Methoden zur Erstellung elektrischer Äquivalenzmodelle, da es auf der Knotenreduktion im externen System basiert und dabei in einem gewissen Ausmaß den Einfluss der externen Generatoren und Verbraucher auf den jeweiligen Betriebszustand des internen Systems erhält. [32]

4.3.5 Die Linearisierungsmethode

Bei dieser Reduktionsmethode stellen die Äquivalente Linearisierungen der Lastflussgleichungen des externen Systems dar. Sie sind daher keine richtigen Äquivalentmodelle für Lastflussberechnungen, sondern stellen lediglich modifizierte Gleichungssysteme dar, welche nur über entsprechende Lastflussberechnungsprogramme Ergebnisse liefern. [39] Das Gleichungssystem, das sowohl das GrenzsysteM als auch das externe System beschreiben soll, ist in Abbildung 4.13 zu erkennen. Die Δ -Werte geben Abweichungen zum Basisszenario an. [40]

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Abbildung 4.13: Linearisierungsmodell [40]

Über das Newton-Raphson-Verfahren zur Lösung von Lastflussproblemen, kann für einen Betriebspunkt, für den die Knotenspannungen, sowie Knotenleistungen bekannt sind, eine Jacobi-Matrix J aufgestellt werden (siehe Formel (4.14)). [39]

$$F(X^0) = -J(X^0) \cdot (X - X^0) \tag{4.14}$$

In Formel (4.14) stellt der Vektor $F(X^0)$ den Wirk- und Blindleistungseintrag in die Knoten für einen gegebenen Belastungszustand des Netzes dar, X^0 ist dabei der Knotenspannungsvektor und $J(X^0)$ die Jacobimatrix für diesen Netzzustand. Die Jacobimatrix oder Funktional- oder Ableitungsmatrix, wird in diesem Fall in das externe, das interne und das GrenzsysteM unterteilt und anschließend reduziert. Nach der Reduktion entsteht bei dieser Methode ein modifiziertes Gleichungssystem (siehe Formel (4.15)), in dem der Vektor F' den Leistungsfluss in die Grenzknoten aus dem äquivalenten System linearisiert darstellt. Wenn mit diesem Äquivalent eine Lastflussberechnung durchgeführt werden soll, muss einerseits das interne System über seine nichtlinearen Knotengleichungen beschrieben werden und andererseits das äquivalente System über seine linearisierten Knotengleichungen. [39]

$$F' = F^0 - J' \cdot (X_b - X_b^0) \quad (4.15)$$

Wird ein anderes Berechnungsverfahren angewendet, muss diese Methode der Äquivalenterstellung entsprechend angepasst werden. Die Modelle, die über die Linearisierungsmethode errechnet werden, beschreiben das Verhalten des externen Systems sehr gut und haben einen geringen Berechnungsaufwand. Der entscheidende Nachteil dieser Methode ist, dass die Berechnung nur in bestimmten Lastflussberechnungsprogrammen erfolgen kann. [39]

4.3.6 Die PTFD-basierte Netzreduktion

Diese Methode wird vor allem für marktbasierete Analysen sowie Systemplanungsstudien eingesetzt. Daher werden weitere Anforderungen an das Äquivalentmodell gestellt. Im Rahmen dieser Methode erfolgt eine Einteilung der Netzknoten in Zonen, ähnlich wie es beim zellularen Ansatz der Fall ist. Diese Zonen werden nach bestimmten Kriterien eingeteilt, so erfolgt das Clustering der Netzknoten basierend auf Ähnlichkeiten der sogenannten „Power Transfer Distribution Factors“ (PTDF). [41]

Die PTDFs sind Kenngrößen elektrischer Netze und besonders vorteilhaft für Betrachtungen von Überlastungsanalysen in deregulierten Märkten. Im einfachsten Fall geben diese Faktoren an, wie sich der Lastfluss entlang der Leitungen im Netz ändert, wenn bestimmte Leistungsmengen an einem Knoten eingespeist und an einem anderen Knoten wieder entnommen werden. Die PTDF werden für jede Leitung im Netz definiert und geben anteilmäßig die übertragene Leistungsmenge über die Leitung an. [37]

Der eigentliche Schritt der Netzreduktion wird dadurch erreicht, dass die Netzknoten, ihre Einspeisungen und Lasten, innerhalb der Zonen aggregiert und die Leistungsflüsse zwischen den Zonen über entsprechende Ersatzleitungen modelliert werden. Bei der konventionellen Methodik der PTFD-basierten Netzreduktion entstehen angenäherte äquivalente Modelle, welche das reale elektrische Netz über die Vereinfachung von äquivalenten Gleichstromnetzwerken mittels PTFD-Matrizen beschreiben. Dadurch können jedoch die Leistungsflüsse, in dieser Methode die Wirkleistungsflüsse, jenen im Originalnetz des gewählten Basisszenarios nur angenähert werden. [41]

Diese Verwendung von PTFD-Matrizen zur Beschreibung eines äquivalenten Gleichstromnetzwerkes ist für die Anwendung auf das Beispielnetz dieser Arbeit nicht geeignet. Die Gründe dafür werden unter Abschnitt 5.1 näher erklärt. Im Speziellen soll die Methode aus [41] dennoch im Folgenden kurz erklärt werden, da sie für einen zonenbasierten

Ansatz verwendet wird und daher Informationen für die Anwendung von Netzreduktionsmethoden auf ein Netz im Zusammenhang mit dem zellularen Ansatz bietet.

Die Vorgehensweise dabei gliedert sich in drei Schritte: [41]

1. Unterteilung des Gesamtnetzes in Zonen, welche jeweils durch einen einzigen Knoten im Äquivalentmodell berücksichtigt werden.
2. Aggregation aller Generatoren und Lasten innerhalb der Zone und Zuordnung dieser zu dem entsprechenden äquivalenten Knoten.
3. Vernachlässigung aller Übertragungsleitungen innerhalb der Zone und Zusammenlegung aller Verbindungsleitungen zwischen zwei Zellen zu einer Ersatzleitung.

Um diese Schritte zu verdeutlichen ist die Topologie eines kleinen Netzes in der nachstehenden Abbildung (Abbildung 4.14) gezeigt, wobei die Abbildung 4.14 a) das bereits in Zonen eingeteilte Originalnetz und Abbildung 4.14 b) das reduzierte Netz nach obiger Vorgehensweise darstellt: [41]

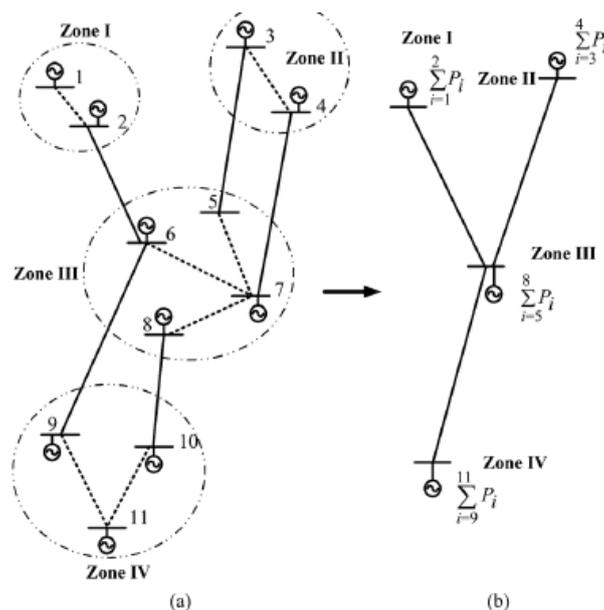


Abbildung 4.14: a) in Zonen eingeteiltes Originalnetz, b) äquivalentes Netz nach Anwendung der PTDF-basierten Netzreduktion [41]

Das Ziel besteht darin, die Leistungsflüsse zwischen den einzelnen Zonen korrekt entsprechend dem Originalsystem abzubilden, weshalb im Modell gewisse Schnittstellenparameter, in diesem Fall die Reaktanzen der Verbindungsleitungen, errechnet werden sollen. [41]

4.3.7 Die Identifikationsmethode

Diese Methode wird lediglich für Echtzeitanwendungen des Äquivalentmodells in Verbindung mit genauen Zustandsabschätzungen des internen Systems, die für eine Reihe von Zeitpunkten zur Verfügung stehen, eingesetzt. Zustandsabschätzungen des Grenzsystems werden herangezogen, um das externe Modell zu identifizieren. Dieses externe Modell kann dabei entweder ein äquivalentes Netzwerk darstellen oder ein solches nur über seine inkrementellen Gleichungen, welche das Verhalten des externen Systems bei Änderungen des Netzzustandes wiedergeben, beschreiben. Eine zufriedenstellende Identifikation des Äquivalentmodells bedingt, dass für jeden betrachteten Netzzustand spezielle Informationsinhalte vorhanden sind. Während der Identifikation wird angenommen, dass die Parameter des externen Systems konstant sind, was zu Ungenauigkeiten im Modell führt. [39]

5 STATISCHE NETZREDUKTION AM BEISPIELNETZ

Unter diesem Abschnitt sollen ausgewählte, statische Netzreduktionsmethode auf ein Beispielnetzwerk angewendet werden. Vor allem sollen die Unterschiede der gewählten Methoden zur Anwendung im Zusammenhang mit dem zellularen Ansatz und der konventionellen Methode dargestellt werden. Anschließend befinden sich in diesem Abschnitt eine Beschreibung des erstellten MATLAB [2] Programmcodes sowie die erhaltenen Resultate dieser Methoden und ein Vergleich der Modelle untereinander, mit dem Original und der bisherigen Methode über E-RLC-Modell.

5.1 Auswahl der Reduktionsmethode

Nicht alle von den unter Abschnitt 4 bereits beschriebenen Netzreduktionsmethoden sind für die Anwendung im Zusammenhang mit dem zellularen Ansatz geeignet. Um daher herauszufinden, welche dieser Netzreduktionsmethoden zur Erstellung eines Zellenmodells geeignet sind, werden die jeweiligen Vorgehensweisen auf ihre Anwendbarkeit untersucht. Anhand eines vereinfachten Netzausschnittes soll gezeigt werden, welche Modelle für die Betrachtungen in dieser Arbeit geeignet sind bzw. warum sich welche Modelle nicht eignen. Dieser Netzausschnitt ist entsprechend der Zelleneinteilung in ein internes, ein externes und ein Grenzsyste gegliedert. In der nachstehenden Abbildung (Abbildung 5.1) ist das Originalnetz dargestellt. Die Knoten K01, K02 sowie K03 sind einer Zelle zugeordnet und zählen zum externen System. K04 ist der Grenzknoten zwischen internem und externem System. Die Knoten des internen Systems spielen für die Reduktion einer Zelle keine Rolle, solange die Verbindung zwischen Grenzknoten und internem System entsprechend berücksichtigt wird. Die Verbraucher in Abbildung 5.1 sind reine Wirkleistungsverbraucher, über die Einspeisung ist im Netz Blindleistung vorhanden.

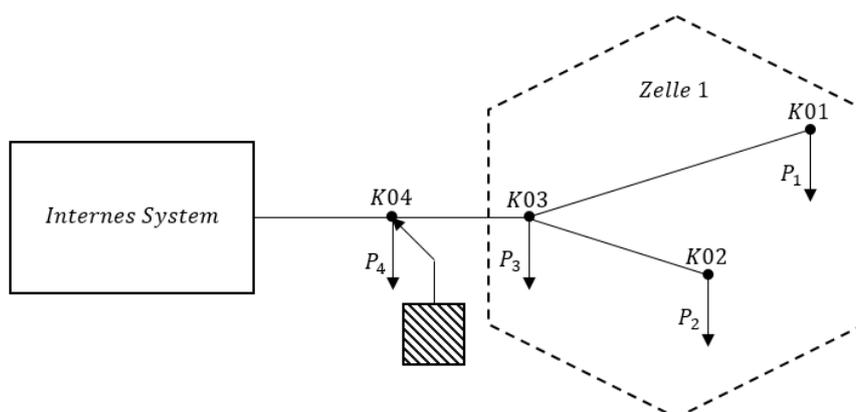


Abbildung 5.1: Originalnetz

Wie bereits unter Abschnitt 4.3 erklärt, werden die externen Knoten bei der Ward-Methode eliminiert und ihre Leistungen auf die Grenzknoten verteilt. Da im Originalnetz nur ein Grenzknoten vorhanden ist, würde die gesamte Leistung aus Zelle 1 im Grenzknoten K04 angebracht werden müssen, wodurch aber innerhalb der Zelle kein Knoten mehr vorhanden wäre, der diese entsprechend repräsentieren könnte. Das ist sowohl bei der Ward-injection-method als auch bei der Ward-admittance method der Fall, da der einzige Unterschied zwischen diesen beiden Methoden hinsichtlich der Art der Erstellung des Ersatznetzes auftritt. Ersichtlich ist ein solches reduziertes Zellennetz, das über die Ward-injection-method erstellt wurde, in Abbildung 5.2, jenes nach der Ward-admittance-method ist in Abbildung 5.3 dargestellt. In beiden Abbildungen wird der jeweilige Zwischenschritt zur Umwandlung der Verbraucherleistungen zuerst dargestellt.

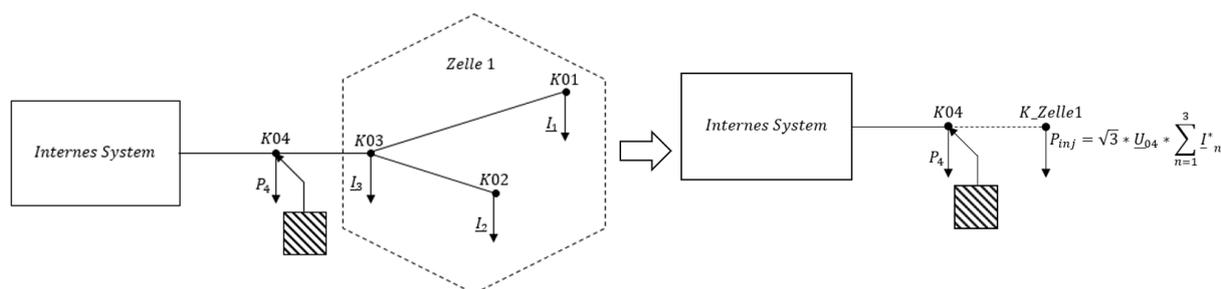


Abbildung 5.2: Ersatznetzbildung unter Verwendung des zellularen Ansatzes mittels Ward-injection-method

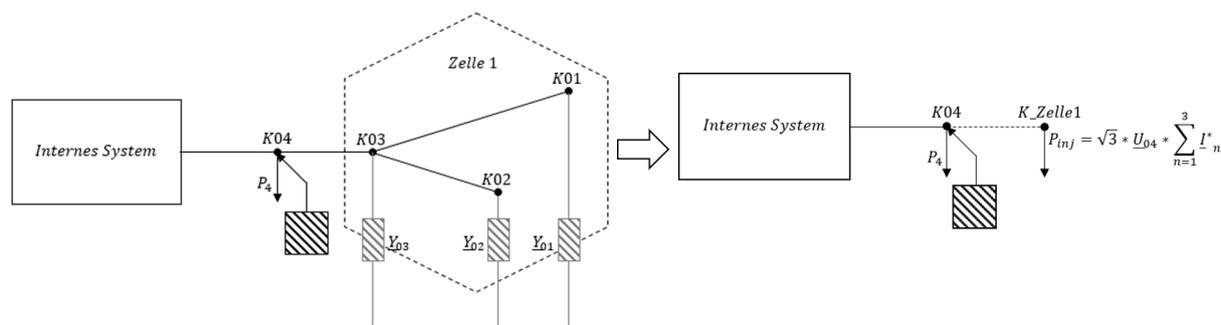


Abbildung 5.3: Ersatznetzbildung unter Verwendung des zellularen Ansatzes mittels Ward-admittance-method

Die strichlierten Verbindungen in den beiden obigen Abbildungen (Abbildung 5.2 und Abbildung 5.3) sowie in der nachstehenden Abbildung (Abbildung 5.4) bedeuten, dass an dieser Stelle eine Ersatzleitung mit äquivalenter Leitungsadmittanz im Zuge der Reduktion entstanden ist und die in der Zelle vorhandenen Leitungen über diese nachgebildet werden.

Die Verteilung der Last auf die Grenzknoten stellt prinzipiell für die gemeinsame Anwendung mit dem zellularen Ansatz kein Problem dar, solange Zellen mit nur einer Verbindung zu einer anderen Zelle reduziert werden. Besitzt eine Zelle zwei oder mehr Verbindungsleitungen zu anderen Zellen und somit auch zwei Grenzknoten, bleibt nach der Reduktion nicht mehr ein

Knoten zur Darstellung der Zelle im Modell übrig, da die Lasten und Einspeisungen entsprechend auf alle Grenzknoten verteilt werden. Für solche Zellen müsste eine andere Methodik gefunden werden.

Bei der REI-Methode werden die Knoten des externen Netzwerkes in einen oder je nach Anwendung auch in mehrere fiktive Knoten aggregiert. Dadurch kann jede Zelle durch genau einen Knoten beschrieben werden, über den alle Verbraucher sowie Einspeisungen innerhalb der Zelle repräsentiert werden. In Abbildung 5.4 soll vergleichend zu Abbildung 5.2 sowie Abbildung 5.3 auch ein entsprechendes REI-Ersatznetz gezeigt werden.

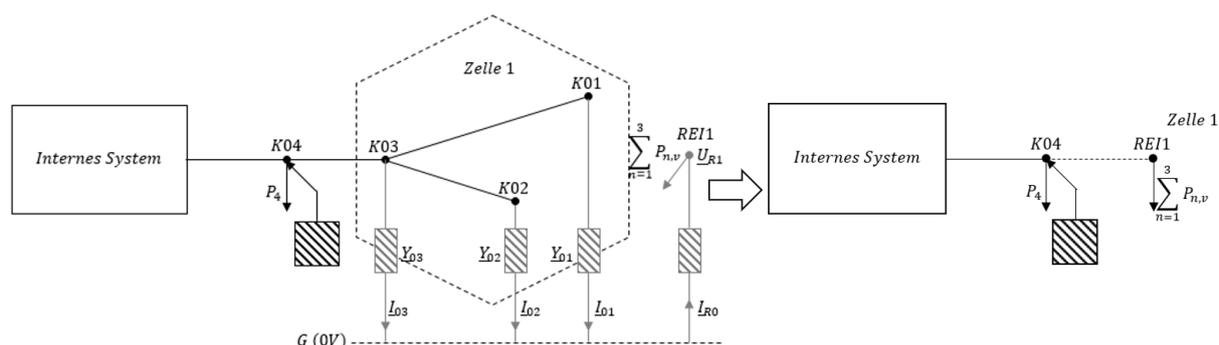


Abbildung 5.4: Ersatznetzbildung unter Verwendung des zellularen Ansatzes mittels REI-Methode

In der nachstehenden Abbildung (Abbildung 5.5) soll der Unterschied zwischen der Ward-Reduktionsmethode und der REI-Methode für die Anwendung auf ein großes Netz dargestellt werden. In diesem Fall befindet sich das interne System im Inneren und das externe System sowie das Grenzknotensystem sind umliegend. Aufgrund dieser Einteilung ist es möglich sowohl die REI-Methode als auch die Ward-Methode anzuwenden und in beiden Fällen ein Ersatznetz zu erhalten, wodurch der Unterschied zwischen den beiden Methoden anschaulicher verdeutlicht werden soll. In der Abbildung bezeichnen die ausgefüllten, schwarzen Knoten die externen, zu reduzierenden Knoten und die nicht ausgefüllten, weißen die Grenzknoten.

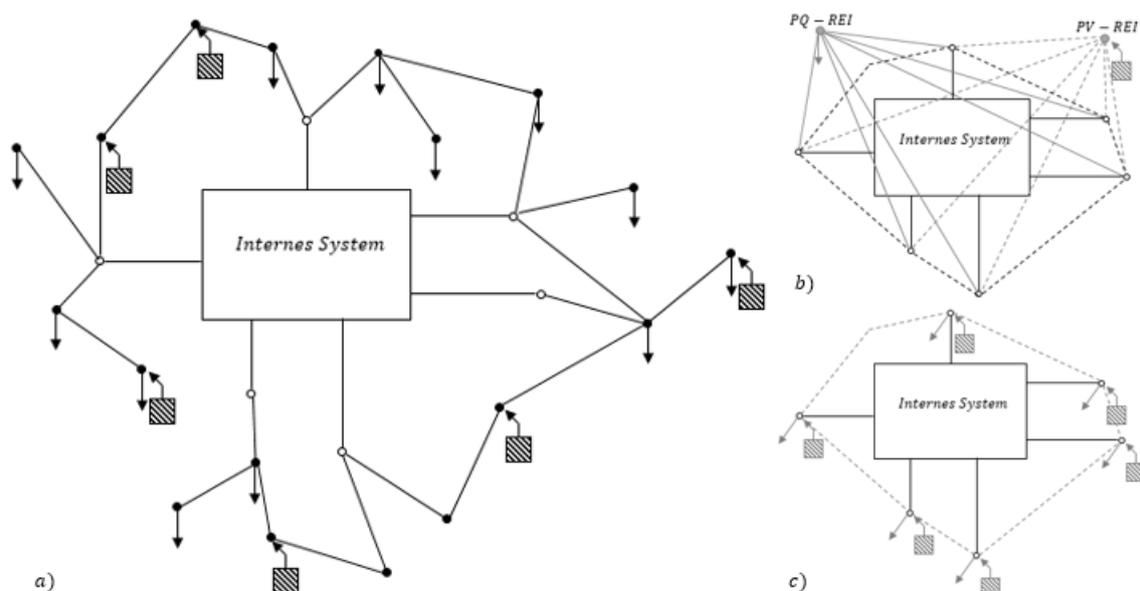


Abbildung 5.5: a) Gesamtnetz, b) Ersatznetz nach REI, c) Ersatznetz nach Ward

Die Linearisierungsmethode kommt für diese Anwendung nicht in Frage, da keine Knoten eliminiert werden und daher auch kein wirkliches Ersatznetz gebildet wird. Die Knotengleichungen des externen Systems werden nur linearisiert und somit einfacher bzw. schneller zu berechnen, das Netzwerk des externen Systems bleibt dabei unverändert.

Bei der PTDF-basierten Methode wird das Netz zwar in zellenartige Cluster bzw. Zonen eingeteilt und es ist auch das Ziel, jede Zelle nur über einen Knoten und ihre Verbindungsleitungen zu anderen Zonen darzustellen, es werden jedoch lediglich die Wirkleistungsflüsse berücksichtigt. Dadurch entsteht nach Anwendung der Reduktionsmethode ein vereinfachtes DC-Zellenmodell, das über seine zugehörige PTDF-Matrix beschrieben wird. Weiters werden die Leitungen innerhalb einer solchen Zone bei der Modellerstellung vernachlässigt und die Leitungen zwischen den Zonen werden über die Leistungsflüsse nachgebildet. Daher entspricht ein solches Modell einer Annäherung selbst für den Basiszustand und nicht einer elektrotechnisch korrekten Nachbildung.

Bei der Identifikationsmethode ist die Art, das externe System zu bestimmen, entscheidend, da die Zuteilung der Netzknoten zu Zellen aufgrund der gezielten Anwendung des Modells für energieträgerübergreifende Analysen von verschiedenen Netzen immer geografisch erfolgt, ist es nicht sinnvoll, diese Reduktionsmethode hier einzusetzen.

Für diese Arbeit wird aufgrund dieser Überlegungen die REI-Methode als das passendste Reduktionsverfahren ausgewählt, da sie den Anforderungen hinsichtlich zellularem Ansatz am besten entspricht. Vergleichend sollen auch die Ward-injection- sowie die Ward-admittance-method am Beispielnetz getestet werden. Die Vorgehensweisen bei der

Äquivalentmodellerstellung werden entsprechend der Anwendung auf den zellularen Ansatz abgeändert. Diese sollen im folgenden Abschnitt genauer betrachtet werden.

5.2 Unterschiede der angewandten zur konventionellen Methode

Unter diesem Abschnitt sollen die Unterschiede der in der Arbeit angewandten Methoden zur gewöhnlichen REI- bzw. Ward-Methode anhand ihrer Vorgehensweise erklärt werden. Zusätzlich entsprechen die hier dargestellten, modifizierten Methoden der Berechnung des Ersatzmodells in MATLAB [2].

Zur Untersuchung wird ein sehr kleines Beispielnetz herangezogen, bestehend aus neun Netzknotten, welche in drei Zellen eingeteilt werden. Dieses Beispielnetz ist in Abbildung 5.6 zu sehen. In Abbildung 5.7 zeigt die zugehörige Knotenadmittanzmatrix dieses Netzes, welche über die geordnete Betriebsmitteladmittanzmatrix, zusammengesetzt aus den Submatrizen der elektrischen Leitungszweige, und der Inzidenzmatrix aufgestellt wird.

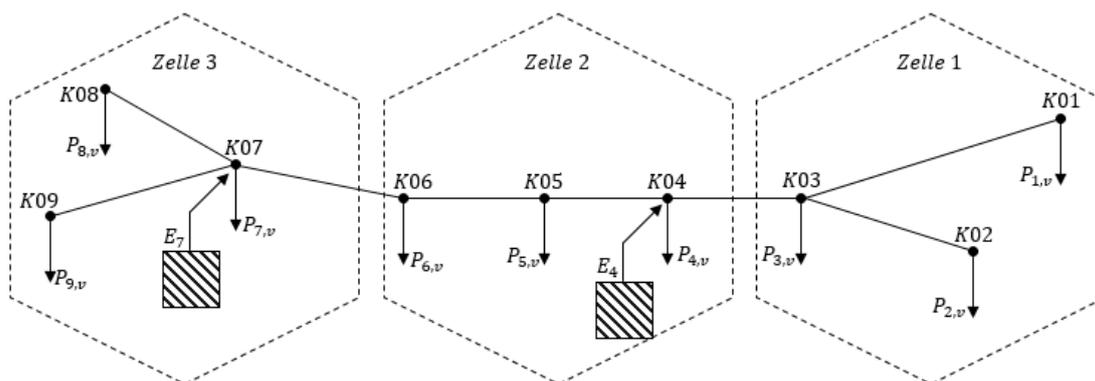


Abbildung 5.6: Struktur des Beispielnetzes

	K01	K02	K03	K04	K05	K06	K07	K08	K09
K01	\underline{Y}_{11}	0	\underline{Y}_{13}	0	0	0	0	0	0
K02	0	\underline{Y}_{22}	\underline{Y}_{23}	0	0	0	0	0	0
K03	\underline{Y}_{13}	\underline{Y}_{23}	\underline{Y}_{33}	\underline{Y}_{34}	0	0	0	0	0
K04	0	0	\underline{Y}_{34}	\underline{Y}_{44}	\underline{Y}_{45}	0	0	0	0
K05	0	0	0	\underline{Y}_{45}	\underline{Y}_{55}	\underline{Y}_{56}	0	0	0
K06	0	0	0	0	\underline{Y}_{56}	\underline{Y}_{66}	\underline{Y}_{67}	0	0
K07	0	0	0	0	0	\underline{Y}_{67}	\underline{Y}_{77}	\underline{Y}_{78}	\underline{Y}_{79}
K08	0	0	0	0	0	0	\underline{Y}_{78}	\underline{Y}_{88}	0
K09	0	0	0	0	0	0	\underline{Y}_{79}	0	\underline{Y}_{99}

Abbildung 5.7: Knotenadmittanzmatrix des Beispielnetzes

Für beide Netzreduktionsmethoden wird das Netzwerk in die drei Systeme E , I und B eingeteilt. Zur Berechnung des Ersatznetzes wird jede Zelle einzeln betrachtet, weshalb auch

die Einteilung in das jeweilige System separat erfolgt. Die Knoten, die der jeweiligen betrachteten Zelle angehören, setzen das externe System zusammen. Jene Knoten, die diese Zelle mit anderen Zellen verbindet, sind auch hier als Grenzknoten definiert. Die restlichen Netzknoten sind interne Knoten, also jene, die nicht reduziert werden. Ist diese Einteilung für jede Zelle erfolgt, wird auch jede Zelle für sich bei allen betrachteten Methoden nach dem Gauss-Eliminationsverfahren reduziert.

REI-Methode

Für die REI-Methode wird im Rahmen dieser Arbeit das folgende Schema gewählt: Sukzessive wird jede Zelle reduziert, angefangen bei jenen Zellen, die die geringste Anzahl an Verbindungsleitungen zu anderen Zellen aufweisen. In der nachstehenden Abbildung (Abbildung 5.8) wird Zelle 1 betrachtet. Das verlustlose Netzwerk wird entsprechend der REI-Methode, wie sie unter Abschnitt 4.3.4 bereits angeführt ist, erstellt. Wie bei der konventionellen Methode werden die Knoten des externen Netzwerkes im Zuge der Linearisierung der Verbraucherleistungen in ein passives Netz umgewandelt, das restliche Netz bleibt ein aktives.

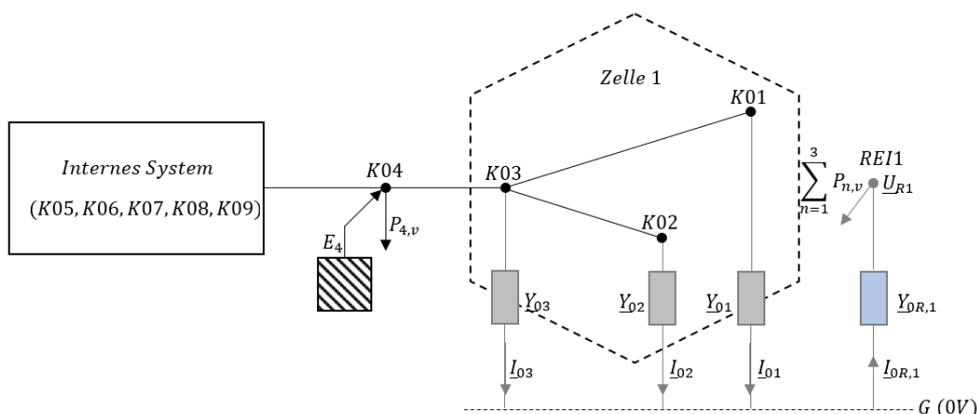


Abbildung 5.8: REI-Netzwerk für Zelle 1 des Beispielnetzes

Die zugehörige Zellenknotenadmittanzmatrix, welche systematisch nach Abbildung 4.10 aufgestellt wird entspricht Abbildung 5.9 .

	K01	K02	K03	G	REI1	K04
K01	Y_{11}	0	Y_{13}	Y_{01}	0	0
K02	0	Y_{22}	Y_{23}	Y_{02}	0	0
K03	Y_{13}	Y_{23}	Y_{33}	Y_{03}	0	Y_{34}
G	Y_{01}	Y_{02}	Y_{03}	Y_{00}	$Y_{0R,1}$	0
REI1	0	0	0	$Y_{0R,1}$	$Y_{RR,1}$	0
K04	0	0	Y_{34}	0	0	Y_{44}

Abbildung 5.9: Knotenadmittanzmatrix für Zelle 1

Die nächste zu reduzierende Zelle ist Zelle 3, welche entsprechend Zelle 1 betrachtet wird. Das REI-Netzwerk dieser, sowie ihre Zellenknotenadmittanzmatrix sind in den nachstehenden beiden Abbildungen (Abbildung 5.10 und Abbildung 5.11) dargestellt.

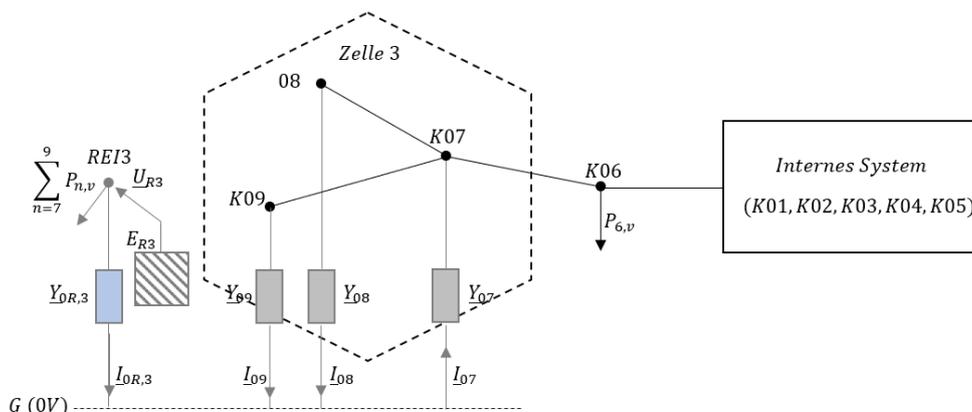


Abbildung 5.10: REI-Netzwerk für Zelle 3 des Beispielnetzes

	K07	K08	K09	G	REI3	K06
K07	Y_{77}	Y_{78}	Y_{79}	Y_{07}	0	Y_{67}
K08	Y_{78}	Y_{88}	0	Y_{08}	0	0
K09	Y_{79}	0	Y_{99}	Y_{09}	0	0
G	Y_{07}	Y_{08}	Y_{09}	Y_{00}	$Y_{0R,3}$	0
REI3	0	0	0	$Y_{0R,3}$	$Y_{RR,3}$	0
K06	Y_{67}	0	0	0	0	Y_{66}

Abbildung 5.11: Knotenadmittanzmatrix für Zelle 3

Nach der Reduktion der Zellen über die Gauss-Elimination (siehe Abschnitt 3.4.1) wird jede dieser Zellen über einen REI-Knoten repräsentiert, was den Netzwerken in Abbildung 5.12 entspricht.

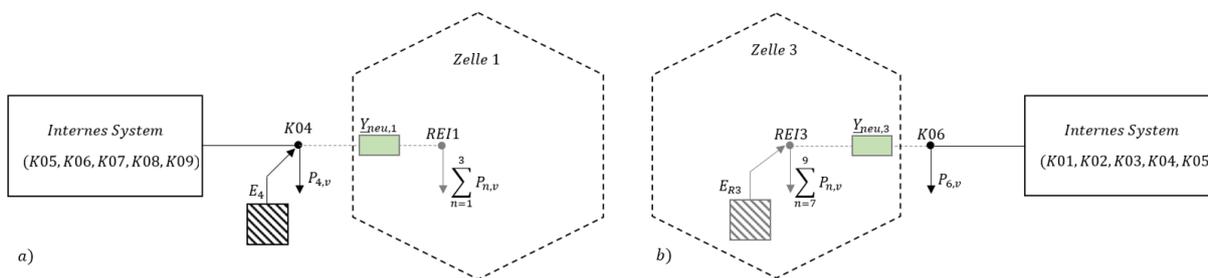


Abbildung 5.12: Reduziertes Netz a) für Zelle 1, b) für Zelle 2

Aus der Reduktion dieser beiden Zellen sind neue Leitungsparameter für die Verbindungsleitungen für die jeweiligen, benachbarten Zelle entstanden. Diese sind in Abbildung 5.12 durch die grünen Admittanzen $Y_{neu,1}$ und $Y_{neu,3}$ dargestellt. Die nächste zu reduzierende Zelle ist Zelle 2. Sie besitzt zwei Verbindungen, jeweils eine mit Zelle 1 und eine mit Zelle 3.

Die Vorgehensweise bei der Reduktion ist dieselbe (siehe Abbildung 5.13), die Knotenadmittanzmatrix von Zelle 2 ist jedoch um eine Dimension höher, da zwei Grenzknoten vorhanden sind, anstelle von einem (siehe Abbildung 5.14).

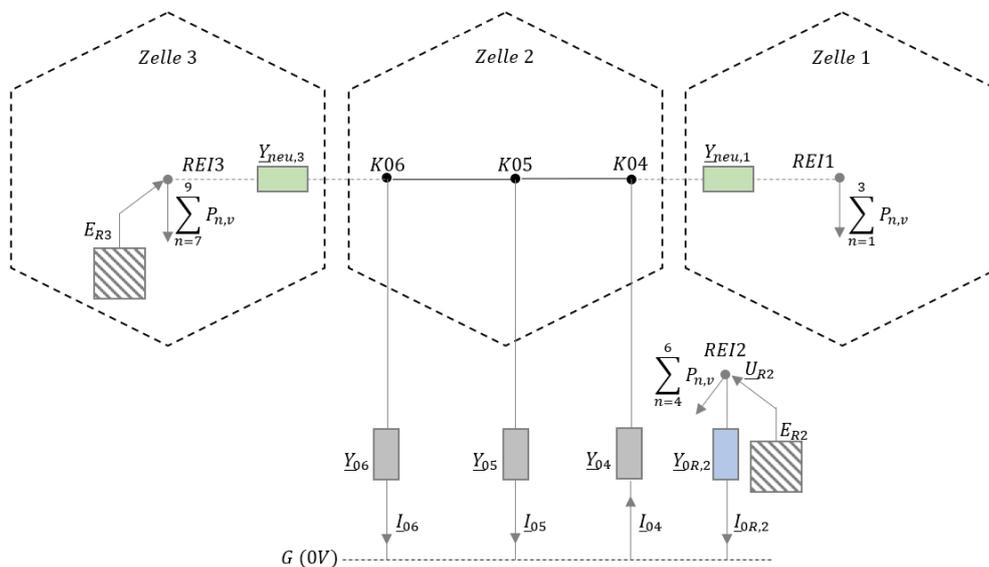


Abbildung 5.13: REI-Netzwerk für Zelle 2

	K04	K05	K06	G	REI2	K03	K07
K04	Y_{44}	Y_{45}	0	Y_{04}	0	Y_{34}	0
K05	Y_{45}	Y_{55}	Y_{56}	Y_{05}	0	0	0
K06	0	Y_{56}	Y_{66}	Y_{06}	0	0	Y_{67}
G	Y_{04}	Y_{05}	Y_{06}	Y_{00}	$Y_{0R,2}$	0	0
REI2	0	0	0	$Y_{0R,2}$	$Y_{RR,2}$	0	0
K03	0	0	0	0	0	Y_{33}	0
K07	Y_{34}	0	Y_{67}	0	0	0	Y_{77}

Abbildung 5.14: Knotenadmittanzmatrix von Zelle 2

Das aus der Gauss-Elimination dieser Zelle erhaltene Ergebnis sind die zusätzlichen Leitungswerte $Y_{neu,12}$ und $Y_{neu,23}$ für beide Verbindungsleitungen. Diese ergeben sich aus den reduzierten Leitungen bzw. den aggregierten Knotengrößen innerhalb von Zelle 2. Die Leitungswerte $Y_{neu,12}$ und $Y_{neu,23}$ werden dabei durch eine Parallelschaltung zu den Leitungswerten $Y_{neu,1}$ und $Y_{neu,3}$ der bereits reduzierten Zellen angeordnet (siehe Abbildung 5.15). Die parallelen Leitungswerte können nach den Netzvereinfachungsmethoden der Kron-Reduktion (siehe Abschnitt 4.2) über die für Längsadmittanzen entsprechend aufgestellten Zweitformmatrizen zu einer Leitungsadmittanz zusammengefasst werden.

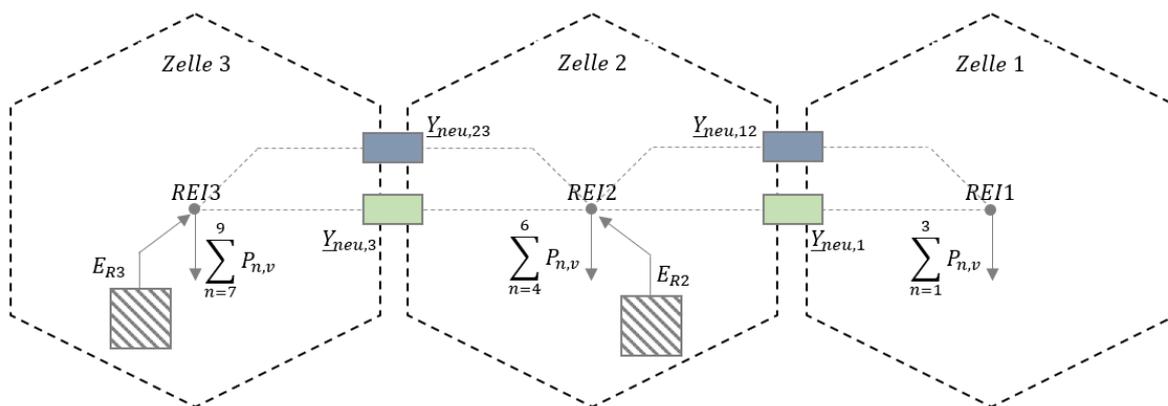


Abbildung 5.15: Reduziertes Zellenmodell mit Darstellung der errechneten Leitungsparmeter für die Ersatzleitungen zwischen den Zellen

Abbildung 5.15 zeigt somit gleichzeitig das gewünschte Zellenersatzmodell des Beispielnetzes. Die Admittanzwerte $Y_{neu,1}$ und $Y_{neu,3}$ entsprechen jenen Werten, die sich aus der Reduktion der äußeren Zellen 1 und 3 errechnen, $Y_{neu,12}$ und $Y_{neu,23}$ jenen Admittanzwerten, die aus der Reduktion und Aufteilung der mittleren Zelle erhalten werden.

Ward-injection-method bzw. Ward-admittance-method

Auch bei der Ward-injection-method erfolgt die Reduktion sukzessive von außen nach innen, beginnend bei jenen Zellen mit geringerer Verbindungszahl. Für die Zellen mit nur einer Verbindungsleitung, kann die Reduktion nach ihrer ursprünglichen Vorgehensweise, wie aus der Literatur bekannt, angewendet werden. Diese ist in Abbildung 5.2 für die Ward-injection-method und in Abbildung 5.3 für die Ward-admittance-method unter dem vorigen Abschnitt bereits dargestellt. Die zugehörigen Knotenadmittanzmatrizen für Zelle 1 und 3 sind in den nachstehenden Abbildungen (siehe Abbildung 5.16 und Abbildung 5.17).

$$\begin{array}{cc}
 \begin{matrix} & K01 & K02 & K03 \\ K01 & \begin{bmatrix} Y_{11} & 0 & Y_{13} \end{bmatrix} \\ K02 & \begin{bmatrix} 0 & Y_{22} & Y_{23} \end{bmatrix} \\ K03 & \begin{bmatrix} Y_{13} & Y_{23} & Y_{33} \end{bmatrix} \end{matrix} &
 \begin{matrix} & K08 & K09 & K07 \\ K08 & \begin{bmatrix} Y_{88} & 0 & Y_{78} \end{bmatrix} \\ K09 & \begin{bmatrix} 0 & Y_{99} & Y_{79} \end{bmatrix} \\ K07 & \begin{bmatrix} Y_{78} & Y_{79} & Y_{77} \end{bmatrix} \end{matrix} \\
 a) & b)
 \end{array}$$

Abbildung 5.16: Knotenadmittanzmatrix nach Ward-injection-method für a) Zelle 1 und b) Zelle 3

$$\begin{array}{cc}
 \begin{matrix} & K01 & K02 & G & K03 \\ K01 & \begin{bmatrix} Y_{11} & 0 & Y_{01} & Y_{13} \end{bmatrix} \\ K02 & \begin{bmatrix} 0 & Y_{22} & Y_{02} & Y_{23} \end{bmatrix} \\ G & \begin{bmatrix} Y_{01} & Y_{02} & Y_{00} & Y_{03} \end{bmatrix} \\ K03 & \begin{bmatrix} Y_{13} & Y_{23} & Y_{03} & Y_{33} \end{bmatrix} \end{matrix} &
 \begin{matrix} & K08 & K09 & G & K07 \\ K08 & \begin{bmatrix} Y_{88} & 0 & Y_{08} & Y_{78} \end{bmatrix} \\ K09 & \begin{bmatrix} 0 & Y_{99} & Y_{09} & Y_{79} \end{bmatrix} \\ G & \begin{bmatrix} Y_{08} & Y_{09} & Y_{00} & Y_{07} \end{bmatrix} \\ K07 & \begin{bmatrix} Y_{78} & Y_{79} & Y_{07} & Y_{77} \end{bmatrix} \end{matrix} \\
 a) & b)
 \end{array}$$

Abbildung 5.17: Knotenadmittanzmatrix nach Ward-admittance-method für a) Zelle 1 und b) Zelle 3

Problematisch sind die Zellen, die mehrere Verbindungen zu anderen Zellen besitzen. Bei den Ward-Methoden erfolgt die Ersatznetzerstellung über die Verteilung der Knotengrößen der externen Knoten auf die Grenzknoten, anstelle diese in einem Knoten zu aggregieren. Die Zellen mit mehreren Verbindungen würden entweder durch mindestens zwei Knoten repräsentiert werden (Aufteilung auf die Grenzknoten innerhalb der Zelle) oder ganz verschwinden, da sich ihre Knotengrößen in die Knoten der Grenzzellen im internen System entsprechend verschieben würden (Aufteilung auf die Grenzknoten außerhalb der Zelle). Aus diesem Grund wird für solche Zellen eine andere Vorgehensweise gewählt, indem anstelle einer Verteilung auf die Grenzknoten, eine Reduktion in den Zellenknoten zwischen den beiden Grenzknoten erfolgt. Im Beispielnetzwerk dieser Arbeit handelt es sich um Knoten K05. In der nachstehenden Abbildung (Abbildung 5.18) soll die dabei gewählte Vorgehensweise der Ward-injection-method veranschaulicht werden, in Abbildung 5.19 ist die zugehörige Knotenadmittanzmatrix der mittleren Zelle aufgestellt.

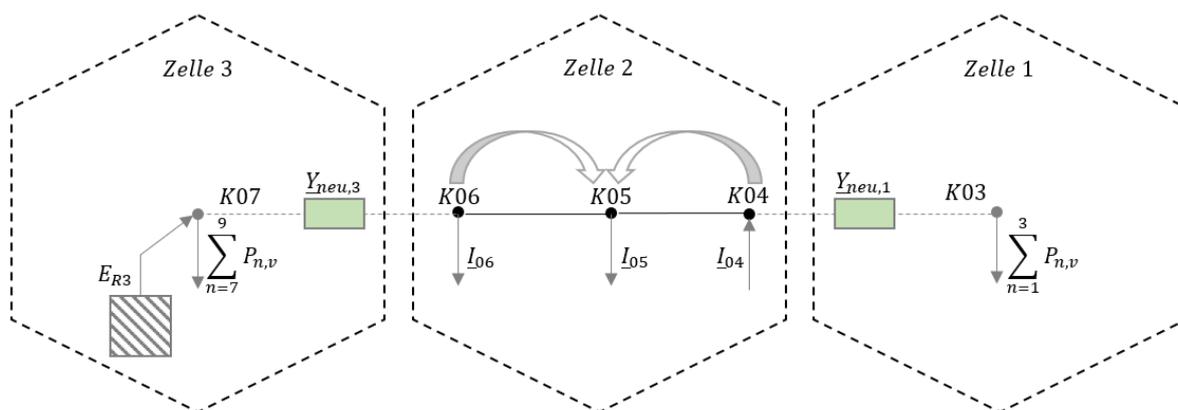


Abbildung 5.18: Berechnung mittlerer Zellen nach der Ward-injection-method

	K04	K06	K05
K04	\underline{Y}_{44}	0	\underline{Y}_{45}
K06	0	\underline{Y}_{66}	\underline{Y}_{56}
K05	\underline{Y}_{45}	\underline{Y}_{56}	\underline{Y}_{55}

Abbildung 5.19: Knotenadmittanzmatrix nach Ward-injection-method für Zelle 2

Äquivalent sind in den nächsten beiden Abbildungen (Abbildung 5.20 und Abbildung 5.21) die Reduktion der mittleren Zelle und ihre Knotenadmittanzmatrix nach der Ward-admittance-method dargestellt.

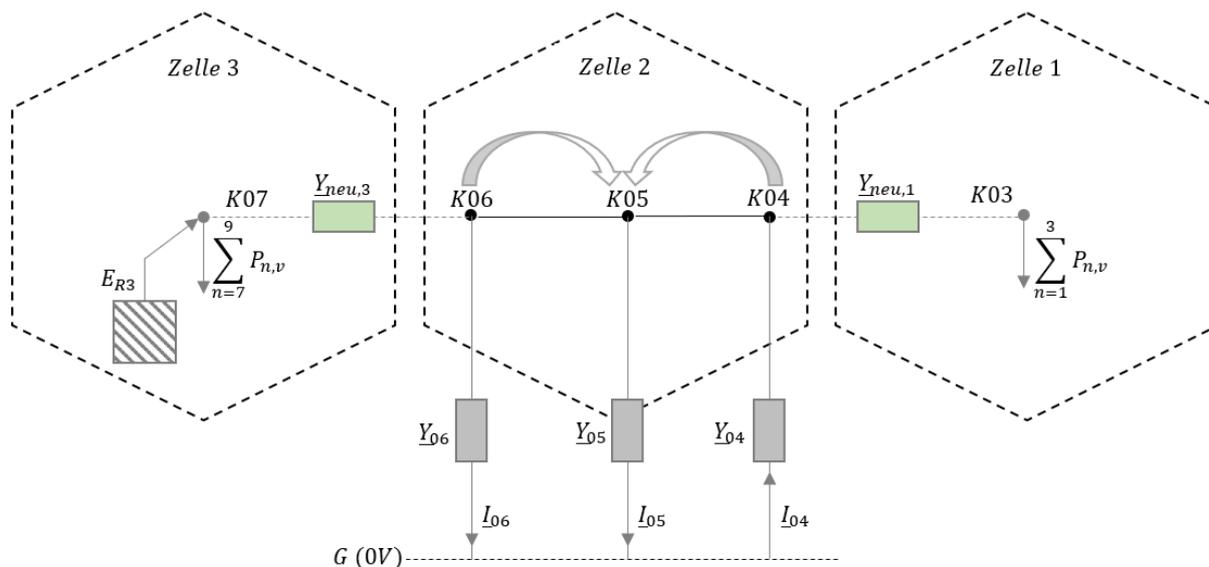


Abbildung 5.20: Berechnung mittlerer Zellen nach der Ward-admittance-method

	K04	K06	G	K05
K04	\underline{Y}_{44}	0	\underline{Y}_{04}	\underline{Y}_{45}
K06	0	\underline{Y}_{66}	\underline{Y}_{06}	\underline{Y}_{56}
G	\underline{Y}_{04}	\underline{Y}_{06}	\underline{Y}_{00}	\underline{Y}_{05}
K05	\underline{Y}_{45}	\underline{Y}_{56}	\underline{Y}_{05}	\underline{Y}_{55}

Abbildung 5.21: Knotenadmittanzmatrix nach der Ward-admittance-method für Zelle 2

Auch das Ersatznetz, das durch die Ward-Methoden erhalten wird, entspricht jenem in Abbildung 5.15. Der Unterschied zur REI-Methode ist die Aufteilung der aus der mittleren Zelle erhaltenen Admittanzwerte. Bei der REI-Methode werden $\underline{Y}_{neu,12}$ und $\underline{Y}_{neu,23}$ direkt aus der Reduktion mittels Gauss-Elimination erhalten, während bei den Ward-Methoden eine anteilmäßige Aufteilung entsprechend den Leistungsflüssen in den beiden Verbindungsleitungen, wie vergleichsweise auch in Formel (4.3) und Formel (4.4), erfolgen muss (siehe Formel (5.1)).

$$\underline{Y}_{neu,2} = \underline{Y}_{neu,12} + \underline{Y}_{neu,23} \tag{5.1}$$

Dabei ist $\underline{Y}_{neu,12}$ der nach dem Leistungsfluss über die Verbindungsleitung zwischen Zelle 1 und 2 anteilmäßig aufgeteilte Admittanzwert von $\underline{Y}_{neu,2}$. Dementsprechend gibt $\underline{Y}_{neu,23}$ den anteilmäßigen Admittanzwert für die Verbindungsleitung zwischen Zelle 2 und 3 wieder.

Das Ergebnis der Gauss-Elimination entspricht immer einem Diagonalelement der Zellenknotenadmittanzmatrix. Dieses Diagonalelement ist eine komplexe Zahl beschrieben über einen Real- und einen Imaginärteil. Der Imaginärteil kann entweder positiv, also induktiv, oder negativ und damit kapazitiv sein. Eine Zuordnung der Längs- und Querimpedanz

entsprechend des π -Ersatzschaltbildes ist jedoch nicht mehr möglich. Als Leitungsparameter sieht die Eingabe in NEPLAN [1] R' , X' , G' sowie B' vor. Es ist zwar zulässig, nur den Widerstandsbelag R' und den Reaktanzbelag X' vorzeichenrichtig einzugeben und die restlichen Werte mit Null zu berücksichtigen, es entsteht aber bei dieser Vorgehensweise ein Fehler. Diese Abweichung tritt aufgrund dessen auf, da die Impedanz des π -Ersatzschaltbildes nicht über eine komplexe Zahl beschrieben werden kann.

5.3 Beschreibung des MATLAB-Programms zur Netzreduktion

Für die Berechnung in MATLAB [2] ist ein Netz mit bekannter Topologie und den Ergebnissen einer vollständigen Lastflussberechnung notwendig. Im Anschluss an die Zelleneinteilung werden alle elektrischen Betriebsmittel und deren Lastflüsse den einzelnen Zellen zugeordnet. Die Daten aus dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN [1] und die zugehörige Zellenzuordnung werden über Excel ins MATLAB [2] Programm eingelesen. Diese Daten werden im Programm den jeweiligen Knoten bzw. Betriebsmitteln zugeordnet. Für jede Leitung wird über die zugehörigen Leitungsparameter die entsprechende Zweitoradmittanzmatrix aufgestellt. Die Knotenadmittanzmatrix des Gesamtnetzes wird wie unter Kapitel 3.3.4 beschrieben berechnet. Sofern beispielsweise Parallelschaltungen oder Maschen von Leitungen, die einzelne Zellen miteinander verbinden, oder andere kompliziertere Netzabschnitte vorhanden sind, wird zuerst mittels Netzvereinfachungsmethoden die Struktur dieser Abschnitte vereinfacht.

Für jedes reale, elektrische Energieverteilungs- bzw. Energieübertragungsnetz wäre eine Anwendung der grundlegenden Verfahren und Gesetze zur Vereinfachung und vollständigen Berechnung (siehe Abschnitt 4.2) aufgrund ihrer Komplexität nicht mehr möglich. Daher muss für die Aufstellung und Bestimmung der zur Berechnung notwendigen Gleichungen bzw. unbekanntem Größen ein systematisches Verfahren angewendet werden. Diese Systematik hat den Vorteil, meist einfach auf Computerprogramme übertragbar zu sein. [20]

Danach wird die Zellenknotenadmittanzmatrix jeder Zelle aufgestellt, welche je nach angewandtem Reduktionsverfahren unterschiedlichen Aufbau und unterschiedliche Dimension besitzt. Über sukzessive Reduktion mittels Gauss-Elimination wird jede Zelle reduziert, bis die gewünschten Ersatzleitungsparameter für das Zellenmodell erhalten werden. Diese Parameter werden in NEPLAN [1] eingegeben. Nach Durchführung einer Lastflussberechnung können die Leistungsflüsse über die Verbindungsleitungen im Zellenmodell bestimmt werden. Das Ablaufschema für die Vorgehensweise in MATLAB [2] ist in Abbildung 5.22 ersichtlich.

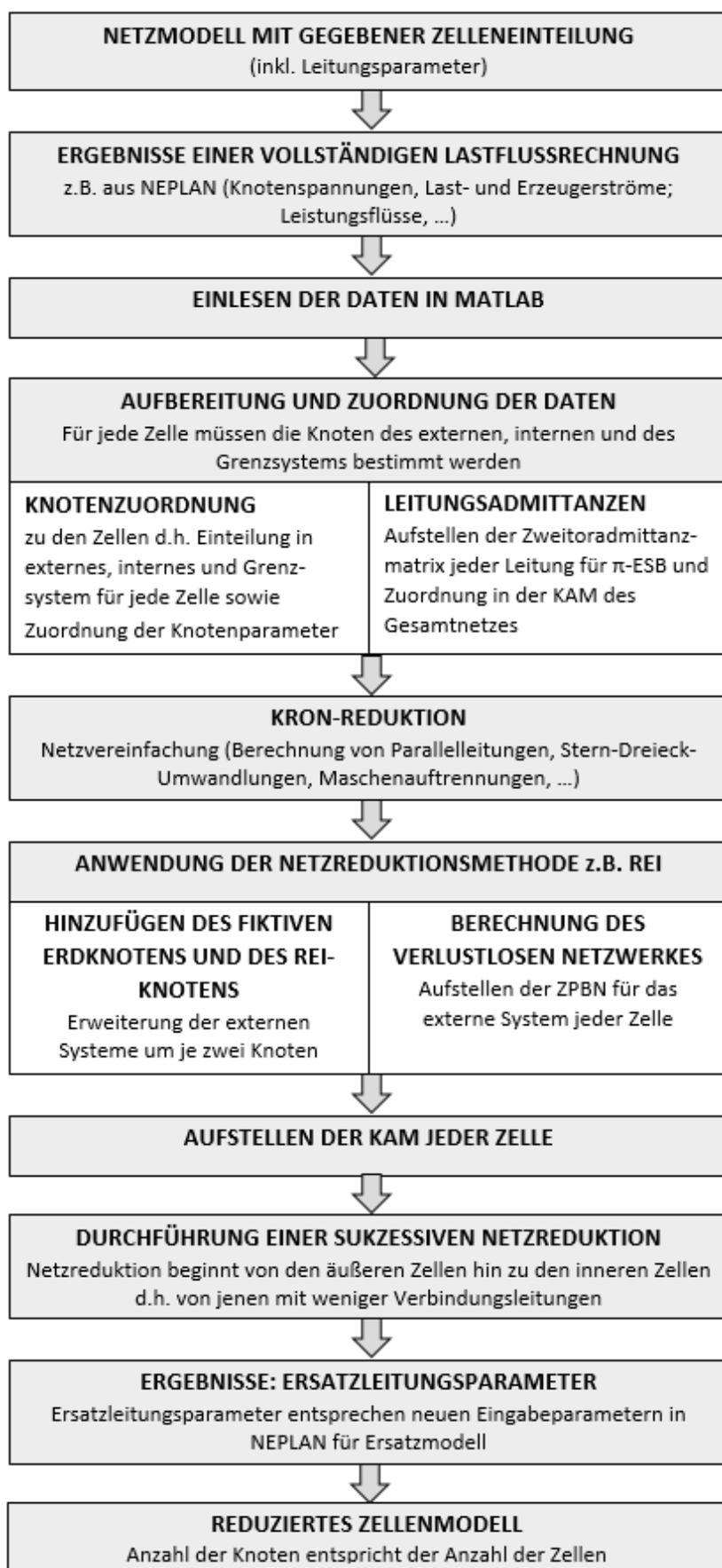


Abbildung 5.22: Ablaufschema der Netzreduktion im MATLAB [2] –Programm

5.4 Vergleich der Ergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung der unterschiedlichen Zellenmodelle, welche sich durch die Anwendung unterschiedlicher Netzreduktionsverfahren auf das Beispielnetz ergeben, einander gegenübergestellt. Weiters erfolgt ein Vergleich dieser Ergebnisse mit jenen der bisherigen Vorgehensweise über E-RLC-Module sowie mit den Lastflüssen im Beispielnetz. Basierend auf diesem Vergleich soll eine Aussage über die Abbildungsgenauigkeit der zwischen den Zellen übergebenen Informationen und damit eine Abschätzung bezüglich der Anwendbarkeit der Methodik der Netzreduktion für Zellenmodelle getroffen werden.

Das herangezogene Beispielnetz inklusive seiner Leistungsflüsse und Knotengrößen, wie es aus NEPLAN [1] erhalten wird, ist im Anhang (siehe Abbildung 8.1) ersichtlich. Es entspricht bezüglich seiner Topologie und seinen Bezeichnungen jenem Netz, das unter Abschnitt 5.2 in Abbildung 5.6 dargestellt ist und anhand dessen die Vorgehensweise der Methoden erklärt wurde.

Wie bereits in den vorigen Abschnitten beschrieben, werden die REI-Methode, die Ward-injection-method und die Ward-admittance-method ausgewählt, um im Rahmen dieser Arbeit ein Zellenmodell zu erstellen. Über die in diesem Abschnitt dargestellten Ergebnisse, können die Lösungen der Lastflussberechnung aus NEPLAN [1] verglichen werden. Wie aus diesen ersichtlich, konnten die gewünschten Verbesserungen durch die Anwendung klassischer Netzreduktionsmethoden nicht erreicht werden. Daher wird versucht, über eine andere Vorgehensweise ein genaueres Modell zu erhalten.

Basierend auf zwei Überlegungen wird im Zuge dessen versucht, alle in einer π -Ersatzschaltung vorhandenen Belagsgrößen der Verbindungsleitungen zu bestimmen. Die erste dieser beiden Überlegungen entspricht der Vorgehensweise zur Äquivalentmodellerstellung der REI-Methode über das verlustlose Netzwerk (ZPBN). Aufgrund dessen ist es zulässig die Einspeise- und Verbraucherleistungen innerhalb einer Zelle in einem repräsentativen Zellenknoten durch Aufsummieren zu aggregieren. Die zweite Überlegung basiert auf der Annahme einer π -Ersatzschaltung mit unbekanntem Belagsgrößen zur Beschreibung jeder Verbindungsleitung, welche auch nach der Reduktion vorhanden sein muss, um alle Einfluss- und Verlustgrößen elektrischer Leitungen zu erfassen. Unter Einbeziehung der im Gesamtnetz vorhandenen Leistungsflüsse und Verluste aus der vorhandenen, vollständigen Leistungsflussberechnung des Beispielnetzes können die Spannungen, Ströme und Beläge in den aggregierten Knoten und den Ersatzleitungen

bestimmt werden. Dadurch kann nach der Reduktion jede dieser Verbindungsleitungen durch entsprechende Leitungsparameter nach der π -Ersatzschaltung wiedergegeben werden.

Die Darstellung jeder Leitung über einen Widerstandsbelag R' , einen Induktivitätsbelag L' , sowie einen Kapazitätsbelag C' und eventuell einen Ableitungsbelag G' hat großen Einfluss auf die im Ersatznetz vorhandenen Verluste. Die Tatsache, dass aus den Ergebnissen der Reduktion der Zellen über REI-, Ward-injection- und Ward-admittance-Methode nicht auf diese Leitungsparameter rückgeschlossen werden kann, führt zu großen Abweichungen, vor allem hinsichtlich der Blindleistungsverluste.

Vor der Diskussion der Ergebnisse der einzelnen Methoden, soll die Vorgehensweise der alternativen Variante zur Ersatznetzbildung beschrieben werden: Da die Aggregation der in der jeweiligen Zelle befindlichen Netzknoten in einen Zellenknoten bereits erfolgt ist und jede Verbindungsleitung als ein π -Glied zwischen den Zellenknoten betrachtet wird, müssen zuerst die Ein- und Ausgangsparameter jedes Zweitors bestimmt werden. Die Ein- und Ausgangsspannungen entsprechen den jeweiligen Knotenspannungen der bereits aggregierten Zellenknoten. Die Leistungsflussrichtung wird definiert über die Höhe der Knotenspannungen. Der Leistungsfluss erfolgt ausgehend von jenem Zellenknoten, der den höheren Knotenspannungswert besitzt, hin zu jenem, an dem ein geringeres Potential vorhanden ist. Bei äußeren Zellen entsprechen die Knotenströme am Leitungsende auch den zugehörigen Leistungsströmen. Für alle restlichen Zellen müssen die Ein- und Ausgangsströme berechnet werden. Die Berechnung von Ein- und Ausgangsstrom $I_{ein,j}$ bzw. $I_{aus,j}$ erfolgt über Formel (5.2) bzw. Formel (5.3), in denen jeweils die am jeweiligen Leistungspunkt übertragene Leistung durch die Knotenspannung dividiert wird. Die Eingangsleistung ergibt sich aus der Summe der Leistungen in der jeweiligen Zelle und der anteilmäßigen Verlagerung der Leistungen der Zelle, aus der der Leistungsfluss in die angrenzende Zelle erfolgt. Die Ausgangsleistung entspricht dabei der Eingangsleistung abzüglich einer entsprechenden Berücksichtigung der Verluste. In den nachfolgenden Formeln (Formel (5.2) bis Formel (5.11)) bezeichnen die Indizes j die jeweilige Leitung und i die jeweilige Zelle bzw. ihren Zellenknoten.

$$\underline{I}_{ein} = \frac{\underline{S}^*_{ein,j}}{\underline{U}_{R,i,ein}} \quad (5.2)$$

$$\underline{I}_{aus} = \frac{\underline{S}^*_{aus,j}}{\underline{U}_{R,i,aus}} = \frac{(\underline{S}_{ein,j} - \underline{S}_{verluste,j})^*}{\underline{U}_{R,i,aus}} \quad (5.3)$$

Nach der Bestimmung der Ein- und Ausgangsparameter kann nach den Kirchhoffschen Regeln eine Berechnung der unbekanntenen Ströme und Spannungsabfälle der π -Schaltung erfolgen. Der Längsstrom $\underline{I}_{L,j}$ kann über Formel (5.4) errechnet werden.

$$\underline{I}_{L,j} = \frac{\underline{I}_{ein,j} \cdot \left(\frac{\underline{U}_{R,i,aus}}{\underline{U}_{R,i,ein}} \right) + \underline{I}_{aus,j}}{1 + \frac{\underline{U}_{R,i,aus}}{\underline{U}_{R,i,ein}}} \quad (5.4)$$

Die über die Kapazitäten an Ein- und Ausgang fließt jeweils ein Strom, der über Formel (5.5) und Formel (5.6) erhalten wird.

$$\underline{I}_{C,ein,j} = \underline{I}_{ein,j} - \underline{I}_{L,j} \quad (5.5)$$

$$\underline{I}_{C,aus,j} = \underline{I}_{L,j} - \underline{I}_{aus,j} \quad (5.6)$$

Aus diesen Strömen und dem Längsspannungsabfall der jeweiligen Leitung $\Delta \underline{U}_{L,j}$ (Berechnung siehe Formel (5.7)) können aus dem komplexen Ohmschen Gesetz die Leitungsbeläge berechnet werden (siehe Formel (5.8) bis Formel (5.11)). $\underline{Z}_{L,j}$ bezeichnet dabei die Längsimpedanz der jeweiligen Leitung, R_j den zugehörigen Widerstand, X_j die entsprechende Längsreaktanz und C_j die Querkapazität der jeweiligen Leitung.

$$\Delta \underline{U}_{L,j} = \underline{U}_{R,i,ein} - \underline{U}_{R,i,aus} \quad (5.7)$$

$$\underline{Z}_{L,j} = \frac{\Delta \underline{U}_{L,j}}{\underline{I}_{L,j}} \quad (5.8)$$

$$R_j = \text{real}(\underline{Z}_{L,j}) = \underline{Z}_{L,j} \cdot \cos(\varphi_Z) \quad (5.9)$$

$$X_j = \text{imag}(\underline{Z}_{L,j}) = \underline{Z}_{L,j} \cdot \sin(\varphi_Z) \quad (5.10)$$

$$C_j = \frac{2 \cdot \underline{I}_{C,aus,j}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot \underline{U}_{R,i,aus}} \text{ bzw. } C_j = \frac{2 \cdot \underline{I}_{C,ein,j}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot \underline{U}_{R,i,ein}} \quad (5.11)$$

Diese Vorgehensweise hat den Vorteil, dass alle Eingabeparameter für NEPLAN [1] bestimmt werden können. Das zugehörige Zellenmodell entspricht Abbildung 5.23 bzw. die Darstellung der Leitungen im Zellenmodell entspricht Abbildung 5.24.

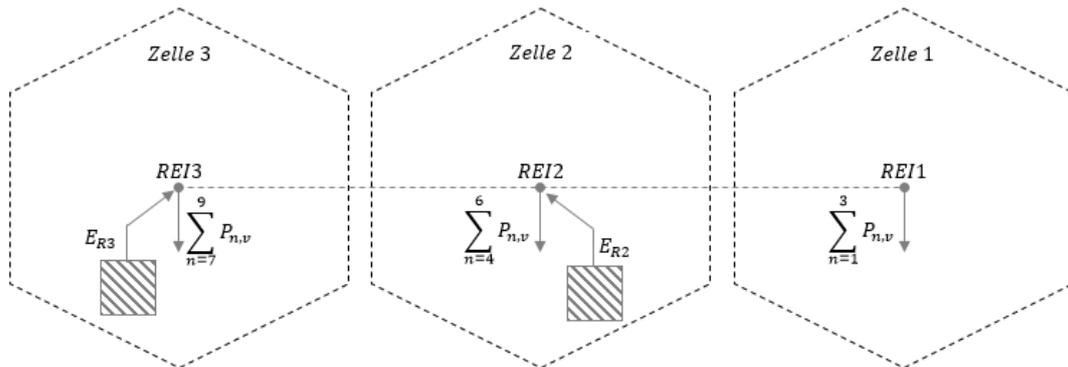


Abbildung 5.23: Reduziertes Zellenmodell des Beispielnetzes über die Modellierung der Leitungen nach dem π -Ersatzschaltbild

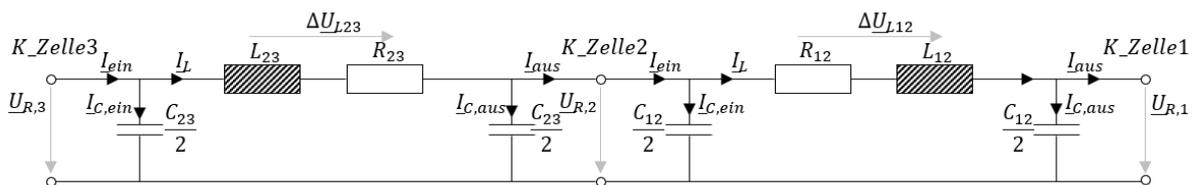


Abbildung 5.24: Leitungsdarstellung im reduzierten Zellenmodell

Über die Ergebnistabellen (siehe Tabelle 5-1 bis Tabelle 5-4) sowie die ausführlicheren Ergebnistabellen im Anhang (siehe Tabelle 8-1 bis Tabelle 8-5) kann nicht nur ein Vergleich der Methoden untereinander, sondern auch zu der unter diesem Abschnitt beschriebenen Variante erfolgen. Die Ergebnistabellen Tabelle 5-1 bis Tabelle 5-4 zeigen die absoluten und relativen Abweichungen zwischen dem Original (siehe Abbildung 5.6 bzw. unter dem Anhang Abbildung 8.1) und dem jeweiligen Modell. Die ausführlicheren Ergebnistabellen, welche im Anhang

vorhanden sind (siehe Tabelle 8-1 bis Tabelle 8-5), zeigen zusätzlich zu den Abweichungen die jeweiligen Leistungsflüsse. Für das Beispielnetz ist anzumerken, dass die Leitung zwischen Knoten $K01$ und $K03$, sowie jene zwischen $K02$ und $K03$ jeweils eine Freileitung darstellen, die restlichen Leitungen im Beispielnetz sind über Kabel realisiert.

In allen Tabellen unter diesem Abschnitt (Tabelle 5-1 bis Tabelle 5-4) ist die REI-Methode durch REI, die Ward-injection-Methode durch Ward-inj, die Ward-admittance-Methode durch Ward-ad, die Modellierung der Leitungen über die π -Ersatzschaltung über LM sowie die Methode über das Einfügen des Ersatz-RLC-Moduls durch E-RLC bezeichnet.

Tabelle 5-1 und Tabelle 5-2 zeigen die absoluten und relativen Abweichungen zwischen den einzelnen Modellen für die jeweilige Verbindungsleitung bezogen auf den Leistungsfluss der Originalleitung (P) bzw. die Summe der in der Zelle vorhandenen Leistungsflüsse (Q , $P_{Verlust}$, $Q_{Verlust}$). Der Wirkleistungsfluss über die Ersatzleitungen im Zellenmodell kann direkt mit dem entsprechenden Leistungsfluss im Originalnetz verglichen werden. Dieser direkte Vergleich ergibt sich, da die gesamte in einem Netzabschnitt benötigte Leistung sowohl im Zellenmodell als auch im Original über diese eine Leitung bereitgestellt werden muss, unabhängig davon wie sie sich schließlich innerhalb der Zelle verteilt. Hingegen werden Blindleistungsflüsse über die Summenleistungen verglichen. Blindleistung muss in jeder Leitung aufgrund des benötigten Feldaufbaues zur Energieübertragung vorhanden sein. Wie viel Blindleistung in der jeweiligen Leitung vorhanden sein muss, ist einerseits abhängig von den Leitungsparametern andererseits von der am Leitungsende vorhandenen Belastung. Vor der Reduktion stehen für die Bereitstellung dieser Blindleistung alle dem jeweiligen Netzabschnitt zugehörigen Leitungen zur Verfügung. Nach der Reduktion ist nur mehr die jeweilige Verbindungsleitung vorhanden, welche die innerhalb der Zelle geforderte Blindleistung transportieren muss. Da für das Zellenmodell alle Einspeise- und Verbraucherleistungen innerhalb der Zelle aggregiert werden, muss die in dieser Verbindungsleitung erzeugte Blindleistung jener des gesamten Netzabschnittes entsprechen. Blind- und Wirkleistungsverluste verhalten sich ebenso wie diese.

In nachstehenden Abbildungen (siehe Abbildung 5.25 bis Abbildung 5.28) sollen erhaltenen Ergebnisse der Verbindungsleitung zwischen Zelle 1 und Zelle 2 für die absoluten und relativen Abweichungen der Wirk- und Blindleistungsflüsse bzw. ihrer Verluste, in Form von Balkendiagrammen anschaulicher dargestellt werden. Die entsprechenden Daten, welche zur Erstellung dieser Balkendiagramme herangezogen wurden, können Tabelle 5-1 entnommen werden. Die maximale Skalierung für die relative Abweichung ist auf 100% begrenzt, um die Vergleichbarkeit der Diagramme untereinander zu ermöglichen.

Tabelle 5-1: Absolute und relative Abweichungen der Leistungsflüsse Leitung 1-2 bezogen auf Gesamtnetz

Leitung 1-2: Verbindungsleitung zwischen Zelle 1 und Zelle 2					
	Abweichung	P [kW]	Q [kVAr]	$P_{Verlust}$ [kW]	$Q_{Verlust}$ [kVAr]
REI	absolut	0,13	-2,97	0,13	-2,83
	relativ [%]	-0,14	-100,34	-83,54	-100,28
Ward-inj	absolut	0,08	-3,00	0,08	-2,86
	relativ [%]	-0,09	-101,35	-51,27	-101,45
Ward-ad	absolut	0,05	-3,02	0,05	-2,88
	relativ [%]	-0,06	-102,11	-32,28	-102,02
LM	absolut	-0,01	0,00	-0,01	0,14
	relativ [%]	0,01	0,00	8,86	4,96
E-RLC	absolut	0,02	-0,20	0,02	-0,11
	relativ [%]	-0,02	-6,76	-9,49	-3,90

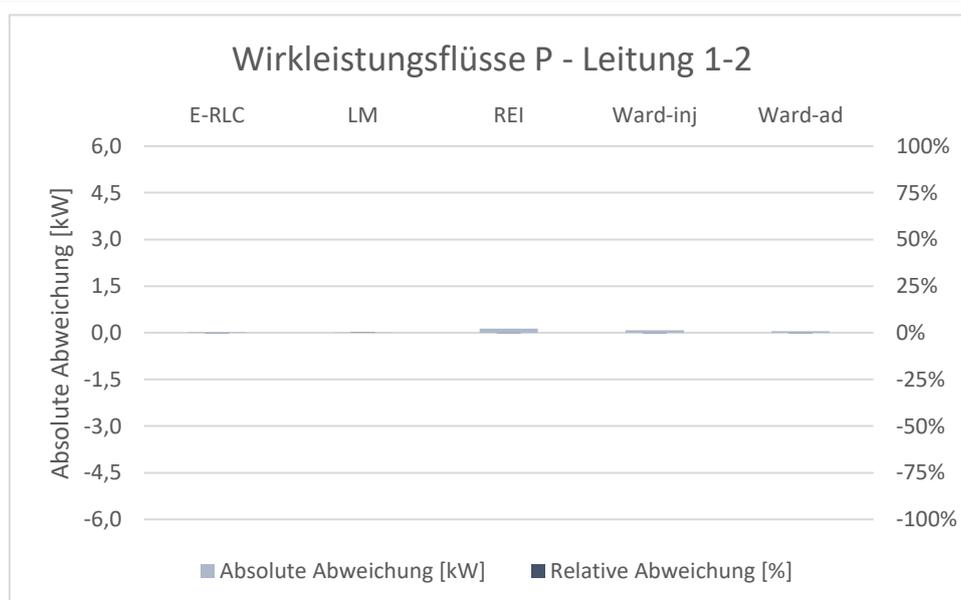


Abbildung 5.25: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Wirkleistungsflüsse in Leitung 1-2

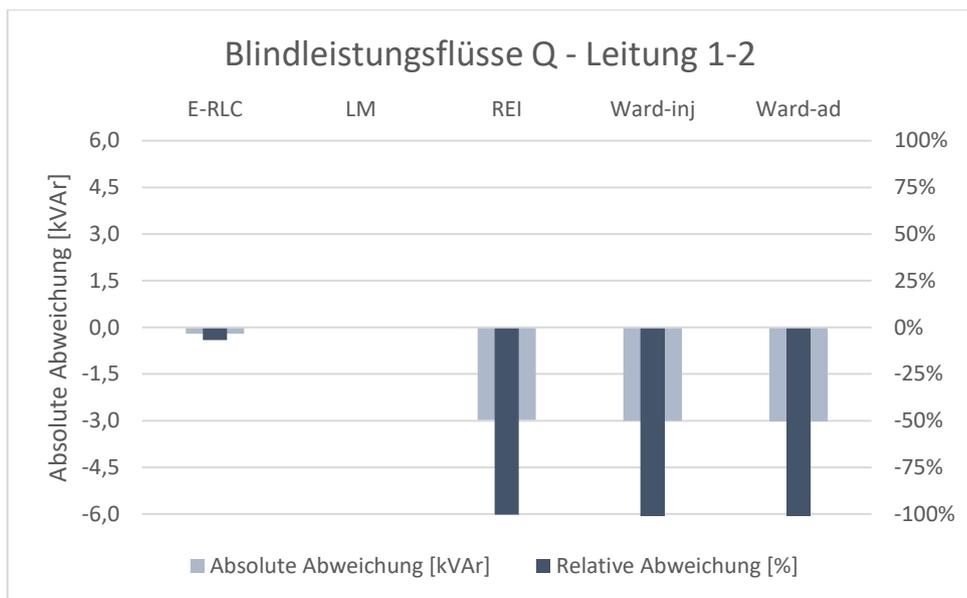


Abbildung 5.26: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Blindleistungsflüsse in Leitung 1-2

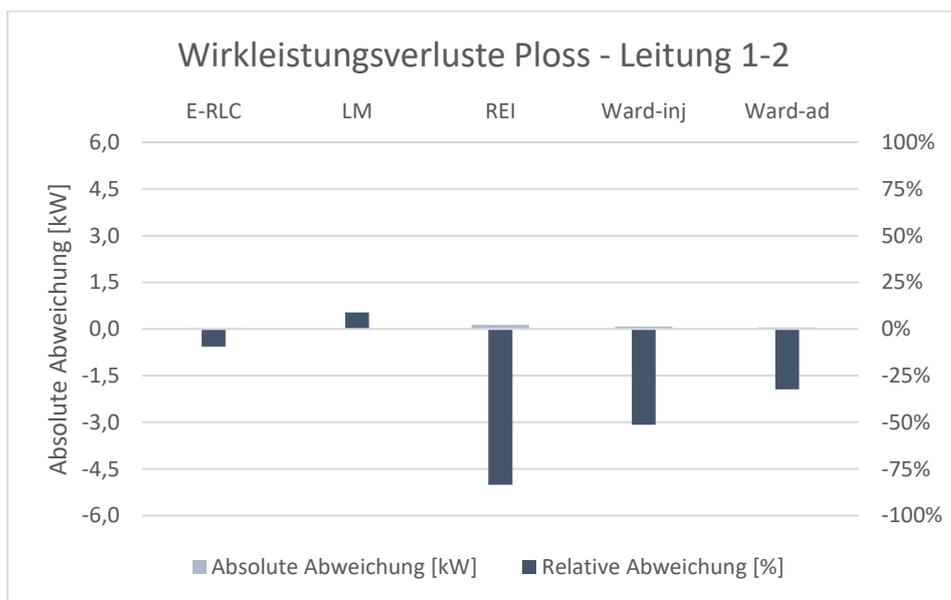


Abbildung 5.27: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Wirkleistungsverluste in Leitung 1-2

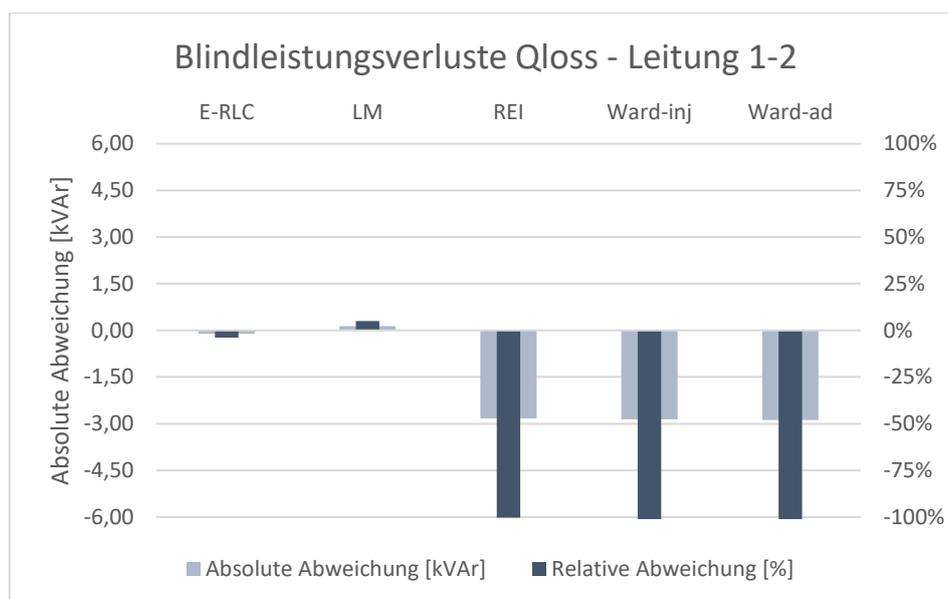


Abbildung 5.28: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Blindleistungsverluste in Leitung 1-2

Tabelle 5-2: Absolute und relative Abweichungen der Leistungsflüsse Leitung 2-3 bezogen auf Gesamtnetz

Leitung 2-3: Verbindungsleitung zwischen Zelle 2 und Zelle 3					
	Abweichung	P [kW]	Q [kVar]	$P_{Verlust}$ [kW]	$Q_{Verlust}$ [kVar]
REI	absolut	-0,06	0,00	0,17	-2,88
	relativ [%]	0,15	0,00	-98,80	-100,03
Ward-inj	absolut	-0,06	0,00	0,16	-2,88
	relativ [%]	0,15	0,00	-97,60	-100,07
Ward-ad	absolut	-0,06	0,00	0,16	-2,88
	relativ [%]	0,15	0,00	-96,41	-100,10
LM	absolut	-0,06	0,00	0,02	4,91
	relativ [%]	0,15	0,00	-10,78	170,49
E-RLC	absolut	-0,06	-0,68	0,16	-2,03
	relativ [%]	0,15	-13,60	-95,21	-70,49

In den nachstehenden Abbildungen (siehe Abbildung 5.29 bis Abbildung 5.32) sind die Ergebnisse der zugehörigen Wirk- und Blindleistungsflüsse bzw. -verluste für die Verbindungsleitung zwischen Zelle 2 und Zelle 3 über Balkendiagramme veranschaulicht. Die entsprechenden Daten können Tabelle 5-2 entnommen werden.

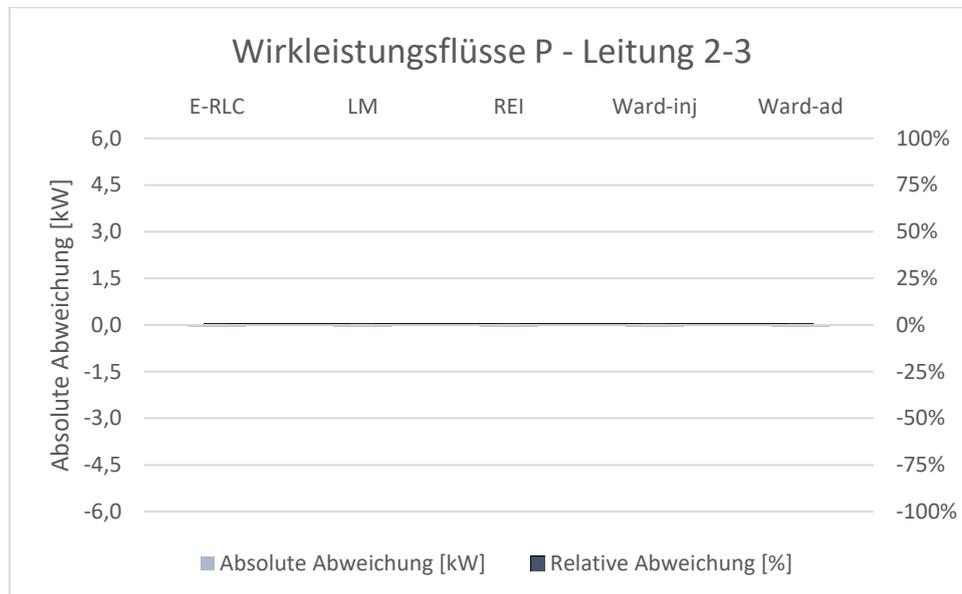


Abbildung 5.29: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Wirkleistungsflüsse in Leitung 2-3



Abbildung 5.30: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Blindleistungsflüsse in Leitung 2-3

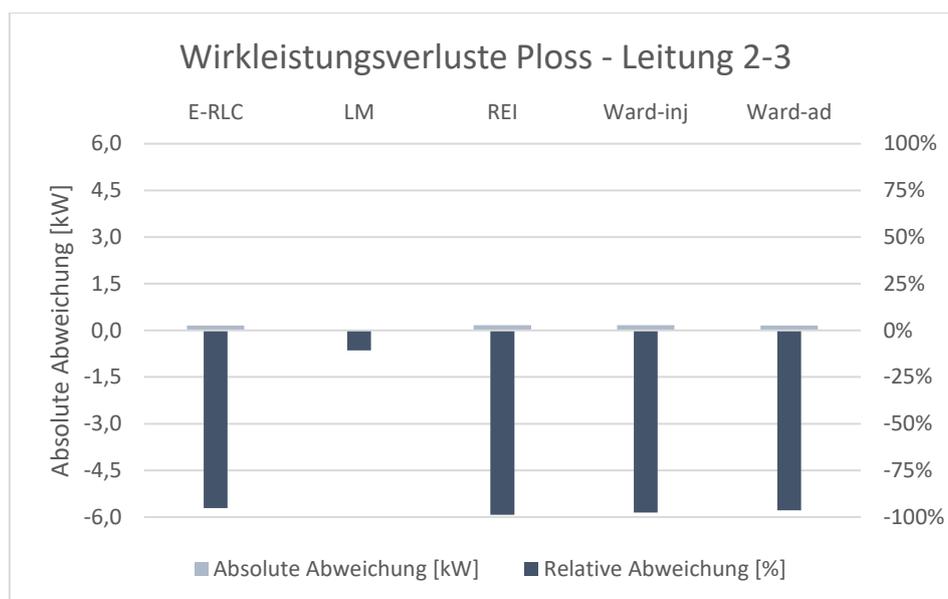


Abbildung 5.31: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Wirkleistungsverluste in Leitung 2-3

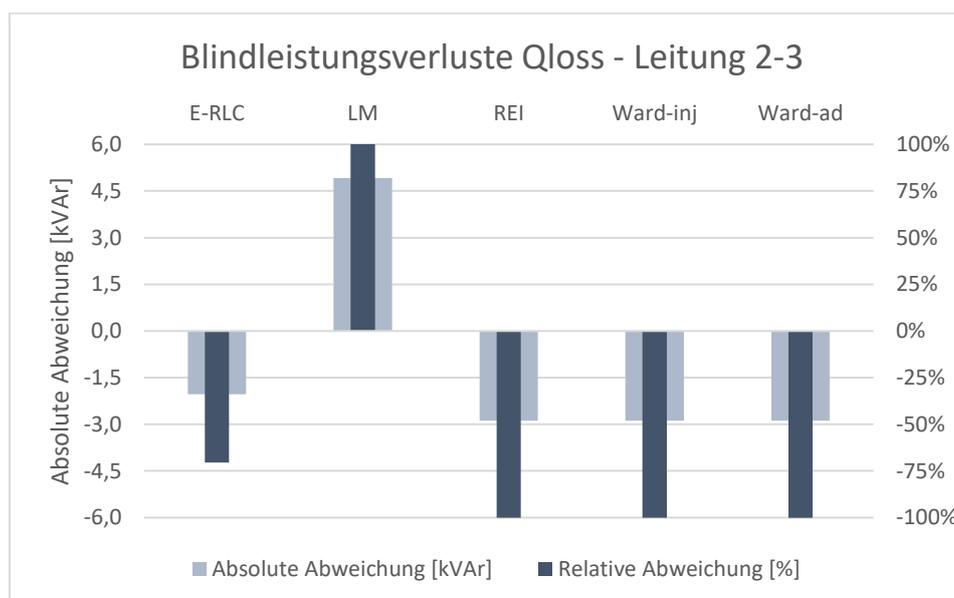


Abbildung 5.32: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Blindleistungsverluste in Leitung 2-3

Wie anhand der Balkendiagramme (siehe Abbildung 5.25 bis Abbildung 5.32) sowie den Ergebnistabellen (siehe Tabelle 5-1 und Tabelle 5-2) für die beiden Verbindungsleitungen erkennbar, ergeben die drei klassischen Reduktionsmethoden ähnliche Ergebnisse. Hinsichtlich der Wirkleistungsflüsse ergeben sogar alle fünf getesteten Methoden ähnliche Abweichungen in derselben Größenordnung. Laut Literatur (siehe Abschnitt 4.3) sollen hinsichtlich der Wirkleistung die REI-, die Ward-injection, sowie die Ward-admittance-Methode, ausreichend exakte Ergebnisse liefern. Dies wird, wie in den oben stehenden

Tabellen (Tabelle 5-1 und **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) ersichtlich, auch erreicht. Werden die Wirkleistungsverluste dieser drei Methoden betrachtet, ergeben sich jedoch vergleichsweise zu den Wirkleistungsflüssen hohe, relative Abweichungen, die in einem Bereich von ungefähr 30% bis fast 85% je nach betrachteter Verbindungsleitung liegen. Der dennoch geringe Einfluss dieser Abweichungen bezüglich der Abbildungsgenauigkeit im reduzierten Netzabschnitt ist auf zwei Gründe zurückzuführen. Während zum einen Wirkleistung im zweistelligen kW-Bereich über die Leitungen übertragen wird, entstehen Wirkleistungsverluste im Bereich von 0,001 kW bis maximal 0,143 kW. Das bedeutet, dass selbst wenn die Abbildung der Wirkleistungsverluste um beinahe 85% abweicht, sind die Verluste im Ersatznetz bezogen auf die gesamte, übertragene Wirkleistung sehr gering und verursachen keine nennenswerten Fehler im Modell. Zum anderen werden in der Literatur meist Hoch- oder sogar Höchstspannungsnetze betrachtet, in denen bezogen auf die höheren, übertragenen Leistungen geringere Verluste auftreten, welche im Modell kaum relevant sind. Die Abbildungen bezüglich Wirk- und Blindleistungsverlusten in den beiden Verbindungsleitungen (siehe Abbildung 5.27, Abbildung 5.28 sowie Abbildung 5.31 und Abbildung 5.32) verdeutlichen, dass die absoluten Abweichungen der Wirkleistungsverluste im Vergleich zu den Blindleistungsverlusten vernachlässigt werden können.

Für alle drei klassischen Methoden werden ähnliche Ergebnisse erhalten. Warum sich aber in Leitung 1 - 2 relative Abweichungen für die Blindleistungsflüsse von über 100 % ergeben und in Leitung 2 – 3 diesbezüglich keine Abweichung zum Original besteht, kann über das Verhalten der Blindleistung und ihrer Verluste im Netz erklärt werden. Um anschaulicher beschreiben zu können, worauf dieser Unterschied basiert, wird in der nachstehenden Abbildung (Abbildung 5.33) beispielhaft das reduzierte Zellenmodell der Ward-injection-method aus NEPLAN [1] inklusive seiner Leistungsflüsse und Verlustleistungen herangezogen. Das Zellenmodell der Ward-injection-method soll stellvertretend für alle drei klassischen Methoden zum Vergleich dienen, da sie ähnliche Ergebnisse liefern. Die Blindleistungsflüsse weichen für Leitung 1 - 2 in den Modellen der klassischen Methoden stark von den realen Werten ab. Mit einer durchschnittlichen, absoluten Abweichung von – 3,00 kVAr und damit einer relativen Abweichung von jeweils über - 100 % wird in jedem dieser Zellenmodelle kaum Blindleistung abgebildet. Im Gegensatz dazu stimmt für Leitung 2 - 3 der Blindleistungsfluss immer mit jenem der realen Leitung überein.

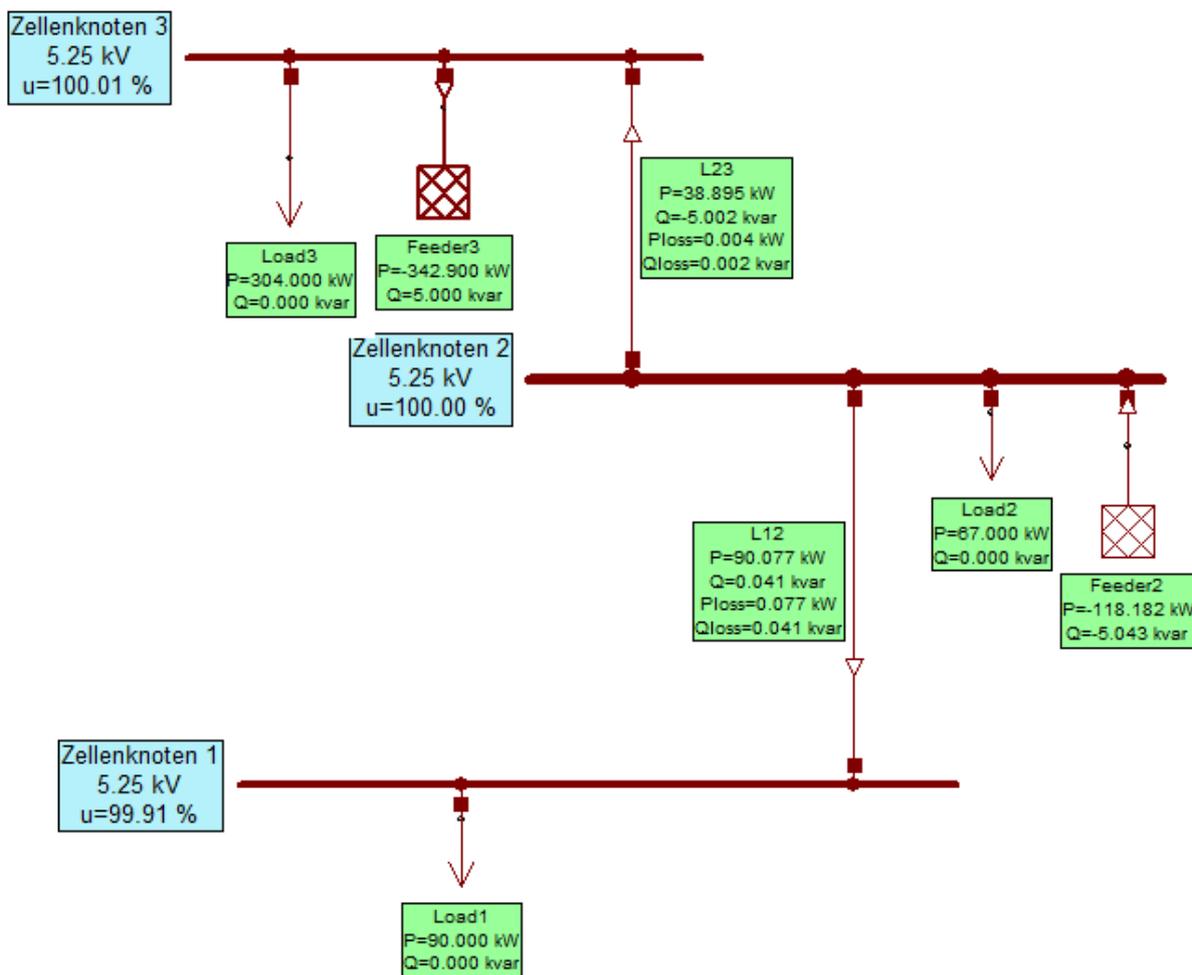


Abbildung 5.33: Reduziertes Zellenmodell aus NEPLAN [1] der Ward-injection-method

Der Grund dafür, warum die drei klassischen Methoden für Leitung 1 - 2 hinsichtlich ihren Blindleistungsflüssen sehr große Abweichungen von über 100 % zeigen und für Leitung 2 - 3 Abweichungen von 0 % aufweisen, liegt darin, dass die Einspeisung in Zelle 3 einen definierten Blindleistungsbedarf besitzt. Diese Blindleistung kann nur über diese eine Verbindungsleitung bereitgestellt werden, während der Verbraucher in Zelle 1 dem Netz reine Wirkleistung entnimmt und somit keine Blindleistung in Zelle 1 übertragen werden muss. Vor der Reduktion stehen in Zelle 3 insgesamt drei Leitungen zur Bereitstellung der Blindleistung für die Einspeisung zur Verfügung. Über diese drei Leitungen wird in Summe eine Blindleistung von -5 kVAr erzeugt, diese stimmt mit dem über die neue Ersatzverbindungsleitung im reduzierten Modell übertragenen Blindleistungsfluss überein. Bezüglich der Blindleistungsverluste treten bei allen konventionellen Methoden erhebliche absolute sowie relative Abweichungen auf, welche einerseits daraus resultieren, dass die nach der Reduktion erhaltenen Leitungsparameter nicht mehr auf eine entsprechende π -Ersatzschaltung rückgerechnet werden können. Andererseits wird auch in diversen Literaturstellen

beschrieben, dass die meisten konventionellen Netzreduktionsmethoden wenig Blindleistungsunterstützung („reactive power support“) liefern.

Verglichen mit den konventionellen Methoden sowie der E-RLC-Methode, wie sie bisher angewendet wird zur Ersatznetzerstellung für den zellularen Ansatz, stellt die Modellierung der Verbindungsleitungen über die π -Ersatzschaltung eine wesentliche Verbesserung dar. Auffallend ist die relative Abweichung der Blindleistungsverluste für Leitung 2 - 3 in diesem Modell, da sie einen Wert von 170,49 % annimmt. Dieser erklärt sich dadurch, dass eine anteilmäßige Verlagerung der Leitungsverluste der mittleren Zelle auf die beiden äußeren Zellen erfolgt. In Zelle 2 entstehen hohe Blindleistungsverluste von -5,76 kVAr, während diese in den anderen beiden Zellen vergleichsweise geringer sind (Zelle 1: - 0,11 kVAr und Zelle 3: - 2,03 kVAr). Diese Blindleistungsverluste der jeweiligen Zellen, werden über Aufsummierung aller Blindleistungsverluste in den Leitungen innerhalb einer Zelle erhalten. In Abbildung 8.1 des Anhangs ist das Gesamtnetz inklusive aller Leistungsflüsse und Verlustleistungen der Leitungen dargestellt, aus diesem können die entsprechenden Werte entnommen werden. Die hohen Blindleistungsverluste in der mittleren Zelle spielen für die Betrachtung des gesamten Zellenmodells eine wichtige Rolle.

In der nachstehenden Tabelle (Tabelle 5-3) ist zusätzlich ein Vergleich der absoluten und relativen Abweichungen aufgestellt, der die Gesamtverluste im Zellenmodell jenen des Beispielnetzes gegenüberstellt. Wie in dieser ersichtlich, ist die Gesamtbilanz hinsichtlich der auftretenden Wirk- und Blindleistungsverluste für diese Vorgehensweise zur Äquivalentmodellerstellung mit relativen Abweichungen von 0,18 % bzw. - 4,93 % sehr gut erfüllt, während sie für die anderen Methoden, sowohl die konventionellen Methoden als auch die E-RLC-Methode, erhebliche Abweichungen aufweist. Die relativen Abweichungen der REI- und Ward-Modelle liegen bezüglich ihrer Wirkleistungsverluste zwischen - 66% und - 90%, während ihre Blindleistungsverluste alle über 100 % vom Original abweichen. Die E-RLC-Methode liefert in diesem Fall bessere Ergebnisse mit Abweichungen in den Wirkleistungsverlusten um - 54,55 % bzw. in den Blindleistungsverlusten um - 44,98 %.

Tabelle 5-3: Absolute und relative Abweichungen der Leitungsverluste im gesamten Zellenmodell

Gesamtmodell - Leitungsverluste			
	Abweichung	$P_{Verlust}$ [kW]	$Q_{Verlust}$ [kVAr]
REI	absolut	0,30	-10,97
	relativ [%]	-90,91	-100,09
Ward-inj	absolut	-0,25	-11,00
	relativ [%]	-75,76	-100,36
Ward-ad	absolut	-0,22	-11,02
	relativ [%]	-66,67	-100,55
LM	absolut	0,01	-0,20
	relativ [%]	-3,03	-1,82
E-RLC	absolut	0,18	-4,93
	relativ [%]	-54,55	-44,98

Um zu verdeutlichen, dass die Nachbildung der Wirkleistung hinsichtlich der Betrachtung des Gesamtnetzes für alle Methoden vernachlässigbare Abweichungen zeigt, werden die Wirk- und Blindleistungsverluste für die Gesamtbilanz des Beispielnetzes in Balkendiagrammen dargestellt, siehe Abbildung 5.34 und Abbildung 5.35.

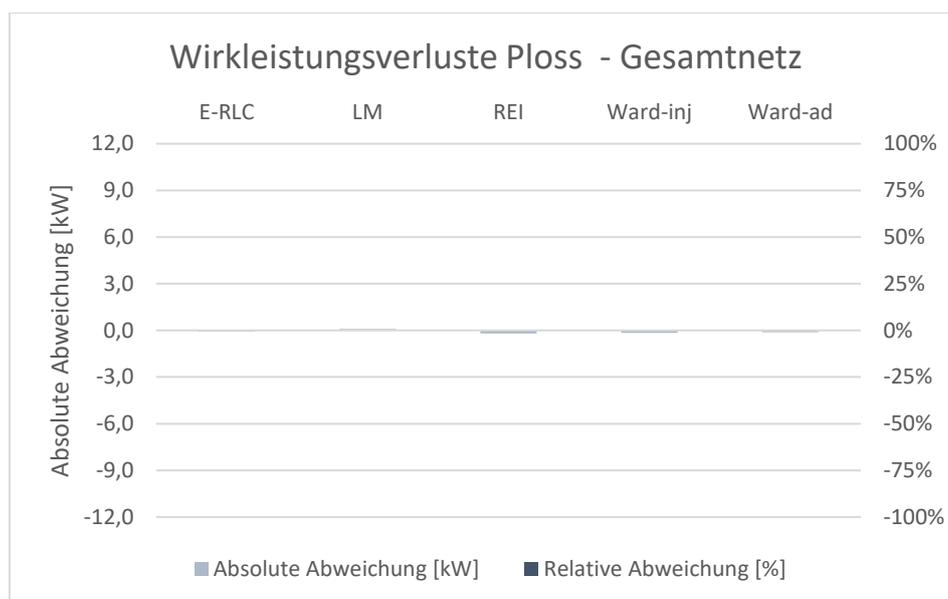


Abbildung 5.34: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Wirkleistungsverluste im Gesamtnetz

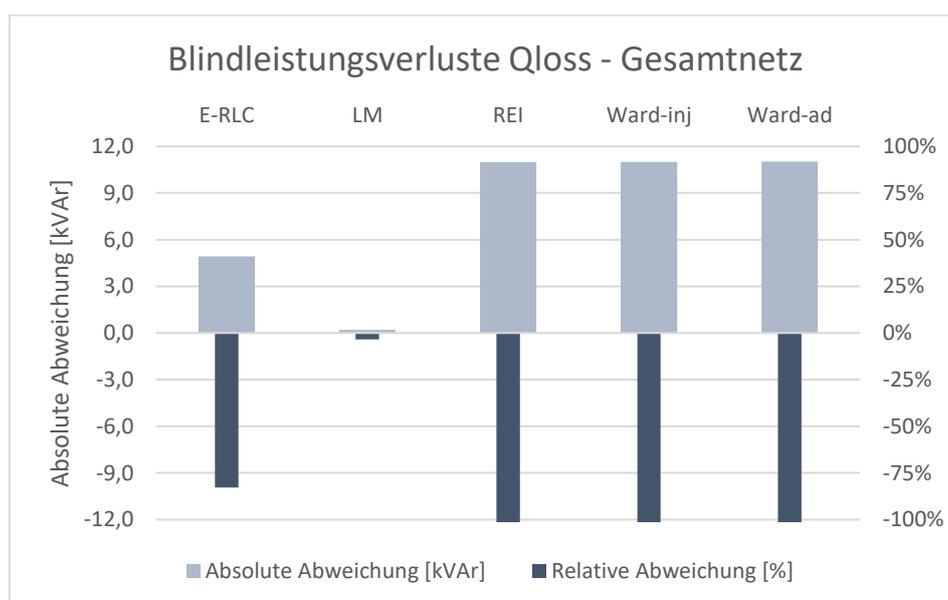


Abbildung 5.35: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen der Blindleistungsverluste im Gesamtnetz

In der folgenden Tabelle (Tabelle 5-4) werden die Wirk- und Blindleistungseinspeisungen im Slack-Knoten des Zellenmodells einander gegenüber gestellt. Auch diese variieren je nachdem welche Leitungsparameter aus der Berechnung über die jeweilige Reduktionsmethode erhalten werden, da aufgrund der Leitungsparameter die im Netz erzeugte Blindleistung definiert wird. Dies soll in den zugehörigen Balkendiagrammen (siehe Abbildung 5.36 und Abbildung 5.37) durch die Darstellung der absoluten und relativen Abweichungen des Wirk- und Blindleistungsimportes über den Slack-Knoten veranschaulicht werden.

Tabelle 5-4: Absolute und relative Abweichungen der Wirk- und Blindleistungseinspeisung im Slack-Knoten

Gesamtmodell – Einspeisung im Slack-Knoten			
	Abweichung	P_{Imp} [kW]	Q_{Imp} [kVAr]
REI	absolut	-0,20	10,97
	relativ [%]	-0,17	-184,06
Ward-inj	absolut	-0,15	11,00
	relativ [%]	-0,13	-184,56
Ward-ad	absolut	-0,12	11,02
	relativ [%]	-0,10	-184,90
LM	absolut	0,09	0,20
	relativ [%]	0,08	-3,36
E-RLC	absolut	-0,08	4,93
	relativ [%]	-0,07	-82,72

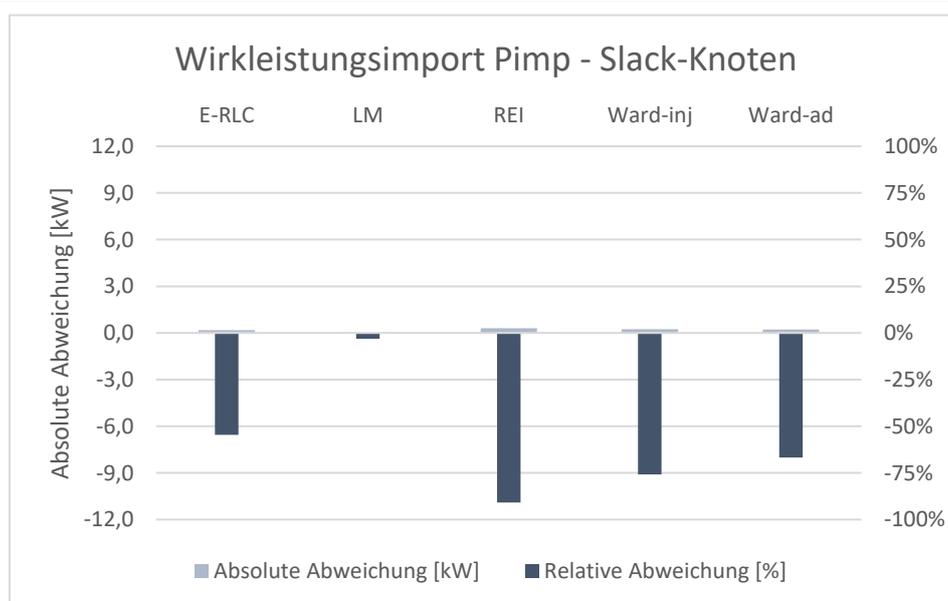


Abbildung 5.36: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen des Wirkleistungsimportes über den Slack-Knoten

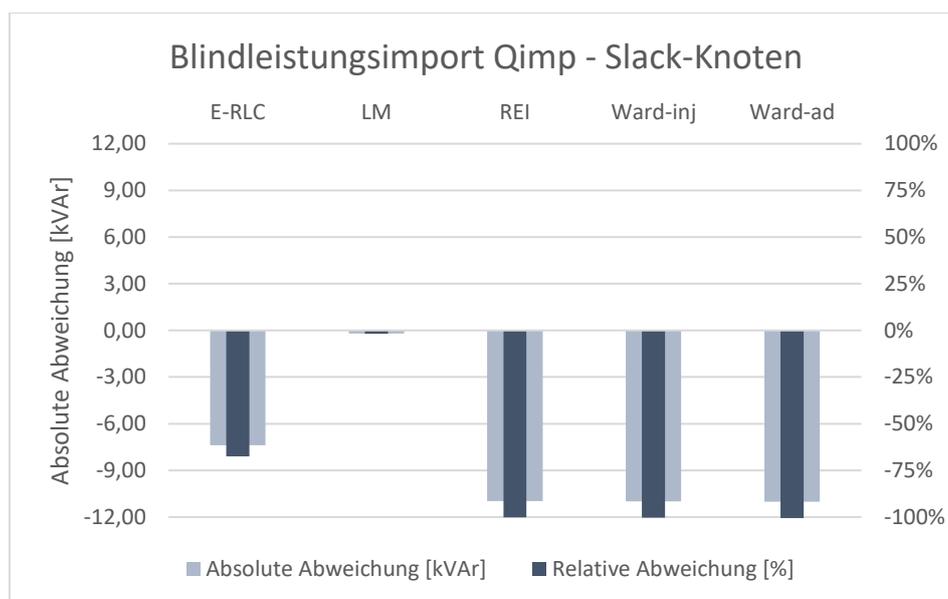


Abbildung 5.37: Balkendiagramm - Absolute und relative Abweichungen des Blindleistungsimportes über den Slack-Knoten

Wie aus Abbildung 5.36 erkennbar, bestehen für die Wirkleistung betragsmäßig geringe absolute sowie relative Abweichungen mit einem durchschnittlichen Wert von 0,13 kW bzw. 0,11 % zum ursprünglichen Beispielnetz, während für die Blindleistung (siehe Abbildung 5.37) größere Unterschiede auftreten. Diese erreichen für die REI-, die Ward-injection- sowie die Ward-admittance-Methode relative Abweichungen von über –184 % und sind darauf zurückzuführen, dass in den Modellleitungen wenig Blindleistung entsteht (siehe Tabelle 5-1 und **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Aufgrund dessen wird über die Einspeisung im Slack-Knoten entsprechend wenig Blindleistung importiert, wodurch diese hohen Abweichungen gegenüber dem Original entstehen. Für die Methode mit eingefügtem Ersatz-RLC-Modul erhöht sich zwar die Abbildungsgenauigkeit sowohl im Bereich der Wirk- als auch der Blindleistung, dennoch besteht für den Blindleistungsimport eine relative Abweichung von –82,72 %. Über die zuvor beschriebene Vorgehensweise der modellierten Leitungen nach der π -Ersatzschaltung, verringert sich die relative Abweichung des Blindleistungsimports auf –3,36 % bezogen auf den Wert im Originalnetz.

Aus diesen Ergebnissen stellt sich der Versuch der Modellierung der Leitungen nach der π -Ersatzschaltung für das Beispielnetz im Vergleich zur bisherigen Methode über E-RLC-Module sowie zu den ausgewählten, konventionellen Reduktionsmethoden als eine Verbesserung hinsichtlich der Abbildungsgenauigkeit im Zellenmodell heraus. Die bisherig aufgetretenen Leitungsproblematiken von Stich- und Parallelleitungen, die zu Lastverschiebungen aufgrund der Leitungsverläufe zwischen den Zellen entstehen, können mittels der Netzvereinfachungs- bzw. Netzumwandlungsmethoden im Rahmen der Kron-Reduktion vermieden werden. Über

die Anwendung dieser Vorgehensweise der Nachbildung der Leitungen ist es für das Beispielnetz dieser Arbeit gelungen auch die Abweichungen in der Abbildungsungenauigkeit der Wirk- und Blindleistungsflüsse sowie ihrer Verluste zu verbessern.

6 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Der Grundgedanke des zellularen Ansatzes ist es im Zusammenhang mit den neuen Problemstellungen bezüglich der veränderten Erzeuger- und Verbraucherstrukturen in elektrischen Energienetzen, Netzknoten zu Zellen geografisch zusammenzufassen. Basierend auf den Informationen, die daraus erhalten werden, soll festgestellt werden, inwiefern sich eine Energiezelle auf der niedrigst möglichen Ebene ausbalancieren lässt. Im Hinblick auf die Planung und den Betrieb zukünftiger Hybridnetze stellt der zellulare Ansatz eine Möglichkeit dar, effiziente, energieträgerübergreifende Netze zu gestalten und zu realisieren. Aus diesem Grund ist eine möglichst exakte Abbildung der Leistungsflüsse zwischen den Zellen von großer Bedeutung, weshalb das Ziel dieser Arbeit eine möglichst korrekte Nachbildung eines Netzes nach dem zellularen Ansatz mittels ausgewählter Netzreduktionsmethoden ist. Da das bisher angewandte Verfahren zur Erstellung des Zellenmodells mittels E-RLC-Modul nicht die geforderte Genauigkeit aufweist, sollen neue Methoden recherchiert werden und an einem Beispielnetz getestet werden.

Ein Problem der bisherigen Methode stellt in diesem Zusammenhang hauptsächlich die Blindleistung dar, eine weitere Problematik entsteht aufgrund der Leitungsverläufe zwischen den Zellen (Stich- und Parallelleitungen) und den daraus resultierenden Lastverschiebungen. In beiden Fällen sind vor allem die elektrischen Leitungen bzw. ihre Beschreibung von großer Bedeutung. Die Lastverschiebungen aufgrund der Leitungsverläufe zwischen den Zellen können durch Netzumwandlungs- und Netzvereinfachungsmethoden der Kron-Reduktion schon vor der eigentlichen Netzreduktion behoben werden. Die Hauptaufgabe dieser Arbeit ist die Netzreduktion zur Verbesserung der Blindleistungsflüsse und ihrer Verluste im Zellenmodell. Aufgrund dessen ist die Beschreibung der elektrischen Leitungen über die Vierpoltheorie entscheidend um alle Einfluss- bzw. Verlustgrößen zu erfassen. Die Leitungen werden über spezielle Vierpole in π -Schaltung, den sogenannten Zweitoren, abgebildet. Die erhaltene Zweitormatrix jeder Leitung ergibt über entsprechende Matrizenmultiplikationsschritte die Knotenadmittanzmatrix des Gesamtnetzes, über die die Topologie des Netzes wiedergegeben wird. Diese Matrix entspricht der Koeffizientenmatrix des Knotenspannungsvektors im Knotengleichungssystem. Über dieses kann das Netz beschrieben und berechnet werden, wozu entsprechende Lösungsverfahren eingesetzt werden. In MATLAB [2] wurde ein Berechnungsprogramm zur Anwendung ausgewählter Reduktionsverfahren auf das Beispielnetz erstellt. Für eine Netzreduktion müssen die Zelleneinteilungen sowie die Ergebnisse einer vollständigen Lastflussberechnung des betrachteten Netzes für einen Netzzustand, welcher als Basisszenario bezeichnet wird, bereits im Vorhinein vorhanden sein. Die Ergebnisse der Berechnungen in MATLAB [2] stellen

die Leitungs- und Knotenparameter dar, die das reduzierte Zellenmodell für dieses Basisszenario definieren.

Die aus der Literatur bekannten und eingesetzten Methoden verwenden verschiedene Vorgehensweisen bei der Ersatznetzerstellung, weshalb ihre Anwendungsbereiche auch unterschiedlich sind. Die Auswahl der Methode richtet sich danach, welche Anforderungen an das Äquivalentnetz gestellt werden. Für ein Zellenmodell werden im Rahmen dieser Arbeit die REI-Methode, die Ward-injection-method und die Ward-admittance-method eingesetzt bzw. entsprechend der Vorgaben für die Arbeit angepasst. Da über diese konventionellen Methoden die gewünschten Verbesserungen vor allem hinsichtlich der Blindleistung im Netz nicht zuletzt aufgrund dessen, dass eine Rückrechnung auf eine neue π -Schaltung der Ersatzleitungen zwischen den Zellen nicht mehr möglich ist, nicht erzielt werden konnten, wurde versucht eine andere Vorgehensweise zu finden. Die Leitungen werden entsprechend dem π -Ersatzschaltbild modelliert.

Um die Blindleistungsflüsse und ihre Verluste in den Modellnetzen mit jenen des Beispielnetzes vergleichen zu können, müssen die Summenleistungen der entsprechenden Netzbereiche im Beispielnetz betrachtet werden, während für die Wirkleistungsflüsse und deren Verluste ein direkter Vergleich über die spezifische Verbindungsleitung erfolgen kann. Die Betrachtung der Verluste bzw. der prozentuellen Abweichungen dieser muss immer unter Berücksichtigung des Übertragungsniveaus erfolgen. Die Wirkleistungsverluste bezogen auf die übertragene Wirkleistung liegen für das gewählte Beispielnetz zwischen ungefähr 0,0045 % bis maximal 0,2 %, daher zeigen die Ungenauigkeiten trotz der hohen, relativen Abweichungen zwischen Modell und Original, welche je nach Methode bis zu 100 % betragen können, kaum Einfluss. Die Blindleistungsverluste bezogen auf die übertragene Blindleistung hingegen befinden sich in derselben Größenordnung, weshalb die vorhandenen Abweichungen in den Blindleistungsverlusten größere Auswirkungen hinsichtlich des Gesamtverhaltens des Zellenmodells verursachen. Ein entsprechender Vergleich liefert für die Vorgehensweise der Leitungsmodellierung nach der π -Ersatzschaltung, wie sie unter Abschnitt 5.4 beschrieben ist, bei der Anwendung auf das Beispielnetz verbesserte Ergebnisse der Blindleistungsflüsse und ihrer Verluste sowie auch der Wirkleistungsverluste in den Leitungen gegenüber den anderen angewendeten Methoden.

Bei der Erarbeitung der Methoden und der Vorgehensweise der Netzreduktion bzw. der Auswertung der erhaltenen Ergebnisse konnten weitere mögliche Einflussgrößen auf die Abbildungsgenauigkeit im Ersatzmodell identifiziert werden. Beispielsweise wird in den Literaturstellen zu den Netzreduktionsmethoden (siehe 4.3) häufig darauf hingewiesen, dass die Zuteilung der Netzknoten zu Zellen entscheidend für die Genauigkeit des Ersatzmodells

ist. Eine weitere Ungenauigkeit könnte aufgrund gemischter Leitungstypen entstehen. Sind die Leitungen in einem Netz teilweise über Kabel und teilweise über Freileitungen realisiert, können aufgrund der unterschiedlichen Größenordnungen der zugehörigen Leitungsbeläge im Zuge der Ermittlung der neuen Ersatzleitungsparameter eventuell größere Fehler im Modell entstehen. Um eine aussagekräftige Beurteilung in diesem Zusammenhang vornehmen zu können, müssen Modelle mit unterschiedlichen Leitungstypen bzw. unterschiedlichen Leitungsparametern ausführlich validiert werden. Weiters kann aus den erhaltenen Ergebnissen für die versuchte Methode der Leitungsmodellierung nach der π -Ersatzschaltung sowie jenen der konventionellen Methoden, keine Aussage darüber getroffen werden, wie sich die Abweichungen hinsichtlich Abbildungsgenauigkeiten der Leistungsflüsse für ausgedehntere Netze verhalten werden.

Aufgrund des betrachteten Beispielnetzes, der darauf angewendeten Methoden und der daraus erhaltenen Ergebnisse dieser Arbeit ergeben sich folgende Fragestellungen:

- Können Verbesserungen durch Veränderung der Zelleneinteilungen bezüglich der Aufgabenstellung dieser Arbeit erreicht werden und wie groß ist dieser Einfluss?
- Lassen sich reine Kabelnetze genauer abbilden als Netze mit gemischten Leitungstypen? Wie groß ist der Einfluss der Freileitungen auf die Genauigkeit der Modellnetze?
- Inwiefern ist die Methode der Leitungsmodellierung übertragbar auf andere Netze?
- Gibt es neue Problematiken, die bei der Anwendung der in dieser Arbeit vorgestellten Methode der Leitungsmodellierung auf Netze, die eine größere Anzahl an Netzknoten besitzen oder eine andere Topologie aufweisen, entstehen?
- Wie wirkt sich die Größe des betrachteten Netzes auf die Nachbildung der Leitungen, der Leistungsflüsse und der dabei auftretenden Verluste aus?

7 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] NEPLAN AG: *NEPLAN*. 8700 Küsnacht - Zürich Switzerland, 2018. URL <https://www.neplan.ch/> – Überprüfungsdatum 2018-07-14
- [2] THE MATHWORKS, Inc.: *MATLAB*. USA. URL <https://de.mathworks.com/> – Überprüfungsdatum 2018-07-14
- [3] HEIMBERGER, Markus ; KAUFMANN, Thomas ; MAIER, Christoph ; NEMEC-BEGLUK, Sabina ; WINTER, Alexander ; GAWLIK, Wolfgang: *Energieträgerübergreifende Planung und Analyse von Energiesystemen*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 134 (2017), Nr. 3, S. 229–237
- [4] DI SHI: *Power System Network Reduction for Engineering and Economic Analysis*. Arizona, Arizona State University. December 2012. URL https://repository.asu.edu/attachments/97598/content//tmp/package-fca_bC/Shi_asu_0010E_12220.pdf – Überprüfungsdatum 2018-07-14
- [5] APPELRATH, Hans-Jürgen ; LEHNHOFF, Sebastian ; ROHJANS, Sebastian: *Hybridnetze für die Energiewende - Forschungsfragen aus Sicht der IKT*. München : Acatech - Dt. Akad. der Technikwissenschaften, 2012 (Acatech-Materialien)
- [6] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme : Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 3., neu bearbeitete und erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2012
- [7] VOPAVA, Julia: *Modellierung eines städtischen Elektrizitätsverteilnetzes basierend auf einem zellularen Ansatz*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Energieverbundtechnik. Mai 2016. URL <https://pure.unileoben.ac.at/portal/files/1876676/AC13286099n01vt.pdf> – Überprüfungsdatum 2018-07-14
- [8] KIENBERGER, Thomas: *Energienetze Teil 1 (Elektrische Netze)*. Vorlesungsunterlagen zur LV Energienetze (LV-Nr.: 540.009). Leoben, Sommersemester 2018
- [9] CRASTAN, Valentin: *Elektrische Energieversorgung 1 : Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. 3., bearbeitete Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2012

- [10] AMPRION GMBH: *Übertragungsnetz - Physikalische Grundlagen : Blindleistung und Wirkleistung*. URL <https://www.amprion.net/%C3%9Cbertragungsnetz/Physikalische-Grundlagen/Blind-Wirkleistung/> – Überprüfungsdatum 2018-08-09
- [11] BALZER, Gerd ; NEUMANN, Claus: *Schalt- und Ausgleichsvorgänge in elektrischen Netzen*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016
- [12] HEUCK, Klaus ; DETTMANN, Klaus-Dieter ; SCHULZ, Detlef: *Elektrische Energieversorgung : Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 9., aktualisierte und korrigierte Auflage. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013
- [13] HOLGER, Berndt (Hrsg.); HERMANN, Mike (Hrsg.); KREYE, Horst D. (Hrsg.); REINISCH, Rüdiger (Hrsg.); SCHERER, Ulrich (Hrsg.); VANZETTA, Joachim (Hrsg.): *TransmissionCode 2007 : Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Version 1.1. Berlin, 2007
- [14] EPE, Christof (Hrsg.); FUHRBERG-BAUMANN, Jan (Hrsg.); HERBST, Ute (Hrsg.); HERMANN, Mike (Hrsg.); KREYE, Horst D. (Hrsg.); MAHN, Ulrich (Hrsg.); MÖNNIG, Ralf (Hrsg.); SCHERER, Ulrich (Hrsg.): *DistributionCode 2007 : Regeln für den Zugang zu den Verteilungsnetzen*. Version 1.1. Berlin, 2007
- [15] BOLOGNESI, Colombo: *Leitungen und Filter*. Vorlesung 5.Semester D-ITET (Fachnr. 227-0112-00). Zürich, 2010. URL http://people.ee.ethz.ch/~martidi/L+F_Skript_10.pdf – Überprüfungsdatum 2018-07-14
- [16] FLOSDORFF, René ; HILGARTH, Günther: *Elektrische Energieverteilung*. 6., überarbeitete Auflage. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag, 1994
- [17] PAUL, Reinhold: *Elektrotechnik. Grundlagenlehrbuch : Netzwerke*. Zweite, überarbeitete Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 1990
- [18] MIRI, Amir M.: *Ausgleichsvorgänge in Elektroenergiesystemen : Mathematische Einführung, elektromagnetische und elektromechanische Vorgänge*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2000
- [19] KIENBERGER, Thomas: *Kraftwerke und elektrische Energiesysteme*. Vorlesungsunterlagen zur LV Kraftwerke und elektrische Energiesysteme (LV-Nr.: 540.001). Leoben, Sommersemester 2018
- [20] BACHER, Rainer: *Signale und Systeme II*. Vorlesungsunterlagen zur LV Signale und Systeme II (überarbeitestes Skript Prof. Dr. Hans Glavitsch) (Vortragsnummer ETH Zürich: 35-042). Zürich, Sommersemester 1999

- [21] PAPULA, Lothar: *Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler Band 2 : Ein Lehr- und Arbeitsbuch für das Grundstudium*. 11., überarbeitete Auflage. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag, 2007 (Band 2)
- [22] WEIßGERBER, Wilfried: *Elektrotechnik für Ingenieure 3 : Ausgleichsvorgänge, Fourieranalyse, Vierpoltheorie. Ein Lehr- und Arbeitsbuch für das Grundstudium*. 9., durchgesehene Auflage. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015
- [23] OSWALD, Bernd R.: *Berechnung von Drehstromnetzen*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013
- [24] HOSEMANN, Gerhard (Hrsg.): *Elektrische Energietechnik : Netze*. 30., unveränderte Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2001 (Band 3)
- [25] SCHMIDT, Lorenz-Peter ; SCHALLER, Gerd ; MARTIUS, Siegfried: *Grundlagen Elektrotechnik 3 : Netzwerke*. 2., aktualisierte Auflage. München : Pearson Deutschland, 2014 (Pearson Studium - Elektrotechnik)
- [26] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK, ELEKTROTECHNIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.; BENZ, Thomas (Mitarb.); DICKERT, Jörg (Mitarb.); ERBERT, Maik (Mitarb.); ERDMANN, Niels (Mitarb.); JOHAE, Christopher (Mitarb.); KATZENBACH, Burkhard (Mitarb.); GLAUNSINGER, Wolfgang (Mitarb.); MÜLLER, Holger (Mitarb.); Schegner (Mitarb.); SCHWARZ, Jürgen (Mitarb.); SPEH, Rainer (Mitarb.); STAGGE, Hanno (Mitarb.); ZDRALLEK, Markus (Mitarb.) : *VDE-Studie - Der zellulare Ansatz : Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*. Frankfurt am Main, Juni 2005
- [27] VOPAVAL, Julia ; BÖCKL, Benjamin ; KRIECHBAUM, Lukas ; KIENBERGER, Thomas: *Anwendung zellulärer Ansätze bei der Gestaltung zukünftiger Energieverbundsysteme*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 134 (2017), Nr. 3, S. 238–245
- [28] KIENBERGER, Thomas: *Prozessorientierte Energieverbunde (Teil 9)*. Vorlesungsunterlagen zur LV Prozessorientierte Energieverbunde (LV-Nr.: 540.010). Leoben, Wintersemester 2017/18
- [29] PFEIFER ANDREAS: *Optimale Anwendung des zellularen Ansatzes für städtische Elektrizitätsverteilernetze*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. November 2017
- [30] CALISKAN, Sina Yamac ; TABUADA, Paulo: *Towards Kron reduction of generalized electrical networks*. In: *Automatica* 50 (2014), Nr. 10, S. 2586–2590
- [31] BAUCHINGER, Helmut ; FUCHS, Emanuel: *Ortsnetzberechnungen - Grundlagen*. Linz, 2016

- [32] GAVRILAS, Mihai ; IVANOV, Ovidiu ; GAVRILAS, Gilda: *REI Equivalent Design for Electric Power Systems with Genetic Algorithms*. In: *WSEAS TRANSACTIONS on Circuits & Systems* 10 (2008), Nr. 7, S. 911–921
- [33] PAPAEMMANOUIL, Antonis (Hrsg.); ANDERSSON, Göran (Hrsg.): *On the reduction of large power system models for power market simulations*, 2011
- [34] ASHRAF, Syed Mohammad ; RATHORE, Bhavna ; CHAKRABARTI, S.: Performance analysis of static network reduction methods commonly used in power systems. In: *2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC) : 18-20 Dec. 2014, Guwahati, India*. Piscataway, NJ : IEEE, 2014, S. 1–6
- [35] HOUSOS, E. ; IRISARRI, G. ; PORTER, R. ; SASSON, A.: *Steady State Network Equivalents for Power System Planning Applications*. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-99 (1980), Nr. 6, S. 2113–2120
- [36] SHAYESTEH, E. ; HAMON, C. ; AMELIN, M. ; SÖDER, L.: *REI method for multi-area modeling of power systems*. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 60 (2014), S. 283–292
- [37] CHENG, Xu ; OVERBYE, Thomas J.: *PTDF-based Power System Equivalents*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 4 (2005), Nr. 20, S. 1868–1876
- [38] SHAYESTEH, E. ; GAYME, D. F. ; AMELIN, M.: *System reduction techniques for storage allocation in large power systems*. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 95 (2018), S. 108–117
- [39] DECKMANN, S. ; PIZZOLANTE, A. ; MONTICELLI, A. ; STOTT, B. ; ALSAC, O.: *Studies on Power System Load Flow Equivalent*. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-99 (1980), Nr. 6, S. 2301–2310
- [40] DECKMANN, S. ; PIZZOLANTE, A. ; MONTICELLI, A. ; STOTT, B. ; ALSAC, O.: *Numerical Testing of Power System Load Flow Equivalents*. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-99 (1980), Nr. 6, S. 2292–2300
- [41] DI SHI ; TYLAVSKY, Daniel J.: *A Novel Bus-Aggregation-Based Structure-Preserving Power System Equivalent*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 30 (2015), Nr. 4, S. 1977–1986

8 ANHANG

Dieser Abschnitt enthält ergänzend das herangezogene Beispielnetz aus NEPLAN [1], inklusive der aus der Lastflussberechnung über Newton-Raphson erhaltenen Leistungsflüsse sowie Leitungsverluste im Netz (siehe Abbildung 8.1). Zusätzlich wird ein Zellenmodell schematisch dargestellt, da alle 3-Zellen-Modelle strukturell dieselben sind und sich nur bezüglich ihrer Ergebnisse und Leitungsparameter unterscheiden (siehe Abbildung 8.2). Auch das für dieses Beispielnetz erstellte Zellenmodell über Vorgehensweise mittels E-RLC-Modul ist nachfolgend abgebildet (siehe Abbildung 8.3).

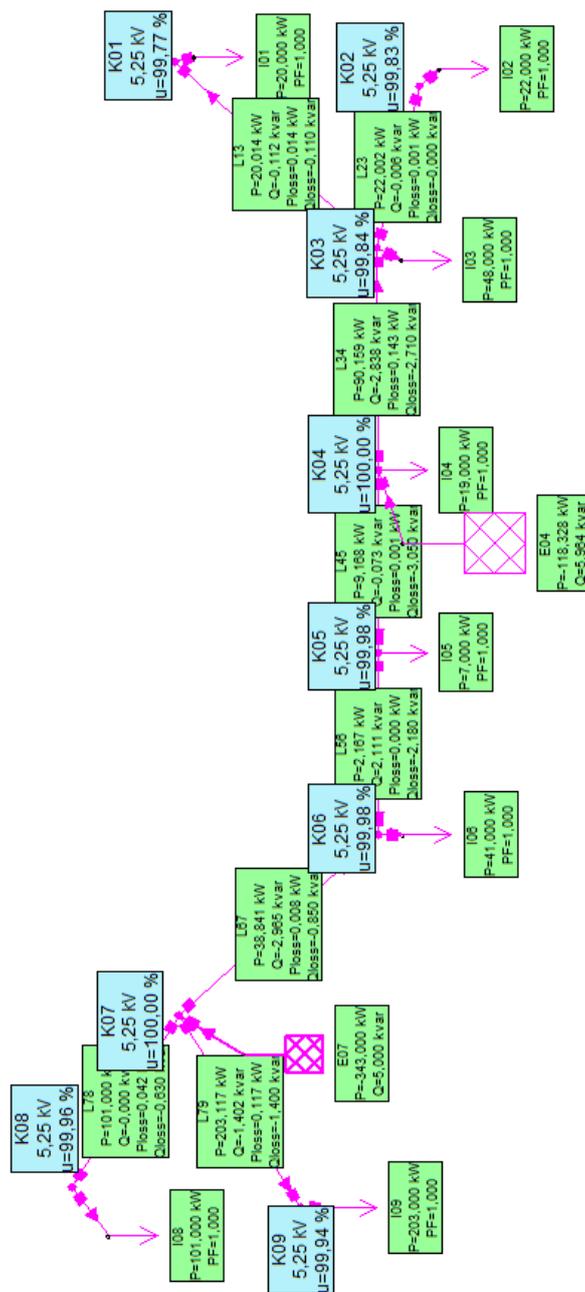


Abbildung 8.1: Beispielnetz mit vollständiger Lastflussberechnung in NEPLAN [1]

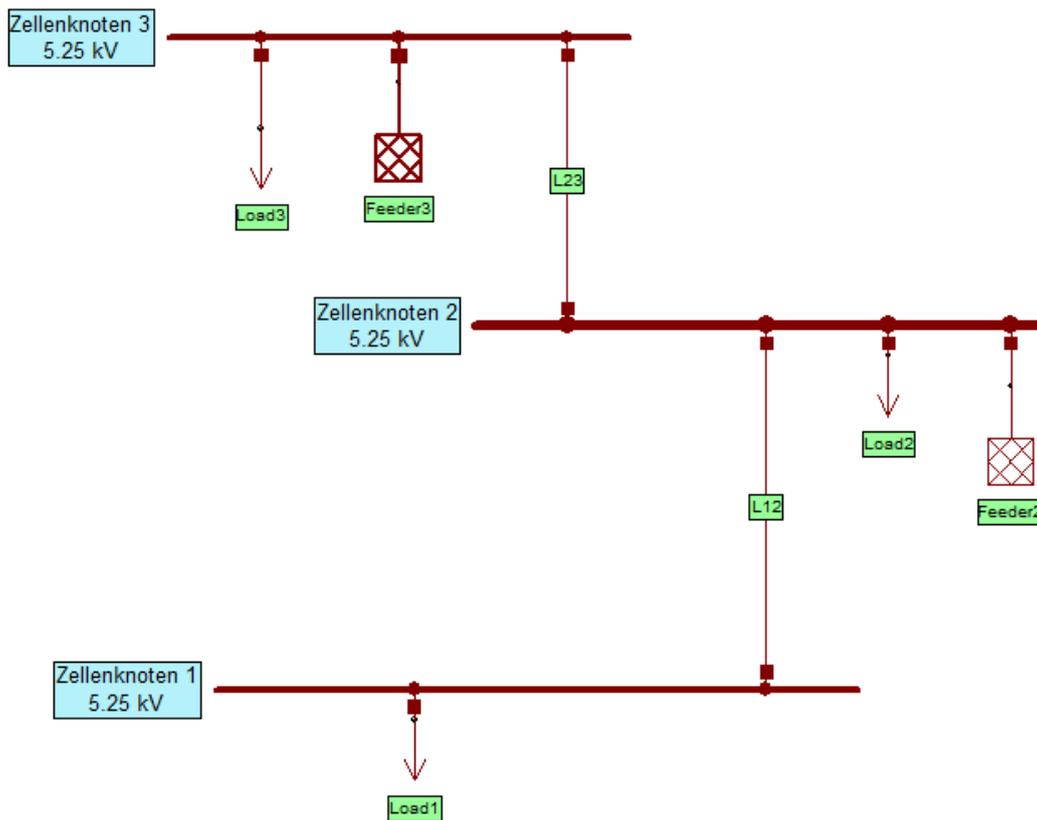


Abbildung 8.2: Allgemeines 3-Zellen-Modell in NEPLAN [1]

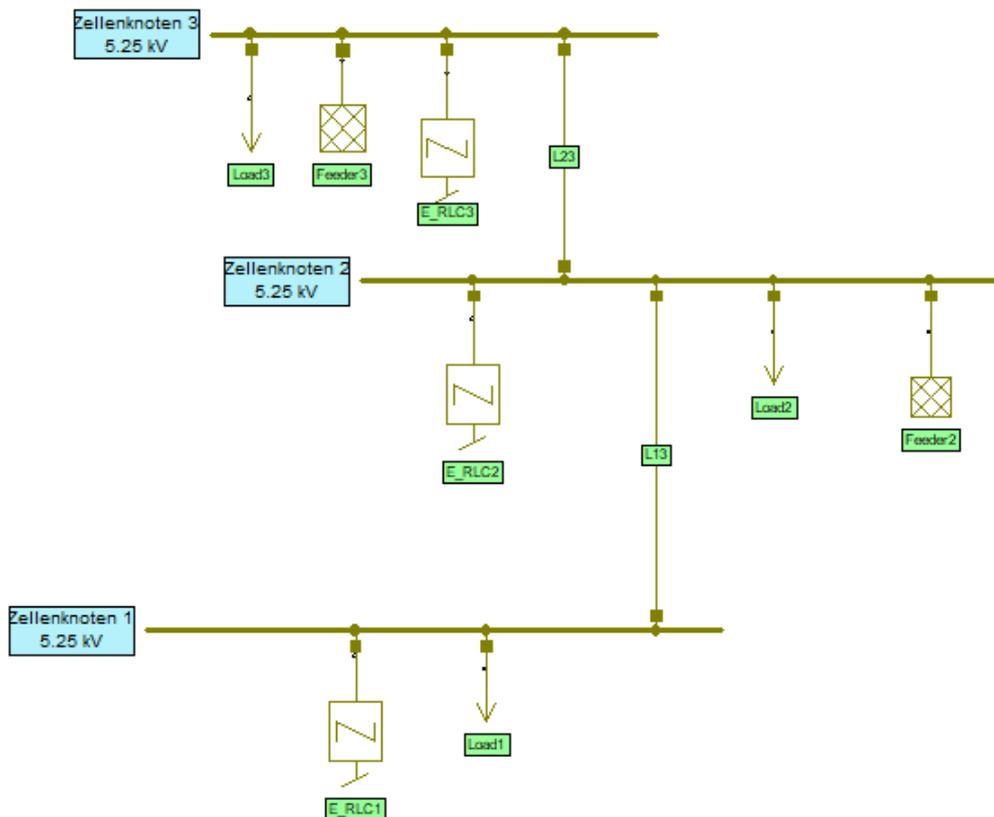


Abbildung 8.3: Allgemeines 3-Zellen-Modell mit E-RLC-Modulen in NEPLAN [1]

Weiters sind in diesem Abschnitt ausführlichere Ergebnistabellen für die angewendeten Methoden auf das Beispielnetz enthalten (siehe Tabelle 8-1 bis Tabelle 8-5):

Tabelle 8-1: Ergebnistabelle der REI-Methode inklusive Leistungsflüsse und -verluste

Verbindung - Zelle 1 und 2			Abweichung:			
Originalleistung (O)	Summenleistungen (S)	Modellleistung (M)	Absolut O-M	Absolut S-M	Relativ O-M [%]	Relativ S-M [%]
P [kW]	90,16	90,03	0,13		-0,14	
Q [kVAR]	-2,84	0,01	-2,85	-2,97	-100,35	-100,34
P _{loss} [kW]	0,14	0,03	0,12	0,13	-81,82	-83,54
Q _{loss} [kVAR]	-2,71	0,01	-2,72	-2,83	-100,30	-100,28
Verbindung - Zelle 2 und 3			Abweichung:			
Originalleistung (O)	Summenleistungen (S)	Modellleistung (M)	Absolut O-M	Absolut S-M	Relativ O-M [%]	Relativ S-M [%]
P [kW]	38,84	38,90	-0,06		0,15	
Q [kVAR]	-2,97	-5,00	2,03	0,00	68,35	0,00
P _{loss} [kW]	0,01	0,00	0,01	0,17	-75,00	-98,80
Q _{loss} [kVAR]	-0,85	0,00	-0,85	-2,88	-100,12	-100,03
Einspeisung - Slack-Knoten			Abweichung:			
Original (O)	Modell (M)	Absolut O-M	Relativ O-M [%]			
P [kW]	-118,33	-0,20	-0,17			
Q [kVAR]	5,96	10,97	-184,06			
Gesamtvergleich-Verluste Leitungen			Abweichung			
Original (O)	Modell (M)	Absolut O-M	Relativ O-M [%]			
P _{loss_ges} [kW]	0,33	0,30	-90,91			
Q _{loss_ges} [kVAR]	-10,96	-10,97	-100,09			

Tabelle 8-3: Ergebnistabelle der Ward-admittance-Methode inklusive Leistungsflüsse und -verluste

Verbindung - Zelle 1 und 2		Abweichung:		
Originalleistung (O)	Summenleistungen (S)	Modellleistung (M)	Relativ O-M [%]	Relativ S-M [%]
P [kW]	90,16	90,11	0,05	-0,06
Q [kVAR]	-2,84	-2,96	-2,90	-102,11
P _{loss} [kW]	0,14	0,16	0,04	-25,17
Q _{loss} [kVAR]	-2,71	-2,82	-2,77	-102,10
Verbindung - Zelle 2 und 3		Abweichung:		
Originalleistung (O)	Summenleistungen (S)	Modellleistung (M)	Relativ O-M [%]	Relativ S-M [%]
P [kW]	38,84	38,90	-0,06	0,15
Q [kVAR]	-2,97	-5,00	2,03	68,35
P _{loss} [kW]	0,01	0,17	0,00	-25,00
Q _{loss} [kVAR]	-0,85	-2,88	-0,85	-100,35
Einspeisung - Slack-Knoten		Abweichung:		
Original (O)	Modell (M)	Absolut O-M	Relativ O-M [%]	
P [kW]	-118,33	-0,12	-0,10	
Q [kVAR]	5,96	11,02	-184,90	
Gesamtvergleich-Verluste Leitungen		Abweichung		
Original (O)	Modell (M)	Absolut O-M	Relativ O-M [%]	
P _{loss_ges} [kW]	0,33	0,22	-66,67	
Q _{loss_ges} [kVAR]	-10,96	-11,02	-100,55	

Tabelle 8-4: Ergebnistabelle der Methode der Leitungsmodellierung nach π -Ersatzschaltbild inklusive Leistungsflüsse und -verluste

Verbindung - Zelle 1 und 2		Abweichung:		
Originalleistung (O)	Summenleistungen (S)	Modellleistung (M)	Relativ O-M [%]	Relativ S-M [%]
P [kW]	90,16	90,17	-0,01	0,01
Q [kVAR]	-2,84	-2,96	0,12	4,23
P _{loss} [kW]	0,14	0,16	-0,03	20,28
Q _{loss} [kVAR]	-2,71	-2,82	0,25	9,23
Verbindung - Zelle 2 und 3		Abweichung:		
Originalleistung (O)	Summenleistungen (S)	Modellleistung (M)	Absolut O-M	Relativ O-M [%]
P [kW]	38,84	38,90	-0,06	0,15
Q [kVAR]	-2,97	-5,00	2,03	68,35
P _{loss} [kW]	0,01	0,17	-0,14	1762,50
Q _{loss} [kVAR]	-0,85	-2,88	6,94	816,47
Einspeisung - Slack-Knoten		Abweichung:		
Original (O)	Modell (M)	Absolut O-M	Relativ O-M [%]	
P [kW]	-118,33	0,09	0,08	
Q [kVAR]	5,96	0,20	-3,36	
Gesamtvergleich-Verluste Leitungen		Abweichung		
Original (O)	Modell (M)	Absolut O-M	Relativ O-M [%]	
P _{loss_ges} [kW]	0,33	0,01	-3,03	
Q _{loss_ges} [kVAR]	-10,96	-0,20	-1,82	

Tabelle 8-5: Ergebnistabelle der Methode mittels E-RLC-Modul inklusive Leistungsflüsse und -verluste

Verbindung - Zelle 1 und 2		Abweichung:	
Originalleistung (O)	Summenleistungen (S)	Modellleistung (M)	Relativ S-M [%]
P [kW]	90,16	90,14	-0,02
Q [kVAr]	-2,84	-2,76	-2,82
P _{loss} [kW]	0,14	0,14	0,00
Q _{loss} [kVAr]	-2,71	-2,71	0,00
Verbindung - Zelle 2 und 3		Abweichung:	
Originalleistung (O)	Summenleistungen (S)	Modellleistung (M)	Relativ S-M [%]
P [kW]	38,84	38,90	0,15
Q [kVAr]	-2,97	-4,32	45,45
P _{loss} [kW]	0,01	0,01	0,00
Q _{loss} [kVAr]	-0,85	-0,85	0,00
Einspeisung - Slack-Knoten		Abweichung:	
Original (O)	Modell (M)	Absolut O-M	Relativ O-M [%]
P [kW]	-118,33	-0,08	-0,07
Q [kVAr]	5,96	4,93	-82,72
Gesamtvergleich-Verluste Leitungen		Abweichung	
Original (O)	Modell (M)	Absolut O-M	Relativ O-M [%]
P _{loss_ges} [kW]	0,33	0,18	-54,55
Q _{loss_ges} [kVAr]	-10,96	-4,93	-44,98