



**TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN**

Vienna University of Technology

Diplomarbeit

Potentiale und technische Voraussetzungen für Notversorgungsinseln im österreichischen Hochspannungsnetz

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs unter der Leitung von

Ao. Univ. Prof. i. R. Dipl.-Ing. Dr. techn. Gerhard THEIL

und

Dipl.-Ing. Rainer SCHLAGER

Eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

eingereicht von

Markus Wöhrer
Schöringhummergasse 7
2552 Hirtenberg

Hirtenberg, 28.03.2014

Kurzfassung

Das Ziel der nachfolgenden Arbeit ist die Betrachtung eines Versorgungsgebietes nach einem großflächigen Ausfall der externen Transportnetze auf der 380kV und 220kV Spannungsebene und die Möglichkeit die Energieversorgung des bestehenden städtischen Versorgungsnetzes mit in innerhalb dieses Versorgungsgebietes liegenden Kraftwerken wiederherzustellen.

Dazu wurde vorweg eine Datenrecherche über in Österreich liegende Kraftwerke, ab einer bestimmten Engpassleistung und bestimmter Typen durchgeführt, um für die nachfolgende Simulation ein geeignetes Gebiet zu bestimmen.

Anschließend erfolgt der Versuch eines Netzwiederaufbaus mittels unterschiedlicher Methoden.

Abstract

The target of the following paper is to consider an urban supply zone after a breakdown of 380kV and 220kV voltage grid operation and to investigate possibilities to restore energy supply in this zone by an internal power plant with black-start capability.

At first there was performed a data research for specific powerplants with maximum capacity in Austria to find an adequate zone for the simulations.

After that, different concepts to re-establish the energy supply in this zone were evaluated with respect to feasibility and efficiency.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	I
Abstract	I
Inhaltsverzeichnis	II
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	IX
Abkürzungsverzeichnis	XI
1 Einleitung.....	12
2 Theoretische Betrachtungen.....	13
2.1 Spannungsebenen und Netzformen in Österreich.....	13
2.1.1 Spannungsebenen ^[7]	13
2.1.2 Netzformen ^{[7],[8]}	14
2.1.2.1 Strahlennetz.....	14
2.1.2.2 Ringnetze.....	15
2.1.2.3 Maschennetze	16
2.1.2.4 Vermaschte Netze	17
2.2 Komponenten des Energienetzes.....	17
2.2.1 Drehstromsynchrongenerator ^[1]	18
2.2.1.1 Aufbau und Wirkungsweise ^[4]	18
2.2.1.2 Zeigerdiagramm und Ersatzschaltung ^[4]	19
2.2.1.3 Betriebsarten ^[4]	20
2.2.1.3.1 Leerlauf ^[4]	20
2.2.1.3.2 Generatorbetrieb ^[4]	21
2.2.1.3.3 Stabilität ^[5]	22
2.2.2 Leitungen	23
2.2.2.1 Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung ^{[1],[6]}	24
2.2.2.2 Die leerlaufende Leitung ^[1]	24
2.2.2.3 Die Ladeleistung ^[3]	25
2.2.2.4 Die natürliche Leistung ^{[3],[6]}	25
2.2.2.5 Freileitungen ^[6]	26
2.2.2.6 Kabel ^[6]	27

2.2.3 Drehstromtransformator ^[4]	28
2.2.3.1 Aufbau und Prinzip ^{[4], [5]}	29
2.2.3.2 Ersatzschaltung ^{[4],[5]}	30
2.2.3.3 Schaltgruppen ^[5]	31
2.2.3.4 Belastung ^[4]	32
2.2.3.5 Stufenschalter ^{[6],[3]}	33
2.2.4 Lasten ^[6]	34
2.2.4.1 Lastabhängigkeit von Frequenz und Spannung ^[6]	34
2.2.5 Blindleistungskompensationselemente ^[6]	35
2.2.5.1 Kondensator ^[6]	35
2.2.5.2 Querdrossel ^[1]	36
2.3 Stabilität des Energienetzes und Blackout ^{[1],[9]}	36
2.3.1 Rotorwinkelstabilität der Energieübertragung einer Leitung ^[3]	37
2.3.2 Ermitteln der Spannungsstabilitätsgrenze für ein einfaches System ^[35]	39
2.4 Lastflussverfahren ^[7]	42
2.4.1 Modell der Knotenadmittanzmatrix ^{[1],[6],[7],[35]}	43
2.4.2 Belastungsarten ^{[1],[6]}	46
2.4.3 Newton-Raphson Verfahren ^{[1],[7]}	46
3 Potentiale der Kraftwerkseinheiten	48
3.1 Gesamtösterreich und einzelne Bundesländer	49
3.1.1 Burgenland	49
3.1.2 Vorarlberg	49
3.1.3 Tirol	51
3.1.4 Kärnten	52
3.1.5 Steiermark	54
3.1.6 Salzburg	56
3.1.7 Oberösterreich	58
3.1.8 Niederösterreich	61
3.1.9 Wien	62
4 Das städtische Versorgungsnetz	63
4.1 Netzgruppe B	64

4.2 Netzgruppe G	65
4.3 Netzgruppe O	66
5 Simulation des Netzwiederaufbaues	68
5.1 Erstellung des Modells.....	68
5.1.1 Grafische Erstellung	68
5.1.2 Dateneingabe	68
5.1.2.1 Sammelschienen	68
5.1.2.2 Leitungsdaten	68
5.1.2.3 Lasten	69
5.1.2.4 Übergabeleistungen.....	69
5.1.2.5 Transformatoren	69
5.1.2.6 Generatoren.....	69
5.1.2.7 Querdrosseln	70
5.2 Testen des erstellten Modells	70
5.3 Ausgangslage für den Wiederaufbau.....	70
5.4 Randbedingungen für den Wiederaufbau	71
5.5 Simulation des Wiederaufbaus	73
5.5.1 Simulation der isolierten Versorgung der 3 Netzgruppen ohne PV – Knoten	73
5.5.1.1 Start mit Netzgruppe B.....	74
5.5.1.2 Start mit Netzgruppe G	77
5.5.1.3 Start mit Netzgruppe O	80
5.5.2 Simulation der Versorgung von 3 Netzgruppen ohne PV – Knoten mit den Netzgruppen B und O als Ring unter Volllast	84
5.5.3 Simulation der Versorgung von 3 Netzgruppen mit den Netzgruppen G und B als Ring mit Teilbelastung	88
5.5.4 Simulation der Versorgung von 3 Netzgruppen mit den Netzgruppen B und G als Ring mit Teilbelastung.....	93
5.5.5 Simulation der isolierten Versorgung von 3 Netzgruppen mit PV - Knoten	96
5.5.5.1 Start mit Netzgruppe B.....	96
5.5.5.2 Start mit Netzgruppe G	99
5.5.5.3 Start mit Netzgruppe O	102

6 Zusammenfassung	105
Literaturverzeichnis	107
Monographien	107
Internetquellen	108

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Westeuropäischer Verbundbetrieb; Quelle: [7] Seite 27	13
Abbildung 2:	Hierarchische Struktur eines Elektroenergiesystems; Quelle: [7] Seite 19.....	14
Abbildung 3:	Strahlennetz; Quelle: [8] Seite 65	15
Abbildung 4:	Ringnetz; Quelle: [8] Seite 67	16
Abbildung 5:	Maschennetz; Quelle: [8] Seite 85	17
Abbildung 6:	Bauformen der Synchronmaschine a) Vollpol- b) Schenkelpolbauweise; Quelle: [4] Seite 284.....	18
Abbildung 7:	Ersatzschaltbild der Vollpolmaschine; Quelle: [4] Seite 298 ...	19
Abbildung 8:	Vollständiges Zeigerdiagramm bei ohmsch-induktivber Belastung; Quelle: [4] Seite 297	20
Abbildung 9:	Leerlaufende Synchronmaschine; Quelle: [4] Seite 307	21
Abbildung 10:	Synchronmaschine im Generatorbetrieb; Quelle: [4] Seite 309	22
Abbildung 11:	Ersatzschaltbild einer Freileitung der Länge l ; Quelle: [6] Seite 216.....	24
Abbildung 12:	Verschiedene Mastbilder; Quelle: [6] Seite 210	27
Abbildung 13:	Aufbau eines Gürtelkabels; Quelle: [6] Seite 244	28
Abbildung 14:	Transformatoren im Übertragungsweg elektrischer Energie; Quelle: [4] Seite 111	29
Abbildung 15:	Dreischenkeltransformator; Quelle: [4] Seite 114	30
Abbildung 16:	Vollständige Ersatzschaltung des Transformators; Quelle: [4] Seite 122.....	31
Abbildung 17:	Vereinfachte Ersatzschaltung und Kappsches Dreieick; Quelle: [4] Seite 130.....	32
Abbildung 18:	Prinzipieller Aufbau eines Drehstromtransformators mit Stufenschalter; Quelle: [6] Seite 159	33

Abbildung 19:	Steuerung der Leistungsaufteilung; Quelle: [6] Seite 163.....	34
Abbildung 20:	Energieübertragungsleitung; Quelle: [3] Seite 49	37
Abbildung 21:	Einfaches Übertragungssystem mit spannungsunabhängiger Last; Quelle: [35] Kapitel 6 Seite 1.....	39
Abbildung 22:	PV-Kurven bei unterschiedlichen Lastfaktoren; Quelle: [35] Kapitel 6.2 Seite 3.....	41
Abbildung 23:	Knotenarten; Quelle: [7] Seite 749.....	43
Abbildung 24:	Drehstromnetz a) Netzschaltplan b) Ersatzschaltung; Quelle: [1] Seite 444.....	45
Abbildung 25:	Leistungsübertragung über eine Drehstromleitung a) Netzaufbau b) Ersatzschaltung für konstante Belastungsimpedanz c) Belastungsnachbildung durch konstanten Strom d) Belastungsnachbildung durch konstante Leistung; Quelle: [1] Seite 488.....	46
Abbildung 26:	Skizze des städtischen Versorgungsnetzes; eigene Darstellung	63
Abbildung 27:	Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Abszisse: Schrittnummern; Quelle: eigene Darstellung	76
Abbildung 28:	Generator-, der Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung.....	79
Abbildung 29:	Spannungsbetragsverlauf von ausgewählten Stationen;Start Gruppe G Quelle: eigene Darstellung.....	79
Abbildung 30:	Spannungswinkerverlauf von ausgewählten Stationen;Start Gruppe G; Quelle: eigene Darstellung.....	80
Abbildung 31:	Generator-, der Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung.....	83
Abbildung 32:	Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung.....	87

Abbildung 33:	Spannungsbetragsverlauf von ausgewählten Stationen mit B und O als Ring; Quelle: eigene Darstellung.....	87
Abbildung 34:	Spannungswinkerverlauf von ausgewählten Stationen mit B und O als Ring; Quelle: eigene Darstellung.....	88
Abbildung 35:	Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung.....	91
Abbildung 36:	Spannungsbetragsverlauf von ausgewählten Stationen mit B und O als Ring mit Teilbelastung; Quelle: eigene Darstellung	92
Abbildung 37:	Spannungswinkerverlauf von ausgewählten Stationen mit B und O als Ring mit Teilbelastung; Quelle: eigene Darstellung.....	92
Abbildung 38:	Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung.....	96
Abbildung 39:	Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung.....	98
Abbildung 40:	Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung.....	101
Abbildung 41:	Spannungsbetragsverlauf von ausgewählten Stationen mit PV-Knoten; Start: Gruppe G; Quelle: eigene Darstellung.....	101
Abbildung 42:	Spannungswinkerverlauf von ausgewählten Stationen mit PV-Knoten; Start: Gruppe G; Quelle: eigene Darstellung.....	102
Abbildung 43:	Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung.....	104

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie in Österreich 2012.....	12
Tabelle 2:	Nichtverfügbarkeit von elektrischer Energie in Österreich 2012	12
Tabelle 3:	Systemlängen Freileitung und Kabel in Österreich	23
Tabelle 4:	Anzahl der Transformatoren im österreichischen Energienetz	29
Tabelle 5:	Engpassleistung der Kraftwerkstypen Wasser und Wärme in Gesamtösterreich	49
Tabelle 6:	Kraftwerksauflistung Vorarlberg.....	50
Tabelle 7:	Kraftwerksauflistung Tirol.....	51
Tabelle 8:	Kraftwerksauflistung Kärnten.....	53
Tabelle 9:	Kraftwerksauflistung Steiermark	55
Tabelle 10:	Kraftwerksauflistung Salzburg	57
Tabelle 11:	Kraftwerksauflistung Oberösterreich.....	60
Tabelle 12:	Kraftwerksauflistung Niederösterreich	61
Tabelle 13:	Kraftwerksauflistung Wien	62
Tabelle 14:	verbrauchte Wirk- und Blindleistung aller Netzgruppen	64
Tabelle 15:	Daten zu Anzahl und Längen der Leitungen des gesamten Netzes.....	64
Tabelle 16:	Wirk- und Blindleistungsverbraucher der Netzgruppe B	64
Tabelle 17:	Daten zu Anzahl und Längen der Leitungen in Netzgruppe B	65
Tabelle 18:	Wirk- und Blindleistungsverbraucher der Netzgruppe G.....	65
Tabelle 19:	Daten zu Anzahl und Längen der Leitungen in Netzgruppe G	65
Tabelle 20:	Wirk- und Blindleistungsverbraucher der Netzgruppe O.....	66
Tabelle 21:	Daten zu Anzahl und Längen der Leitungen in Netzgruppe O	66
Tabelle 22:	Leistungsgrenzen der im städtischen Versorgungsnetz liegenden	

	Generatoren.....	72
Tabelle 23::	Dauerleistung der im städtischen Versorgungsnetz liegenden Transformatoren	72

Abkürzungsverzeichnis

bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
d.h.	das heißt
z.B.	zum Beispiel
MW	Megawatt
var	Einheit der Blindleistung
P	Wirkleistung
P_{\min}	Minimale Wirkleistung
P_{\max}	Maximale Wirkleistung
Q	Blindleistung
Q_{\min}	Minimale Blindleistung
Q_{\max}	Maximale Blindleistung

1 Einleitung

Das heutige Leben, so wie man es kennt, ist ohne elektrische Energie nicht mehr vorstellbar. Wie Adern durchziehen die Energienetze das Land und sorgen für Wärme, Licht, Kommunikation und Mobilität. Elektrische Energie ist zur Gewohnheit geworden und die Abhängigkeit der modernen Gesellschaft von dieser zeigt sich dann, wenn diese nicht zu Verfügung steht. Wenn dies nur kurzfristig ist, dann ist es für den gewöhnlichen Haushalt allenfalls lästig, bei einem großflächigen und länger andauerndem Ausfall treten jedoch sowohl im öffentlichen als auch im privaten Leben erhebliche Schwierigkeiten auf, sei dies von hygienischer (WC-Spülung), sozialer (Mobiltelefon, Internet), öffentlicher (Verkehr, Krankenhäuser) oder wirtschaftlicher (Produktionsausfälle) Natur. Nachfolgende Tabelle¹ zeigt den Verbrauch sowie die Erzeugung von elektrischer Energie in Österreich für das Jahr 2012.

Jahr	Bruttoerzeugung [GWh]	Export [GWh]	Import [GWh]	Endverbrauch [GWh]
2012	86382	20358	23197	55685

Tabelle 1: Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie in Österreich 2012

In der obigen Tabelle werden die Zahlen für Netzverluste, Kraftwerkseigenverbrauch, Energie für Pumpspeicherung nicht angeführt. Die Nichtverfügbarkeit² von elektrischer Energie im Jahr 2012 wird in dieser Tabelle angeführt.

Jahr	ungeplante Versorgungsunterbrechung [min]	geplante Versorgungsunterbrechung [min]
2012	34,73	19,58

Tabelle 2: Nichtverfügbarkeit von elektrischer Energie in Österreich 2012

Diese Zahlen stellen einen exzellenten Wert dar und zeigen die hohe Versorgungssicherheit in Österreich.

¹ Quelle: E-Control Austria: BStOeN-JR1_Bilanz.xls

² Quelle: E-Control Austria: Veröffentlichung 2013-Ausfall- und Störungsstatistik_v1.0.pdf

2 Theoretische Betrachtungen

In diesem Kapitel werden die theoretischen Grundlagen eines Energienetzes und die in diesem Netz vorkommenden Komponenten, sowie Betrieb und Störung desselben betrachtet.

2.1 Spannungsebenen und Netzformen in Österreich

2.1.1 Spannungsebenen ^[7]

Österreichs Energieversorgung ist eingebettet in einem westeuropäischen Versorgungsnetz dem sogenannten UCTE-Netz. Dieses verbindet mehrere Länder Europas miteinander und sorgt so für gegenseitige Unterstützung bei Kraftwerksausfällen und damit für erhöhte Sicherheit der Versorgung. Die Netzspannung dieses Verbundnetzes beträgt 220KV/380KV.

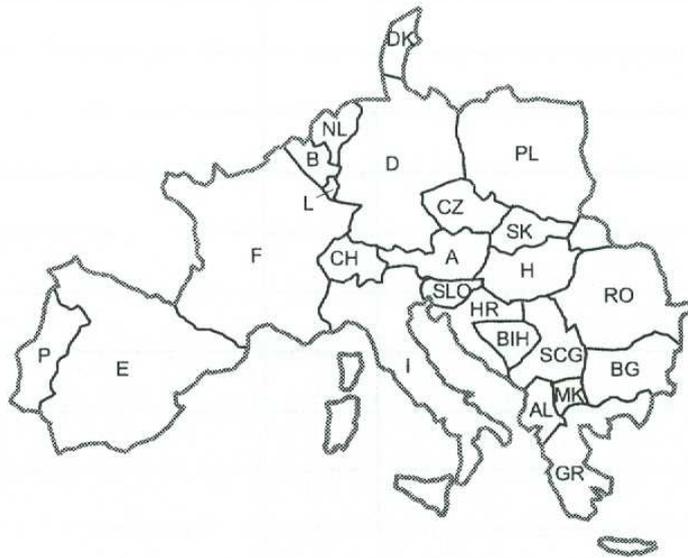


Abbildung 1: Westeuropäischer Verbundbetrieb; Quelle: [7] Seite 27

Das Energienetz an sich, das die elektrische Energie vom Kraftwerk bis zum Endverbraucher transportiert, ist in mehrere Spannungsebenen unterteilt:

- Transportnetz mit Höchstspannung 220KV und 380KV
- Übertragungsnetz mit Hochspannung mit 110KV
- Verteilnetz mit Mittelspannung 10KV und 20KV
- Niederspannungsnetz mit 0,4KV und 0,6KV

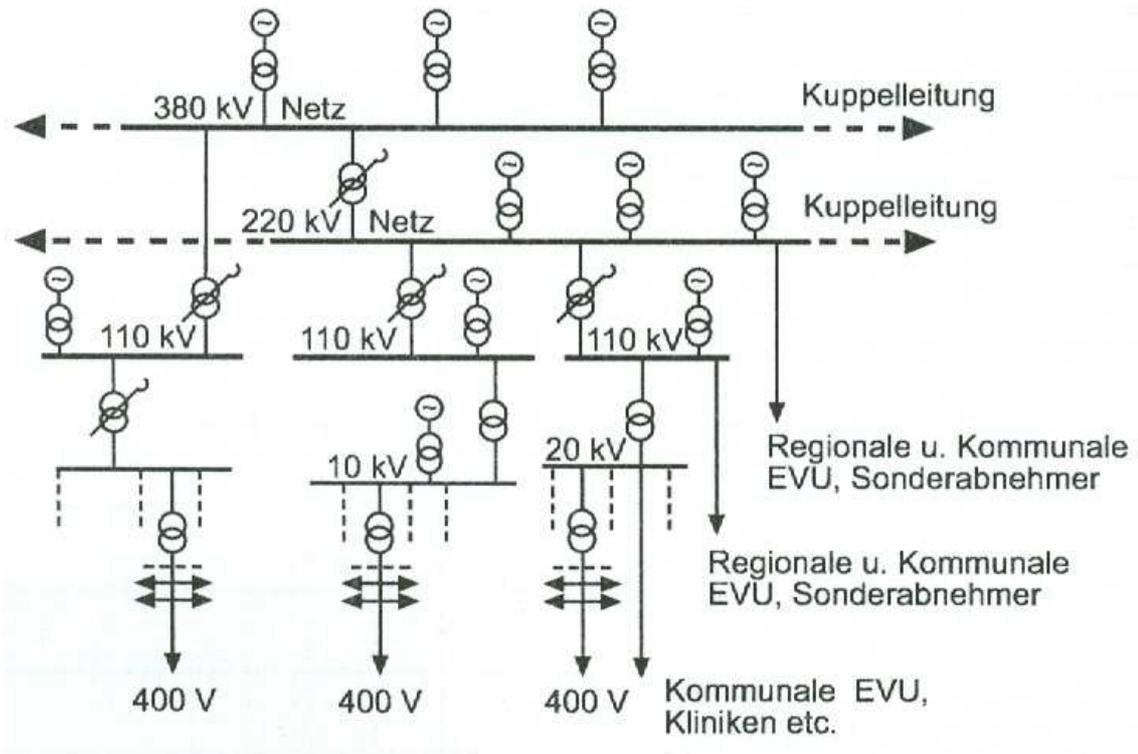


Abbildung 2: Hierarchische Struktur eines Elektroenergiesystems; Quelle: [7] Seite 19

2.1.2 Netzformen ^{[7],[8]}

Man unterscheidet hier zwischen

- Strahlennetzen
- Ringnetzen
- Maschennetzen
- Vermaschte Netze

2.1.2.1 Strahlennetz

Das Strahlennetz ist die einfachste Form des Versorgungsnetzes. Bei dieser Netzform gibt es eine zentrale Versorgungsstelle von der aus die Versorgungsleitungen stichförmig zu den Verbrauchern ausgehen.

Den Vorteilen eines solchen Netzes wie

- geringer Planungsaufwand
- große Übersichtlichkeit bei der Fehlersuche
- geringe Investitionskosten

stehen gewisse Nachteile gegenüber

- größerer Spannungsabfall mit wachsender Distanz zur Einspeisung

- erschwerte Einhaltung der Nullungsbedingungen
- Versorgungsausfall ab der Fehlerstelle

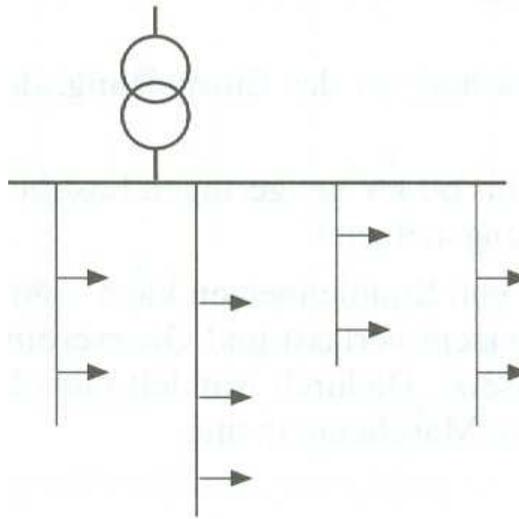


Abbildung 3: Strahlennetz; Quelle: [8] Seite 65

2.1.2.2 Ringnetze

Diese Art von Netz findet man vorwiegend im Nieder- und Mittelspannungsbereich. Die einfachste Form eines Ringnetzes ist die Rückführung eines Strahls zur Einspeisung bzw. das Verbinden zweier Strahlen mittels eines Lasttrennschalters, der im Fehlerfall geöffnet werden kann sodass der nichtbetroffene Teil weiterversorgt werden kann.

Den Vorteilen eines solchen Netzes wie

- höhere Versorgungssicherheit
- verbesserte Spannungshaltung bei geschlossenem Ring
- Heraustrennen fehlerhafter Leitungsstücke möglich

stehen gewisse Nachteile gegenüber

- Belastung der Leitung im Normalbetrieb bei 50% (wegen Redundanz)

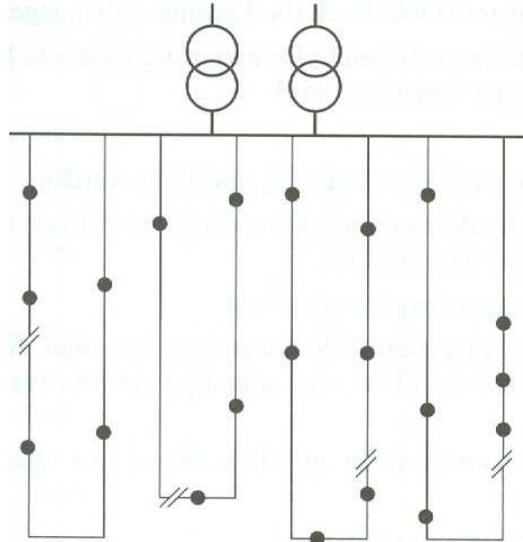


Abbildung 4: Ringnetz; Quelle: [8] Seite 67

2.1.2.3 Maschennetze

Diese Netzform mit mehreren Maschen und Einspeisungen wird ebenfalls im Niederspannungsnetz verwendet. Bei Maschennetzen geringer Ausdehnung wird dieses von einem möglichst zentral angeordneten Transformator gespeist. Im Schadensfall wäre das darunterliegende Netz aber nicht versorgt, weswegen man einen Reservetransformator vorsieht. Bei größerer Ausdehnung wird die mehrfache Einspeisung bevorzugt. Dieses muss so ausgelegt sein dass der Ausfall eines Transformators aufgefangen werden kann. Abhängig von der Art der Versorgung aus dem Mittelspannungsnetz unterscheidet man noch ein- oder mehrsträngig gespeistes Netz.

Den Vorteilen eines Maschennetzes wie

- hohe Versorgungssicherheit
- gute Spannungshaltung auch bei Ausfällen
- minimale Leitungsverluste
- höhere Leitungsauslastung möglich

stehen gewisse Nachteile gegenüber

- hoher Planungsaufwand
- komplexer Aufbau
- höhere Kosten durch u.a. aufwendigere Schutzsysteme
- höhere Kurzschlussströme durch geringere Impedanz des Netzes
- hoher Wartungsaufwand

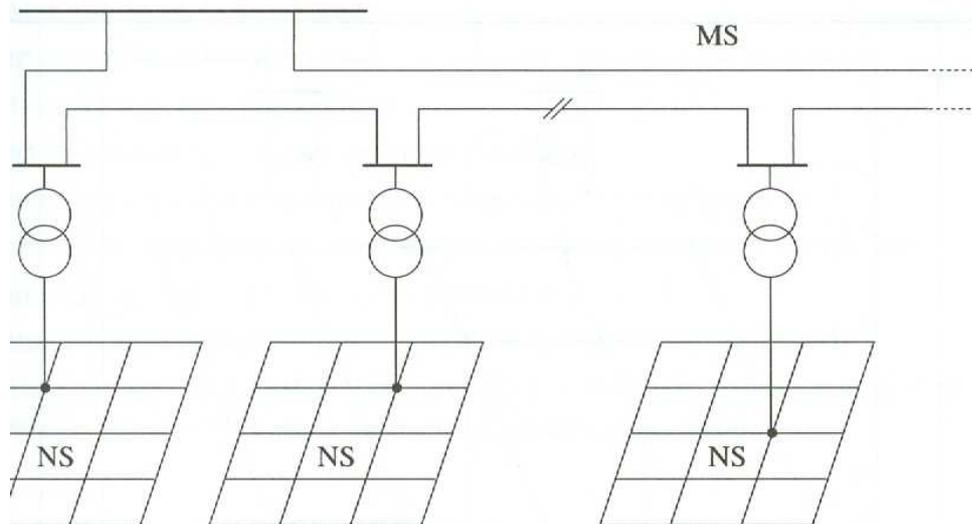


Abbildung 5: Maschennetz; Quelle: [8] Seite 85

2.1.2.4 Vermaschte Netze

Bei einer geringen Anzahl von Maschen spricht man bei Maschennetzen von den sogenannten vermaschten Netzen. Diese kommen hauptsächlich im Hoch- und Mittelspannungsbereich zum Einsatz und werden so geplant und betrieben, dass das $(n-1)$ Sicherheitskriterium erfüllt ist. Das bedeutet dass der Ausfall eines Betriebsmittels nicht den Gesamtausfall durch Überlastung nach sich ziehen darf, da die noch in Betrieb befindlichen Betriebsmittel die durch den Ausfall auftretende Mehrbelastung übernehmen. Die Vor- und Nachteile sind dem des Maschennetzes ähnlich.

2.2 Komponenten des Energienetzes

In den folgenden Unterkapiteln werden die in einem Energienetz vorkommenden Komponenten in Grundzügen behandelt. Es sind dies:

- Drehstromsynchrongenerator
- Leitungen
- Drehstromtransformator
- Lasten
- Blindleistungskompensationselemente

2.2.1 Drehstromsynchrongenerator ^[1]

Synchrongeneratoren sind in der heutigen Energieversorgung die wichtigsten und meistverwendeten in Kraftwerken eingesetzten Generatoren. Ausnahmen sind Wind- und Kleinwasserkraftwerke, die mit Asynchrongeneratoren ausgerüstet werden, sowie Bahnanlagen mit Wechselstromgeneratoren.

2.2.1.1 Aufbau und Wirkungsweise ^[4]

Man unterscheidet beim Aufbau zwischen Innenpol- und Außenpolmaschine. Bei der Außenpolmaschine muss die erzeugte Leistung über Schleifringe nach außen geführt werden, was insbesondere bei großen Leistungen problematisch ist. Deswegen wird die Innenpolbauweise bevorzugt eingesetzt da hier nur die Erregerleistung zugeführt werden muss.

Des weiteren unterscheidet man noch zwischen einer Vollpol- und Schenkelpolbauweise.

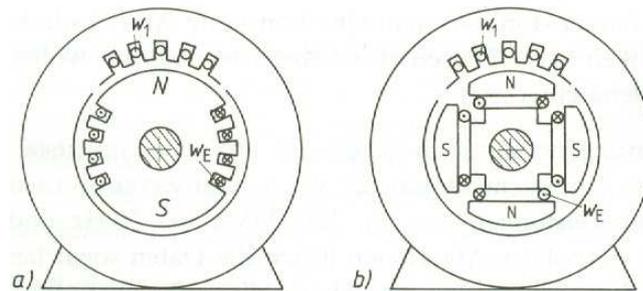


Abbildung 6: Bauformen der Synchronmaschine a) Vollpol- b) Schenkelpolbauweise; Quelle: [4] Seite 284

Die Ausführung hängt von der Drehzahl der Antriebsmaschine ab. In thermischen Kraftwerken werden Vollpolmaschinen (auch Turbogeneratoren genannt) mit einer synchronen Drehzahl von $n=3000\text{min}^{-1}$ bei $f=50\text{Hz}$ und einer Polpaarzahl von $p=1$ eingesetzt. Die durch die Drehzahl auftretenden großen Fliehkräfte führen zu einer im Durchmesser begrenzten Bauweise. Die Schenkelpolbauweise wird mit höherer Polpaarzahl ausgeführt. Dadurch ist es möglich auch bei einer langsameren Drehzahl n die geforderte Frequenz von $f=50\text{Hz}$ zu erreichen.

Für die Erklärung der Wirkungsweise wird ein einfaches Modell angenommen, bestehend aus einem Stator mit drei um 120° räumlich versetzten Wicklungen

und einem Rotor der die mit Gleichspannung gespeiste Erregerwicklung trägt. Wenn nun das mit Gleichstrom erregte Polrad angetrieben wird so werden in den um je 120° versetzten Statorwicklungen gleich große Spannungen induziert, die ihrerseits um 120° phasenverschoben sind.

Wird nun an den Generator ein Verbraucher angeschlossen und der Rotor aus dem Leerlauf beginnend beschleunigt so wird Wirkleistung abgegeben und der Rotor zunehmend im voreilenden Sinn gegen das Stator Drehfeld verdreht. Das ursprünglich in der gleichen Achse liegende Polrad und Stator Drehfeld weisen nun einen gegenseitigen Versatz auf, Polradwinkel ϑ genannt. Wenn dieser Winkel zu groß wird ($>90^\circ$) dann geht die Synchronität zwischen Polrad und Drehfeld verloren, die bis dahin konstante Drehzahl steigt somit an und der Maschinensatz muss vom Netz getrennt werden.

2.2.1.2 Zeigerdiagramm und Ersatzschaltung ^[4]

Die nachfolgende Abbildung zeigt das stationäre Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm einer Vollpolmaschine, deren Luftspalt zwischen Laufer und Ständer entlang des gesamten Umfangs konstant ist.

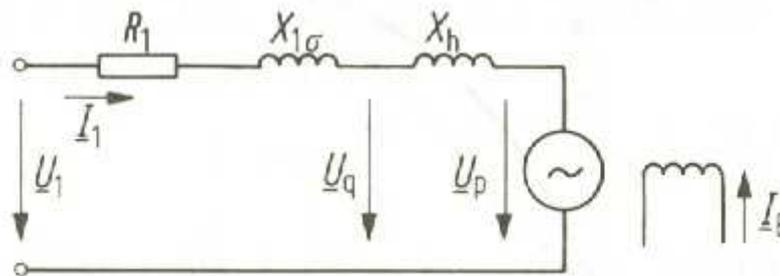


Abbildung 7: Ersatzschaltbild der Vollpolmaschine; Quelle: [4] Seite 298

U_p ...Polradspannung
 U_1 ...Klemmenspannung
 U_q ...Ständerspannung
 $X_d = X_h + X_{1\sigma}$...Synchronreaktanz
 R_1 ...Wicklungswiderstand

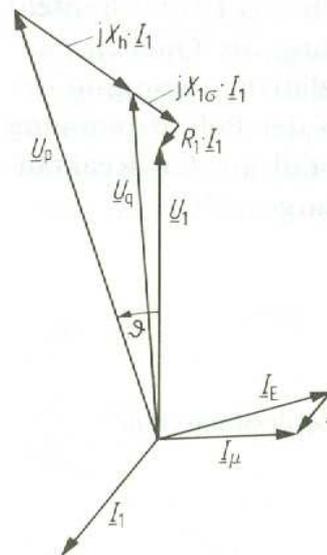


Abbildung 8: Vollständiges Zeigerdiagramm bei ohmsch-induktiver Belastung; Quelle: [4] Seite 297

2.2.1.3 Betriebsarten ^[4]

Für die folgenden Darstellungen wird das vereinfachte Ersatzschaltbild mit $R_1=0$ verwendet. Da der Synchrongenerator im Verbundbetrieb arbeitet sind Klemmenspannung und Frequenz vorgegeben. Der Ständerstrom ergibt sich aus der Formel

$$I_1 = -j (U_1 - U_p) / X_d$$

2.2.1.3.1 Leerlauf ^[4]

Im Leerlauf ist die Polradspannung von Betrag und Phase her gleich der Netzspannung, dadurch wird $I_1=0$ d.h. es wird keine elektrische Leistung abgegeben oder aufgenommen. Nachstehend das dazugehörige Zeigerdiagramm.

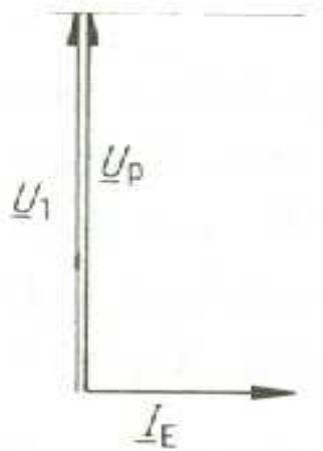


Abbildung 9: Leerlaufende Synchronmaschine; Quelle: [4] Seite 307

2.2.1.3.2 Generatorbetrieb ^[4]

Der Generatorbetrieb ist durch ein Voreilen der Polradspannung \underline{U}_p gegenüber der Klemmenspannung \underline{U}_1 um den Winkel ϑ gekennzeichnet. Dieser Winkel stellt sich so ein, dass ein Gleichgewicht zwischen der zugeführten mechanischen Turbinenleistung und der abgegebenen elektrischen Leistung besteht. Der für die Energieversorgung wichtige Generatorbetrieb kann mittels reiner Wirkleistungs-, reiner Blindleistungs- oder mittels Wirk- und Blindleistungsabgabe betrieben werden. Der Betriebszustand kann mittels der Erregung bzw. dem Erregerstrom beeinflusst werden, da dies Auswirkung auf die Amplitude der Polradspannung U_p hat. Wenn $U_p > U_1$ tritt der übererregte Fall auf. Hier gibt der Generator induktive Blindleistung ans Netz ab, im untererregten Fall nimmt dieser induktive Blindleistung auf. Die Wirkleistungsabgabe lässt sich über das Antriebsmoment der Turbine steuern, die Blindleistung, wie bereits erwähnt, über die Generatorerregung. Nachfolgend noch die Abbildung von über- und untererregtem Generatorbetrieb.

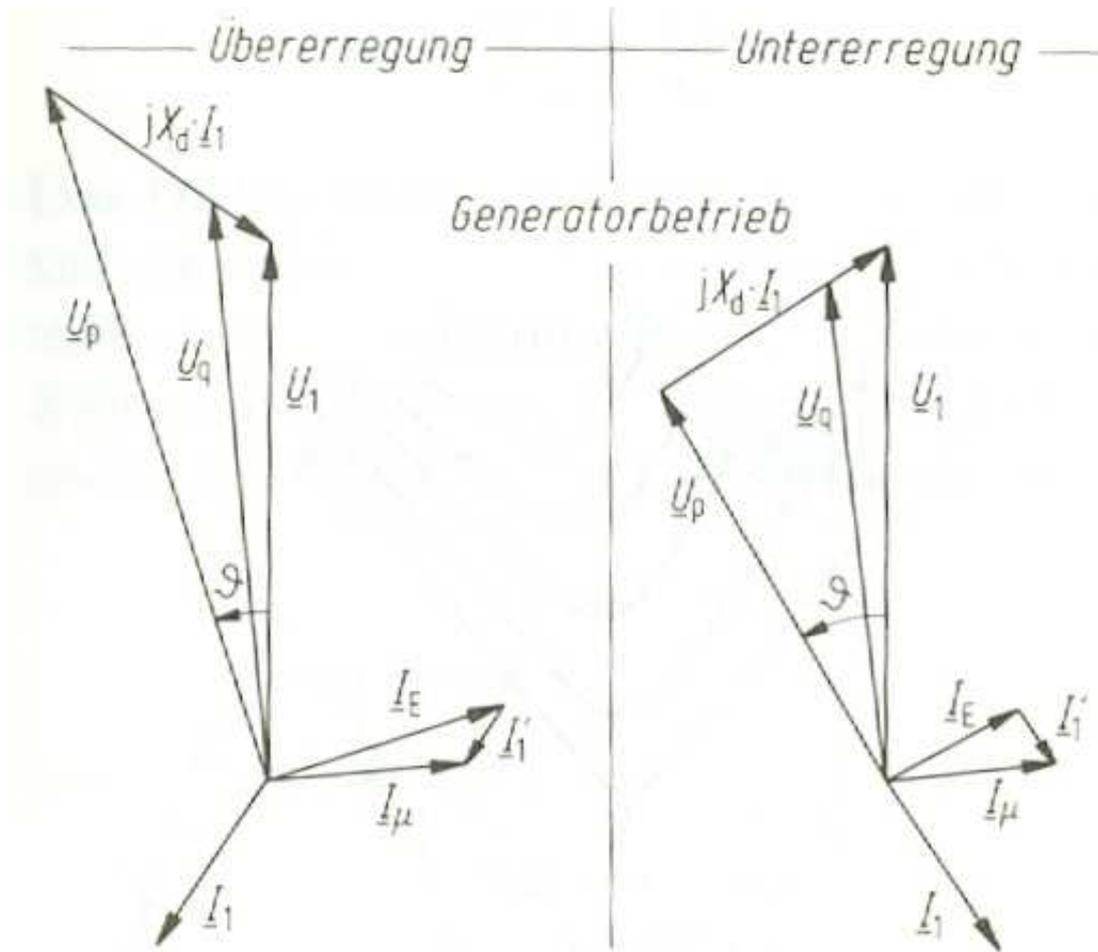


Abbildung 10: Synchronmaschine im Generatorbetrieb; Quelle: [4] Seite 309

2.2.1.3.3 Stabilität ^[5]

Ausgehend vom Zeigerdiagramm des vereinfachten Ersatzschaltbilds mit $R_1=0$ einer Synchronmaschine lässt sich der Zusammenhang zwischen Wirkleistung und Polradwinkel ϑ der Maschine beschreiben. Beginnend mit

$$P = m \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi'$$

wobei

m ...Strangzahl

U_1 ...Klemmenspannung

I_1 ...Ständerstrom

φ' ...Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung einer Phase

entspricht

$$\cos \varphi' = I_1 / U_1 = \sin \alpha$$

Über eine weitere Beziehung

$$\sin\vartheta \cdot U_P = \sin\alpha \cdot jX_d \cdot I_1$$

gelangt man schließlich zu dem Ausdruck

$$P = m \cdot ((U_P \cdot U_1) / X_d) \cdot \sin\vartheta$$

Anhand dieser Gleichung lässt sich folgendes ableiten:

- bei $\vartheta=90^\circ$ erreicht der Generator seine statische Kippgrenze. Bei Überschreiten dieser gerät der Generator „außer Tritt“.
- Der stabile Bereich ist demnach von $0^\circ - \pi/2$ für den Generatorbetrieb.
- die Kippgrenze kann durch Erhöhung der Polradspannung (über die Erregung), oder durch Absenken der Synchronreaktanz erhöht werden.

2.2.2 Leitungen

Diese dienen dem Transport von elektrischer Energie vom Erzeuger bis hin zum Verbraucher. Man unterscheidet dabei zwischen Freileitungen auf Masten und in der Erde verlegten Kabeln. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Freileitungs- und Kabellänge³ in Österreich für die verschiedenen Spannungsebenen:

Spannungsebenen	Freileitung		Kabel	
	[km]	% Anteil	[km]	% Anteil
380kV	1363	0,6%	55	0,0%
220kV	1854	0,8%	3	0,0%
110kV	6.010	2,5%	516	0,2%
von 1kV bis 110kV	28.242	11,9%	37.741	15,9%
< 1kV	36.526	15,4%	125.083	52,7%
Gesamt	73.995	31,2%	163.397	68,8%

Tabelle 3: Systemlängen Freileitung und Kabel in Österreich

³ Quelle: E-Control Austria: Datenstand August 2013

2.2.2.1 Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung ^{[1],[6]}

Ausgehend von den allgemeinen Leitungsgleichungen lässt sich für Hochspannungsleitungen, die als verlustarm gelten, folgende Vereinfachungen treffen. Mit $R_1' = 0$, $G_1' = 0$ führt dies zu

$$\underline{U}_{1A} = \cos\beta_1 l * \underline{U}_{1E} + j Z_{W1} \sin\beta_1 l * \underline{I}_{1E}$$

$$\underline{I}_{1A} = j (1/Z_W) \sin\beta_1 l * \underline{U}_{1E} + \cos\beta_1 l * \underline{I}_{1E}$$

mit $Z_{W1} = \sqrt{(L_1' / C_1')}$ und $\underline{Y}_1 = j\beta_1 = j\omega\sqrt{(L_1' * C_1')}$. Nachfolgend das sogenannte Π -Ersatzschaltbild einer allgemeinen Leitung.

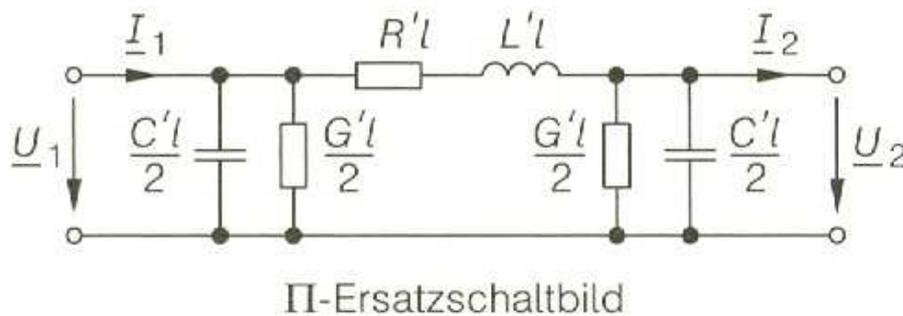


Abbildung 11: Ersatzschaltbild einer Freileitung der Länge l ; Quelle: [6] Seite 216

2.2.2.2 Die leerlaufende Leitung ^[1]

Für die leerlaufende Leitung ($\underline{I}_{1E} = 0$) ergibt sich das Spannungsverhältnis zwischen Leitungsanfang und Leitungsende aus der für Hochspannungsleitungen vereinfachten Leitungsgleichung mit $\beta_1 = \omega/c$ zu

$$\underline{U}_{1E} / \underline{U}_{1A} = 1 / (\cos\beta_1 l)$$

Dies führt mit z.B.: $\beta_1 l = \pi/2$ zu $\cos(\beta_1 l) = 0$. Dies würde bedeuten dass das Verhältnis $\underline{U}_{1E} / \underline{U}_{1A}$ unendlich groß wird. Für $\omega = 2\pi f$ mit $f = 50\text{Hz}$, $c = 300\,000\text{km/s}$ ergibt sich die Leiterlänge l mit

$$l = (c/\omega) * \cos^{-1}(0) = 1500\text{km}$$

Dieser Art der Spannungsüberhöhung ist als „Ferranti-Effekt“ bekannt.

2.2.2.3 Die Ladeleistung ^[3]

Eine leerlaufende Leitung ist keineswegs stromlos. Mit Vernachlässigen der im Vergleich zu den Kapazitäten in den Querzweigen liegenden kleinen Längswiderständen R und X kann der hier fließende Leerlaufstrom, der rein kapazitiv ist, berechnet werden. Mit

$$I = U/X_C = U \cdot 2\pi \cdot f \cdot C$$

ergibt sich

$$Q = 3 \cdot U \cdot I = 3 \cdot U^2 \cdot 2\pi \cdot f \cdot C$$

Das ist die sogenannte Ladeleistung einer leerlaufenden Leitung. Diese wird benötigt um die Spannung der Leitung zu halten. In diesem Fall gibt die Leitung Blindleistung ab. Mit Ansteigen der Belastung der Leitung wird diese Blindleistung immer kleiner und geht ab einer bestimmten Auslastung in einen induktiven Bereich über. Die Leitung nimmt dann Blindleistung aus dem Netz auf.

2.2.2.4 Die natürliche Leistung ^{[3],[6]}

Der Idealfall der Energieübertragung für eine verlustlose Leitung wäre, wenn am Ende der Leitung nur Wirkleistung ankommen würde. Das wäre dann der Fall wenn ein Gleichgewicht zwischen der Erzeugung der kapazitiven Blindleistung und dem Verbrauch induktiver Blindleistung herrschen würde.

$$I^2 \cdot X_L = U^2 / X_C \Rightarrow U/I = \sqrt{X_L \cdot X_C} = Z_W$$

Z_W nennt man Wellenwiderstand der Leitung, er ist ein reiner Wirkwiderstand. Wenn die Leitung also mit diesem Widerstand abgeschlossen wird, dann fließt in der Leitung ein Strom I der natürlicher Strom genannt wird. Die natürliche Leistung der Leitung ergibt sich dann zu

$$P_{\text{nat}} = 3 \cdot U \cdot I_{\text{nat}} = U^2 / Z_W$$

Die natürliche Leistung ist wiederum eine reine Wirkleistung. Wenn diese am

Ende der Leitung entnommen wird, tritt entlang der Leitung kein Spannungsabfall auf. Da dieser Betriebszustand der Leitung sehr unwahrscheinlich ist, treten noch die Fälle übernatürlicher und unternatürlicher Betrieb auf.

Beim übernatürlichen Betrieb gilt $Z < Z_W$, veranschaulicht bedeutet dies dass das induktive Verhalten der Leitung das kapazitive durch die Strombelastung übersteigt. Es wird hierbei mehr Wirkleistung als im Fall des natürlichen Betriebes übertragen, jedoch sinkt die Spannung zum Leitungsende hin ab.

Beim unternatürlichen Betrieb gilt $Z > Z_W$, dominiert das kapazitive Verhalten der Übertragungsleitung. Die Strombelastung ist hier geringer als im Fall des übernatürlichen Betriebes und für den Fall, dass der Abschlusswiderstand gegen unendlich geht, liegt der Fall einer leerlaufenden Leitung vor, mit dem bekannten Ansteigen der Spannung am Ende der Leitung.

2.2.2.5 Freileitungen ^[6]

Die elektrische Energieverteilung mittels Freileitungen kommt eher in ländlichen Gebieten bzw. bei größeren zu überbrückenden Strecken vor, da diese billiger als Kabel zu realisieren sind. Ein weiter Vorteil bietet sich durch die bessere Zugänglichkeit im Schadensfall. Freileitungen werden so betrieben, dass diese unabhängig von der Außentemperatur eine Betriebstemperatur von 80°C nicht überschreiten, da es sonst zu einer Verminderung der Zugfestigkeit der Leiterseile kommen würde.

Je nach Spannungsniveau und Anzahl der Drehstromsysteme unterscheiden sich die Mastbilder von Freileitungen.

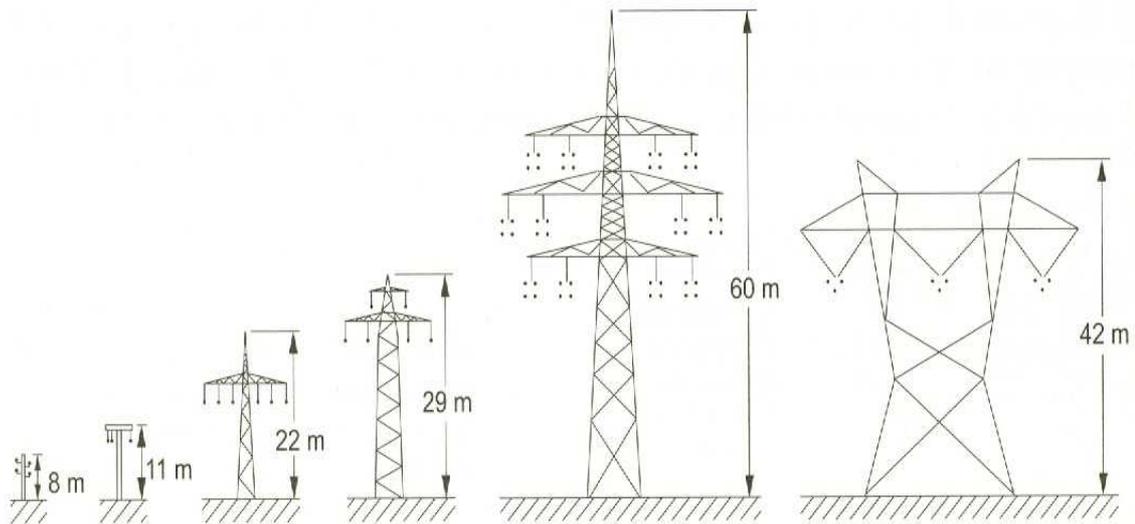


Abbildung 12: Verschiedene Mastbilder; Quelle: [6] Seite 210

Der genaue Aufbau von Freileitungen wird in dieser Arbeit nicht behandelt, jedoch bestehen sowohl beim Induktivitätsbelag als auch beim Kapazitätsbelag Unterschiede, die sich durch die Leiteranordnung auf den Masten ergeben. So sind auch der Durchhang von Freileitungen bzw. Sicherheitsabstände zu berücksichtigen, die sich durch Erwärmung der Leitung oder durch den Einfluss von Wind ergeben. Weiterhin müssen Kompensationsdrosseln bei längeren Freileitungstrecken ($>20\text{km}$) vorgesehen werden, um die Kabelkapazitäten zu kompensieren.

2.2.2.6 Kabel ^[6]

Die elektrische Energieverteilung mittels Kabel wird hauptsächlich in städtischen Gebieten bzw. innerhalb von Orten realisiert, da hier Freileitungen abgesehen von der optischen Akzeptanz durch die Bewohner, auch vom Platzbedarf her nachteilig wären.

Da Kabel im Erdreich verlegt werden, ist natürlich eine Isolierung notwendig, welche aus Kunststoff, Öl oder Gas bestehen kann. Nachfolgend ist beispielhaft der Aufbau eines Gürtelkabels abgebildet.

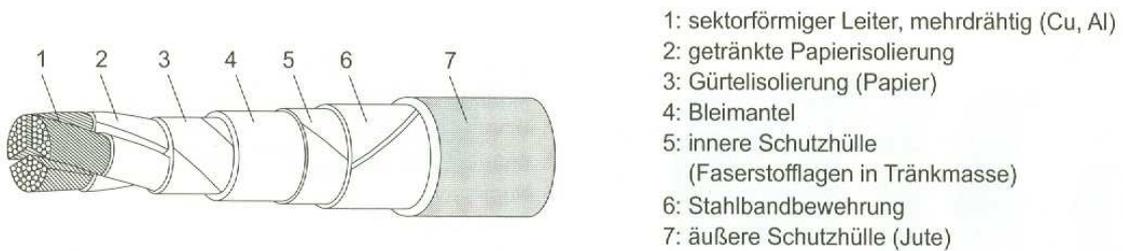


Abbildung 13: Aufbau eines Gürtelkabels; Quelle: [6] Seite 244

Die zulässige Belastung eines Kabels ist vorgegeben durch die verwendete Isolierung des selbigen. Wird diese Temperatur überschritten, verkürzt sich die Lebensdauer des Kabels und es kann ein sogenannter Wärmedurchschlag auftreten.

Das Kabel darf also nur so stark belastet werden, dass die zulässige Betriebstemperatur nicht überschritten wird. Hierfür ist die Wärmeabfuhr ausschlaggebend. Diese ist abhängig von mehreren Faktoren:

- Verlegungsart
- Anzahl parallel verlegter Systeme
- Bodenbeschaffenheit und Temperatur
- Wärmewiderstände von Isolation und Schutzhüllen des Kabels
- Art der Wärmeableitung
- zeitlicher Verlauf der Belastung

Bei Kabeln wird die sogenannte EVU Last mit einem Wert von 0,7 verwendet. Dies ist „das Verhältnis aus dem Mittelwert der Last über ein 24h-Intervall und dem maximalen Lastwert innerhalb dieser Periode.“

Abhängig von den in der Realität vorliegenden Verhältnissen können die Belastungsströme erhöht oder vermindert sein. Diese Verhältnisse müssen mit Umrechnungsfaktoren berücksichtigt werden.

Auch bei Erdkabeln unterscheiden sich sowohl der Induktivitätsbelag als auch der Kapazitätsbelag durch den Aufbau und Verlegungsart der Kabel. In dieser Arbeit wird hierauf nicht näher eingegangen.

2.2.3 Drehstromtransformator ^[4]

Die Aufgabe von Transformatoren besteht darin, Spannung so zu transformieren, dass Energie möglichst wirtschaftlich und damit verlustarm von

der Erzeugung bis zum Verbraucher gelangen kann. Da die Stromwärmeverluste in Leitern mit I^2 zunehmen, ist man bemüht die Übertragung der Leistung mit möglichst hoher Spannung zu bewerkstelligen. Da die Spannung der Generatoren in Kraftwerken bei max. ca. 30kV liegt, werden Transformatoren eingesetzt, um diese bis auf die in Österreich übliche Höchstspannungsebene von 380kV zu transformieren. Danach erfolgt die Verteilung über weitere Spannungsebenen bis hin zum Endverbraucher. Die folgende Tabelle zeigt für das österreichische Energienetz die Anzahl der installierten Transformatoren⁴ sowie deren Summenleistung.

Spannungsebenen	Anzahl der Transformatoren	Summenleistung [MVA]
von 100 kV - 200 kV	986	40690
über 200 kV	74	25335
Mittelspannung zu Mittel- bzw. Niederspannung	75895	29480

Tabelle 4: Anzahl der Transformatoren im österreichischen Energienetz

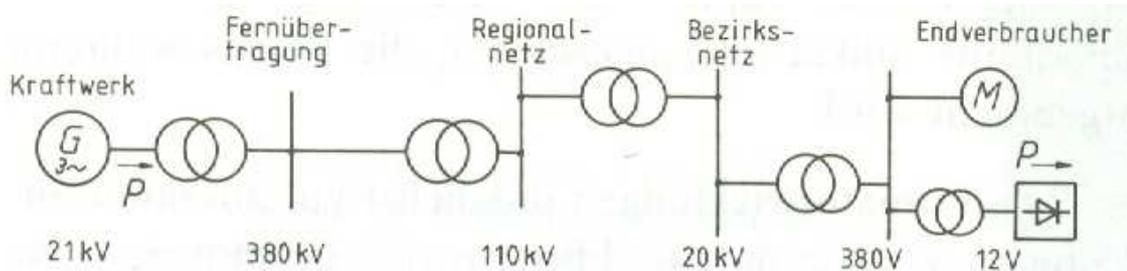


Abbildung 14: Transformatoren im Übertragungsweg elektrischer Energie; Quelle: [4] Seite 111

2.2.3.1 Aufbau und Prinzip^{[4], [5]}

Der Transformator besteht aus einem geblechten Kern über den das von den Wicklungsströmen erzeugte magnetische Feld einen geschlossenen Weg vorfindet. Die Blechung wird wegen der Wirbelstromverluste vorgesehen, bzw. um diese gering zu halten. Der in der Energieversorgung verwendete Dreiphasen- oder Drehstromtransformator besteht prinzipiell aus 3 zusammengeschalteten Einphasentransformatoren. Beim

⁴ Quelle: E-Control Austria: BeStOeN-2012_Netz.xls; Datenstand August 2013

Drehstromtransformator sitzen die Oberspannungs- und Unterspannungswicklung pro Phase auf je einem Schenkel. Diese Bauweise wird auch Dreischenkeltransformator genannt.

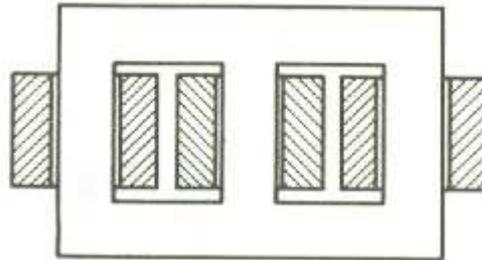


Abbildung 15: Dreischenkeltransformator; Quelle: [4] Seite 114

Bei den Wicklungen unterscheidet man die Bauform Zylinder- und Scheibenwicklung, wobei meist der Zylinderwicklung der Vorzug gegeben wird. Bei dieser wird aus isolationstechnischen Überlegungen die Oberspannungswicklung über der Unterspannungswicklung geführt.

Das Prinzip lässt sich sehr gut anhand eines Einphasentransformators mit vernachlässigten ohmschen Wicklungswiderständen veranschaulichen. Wird an der Primärseite eine Wechselspannung angelegt, so muss sich nach dem Induktionsgesetz $u_1(t) = N_1 \cdot d/dt[\Phi(t)]$ eine Flussänderung ausbilden, die der angelegten Spannung um 90° phasenverschoben ist. Dieser Fluss wird durch die hohe Permeabilität fast zur Gänze mit der zweiten Spule verkettet und bildet dort wiederum eine Spannung $u_2(t) = N_2 \cdot d/dt[\Phi(t)]$. Das führt zum Spannungs-/Wendungsverhältnis $u_2(t) = N_2/N_1 \cdot u_1(t)$. Der Strom, der für die Ausbildung dieses Flusses notwendig ist, wird Magnetisierungsstrom genannt.

2.2.3.2 Ersatzschaltung ^{[4],[5]}

Die nachfolgende Abbildung zeigt das vollständige stationäre Ersatzschaltbild eines Transformators wobei die gestrichenen Größen die auf die Primärseite umgerechneten Größen sind sodass eine galvanische Kopplung der beiden Wicklungen durchgeführt werden kann.

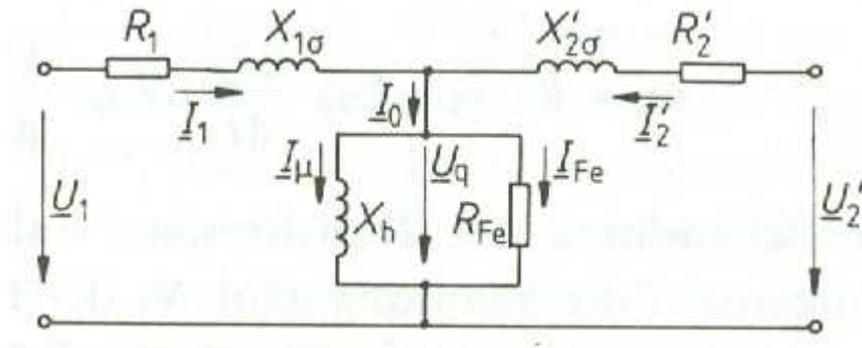


Abbildung 16: Vollständige Ersatzschaltung des Transformators; Quelle: [4] Seite 122

U_q ...Quellenspannung

U_1, U_2' ...Klemmenspannung, Primär/Sekundär

I_μ ...Magnetisierungsstrom

R_{Fe} ...Eisenverlustwiderstand

$X_{1\sigma}, X_{2\sigma}'$...Streublindwiderstand Primär/Sekundär

X_h ...Hauptinduktivität

R_1, R_2' ...Wirkwiderstand der Wicklung Primär/Sekundär

2.2.3.3 Schaltgruppen ^[5]

Die je 3 Unterspannungs- und Oberspannungswicklungen der in Energienetzen verwendeten Drehstromtransformatoren können entweder als Stern (Y), Dreieck (D) oder Zickzack (Z) geschaltet werden. Diese sind am Typenschild eines Transformators angegeben und kennzeichnen die

1. Großbuchstabe...Schaltung der Primärwicklungen

2. Kleinbuchstabe...Schaltung der Sekundärwicklungen

Ziffer...Vielfaches von 30° der Verschiebung von Primär- gegen Sekundärspannung.

Der Buchstabe N bzw. n gibt an, dass der jeweilige Sternpunkt primär bzw. sekundär herausgeführt wird.

Abhängig von ihrem Einsatzgebiet werden verschiedene Schaltgruppen bevorzugt. Bei Blocktransformatoren ist dies Yd5 oder Yd11, bei Netzkupplungstransformatoren Yy0.

2.2.3.4 Belastung ^[4]

Wird ein Transformator sekundärseitig belastet so ändert sich je nach Art der Belastung (induktiv, kapazitiv) die Spannungshöhe an den Klemmen der Sekundärseite. Dies lässt sich über das vollständige Ersatzschaltbild mit dem zugehörigem Zeigerdiagramm veranschaulichen.

Eine vereinfachte Darstellung wird unter der Voraussetzung ermöglicht, dass der Magnetisierungsstrom vernachlässigt und damit auf das vereinfachte Ersatzschaltbild übergegangen werden kann, da dieser klein gegenüber den beiden Strömen I_1 und I_2' ist und die beiden Ströme im Zeigerdiagramm somit parallel liegen. Dies ergibt dann das vereinfachte Zeigerdiagramm mit dem sogenannten „Kapp'schen Dreieck“. Anhand dieses kann man das Verhalten der Sekundärspannung bei verschiedener Phasenlage der Belastung verdeutlichen. So steigt bei kapazitiver Belastung die Sekundärspannung über die Leerlaufspannung an. Nachfolgende Abbildung zeigt das vereinfachte Ersatzschaltbild sowie Zeigerdiagramm bei unterschiedlicher Belastung.

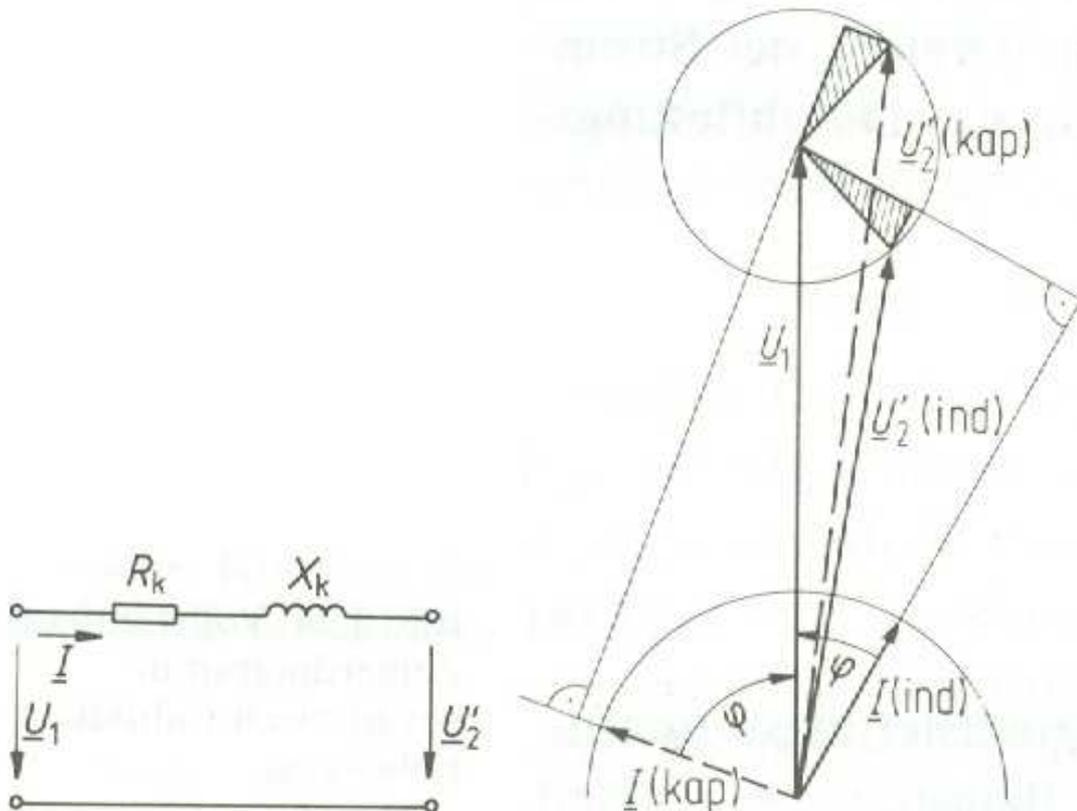


Abbildung 17: Vereinfachte Ersatzschaltung und Kapp'sches Dreieck; Quelle: [4] Seite 130

2.2.3.5 Stufenschalter ^{[6],[3]}

Zur Steuerung des Lastflusses in Energienetzen können Transformatoren mit einem Längs-, Quer- oder Schrägsteller ausgerüstet werden. Bei einem Längssteller wird eine Zusatzspannung zu der bestehenden Spannung in Phase addiert oder subtrahiert, wodurch sich die Amplitude der Netzspannung ändert. Bei einem Quersteller ist die Zusatzspannung mit einem Winkel von 90° zur Netzspannung verdreht, der Schrägsteller ist eine Mischform aus Längs- und Quersteller. Bei dieser beträgt die Phasenverschiebung 30° oder 60° . Die Ausführung erfolgt über gestufte Stellbereiche welche die Spannung bis zu $\pm 22\%$ ändern können. Dies kann unter Belastung geschehen. In der nachfolgenden Abbildung ist der Schaltplan eines Drehstromtransformators mit Stufenschalter abgebildet.

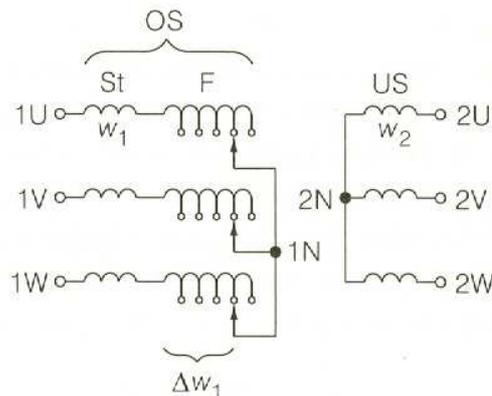


Abbildung 18: Prinzipieller Aufbau eines Drehstromtransformators mit Stufenschalter; Quelle: [6] Seite 159

Die Änderung der Übersetzung $\ddot{u} = (n_1 \pm \Delta n_1) / n_2$ geschieht im Normalfall auf der Oberspannungswicklungsseite des Transformators, da diese außen liegt und somit leichter zugänglich sind. Zudem fließen auf der Oberspannungsseite geringere Ströme, was die Bewältigung derselben einfacher macht und zudem ist die Oberspannungsseite ab 60KV in Sternschaltung ausgeführt, was einer Klemme des Stufenschalters gemeinsames Potential bringt und somit mit einem Stufenschalter das Auslangen gefunden wird.

Die Bedeutung dieser Längs- bzw. Quersteller liegt darin, dass in Ringnetzen durch diese Zusatzspannung ein Ringstrom eingepreßt werden kann, der sich dem bestehenden Strom überlagert und dadurch die Lastverteilung beeinflusst. Die Veränderung der Amplitude der Netzspannung wirkt sich auf den

Blindlastfluss aus, während die Veränderung der Phasenlage den Wirkleistungsfluss beeinflusst. Erwähnt sei noch, dass in dem simulierten Versorgungsnetz die Blocktransformatoren als Längssteller, die Netzkupplerttransformatoren als Längs- oder Schrägsteller konzipiert sind.

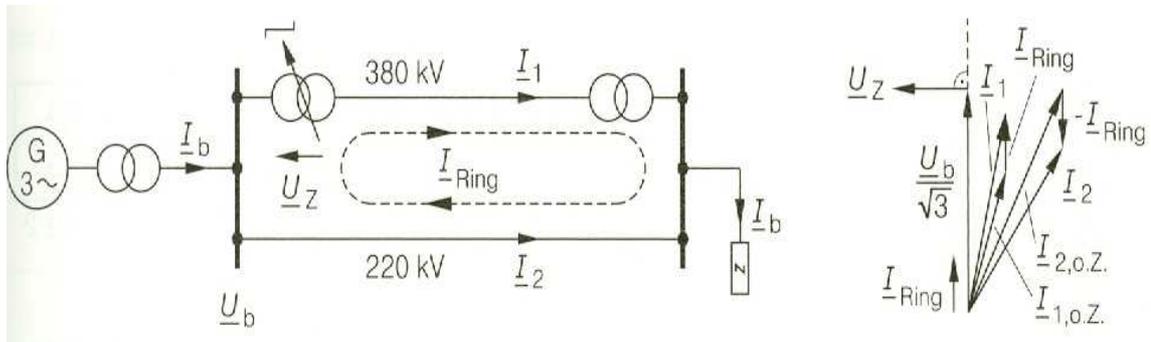


Abbildung 19: Steuerung der Leistungsaufteilung; Quelle: [6] Seite 163

Mit Aufkommen der Leistungselektronik werden die Zusatztransformatoren heute auch mittels steuerbarer Halbleiterelemente realisiert. Diese zählen zu den sogenannten FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

2.2.4 Lasten ^[6]

Die Wirkung der Verbraucher auf das Energienetz wird für gewöhnlich ohmsch-induktiv angenommen. Diese Lasten werden auch „Mischlasten“ genannt die sich aus den Klassen „ruhend“ und „motorisch“ zusammensetzen. Hierbei handelt es sich dann um Motoren (motorisch), Beleuchtung, Elektroherde oder Stromheizungen (alle ruhend).

Erwähnt werden soll noch der sogenannte Gleichzeitigkeitsfaktor. Dieser gibt an, dass zwischen der Summe aller angeschlossenen Leistungen und der tatsächlich auftretenden Leistung ein Unterschied besteht, der sich z.B. in einer Wohnhausanlage dadurch ergibt, dass nie alle Geräte gleichzeitig in Betrieb sind. Dieser Faktor unterscheidet sich natürlich je nach Anwendungsgebiet z.B. einem Industriegebiet.

2.2.4.1 Lastabhängigkeit von Frequenz und Spannung ^[6]

Eine Möglichkeit zur Beschreibung des Verhaltens von Lasten bei Spannungs- und Frequenzänderungen im Bereich von $0,8 \cdot U_{rV} \leq U_{bV} \leq 1,2 \cdot U_{rV}$ bietet der

folgende Ansatz:

$$P = P(U_{bV}, f) = P_{rV} * \left(\frac{U_{bV}}{U_{rV}}\right)^p * \left(\frac{f}{f_r}\right)^{cP}$$

$$Q = Q(U_{bV}, f) = Q_{rV} * \left(\frac{U_{bV}}{U_{rV}}\right)^q * \left(\frac{f}{f_r}\right)^{cQ}$$

P...Wirkleistung

Q...Blindleistung

p...je nach Art der Last ist der Wertebereich 0 bis 2

q...je nach Art der Last ist der Wertebereich 0 bis 2

c_P...je nach Art der Last ist der Wertebereich 0 bis 1

c_Q...je nach Art der Last ist der Wertebereich -1 bis 1

U_{rV}...Bemessungsspannung Verbraucher

U_{bV}...Betriebsspannung Verbraucher

P_{rV}...Bemessungswirkleistung Verbraucher

Q_{rV}...Bemessungsblindleistung Verbraucher

In der vorliegenden Arbeit wurden die Exponenten p=q=c_P=c_Q=0 gesetzt. Dies wurde aufgrund der für die Simulation vorgegebenen Daten angenommen. Das Nullsetzen der Exponenten bewirkt eine Unabhängigkeit der Last bezüglich der Frequenz als auch der Spannung.

2.2.5 Blindleistungskompensationselemente ^[6]

Da manche Verbraucher in einem Energienetz nicht nur Wirk- sondern auch Blindleistung für deren korrekte Funktionsweise benötigen, muss diese von den Generatoren mitgeliefert werden. Dies trifft auch auf Transformatoren zu welche die Blindleistung benötigen um ein magnetisches Feld zu erzeugen. Übertragungsleitungen sind ja wie bereits in Kapitel 2.2.2.4 erwähnt, je nach Auslastung entweder Blindleistungserzeuger oder -verbraucher.

2.2.5.1 Kondensator ^[6]

Kondensatoren können sowohl als Reihen- oder Parallelschaltung im Netz verwendet werden. Man bevorzugt allerdings die günstigere Parallelschaltung da es bei der Reihenschaltung im Kurzschlussfall zu hohen Strömen kommen

kann denen man entweder baulich oder mittels zusätzlicher Schutzeinrichtungen für den Kondensator begegnen müsste.

Die Schaltung der Kondensatoren im Drehstromnetz kann entweder in Stern- oder Dreiecksschaltung durchgeführt werden. Wenn die Kondensatoren für die Außenleiterspannung ausgelegt sind ist die Dreiecksschaltung zu bevorzugen da diese bei gleichen Kapazitätswerten die dreifache Blindleistung liefert.

$$Q_{KY}=3*(U_{nN}/\sqrt{3})^2*\omega C_K = U_{nN}^2*\omega C_K$$

$$Q_{K\Delta}=3*U_{nN}^2*\omega C_K$$

Zu beachten ist noch dass bei Teillast die durch die Kondensatoren erzeugte Blindleistung größer als die benötigte werden kann. Dies trifft besonders bei Verbräuchen mit der sogenannten Einzelkompensation zu. Man spricht in diesem Fall von Überkompensation. Hierbei kann es zu Spannungsüberhöhungen kommen.

2.2.5.2 Querdrossel ^[1]

Diese sind vor allem bei leerlaufenden bzw. schwach belasteten Leitungen nötig, da sie dort deren Spannungsüberhöhung beschränken.

2.3 Stabilität des Energienetzes und Blackout ^{[1],[9]}

Da elektrische Energie in großen Mengen nicht langfristig speicherbar ist, muss zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch sowohl wirkleistungs- als auch blindleistungsmäßig bestehen, um die Stabilität des Energienetzes zu gewährleisten. Der Verlust der Stabilität durch Rotorwinkel- oder Spannungsprobleme ist allerdings so hochdynamisch, dass diese allein durch die Primär- und Sekundärregelung nicht beherrschbar sind. Deswegen wird versucht diese Stabilitätsgrenzen zu ermitteln, was in den Kapiteln 2.3.1 und 2.3.2 anhand einfacher Beispiele gezeigt wird.

Abseits des normalen Netzbetriebes und den dabei auftretenden Lastsprüngen gibt es noch Risikofaktoren^[9], die einen Netzzusammenbruch begünstigen können.

- hohe Netzbelastung bzw. zu geringer Netzausbau
- weitläufige Stromtransite
- Verletzung der (n-1) Sicherheitsregel
- regional geringe Eigenerzeugung
- große installierte volatile Leistungen (Wind, Sonne) im Vergleich zur konventionellen Energieerzeugung (Wasser, thermisch)

2.3.1 Rotorwinkelstabilität der Energieübertragung einer Leitung ^[3]

In der nachfolgenden Abbildung ist eine Energieübertragungsleitung zwischen den Knoten i und dem Knoten j gegeben, bei der die Kapazität vernachlässigt wird. Die Spannungen \underline{U}_i und \underline{U}_j sind vorgegeben.

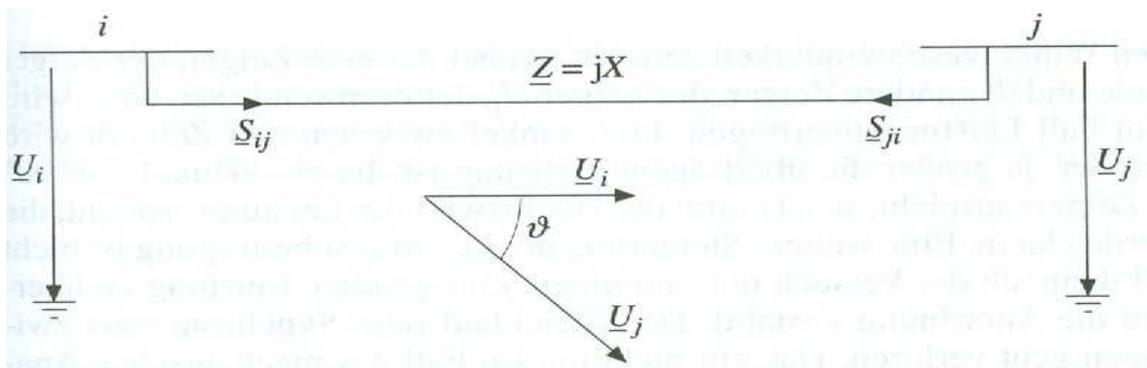


Abbildung 20: Energieübertragungsleitung; Quelle: [3] Seite 49

Der Strom auf der Leitung ergibt sich aus dem Unterschied der beiden Spannungen und der Leitungsimpedanz mit

$$I_{ij} = (\underline{U}_i - \underline{U}_j) / \underline{Z}$$

wobei $\underline{U}_i = U_i e^{j0^\circ}$, $\underline{U}_j = U_j e^{-j\vartheta}$.

Der Leistungsfluss vom Knoten i zum Knoten j ergibt sich somit zu

$$\underline{S}_{ij} = \underline{U}_i \cdot I_{ij}^* = (U_i^2 - U_i \cdot U_j e^{j\vartheta}) / \underline{Z}^*$$

Nach Ansetzen in kartesischen anstelle von Polarkoordinaten, Erweitern des Ausdrucks mit $\underline{Z} = R + jX$, Ausmultiplizieren und Auftrennung des Ausdrucks in Real- und Imaginärteil erhält man für den Wirkleistungsfluss

$$P_{ij} = \frac{((U_i^2 - U_i \cdot U_j \cdot \cos \vartheta) \cdot R) + U_i \cdot U_j \cdot \sin \vartheta \cdot X}{(R^2 + X^2)}$$

und den Blindleistungsfluss

$$Q_{ij} = \frac{((U_i^2 - U_i \cdot U_j \cdot \cos \vartheta) \cdot X) + U_i \cdot U_j \cdot \sin \vartheta \cdot R}{(R^2 + X^2)}$$

Für den Fall einer Hochspannungsdrehstromfreileitung vereinfachen sich diese Ausdrücke durch $R=0$ zu

$$P_{ij} = \frac{(U_i \cdot U_j)}{X} \cdot \sin \vartheta$$

und

$$Q_{ij} = \frac{(U_i^2 - (U_i \cdot U_j \cdot \cos \vartheta))}{X}$$

Diese Gleichungen zeigen den Zusammenhang von Wirk- bzw. Blindleistungsfluss mit dem Phasenverschiebungswinkel ϑ der beiden Spannungen U_i und der nacheilenden Spannung U_j . Die maximal übertragbare Wirkleistung ergibt sich also bei einem Phasenverschiebungswinkel $\vartheta=90^\circ$. Ebenfalls ist hier wieder der Einfluss der Spannung auf die Leistungsübertragung ersichtlich.

Ist bereits die Kippgrenze der Leistungsübertragung erreicht, so kann eine Erhöhung des Leistungsbedarfs oder ein Ansteigen der Reaktanz X durch z.B.: Leitungsausfälle oder Kurzschlüsse dafür sorgen, dass die Stabilitätsgrenze überschritten wird, und somit Generatoren außer Tritt zu fallen. Dies kann durch ausreichenden Abstand zur Stabilitätsgrenze verhindert werden.

Die Richtung des Wirkleistungsflusses wird also durch den Phasenwinkel gekennzeichnet. Ist dieser positiv dann erfolgt ein Wirkleistungsfluss vom Knoten i hin zum Knoten j .

2.3.2 Ermitteln der Spannungsstabilitätsgrenze für ein einfaches System

[35]

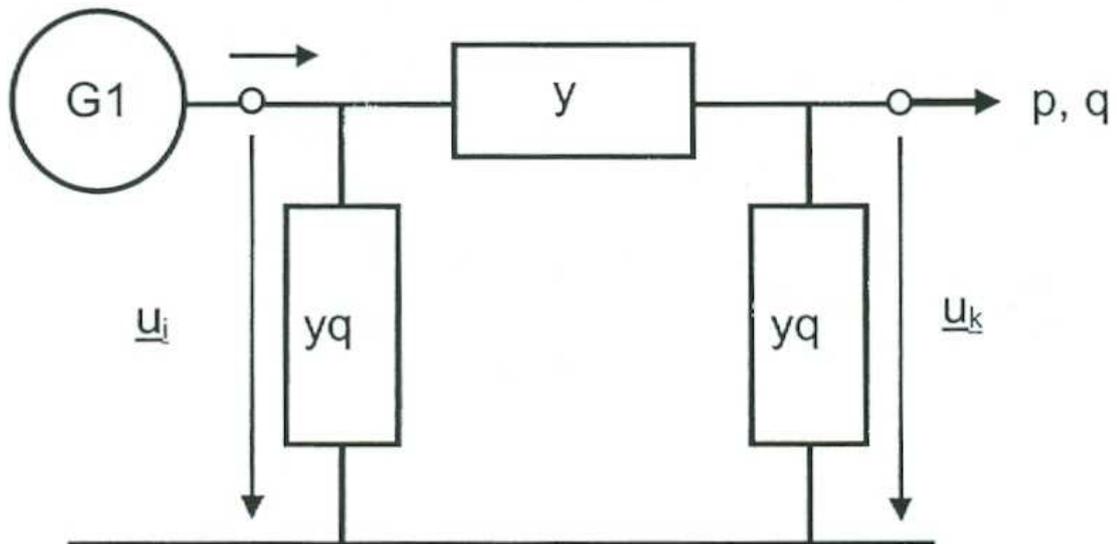


Abbildung 21: Einfaches Übertragungssystem mit spannungsunabhängiger Last; Quelle: [35] Kapitel 6 Seite 1

Ausgehend von der Lastflussgleichung

$$\underline{s} = \underline{U}^* \underline{Y}^* \underline{u}$$

wobei

\underline{s} ...Vektor der Knotenleistungen

\underline{U} ...Diagonalmatrix der Knotenspannungen

\underline{Y} ...Knotenpunktadmittanzmatrix

\underline{u} ...Vektor der Knotenspannungen

bedeutet, ist für dieses einfache Beispiel eine geschlossene Lösung für \underline{u}_k möglich. Einsetzen in die obige Gleichung führt zu

$$\underline{s}_k = \underline{u}_k^* \underline{y}_d^* \underline{u}_k - \underline{u}_k^* \underline{y}^* \underline{u}_i$$

mit $\underline{y}_d = \underline{y} + \underline{y}_q$

Mit der Annahme von spannungsunabhängiger Last $f_p=0$, $f_q=0$ und Einsetzen von Betrag und Phase sowie Aufspalten von \underline{s}_k in Real- und Imaginärteil für Wirk—und Blindleistung ergibt

$$\begin{aligned}\operatorname{Re}(\underline{s}_k) &= p(u_k) = u_k^2 y_d \cos \alpha_d - u_k u_i y \cos(\vartheta - \alpha) \\ \operatorname{Im}(\underline{s}_k) &= q(u_k) = -u_k^2 y_d \sin \alpha_d - u_k u_i y \sin(\vartheta - \alpha)\end{aligned}$$

wobei

α ...Admittanzwinkel des Übertragungssystems

α_d ...Winkel der Admittanz y_d

ϑ ...Phasenverschiebungswinkel zwischen \underline{u}_i und \underline{u}_k

Das Auffinden von u_k erfolgt über Quadrieren von p und q zu

$$p^2 + q^2 = -u_k^4 y_d^2 + u_k^2 u_i^2 y^2 + 2u_k^2 y_d (p \cos \alpha_d - q \sin \alpha_d)$$

und zu der Lösung nach \underline{u}_k mit

$$\begin{aligned}u_k^2 &= 1/(2y_d^2) * (u_i^2 y^2 + 2y_d (p \cos \alpha_d - q \sin \alpha_d)) \pm \\ &\sqrt{(u_i^2 y^2 + 2y_d (p \cos \alpha_d - q \sin \alpha_d) - 4y_d^2 p^2 + q^2)}\end{aligned}$$

Eine komplexe Lösung dieser Gleichung ist gleichbedeutend mit einem physikalisch nicht existenten Netzzustand, weshalb sich ein solcher Fall in einen Spannungszusammenbruch äußert.

Aus dieser Gleichung lässt sich die Grenzbedingung für diesen Fall ermitteln mit

$$p^2 + q^2 > (u_i^2 y^2 + 2y_d (p \cos \alpha_d - q \sin \alpha_d))^2 / (4y_d^2)$$

Für den Fall reiner Wirkbelastung ergibt sich mittels der Vereinfachungen $1/\underline{y} = 1/y * e^{-j\alpha} = \underline{z} = r + jx$ mit $r=0$ und damit $\alpha = \alpha_d = -90^\circ$ sowie $y_d = y + y_q$ mit $y_q=0$ der obige Ausdruck zu

$$p^2 > (u_i^4 y^2) / 4$$

und für den Fall reiner Blindleistungsbelastung mit selbigen Vereinfachungen

$$-q > (u_i^2 y) / 4$$

Da der Ausdruck $u_i^2 y$ nichts anderes als die Kurzschlussleistung des Netzes

bedeutet (Knoten k gegen Erde kurzgeschlossen) kann aus der Ungleichung für Wirkbelastung geschlossen werden, dass maximal die halbe Kurzschlussleistung des Netzes an Wirkleistung stabil übertragen werden kann, während dieser Wert für reine Blindleistung auf ein Viertel zurückgeht.

Die nachfolgende Abbildung zeigt PV-Kurven sowohl für kapazitive als auch induktive Belastung. Die Stabilitätsgrenze ist dort erreicht wo die Tangente der Kurve parallel zur Spannungsachse liegt. Erkennbar ist, dass für kapazitive Belastung die Stabilitätsgrenze schon bei höherer Spannung auftritt.

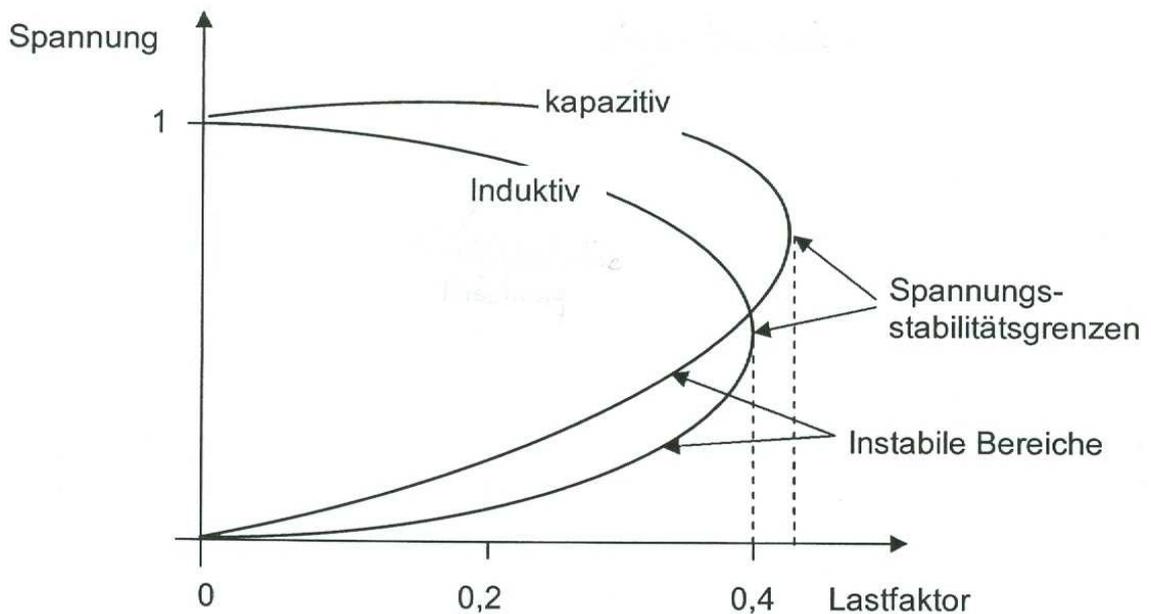


Abbildung 22: PV-Kurven bei unterschiedlichen Lastfaktoren; Quelle: [35] Kapitel 6.2 Seite 3

Eine Möglichkeit zur Vermeidung des Spannungskollapses wird bei dem einfachen Beispiel aus Abb. 22 demonstriert, indem im Knoten k zur Spannungsstützung eine Blindleistungseinspeisung vorgesehen wird. Dementsprechend wird die Spannung u_k in der Leistungsgleichung festgehalten und diese nach q aufgelöst. Knoten k entspricht dann einem PV Knoten.

Aus

$$p^2 + q^2 = -u_k^4 y_d^2 + u_k^2 u_i^2 y^2 + 2u_k^2 y_d (p \cos \alpha_d - q \sin \alpha_d)$$

wird nach Umformung

$$q^2 + 2u_k^2 y_d (p \sin \alpha_d) q + p^2 + u_k^4 y_d^2 - u_k^2 u_i^2 y^2 - 2u_k^2 y_d (p \cos \alpha_d) = 0$$

Diese Gleichung besitzt als Funktion von q im Gegensatz zur Gleichung nach u_k (4.Ordnung) nur 2.Ordnung. Mit den Vereinfachungen $\alpha = -90^\circ$, $u_k = u_i$ und $y_q = 0$ ergibt sich

$$q^2 - 2u_i^2 y q + p^2 = 0$$

Mit einer Annahme von p ergeben sich 2 Lösungen. Diese in die vereinfachte nachfolgende Gleichung für q eingesetzt, ergibt sich der Phasenverschiebungswinkel φ zwischen u_i und u_k .

$$\operatorname{Im}(\underline{s}_k) = q(u_k) = u_i^2 y - u_i^2 y \cos(\varphi)$$

Es ergeben sich 2 Lösungen von denen jene mit dem kleineren Phasenverschiebungswinkel φ zu bevorzugen ist, da dieser weniger Blindleistungsverluste und damit einen kleineren Blindstrom verursacht. Außerdem befindet sich die Lösung mit dem größeren Winkel in der Regel jenseits der Rotorwinkelstabilitätsgrenze von 90° .

Abschließend sei festgehalten, dass der Unterschied ob Rotorwinkel- oder Spannungsstabilitätsverletzung vorliegt, nicht immer einfach festzustellen ist. Als Näherung gilt, dass mäßig große Spannungsabfälle und große Phasenwinkel auf Rotorwinkelstabilitätsprobleme hinweisen, sowie mäßig große Phasenwinkel und große Spannungsabfälle auf Spannungsstabilitätsprobleme.

2.4 Lastflussverfahren ^[7]

Da ein Energienetz von stetem Wandel betroffen ist was Belastung und Ausbau betrifft, bedient man sich der rechnerischen Methode des Lastflussverfahrens um Schwachstellen im Netz durch steigende Belastung oder Einspeisung analysieren zu können. Dafür muss das existierende Netz mithilfe der Kirchhoffschen Gesetze in ein mathematisches Modell umgewandelt werden. Mit der Annahme eines symmetrischen Betriebs des Netzes lässt sich dieses

mehrphasige System auf ein Einphasiges reduzieren, was die Berechnung vereinfacht. Das Ergebnis ist ein lineares Gleichungssystem, welches auf Basis der Knotenadmittanzmatrix das bestehende Netz hinsichtlich Topologie, Zweigimpedanzen, -admittanzen, Belastung und Einspeisung abbildet.

Damit ist es möglich die Wirk- und Blindleistungsflüsse bzw. deren zugehörige Ströme, sowie Übertragungsverluste von Leitungen und Transformatoren zwischen den Knoten innerhalb eines Netzes mit Vorgaben von Einspeisung- und Verbraucherleistungen und/oder Betrag und Phase der Knotenspannungen zu berechnen, wobei je nach Art des Knotens 2 Werte gegeben sind. Diese sind:

Knotenart	Gegeben	Gesucht
<i>Lastknoten:</i> (auch P, Q-Knoten, Lastknoten, ca. 80 % bis 90 % aller Knoten)	+P, +Q _{ind} oder -Q _{kap}	$ \underline{U} , \delta$
<i>Speiseknoten:</i> (auch Generatorknoten, Spannungsgeregelter Knoten)	-P, $ \underline{U} $	Q, δ
<i>Bilanzknoten:</i> (auch Slack-Knoten, Swing-Knoten, Bezugs- knoten)	$ \underline{U} , \delta_1 = 0$	P, Q

Abbildung 23: Knotenarten; Quelle: [7] Seite 749

2.4.1 Modell der Knotenadmittanzmatrix ^{[1],[6],[7],[35]}

Zuerst werden alle Impedanzen der Betriebsmittel in Admittanzen umgewandelt. Für Leitungen empfiehlt sich die π -Ersatzschaltung gegenüber der T-Ersatzschaltung zu verwenden da dies zusätzliche Knoten vermeidet. Der grundlegende Gedanke besteht darin an jedem Knoten die Summe aus zu- und abfließenden Strömen zu bilden. Diese Knoten werden von 1 an beginnend bis n nummeriert. Dabei wird jedem Knoten i eine Knotenspannung U_i zugewiesen die auf einen beliebigen gemeinsamen Punkt 0 bezogen wird. Für gewöhnlich besitzt dieser Punkt 0 Erdpotential.

Die von einem Knoten abfließenden Ströme werden positiv gezählt, die jeweils am Ende liegenden des Pfades liegenden Knotenspannungen sowie die im

Strompfad liegende Admittanz repräsentieren diese Ströme über

$$I_{ik} = \underline{Y}_{ik} (\underline{U}_j - \underline{U}_k)$$

und somit ergibt sich die Stromsumme aller zu und abfließenden Ströme im Knoten i zu

$$I_i = \sum I_{ik} = I_{i1} + \dots + I_{in}$$

Nach Ausmultiplizieren und Zusammenfassen und Wiederholung für jeden Knoten des Netzes liefert dies das lineare algebraische Gleichungssystem. Zur besseren Übersicht wird dies in Matrixschreibweise ausgeführt

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \dots & \underline{Y}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{n1} & \dots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{bmatrix}$$

Die Vektorschreibweise lautet: $\underline{Y} * \underline{U} = \underline{I}$

\underline{Y} ...Knotenadmittanzmatrix

\underline{U} ...Vektor der Knotenspannung

\underline{I} ...Vektor der Knotenströme

Die so erhaltene Matrix hat folgende Eigenschaften:

1. \underline{Y} ist quadratisch von der Ordnung $n \times n$
2. \underline{Y} ist normalerweise symmetrisch ($Y_{ik} = Y_{ki}$); zu Unsymmetrien kommt es bei der Nachbildung von Transformatoren mit drehender Schaltgruppe
3. \underline{Y} ist nahezu singular, da die Querglieder gegen Erde \underline{Y}_{i0} in \underline{Y}_{ii} relativ klein sind. ($\det \underline{Y} = 0$)
4. \underline{Y} kann unmittelbar aus dem Netzschaltplan aufgebaut werden
5. \underline{Y} ist $(n+1)$ ter Ordnung ($n+1$ Knoten)

Hier ein anschauliches Beispiel zum Aufbau einer Knotenadmittanzmatrix:

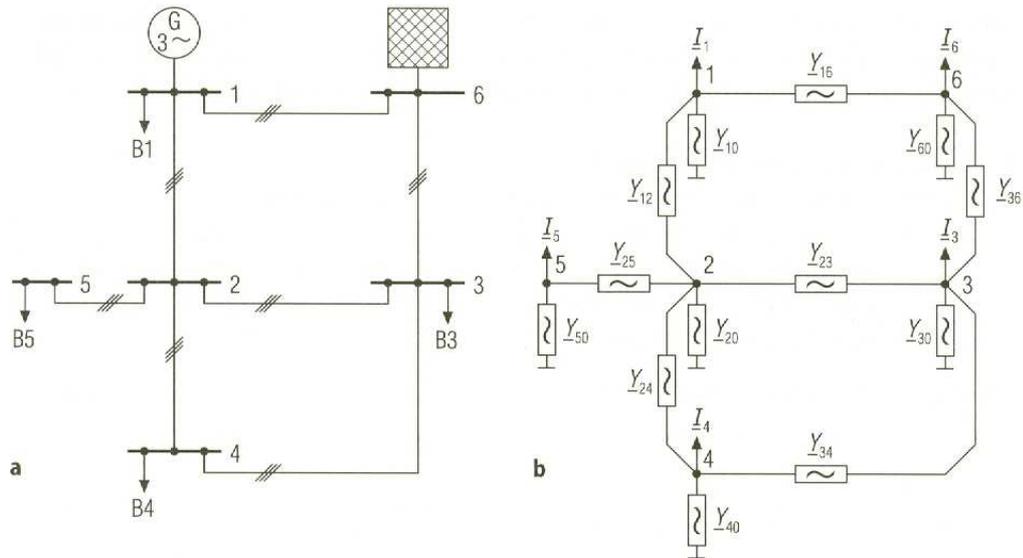


Abbildung 24: Drehstromnetz a) Netzschaltplan b) Ersatzschaltung; Quelle: [1] Seite 444

$$\begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \underline{Y}_{12} & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{16} \\ \underline{Y}_{12} & \underline{y}_{22} & \underline{Y}_{23} & \underline{Y}_{24} & \underline{Y}_{25} & 0 \\ 0 & \underline{Y}_{23} & \underline{y}_{33} & \underline{Y}_{34} & 0 & \underline{Y}_{36} \\ 0 & \underline{Y}_{24} & \underline{Y}_{34} & \underline{y}_{44} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_{25} & 0 & 0 & \underline{y}_{55} & 0 \\ \underline{Y}_{16} & 0 & \underline{Y}_{36} & 0 & 0 & \underline{y}_{66} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{U}_4 \\ \underline{U}_5 \\ \underline{U}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ 0 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_4 \\ \underline{I}_5 \\ \underline{I}_6 \end{bmatrix}$$

Da nicht jeder Knoten eines Netzes mit jedem anderen Knoten verbunden ist, werden die entsprechenden Elemente 0 gesetzt. Da dies in einem realen Netz sehr häufig vorkommt, wird diese Matrix als spärlich besetzt bezeichnet. Dies drückt die sogenannte Spärlichkeit aus:

$$S = Z/n^2$$

Z...Anzahl der Nullelemente

n...Matrixordnung

Der Strom im Knoten \underline{I}_2 ist Null da an diesem weder eine Einspeisung noch eine Leistungsabnahme erfolgt.

Da durch Hinzufügen der Queradmittanzen das Problem der Singularität des Gleichungssystems noch nicht gelöst ist, wird zusätzlich in einem Knoten, dem sogenannten Bezugsknoten, die Spannung nach Betrag und Phase vorgegeben und dieser Knoten dann aus dem Gleichungssystem gestrichen. Dadurch erhält

die Matrix die Dimension $n-1$ und kann somit gelöst werden. Andernfalls könnte die Impedanzmatrix $\underline{Z}=\underline{Y}^{-1}$ nicht gebildet werden. Dies wäre jedoch nötig wenn man bei gegebenen Knotenströmen die Knotenspannungen $\underline{Z}^*\underline{I} = \underline{U}$ berechnen wollte.

2.4.2 Belastungsarten ^{[1],[6]}

Die formale Behandlung erfolgte bereits in Kapitel 2.2.4.1. Ausgehend von folgendem Beispiel der Versorgung einer Last über eine Drehstromleitung kann die Belastung durch 3 verschiedene Arten mittels der Exponenten p und q dargestellt werden:

- Belastung als konstante Impedanz mit $p=q=2$
- Belastung als konstanter Strom mit $p=q=1$
- Belastung als konstante Leistung mit $p=q=0$

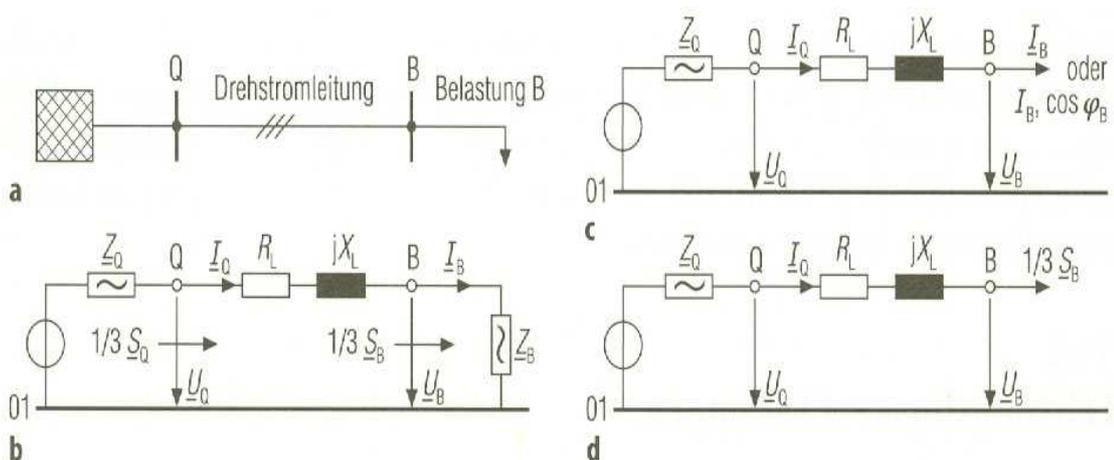


Abbildung 25: Leistungübertragung über eine Drehstromleitung a) Netzaufbau b) Ersatzschaltung für konstante Belastungsimpedanz c) Belastungsnachbildung durch konstanten Strom d) Belastungsnachbildung durch konstante Leistung; Quelle: [1] Seite 488

2.4.3 Newton-Raphson Verfahren ^{[1],[7]}

Es wird von der Leistungsgleichung

$$3^*\underline{U}^*\underline{Y}^*\underline{u}^*=\underline{s}=(p+jq)$$

ausgegangen, die man aus der Stromgleichung $\underline{Y}^*\underline{u}=\underline{i}$ gewinnt, indem man diese Gleichung zunächst komplex konjugiert und von links mit 3 und einer

Diagonalmatrix \underline{U} multipliziert. Links steht die in den Netzzweigen transportierte und umgesetzte Leistung, auf der rechten Seite die vorgegebene Knotenleistung. Wird das Gleichungssystem so umgeordnet, dass rechts der Nullvektor steht kann diese Gleichung in Real- und Imaginärteil aufgespalten werden und mit dem Newton Verfahren für Nullstellenberechnung gelöst werden.

$$\operatorname{Re}[3^* \underline{U}^* \underline{Y}^* \underline{u}^*] - p = 0$$

$$\operatorname{Im}[3^* \underline{U}^* \underline{Y}^* \underline{u}^*] - q = 0$$

Da Leistungsflussgleichungen nichtlinear sind, müssen diese mittels Taylorreihenbildung und Abbruch nach dem ersten Glied für jeden Iterationsschritt linearisiert werden. Danach folgt die Umreihung und Zusammenfassung der beiden Gleichungen.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta p}{\partial x} \\ \frac{\partial \Delta q}{\partial x} \end{bmatrix}_{(v)} \Delta x_{(v+1)} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}_{(v)} \Delta x_{(v+1)} = - \begin{bmatrix} \Delta p \\ \Delta q \end{bmatrix}_{(v)}$$

Der Bilanzknoten wird durch Streichung der ihm zugehörigen Zeile und Spalte berücksichtigt. Abschließend kann diese Gleichung mit dem Iterationsschritt $v=0$ beginnend gelöst werden, wobei $J_{(v)}$ Jacobimatrix genannt wird. Diese ist schwach besetzt und muss für jeden Iterationsschritt neu gebildet werden.

Dieses Verfahren eignet sich zur Berechnung großer Systeme da es unabhängig von der Größe dieser nach 4-5 Iterationsschritten zu einer Lösung führt und die Einbeziehung von PV-Knoten ermöglicht.

Nachteilig sind der hohe Programmieraufwand, ferner dass die Jacobimatrix für jeden Iterationsschritt neu gebildet werden muss und dass der Startvektor möglichst gut an die Knotenspannung angenähert sein muss. Falls dieser nicht verfügbar ist wird zuerst eine Grobiteration via Gauß-Seidel Verfahren durchgeführt.

3 Potentiale der Kraftwerkseinheiten

Da die Erzeugung und der Verbrauch der von Kraftwerken erzeugten elektrischen Energie selten am gleichen Ort stattfindet, gibt es die Transportnetze mit 380KV und 220KV die diese über niedrigere Spannungsebenen bis zu den Verbrauchern leiten. Wenn die Spannungsebenen bzw. wichtige Transportleitungen von 380KV und 220KV jedoch aufgrund von technischen Problemen oder höherer Gewalt (Naturkatastrophen, Terror) ausfallen würden, könnten die in diese Spannungsebene einspeisenden Kraftwerke nicht mehr für die elektrische Energieproduktion verwendet werden.

Die nachfolgende Datenrecherche listet jene Kraftwerke auf, deren Engpassleistung⁵ über 10MW beträgt. Der Zweck dieser Aufteilung ist, aus dieser Liste jene Kraftwerke herauszufiltern, die direkt in das Energienetz mit 110KV einspeisen, da die Transportnetze der Spannungsebenen 380KV und 220KV für die nachfolgende Simulation ja als ausgefallen gelten. Mittels dieser ermittelten Kraftwerkskapazität kann dann versucht werden, die Übertragungsleitungen mit Spannungen von 110kV zu betreiben und damit verbrauchernahe Netze, wie z.B.: ein städtisches Gebiet, zu versorgen.

Die Grenze von 10MW wurde gewählt, da es laut e-Control mehr als 600 Laufwasserkraftwerke gibt, die eine Engpassleistung von weniger als 10MW besitzen und diese zu finden würde den Aufwand dieser Arbeit sprengen. Für diese Auflistung kommen aber nur Kraftwerke jenes Typs infrage, die jederzeit Energie liefern können, d.h. Wind- und Photovoltaikanlagen sind aufgrund ihrer Erzeugungsvolatilität aus dieser Auflistung ausgenommen, und es verbleiben somit Wasserkraft, das sind Speicher- und Laufwasseranlagen, Biomasse, Restmüll und Wärmekraftwerke, bestehend aus Gas oder Kohle. Es sei noch darauf hingewiesen dass seitens des Autors keine Garantie über die Vollständigkeit dieser Auflistung abgegeben werden kann. Die Daten entstammen hauptsächlich den Homepages der Kraftwerksbetreiber oder wurden per Email nachgefragt.

⁵ Ist die Dauerleistung die maximal abgegeben werden kann, begrenzt durch das schwächste Glied in der Erzeugungskette.

3.1 Gesamtösterreich und einzelne Bundesländer

Laut e-Control (Stand der Daten: Juli 2012) gibt es österreichweit folgenden Kraftwerkspark von Wasser- und Wärmekraftwerken, welche über eine Engpassleistung von >10MW verfügen.

	Anzahl	Engpassleistung gesamt [MW]
Laufkraftwerk	90	4433
Speicherkraftwerk	67	7615
Wärmekraftwerk	72	7702

Tabelle 5: Engpassleistung der Kraftwerkstypen Wasser und Wärme in Gesamtösterreich

Eine genauere Aufteilung der Standorte der einzelnen Kraftwerke nach Bundesländern erfolgt durch den Autor dieser Arbeit. Kraftwerke mit einer Einspeisespannung >110kV wurden der Vollständigkeit halber in dieser Liste belassen.

3.1.1 Burgenland

In diesem Bundesland existieren keine Kraftwerke dieser Art mit einer Engpassleistung >10MW.

3.1.2 Vorarlberg

Name	Ort	Engpassleistung [MW]	Typ	Spannung [kV]	Quelle
Alberschwende	Bregenzerach (KWhaus)	30	Lauf		[10], [11]
Andelsbuch	Unterbezegg	15,1	Lauf		[10], [11]
Langenegg	Bregenzerach (KWhaus)	74	Lauf		[10], [11]
Lutz OS	Ludesch	19,3	Lauf	45	[10], [11]
Klösterle	Klösterle	16	Speicher		[10], [11]
Walgauwerk	Beschling bei Nenzing	94	Lauf	220	[11]
Rodunwerk II	Vandans	276	Speicher		[11], [12]

Rodunwerk I	Vandans	198	Speicher		[11], [12]
Lünerseewerk	Tschagguns	232	Pump- speicher		[11], [12]
Kopswerk II	Gaschurn	450	Pump- speicher		[11]
Kopswerk I	Partenen	247	Pump- speicher	220	[11]
Vermuntwerk	Partenen	156	Pump- speicher		[11]
Obervermuntwerk	Gaschurn	29	Speicher		[11]

Tabelle 6: Kraftwerksauflistung Vorarlberg

3.1.3 Tirol

Name	Ort	Engpassleistung [MW]	Typ	Spannung [kV]	Quelle
Achensee		79	Speicher		[13]
Kaunertal	Prutz	392	Speicher		[13]
Imst	Prutz und Imst	89	Lauf		[13]
Kühtai	Kühtai	289	Pumpspeicher		[12], [13]
Silz	Silz und Stams	500	Speicher		
Kirchbichl	Kirchbichl	24	Lauf		[13]
Langkampfen	zw. Kirchbichl & Ebbs-Oberaudorf	28,8	Lauf		[13]
Amlach	zw. Strassen und Amlach	60	Lauf		[13]
Bösdornau	Mayrhofen	25	Speicher	110	[14]
Funsingau	Gerlos	25	Speicher	110	[14]
Gerlos	Zell am Ziller	200	Speicher	110	[14]
Häusling	Mayrhofen	360	Pumpspeicher	220	[14]
Mayrhofen	Mayrhofen	345	Speicher	220	[14]
Oberaudorf - Ebbs	Kufstein	60	Lauf	110	[14]
Roßhag	Ginzling	231	Pumpspeicher	220	[14]

Tabelle 7: Kraftwerksauflistung Tirol

3.1.4 Kärnten

Name	Ort	Engpassleistung [MW]	Typ	Spannung [kV]	Quelle
KW Gruppe Fragant		474	Speicher		[15]
Koralpe		50	Pumpspeicher		[15]
Schütt			Lauf		[15]
Feldsee	Innerfragant	140	Pumpspeicher		[15]
Annabrücke	Linsendorf	90	Lauf		[14]
Edling	Edling	87	Lauf	220	[14]
Feistritz- Ludmannsdorf	Feistritz	88	Lauf	220	[14]
Ferlach-Maria Rain	Ferlach	75	Lauf	110	[14]
Kellerberg	Weißenstein	25	Lauf		[14]
Kreuzeck Tagesspeicher	Reißeck	45	Speicher		[14]
Lavamünd	Lavamünd	28	Lauf	110	[14]
Malta Hauptstufe	Reißeck	730	Speicher	220	[14]
Malta Oberstufe		120	Speicher	110	[14]
Malta Unterstufe	Lendorf	41	Speicher	110	[14]
Paternion	Ferndorf	24	Lauf		[14]
Reißeck Jahresspeicher	Kolbnitz	68	Speicher		[14]
Reißeck Tagesspeicher	Kolbnitz	23	Speicher		[14]
Rosegg-St. Jakob	Rosegg	80	Lauf	110	[14]
Schwabeck	Lavamünd	79	Lauf		[14]

Villach	Villach	25	Lauf		[14]
FHZW Klagenfurt	Klagenfurt	30	KWK	20	[32]
Obere Sill	Innsbruck	18	Lauf	25	[17]
Untere Sill	Innsbruck	28	Lauf	25	[17]

Tabelle 8: Kraftwerksauflistung Kärnten

3.1.5 Steiermark

Name	Ort	Engpassleistung [MW]	Typ	Spannung [kV]	Quelle
Altenmarkt	Altenmarkt bei St. Gallen	26	Lauf		[14]
Arnstein	Teigitschgraben	30	Speicher	110	[14]
Bodendorf-Paal	St. Georgen ob Murau	27	Speicher	110	[14]
Dionysen	Mötschlach	16	Lauf	110	[14]
Fisching	nähe Zeltweg	22	Lauf	110	[14]
Friesach	Peggau	12	Lauf	110	[14]
Gabersdorf	Leibnitz	14	Lauf	110	[14]
Gralla	Altgralla	16	Lauf		[14]
Hieflau	Hieflau	63	Speicher	110	[14]
Krippau	Altenmarkt bei St. Gallen	30	Lauf	110	[14]
Landl	Landl	25	Lauf	110	[14]
Laufnitzdorf	Frohnleiten	18	Lauf		[14]
Lebring	Lebring	20	Lauf	20	[14]
Leoben		10	Lauf		[14]
Mellach Gas-Kombikw	Dillachegg	832	GuD		[14]
Mellach Laufkraftwerk	Dillachegg	16	Lauf	110	[14]
Obervogau	Kleinwagna	13	Lauf	110	[14]
Peggau	Peggau	13	Lauf	20	[14]
Pernegg	Kirchdorf	19	Lauf	20	[14]
Rabenstein	Frohnleiten	14	Lauf	20	[14]
Sölk	Gröbming	61	Speicher	110	[14]
Spielfeld	Spielfeld	13	Lauf	110	[14]
St. Martin	Edelschrott	10	Speicher	110	[14]

Triefenbach	Schwarzenbach	10	Lauf	30	[14]
Weinzödl	Graz-Andritz	16	Lauf		[14]
Werndorf- Neudorf	Neudorf ob Wildon	164	Gas	110	[12], [14]
Mellach Fhkw		246	Steinkohle		[12], [14]
Gaishorn		21	Biomasse		[19]
Zeltweg		137	Biogas		[20]
Weitendorf	Weitendorf	16	Gas	20	[21]

Tabelle 9: Kraftwerksauflistung Steiermark

3.1.6 Salzburg

Name	Ort	Engpassleistung [MW]	Typ	Spannung [kV]	Quelle
Bischofshofen	Bischofshofen	16	Lauf	30	[22]
Kaprun Hauptstufe	Kaprun	240	Speicher	220	[14]
Kaprun Limberg II	Kaprun	480	Pumpspeicher	420	[14]
Kaprun Oberstufe	Kaprun	113	Pumpspeicher	110	[14]
Kreuzbergmaut	Pfarrwerfen	18	Lauf	30	[14], [22]
Schwarzach	Schwarzach	120	Speicher	110	[14]
St. Johann	St. Johann im Pongau	16	Lauf	30	[14], [22]
St. Veit	St. Veit im Pongau	16	Lauf		[14]
Urreiting	Urreiting	16	Lauf	30	[14], [22]
Wallnerau Salzachstufe	Schwarzach	13	Lauf		[14]
Werfen- Pfarrwerfen	Werfen	16	Lauf	30	[14], [22]
Bärenwerk	Großglockner Hochalpen- strasse	11,6	Speicher	30	[22]
Nassfeld	Sportgastein	31,5	Pumpspeicher		[22]
Böckstein	Bad Gastein	44,5	Speicher		[22]
Remsach	Bad Gastein	30,9	Speicher		[22]
Hintermuhr	St. Michael im Lungau	104	Pumpspeicher	110	[22]
Sohlstufe Hallein	Hallein	11,7	Lauf	30	[22]
Wiestal	Wimberg	28	Speicher	30	[22]

Strubklamm	Roßbach	15	Speicher	30	[22]
Urstein	Prähausen	22	Lauf	30	[22]
HZKW Salzburg-Mitte	Salzburg	83,66	GuD		[22]
HZKW Salzburg-Nord	Salzburg	13,7	Öl/Gas		[22]
Dießbach	Stausee	24	Speicher	3x30/2x	[22]
	Dießbach			110	
Wald	Wald	23,5	Lauf	110	[22]

Tabelle 10: Kraftwerksauflistung Salzburg

3.1.7 Oberösterreich

Name	Ort	Engpassleistung [MW]	Typ	Spannung [kV]	Quelle
Gmunden	Traunsee	12,2	Lauf	30	[23]
Lambach	Traun	13,9	Lauf	30	[23]
Marchtrenk		42,8	Lauf	110	[23]
Partenstein	Stausee Langhalsen	33,8	Speicher	110	[23]
Plankenau	St. Veit im Pongau	11,2	Lauf	30	[23]
Ranna	Oberkappl	19	Speicher	110	[23]
Steeg-Überland	Bad Goisern	13,3	Speicher	30	[23]
Traun-Pucking	Pucking	45,8	Lauf	110	[23]
Traunfall	Roitham	9,8	Lauf	30	[23]
Wagrain-St. Johann	St. Johann im Pongau	16,4	Speicher	30	[23]
Riedersbach I	St. Pantaleon	55	Steinkohle	110	[23]
Riedersbach II	St. Pantaleon	168	Steinkohle	110	[23]
Timelkam	Timelkam	15	Biomasse	110	[23]
Timelkam	Timelkam	405	GuD Erdgas	110	[23]
Timelkam 3	Timelkam	120	GuD	110	[23]
Garsten	St. Ulrich bei Steyr	35,3	Lauf		[24]
Großraming	Reichraming	72,3	Lauf	115	[14]
Klaus	Klaus an der Pyhrnbahn	19,6	Lauf	220	[14],[24]
Losenstein	Losenstein	39,4	Lauf	120	[14],[24]
Mühlrading	Kronstorf	24,8	Lauf	6,3	[14],[24]
Rosenau	Garsten	34,35	Lauf	110	[14],[24]
Schönau	Kleinreifling	29,8	Lauf	116	[14],[24]

St. Pantaleon	Enns	51,9	Lauf	110	[14],[24]
Staning	Staning	43,2	Lauf	110	[14],[24]
Ternberg	Ternberg	40,4	Lauf	110	[14],[24]
Weyer	Rettenstein	36,8	Lauf		[24]
Schärding- Neuhaus	Schärding	96	Lauf	220	[14]
Wallsee- Mitterkirchen	Mitterkirchen	210	Lauf		[14]
Abwinden- Asten	Abwinden bei Linz	168	Lauf		[14]
Aschach	Aschach	287	Lauf	220	[14]
Braunau- Simbach	Ranshofen	100	Lauf	110	[14]
Egglfing- Oberberg	Obernberg	81	Lauf	110	[14]
Ering- Frauenstein	Ering (Bayern)	73	Lauf	110	[14]
Garsten- St.Ulrich	Garsten	35	Lauf	110	[14]
Jochenstein	Untergrießbach bei Passau (Bayern)	132	Lauf		[14]
Ottensheim- Wilhering	Wilhering	179	Lauf		[14]
Passau-Ingling	Schardenberg	86,4	Lauf	110	[14]
FHKW Linz - Mitte	Linz	217	GuD	110	[12], [25]
FHKW Linz - Süd	Linz	170	Gas	110	[12], [25]
Reststoff HKW Linz - Mitte	Linz	19,7	Reststoffe	30	[25]

Kleinmünchen		10	Lauf		[25]
Jochenstein	Engelhartzell	132	Lauf	220	[12]

Tabelle 11: Kraftwerksauflistung Oberösterreich

3.1.8 Niederösterreich

Name	Ort	Engpassleistung [MW]	Typ	Spannung [kV]	Quelle
Altenwörth	Zwentendorf	328	Lauf	235	[14]
Dürnrohr	Dürnrohr	386	Kohle		
Dürnrohr II	Dürnrohr	352	Kohle		[12], [14]
Greifenstein	Stockerau	293	Lauf		[12], [14]
Melk	Melk	187	Lauf		[14]
Ybbs-Persenbeug	Ybbs	236	Lauf		[12], [14]
Stausee Ottenstein	Ottenstein	48	Speicher		[12], [26]
Theiß	Gedersdorf/Theiß	800	Dampf		[12], [27]
Stausee Dobra	Rastenfeld	16,2	Speicher		[12]
Korneuburg	Langenzersdorf	154	GuD		[12]
Opponitz	Opponitz	12,4	Lauf	20	[12], [28]
Krumau		17,3	Speicher		[26], [29]
GoGen St. Pölten	St. Pölten	10	Gas		[29]
GoGen Tulln	Tulln	10	Gas		[29]

Tabelle 12: Kraftwerksauflistung Niederösterreich

3.1.9 Wien

Name	Ort	Engpassleistung [MW]	Typ	Spannung [kV]	Quelle
Wien-Freudenau	Wien	172	Lauf		[14]
Simmering I	Wien	828	GuD	400	[12], [30]
Simmering II	Wien	65	GuD	110	[12], [30]
Simmering III	Wien	420	GuD	110/380	[12],[30]
Biomasse Simmering	Wien	25	Biomasse	110	[12],[30]
Donaustadt	Wien	395	Dampf	110	[12],[28],[30]
Leopoldau	Wien	100	GuD	110	[12], [30]
Pfaffenu	Wien	14	Restmüll		[31]

Tabelle 13: Kraftwerksauflistung Wien

4 Das städtische Versorgungsnetz

Eine skizzenhafte Darstellung des städtischen Versorgungsnetzes ist nachfolgend abgebildet. Man sieht hier die 3 Netzgruppen G, B und O sowie die Station S1, die keiner der genannten Netzgruppen zugeordnet ist und in der sich die Generatoren GS1, GS2, GS3 und GS4 befinden. Die Netzgruppen G, B und O sind jeweils über 110KV/380KV Transformatoren mit einer 380KV Sammelschiene verbunden. Des Weiteren ist es möglich die Netzgruppen B und O direkt, sowie die Netzgruppen B und G über die Station NGB miteinander zu koppeln.

In den Unterkapiteln erfolgt eine Auflistung der Stationsnamen sowie deren Wirk- und Blindleistungsabgänge. Die Erhöhung der Nummerierung der Stationen erfolgt mit zunehmendem Abstand zur 380kV Sammelschiene der Station S1. Auch auf die Anzahl der zur jeweiligen Netzgruppe gehörenden Freileitungen bzw. Kabel und deren Längen wird eingegangen um sich ein besseres Bild der Netzgruppen machen zu können.

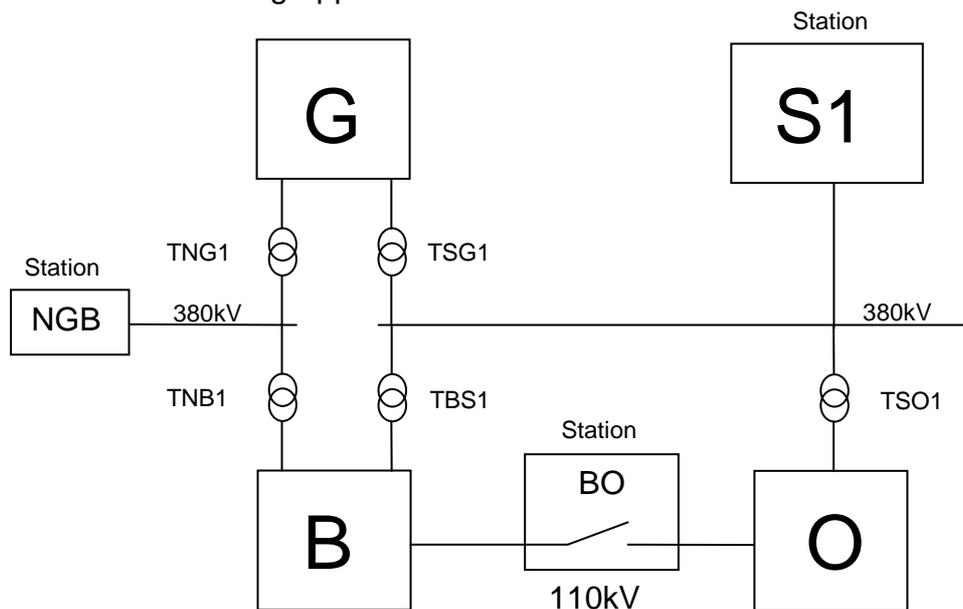


Abbildung 26: Skizze des städtischen Versorgungsnetzes; eigene Darstellung

Die Gesamtanzahl aller Stationen in diesem Netz beträgt 23. Die gesamte verbrauchte Wirk- und Blindleistung aller 3 Netzgruppen beträgt:

	P [MW]	Q [Mvar]
Netzgruppen	915,64	333,45

Tabelle 14: verbrauchte Wirk- und Blindleistung aller Netzgruppen

Nachfolgend eine Tabelle zur Veranschaulichung von Leitungslängen des gesamten Netzes:

	Anzahl	Summe [km]	Durchschnitt [km]	Median [km]
Freileitungen	15	135,115	9,008	6,520
Kabel	68	209,474	3,081	2,311
Alle Leitungen	83	344,589	4,152	3,293

Tabelle 15: Daten zu Anzahl und Längen der Leitungen des gesamten Netzes

4.1 Netzgruppe B

Diese Netzgruppe enthält 7 Stationen mit den Namen B1, B2, B3, B4, B5, B6 und BO. Diese weisen in Summe eine Verbraucherleistung von 309,712MW an Wirkleistung und 121,914Mvar an Blindleistung auf. Die genaue Aufteilung der Wirk- und Blindleistung pro Station ist in der nachstehenden Tabelle aufgelistet.

	P [MW]	Q [Mvar]
B1	7,020	0,201
B2	57,641	18,376
B3	46,956	17,539
B4	64,518	40,687
B5	53,432	18,908
B6	80,145	26,203
BO	0,000	0,000
Σ	309,712	121,914

Tabelle 16: Wirk- und Blindleistungsverbraucher der Netzgruppe B

Weitere Daten zu dieser Netzgruppe betreffen die Freileitungen und verlegten Kabel. In der nachfolgenden Tabelle wird die Anzahl und Gesamt- sowie deren Durchschnitts- bzw. Medianlänge angeführt.

	Anzahl	Summe [km]	Durchschnitt [km]	Median [km]
Freileitungen	0	0	0	0
Kabel	20	86,686	4,33	4,661

Tabelle 17: Daten zu Anzahl und Längen der Leitungen in Netzgruppe B

Man erkennt dass in dieser Netzgruppe nur Leitungen aus Kabeln verlegt wurden, was für ein dicht verbautes Stadtgebiet nicht untypisch ist aufgrund von Platzmangel und optischen Überlegungen.

4.2 Netzgruppe G

Diese Netzgruppe enthält 6 Stationen mit den Namen G1, G2, G3, G4, G5 und BO. Diese weisen in Summe eine Verbraucherleistung von 265,031MW an Wirkleistung und 96,541Mvar an Blindleistung auf. Die genaue Aufteilung der Wirk- und Blindleistung pro Station ist in der nachstehenden Tabelle aufgelistet.

	P [MW]	Q [Mvar]
G1	0,000	0,000
G2	52,400	20,069
G3	96,845	30,802
G4	53,807	20,016
G5	61,978	25,654
BO	0,000	0,000
Σ	265,031	96,541

Tabelle 18: Wirk- und Blindleistungsverbraucher der Netzgruppe G

Weitere Daten zu dieser Netzgruppe betreffen die Freileitungen und verlegten Kabel. In der nachfolgenden Tabelle wird die Anzahl und Gesamt- sowie deren Durchschnitts- bzw. Medianlänge angeführt.

	Anzahl	Summe [km]	Durchschnitt [km]	Median [km]
Freileitungen	2	43,5	21,75	21,75
Kabel	14	46,62	3,33	2,799

Tabelle 19: Daten zu Anzahl und Längen der Leitungen in Netzgruppe G

Auch in dieser Netzgruppe dominieren Kabel als bevorzugte Verlegungsart.

4.3 Netzgruppe O

Diese Netzgruppe enthält 10 Stationen mit den Namen O1, O2, O3, O4, O5, O6, O7, O8, O9 und BO. Diese weisen in Summe eine Verbraucherleistung von 340,896MW an Wirkleistung und 114,997Mvar an Blindleistung auf und diese ist damit die wirkleistungsmäßig am meisten die Erzeugung belastende Netzgruppe. Weiters befinden sich in der Station O1 die 2 Generatoren GO3 und GO4. Die genaue Aufteilung der Wirk- und Blindleistung pro Station ist in der nachstehenden Tabelle aufgelistet.

	P [MW]	Q [Mvar]
O1	0,000	0,000
O2	0,000	0,000
O3	101,589	25,368
O4	45,921	28,622
O5	39,725	10,675
O6	48,130	18,554
O7	14,332	5,719
O8	0,000	0,000
O9	21,249	2,026
BO	69,951	24,032
Σ	340,896	114,997

Tabelle 20: Wirk- und Blindleistungsverbraucher der Netzgruppe O

Weitere Daten zu dieser Netzgruppe betreffen die Freileitungen und verlegten Kabel. In der nachfolgenden Tabelle wird die Anzahl und Gesamt- sowie deren Durchschnitts- bzw. Medianlänge angeführt.

	Anzahl	Summe [km]	Durchschnitt [km]	Median [km]
Freileitungen	13	91,615	7,05	5,661
Kabel	34	76,168	2,24	1,104

Tabelle 21: Daten zu Anzahl und Längen der Leitungen in Netzgruppe O

In dieser Netzgruppe dominieren die Kabeln als bevorzugte Verlegungsart, jedoch lässt die Anzahl an installierten Freileitungen darauf schließen, dass es

sich bei dieser Netzgruppe um ein weniger dicht verbautes gebiet bzw. eventuell um den Stadtrand handelt.

Anhand der vorliegenden Daten lässt sich sagen dass in städtischen Gebieten Kabel die bevorzugte Verlegungsart sind diese jedoch im Gegensatz zu Freileitungen nur in begrenzter Länge verlegt werden können da diese aufgrund ihres Aufbaus einen höheren Kapazitätsbelag aufweisen und damit einhergehende höhere Ladeströme.

5 Simulation des Netzwiederaufbaues

Das folgende Kapitel beschäftigt sich mit der grafischen Erstellung, der Dateneingabe, des Testens des erstellten Modells anhand eines bereits bestehenden (das allerdings mit einem anderen Lastflussprogramm erstellt wurde) Modells.

Anschließend daran das Herstellen der Ausgangssituation für den Fall eines Blackouts und den Versuch der Wiederherstellung der Versorgung eines ausgewählten Teils des städtischen Versorgungsnetzes.

5.1 Erstellung des Modells

5.1.1 Grafische Erstellung

Mit Hilfe des Programms SINCAL⁶ wurde der grafische Netzplan des städtischen Versorgungsnetzes erstellt. Die dabei verwendeten Elemente sind nachfolgend aufgelistet.

5.1.2 Dateneingabe

In den nachfolgenden Unterkapiteln dieses Kapitels werden nur jene Datenfelder aufgelistet die bei der Simulation verwendet wurden.

5.1.2.1 Sammelschienen

Hier wurden die folgenden Felder verwendet: Name, Kurzname, Netzebene und Netzbereich.

Netzebene bezeichnet die der Sammelschiene zugehörige Spannungsebene, während der Netzbereich das jeweilige Element (zur besseren Übersicht) einer Netzgruppe zuordnet.

5.1.2.2 Leitungsdaten

Hier wurden die folgenden Felder verwendet: Anfangsknoten, Endknoten, Elementname, Netzebene, Leitungstyp, Länge der Leitung, parallele Systeme,

⁶ SINCAL ist ein Produkt der Firma Siemens AG.

Widerstand, Reaktanz, Kapazität der Leitung, Nennfrequenz, Nennspannung und thermischer Grenzstrom.

Da diese Daten zu Verfügung gestellt wurden, war es nicht erforderlich den Leiterquerschnitt der Freileitung bzw. des Kabels einzugeben.

5.1.2.3 Lasten

Hier wurden die folgenden Felder verwendet: Elementname, Netzebene, Lastflusstyp, Eingabeformat, Wirkleistung P, Blindleistung Q.

Als Lastflusstyp wurden sowohl P und Q als auch die Spannung mit 100% als konstant angenommen. Die Felder Faktor P und Faktor Q wurden auf dem Wert 1 belassen, da sowohl die Wirk- als auch die Blindleistung als Werte ohnehin eingegeben wurden.

5.1.2.4 Übergabeleistungen

Da in dem erstellten Modell nicht das komplette städtische Versorgungsnetz abgebildet wurde, wurden Leitungen die in eine nicht nachgebildete Netzgruppe führten „aufgeschnitten“ und mittels Last mit den jeweiligen Werten der Wirkleistung und Blindleistung ersatzweise dargestellt.

5.1.2.5 Transformatoren

Hier wurden die folgenden Felder verwendet: Anfangsknoten, Endknoten, Elementname, Netzebene, Nennspannung der Primärseite, Nennspannung der Sekundärseite, Nennscheinleistung, Dauerleistung, bez. Kurzschlussspannung und die Schaltgruppe. Für die Berücksichtigung eines Stufenstellers wurden die folgenden Felder verwendet: Regler Knoten, Status der Regelstufe, aktuelle Regelstufe, kleinste/mittlere/größte Regelstufe, Winkel der Zusatzspannung, Zusatzspannung pro Regelstufe, Kurzschlussspannung der kleinsten Regelstufe, Kurzschlussspannung der größten Regelstufe.

Die eingesetzten Transformatoren zwischen den Netzgruppen bzw. von Generator zur Netzgruppe hin waren ausschließlich Zweiwickeltransformatoren.

5.1.2.6 Generatoren

Hier wurden die folgenden Felder verwendet: Elementname, Netzebene,

Maschinentyp, Scheinleistung, Spannung, Leistungsfaktor, Lastflusstyp, Wirkleistung P und Blindleistung Q. Die Eingabe der jeweiligen Ober- und Untergrenze von Wirk- und Blindleistung dient der Warnung falls bei der Simulation eine der Grenzen verletzt werden sollte.

5.1.2.7 Querdrosseln

Hier wurden die folgenden Felder verwendet: Elementname, Netzebene, Nennscheinleistung, Kupferverluste und Nennspannung.

5.2 Testen des erstellten Modells

Nach der graphischen Erstellung und des Eintragens der notwendigen Daten in das Modell des städtischen Versorgungsnetzes wurde eine Lastflusssimulation mit der „Newton-Raphson“ Methode durchgeführt. Da für sämtliche im städtischen Versorgungsnetz befindlichen Stationen keine Daten betreffend Spannungshöhe und Winkel vorlagen, wurden lediglich die sich einstellenden Lastflüsse in den Freileitungen, Kabeln und Transformatoren dann mit einem bereits gerechneten Modell mit den gleichen Randbedingungen in Hinsicht auf Abgabe von Wirkleistung und Blindleistung der Generatoren, der aktiven Leitungen, Transformatoren bzw. Querdrosseln verglichen. Auch über eventuelle Einstellungen der Stufenschalter der Transformatoren lagen keine Daten vor. Mit Hilfe eines Bilanzknotens in der Station S1, an welcher mehrere Generatoren einspeisen können, wurde ein Vergleich zwischen erzeugter und im städtischen Versorgungsnetz verbrauchter Wirkleistung dargestellt. Nach Beseitigung kleiner Fehler im erstellten Modell war hier schlussendlich eine Annäherung bis auf -4,23MW an das bereits vorliegende Modell möglich.

5.3 Ausgangslage für den Wiederaufbau

Nach Abschluss des Tests auf Korrektheit des erstellten Modells wurden die folgenden Veränderungen vorgenommen um einen kompletten Versorgungsausfall zu simulieren:

Es wurde die Wirkleistung und Blindleistung aller sich im städtischen Versorgungsnetz befindlichen Generatoren auf 0 gesetzt und diese vom Netz

getrennt. Desweiteren wurden alle Stufeneinstellungen der Transformatoren auf mittlere Regelstufe zurückgesetzt, alle in den Stationen befindlichen Querdrosseln vom Netz getrennt. Weiterhin wurden alle Lastflüsse welche von anderen Netzgruppen außer den betrachteten Netzgruppen G, B und O stammen auf 0MW und 0Mvar gesetzt, sodass das städtische Versorgungsnetz völlig entkoppelt vom umliegenden Versorgungsnetz existiert und somit in weitere Folge ein Inselbetrieb mit den im städtischen Versorgungsnetz liegenden Kraftwerken versucht werden kann. Zuletzt wurde noch der Bilanzknoten in die Station B1 verlegt und damit der dort liegende Generator modellmäßig ersetzt. Dieser Generator ist der einzige im städtischen Versorgungsnetz der über Schwarzstartfähigkeit verfügt. Von diesem wird in weiterer Folge versucht die Energieversorgung wiederherzustellen.

5.4 Randbedingungen für den Wiederaufbau

Die in der Simulation des Wiederaufbaus zu berücksichtigenden Randbedingungen erschließen sich teils aus den Bedingungen für den stabilen Betrieb eines Netzes in Hinsicht auf Stabilität der Spannung innerhalb eines gewissen Toleranzbandes und der Frequenzstabilität, andererseits in den Vorgaben des Netzes selbst wie stabiler Betrieb und die Leistungsfähigkeit der Generatoren, Übertragungsfähigkeit der Transformatoren und maximale Belastbarkeit, in Form eines thermischen Grenzstromes, der Freileitungen und Kabeln.

Das Spannungstoleranzband für Knoten ist in dieser Lastflusssimulation mit -2% und +3% der Nennspannung gewählt worden.

Bezüglich der Generatoren findet sich nachfolgend die Tabelle mit den zulässigen Leistungsgrenzen des jeweiligen Generators im städtischen Versorgungsnetz. Näheres zur Theorie eines Drehstromsynchrongenerators findet sich im Kapitel 2.2.1.

Name des Generators	P_{\min}	P_{\max}	Q_{\min}	Q_{\max}
	MW	MW	Mvar	Mvar
GB1	50	78	0	30
GO1	64	110	0	30
GO2	0	30	0	30
GO3	80	140	0	50
GO4	230	380	0	100
GS1	100	270	0	100
GS2	140	355	0	100
GS3	100	285	0	100
GS4	100	270	0	100

Tabelle 22: Leistungsgrenzen der im städtischen Versorgungsnetz liegenden Generatoren

Anhand dieser Tabelle kann man erkennen dass sämtliche Generatoren nur übererregt betrieben werden können.

Die Dauerleistungen der im städtischen Versorgungsnetz befindlichen Transformatoren sind in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet.

Name des Transformators	S_{\max}
	MVA
TB1	120
TBS1	300
TS1	332
TS2	370
TS3	380
TS4	332
TNG1	300
TNB1	300

Name des Transformators	S_{\max}
	MVA
TO1	117
TO2	40
TO3	180
TO4	453
TSG1	300
TSV1	300
TSV2	300
TSO1	300

Tabelle 23:: Dauerleistung der im städtischen Versorgungsnetz liegenden Transformatoren

Die Dauerbelastung von Kabeln und Freileitungen hängt vom Aufbau und dem Leiterquerschnitt der einzelnen Leitungen ab. Auf eine tabellarische Auflistung der maximalen Strombelastbarkeit der einzelnen Freileitungen bzw. Kabeln wird

hier aufgrund der hohen Anzahl der im Modell vorkommenden Freileitungen und Kabeln verzichtet.

5.5 Simulation des Wiederaufbaus

Ausgangspunkt dieser statischen Simulation ist der Generator GB1 welcher als einziger über eine Schwarzstartfunktion verfügt und von welchem das städtische Versorgungsnetz wieder versorgt werden soll. Dieser wurde in der Simulation als Bilanzknoten dargestellt, d.h. bei diesem wurde im Gegensatz zu allen anderen im Modell verwendeten Generatoren nicht die Wirkleistung und Blindleistung vorgegeben, sondern die Spannungshöhe mit 100% und der Spannungswinkel mit 0° .

Als schwarzstartfähig wird ein Generator bezeichnet, wenn er ohne elektrische Energie vom Netz zu bekommen in den Arbeitspunkt „Leerlauf“ hochlaufen kann um in weiterer Folge auch belastet zu laufen. Dieses Anlaufen vom Stillstand aus kann durch permanenterregte Generatoren oder Dieselaggregate hervorgerufen werden.

5.5.1 Simulation der isolierten Versorgung der 3 Netzgruppen ohne PV – Knoten

In diesen ersten Simulationen wurde versucht eine Netzgruppe nach der anderen und innerhalb einer Netzgruppe eine Station nach der anderen mit vollem bekanntem Lastabgang bezüglich Wirkleistung und Blindleistung wieder zu versorgen. Diese isolierte Versorgung der beiden Netzgruppen ist möglich da man die Kopplung in der Station NGB welche die beiden Netzgruppen über die Transformatoren TNB1 und TNG1 mit einer 380KV Sammelschiene verbindet, auch auftrennen kann. Der Gedanke dieser Aufbaumethode ist ein schrittweiser kontrollierter, vollversorgter Aufbau der einzelnen Stationen bis hin zur Vollversorgung des gesamten städtischen Versorgungsnetzes, ausgehend von der Station S1 mit dem darin befindlichen Schwarzstartgenerator GB1.

In diesem Kapitel wurden alle Generatoren, bis auf den genannten Schwarzstartgenerator GB1, welcher als Bilanzknoten ausgeführt wird, als PQ - Knoten simuliert.

5.5.1.1 Start mit Netzgruppe B

Schritt 1: In dieser ersten Simulation wird die Wiederversorgung in der Netzgruppe B begonnen in welcher auch der Schwarzstartgenerator GB1 in der Station B1 liegt. Da an der Station B1 nicht genügend Wirkleistung abgenommen wird um den Schwarzstartgenerator GB1 innerhalb seines Arbeitsbereiches von $P_{\min}=50\text{MW}$ zu belasten, wird die Station B2 sofort mitversorgt. Dadurch ist eine ausreichende Belastung sowohl von Wirkleistung als auch von Blindleistung innerhalb der Grenzen im ersten Schritt gewährleistet.

Schritt 2: Für die weitere Versorgung wird der Generator GS1 in der Station S1 ans Netz genommen, da die Vollversorgung weiterer Stationen mit dem Schwarzstartgenerator GB1 im erlaubten Leistungsbereich, was Wirkleistung und Blindleistung betrifft, nicht möglich ist. Da der Generator GS1 einen Leistungsbereich ab $P_{\min}=100\text{MW}$ hat und die Station B3 alleine weniger als die geforderten 100MW abnimmt, werden die Stationen B4 und B5 ebenfalls mitversorgt.

Schritt 3: Hier wird die Station B6 mitversorgt. Hierzu wird ein weiterer Generator, GS3 in der Station S1, verwendet. Zwar könnte die Mehrbelastung durch die Station B6 der Generator GS1 noch alleine bewältigen, doch er wäre damit beinahe bis an seine Leistungsgrenze belastet. Im Hinblick darauf, dass noch weitere Stationen hinzu geschaltet werden, wird die Belastung auf diese beiden Generatoren aufgeteilt.

Schritt 4: Hier wird nun die Station BO mitversorgt. Diese enthält keine Abnehmer, dient aber der Verbindung zur Netzgruppe G über die Station NGB. Auffällig ist hier der reduzierte Blindleistungsbedarf der Generatoren GS1 und GS3 was darauf zurückzuführen ist, dass die Verbindung über lange Kabelleitungen erfolgt, welche Blindleistung ins Netz einspeisen.

Netzgruppe B ist hiermit komplett versorgt, die nächste zu versorgende Netzgruppe ist Netzgruppe O.

Schritt 5: Für die Versorgung von Station O1, O2, O3 und O4 wird nun der in Station O1 liegende Generator GO3 hinzugenommen. Zusätzlich fällt auf dass es bei der Generatorblindleistung einen Zuwachs von 2,6Mvar gibt. Diese Blindleistung ist eine Vorgabe an der Station O2. Wie diese genau entsteht, darüber kann ohne genauere Daten nur gemutmaßt werden, möglicherweise durch eine Ringverschiebung.

Schritt 6: Hinzufügen der Station O5 zur Simulation. Die zusätzlich benötigte Wirk- und Blindleistung für die Station O5 liefert der Generator GO3. Dieser wurde deshalb gewählt, da er näher an dem neu zu versorgenden Gebiet liegt und daher weniger Leistung über längere Wege geliefert werden muss.

Schritt 7: Durch Hinzufügen der Station O6 und deren Verbraucher wächst der Wirkleistungs- und Blindleistungsbedarf weiter an. Da dieser nicht mehr durch den näherliegenden Generator GO3 zur Gänze abgedeckt werden kann, muss in der Station S1 der Generator GS4 zusätzlich hochgefahren werden. Da auch dieser eine Mindestleistung von $P_{\min}=100\text{MW}$ liefern muss, wird bei den beiden Generatoren GS1 und GS3 die Wirkleistung reduziert.

Schritt 8: Hier wird die Station O7 versorgt. Man kann ein weiteres Ansteigen der Wirkleistung und Blindleistung beobachten welche jedoch von den bereits genannten Generatoren problemlos abgefangen werden kann.

Schritt 9: Für ein Versorgen des zur Netzgruppe O gehörenden Teils der Station BO ist es nötig den Generator GO4 in der Station O1 in Betrieb zu nehmen. Da dieser jedoch mindestens $P_{\min}=230\text{MW}$ liefern muss aber die Mehrbelastung an Wirkleistung durch die Station BO nicht groß genug ist, muss der Generator GS4 wieder vom Netz genommen werden da sonst einer der Generatoren GS1, GS3 oder GS4 unter ihre geforderten $P_{\min}=100\text{MW}$ Wirkleistungserzeugung sinken würde. Die Versorgung des Netzes ist auch mit den Generatoren GS1, GS3 und GO1 möglich, dies führt jedoch zu einer zusätzlichen Belastung der Leitungen zwischen den Stationen S1 und O1.

Schritt 10: Mit der Versorgung der Stationen O8 und O9 ist die Versorgung der Netzgruppe O hiermit abgeschlossen.

Schritt 11: Beginn mit der Versorgung von Netzgruppe G mit den Stationen G1, G2 und G4. Der Mehrbedarf an Wirk- und Blindleistung kann von den bereits in Betrieb stehenden Generatoren gedeckt werden.

Schritt 12: Hinzufügen der Station G3 zur Simulation. Aufgrund der Mehrbelastung ist das Hochfahren von Generator GS4 nötig. Da dann jedoch aufgrund der Mindestwirkleistung von $P_{\min}=100\text{MW}$ zu viel Wirkleistung im Netz wäre, wird mit dem Generator GO3 der leistungsschwächste wieder vom Netz genommen. Hier wurde zusätzlich zu Transformator TSG1 der Transformator TSV2 parallelgeschaltet da sich ohne diese Hilfsmaßnahme die Spannungen bei den Generatoren GS1, GS3 und GS4 in der Station S1 oberhalb der Toleranz von 103% befinden. Zusätzlich dazu müsste der Generator GB1 Blindleistung aus dem Netz ziehen, was dieser aber laut Vorgabe nicht zu leisten vermag.

Schritt 13: Mit Hinzufügen der Station G5 und des Teils der zur Netzgruppe G gehörenden Station BO konnte die Simulation zwar nach einigem Probieren zur Konvergenz gebracht werden, allerdings ist die Blindleistung des Schwarzstartgenerators im negativen Bereich bei $Q=-21,23\text{Mvar}$, was laut Datenblatt unzulässig ist. Auch die Spannungen an den Generatoren GS1 und GS4 sind unzulässig hoch (GS1 bei 103,40% und GS4 bei 104,37% der Nennspannung). Auch ein Verstellen der Regelstufen bei den Transformatoren TSG1, TSV2 und TBS1 brachte nicht den gewünschten Erfolg.

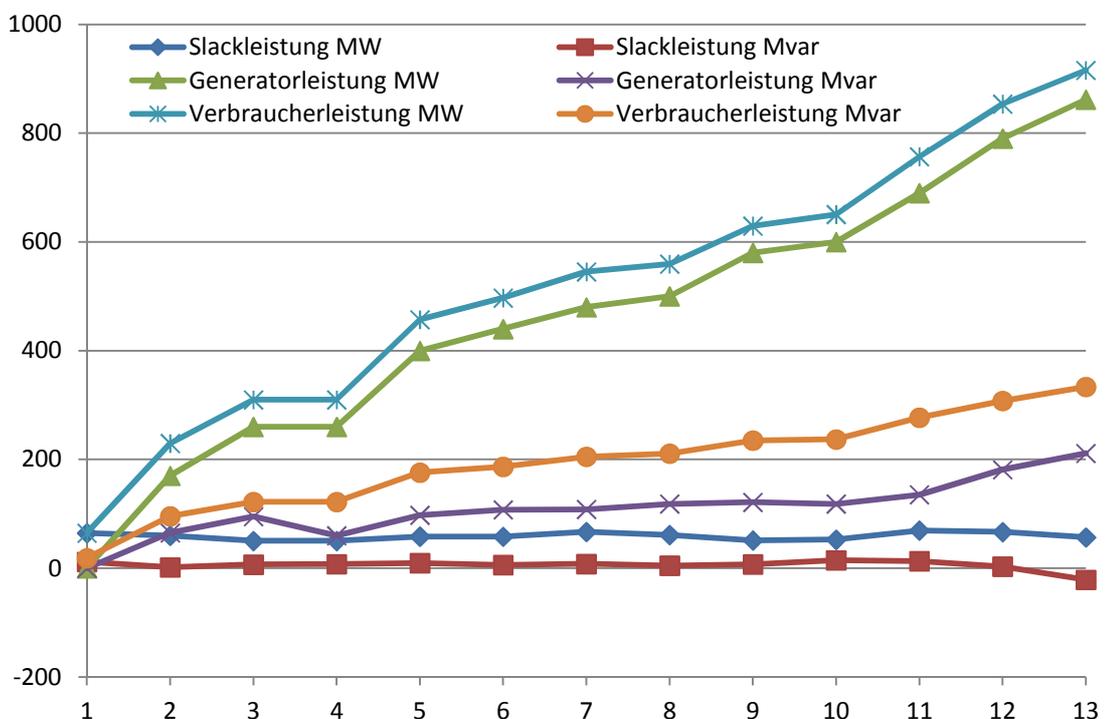


Abbildung 27: Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Abszisse: Schrittnummern; Quelle: eigene Darstellung

5.5.1.2 Start mit Netzgruppe G

Zuerst wurde der Ausgangszustand wiederhergestellt, also sämtliche Generatoren vom Netz genommen und alle Regelstufen der Transformatoren wieder auf die mittlere Regelstufe zurückgestellt.

Schritt 1: Hier wurden die Stationen B1, S1, G1, G2, G3 und G4 versorgt. Die Stationen B1 und S1 sind nötig, da in diesen Stationen die Generatoren zur Leistungsbereitstellung liegen. Dazu war es notwendig in der Station S1 den Generator GS1 in Betrieb zu nehmen, da der Schwarzstartgenerator GB1 in der Station B1 den erforderlichen Wirk- und Blindleistungsbedarf nicht erfüllen konnte. Die Stufenstellung des Transformators TSG1 wurde auf -3 gesetzt.

Schritt 2: Mit der Versorgung der Station G5 und des Teils der zur Netzgruppe G gehörenden Station BO ist die vollständige Versorgung dieser Netzgruppe abgeschlossen.

Schritt 3: Beginn der Versorgung von Netzgruppe B mit der Station B2. Hierzu wurde zusätzlich der Generator GS3 hochgefahren. Zwar könnte diese Station noch vom Generator GS1 mitversorgt werden, im Hinblick auf die Weiterversorgung wäre dies aber ohnehin nötig. Die zu bereitstellende Leistung wurde zwischen den beiden Generatoren GS1 und GS3 gleichermaßen aufgeteilt.

Schritt 4: Hinzufügen der Stationen B3 und B4. Diese können weiterhin durch die bereits in Betrieb befindlichen Generatoren GS1 und GS3 versorgt werden.

Schritt 5: Hinzufügen der Station B5. Auch diese kann noch mit den beiden bereits betriebenen Generatoren GS1 und GS3 versorgt werden.

Schritt 6: Hinzufügen der Station B6. Aufgrund der in dieser Station befindlichen Abnehmer muss der Generator GS4 zusätzlich hochgefahren werden. Da auch dieser eine Mindestwirkleistung von $P_{\min}=100\text{MW}$ liefern muss wird bei den Generatoren GS1 und GS3 die Abgabeleistung ein in ausreichendes Maß zurückgefahren. Die Stufenstellung des Transformators TBS1 wurde auf -2 geändert.

Schritt 7: Mit dem Hinzufügen der Station BO ist die Netzgruppe B voll versorgt. Man erkennt dass sich in dieser Station keine Abnehmer befinden weshalb die von den Generatoren gelieferte Wirkleistung konstant bleibt, die gelieferte Blindleistung geht jedoch zurück. Dies kann durch die Kabelstrecken,

die Blindleistung ins Netz einspeisen, erklärt werden.

Schritt 8: Beginn der Versorgung von Netzgruppe O mit den Stationen O1, O2, O3 und O4. Die Versorgung erfolgt weiterhin mit den Generatoren GS1, GS3 und GS4. Zusätzlich wird noch der Generator GO3 in der Station O1 verwendet. Der Stufensteller des Transformators TSO1 wird auf -1 gesetzt.

Schritt 9: Versorgung von Station O5.

Schritt 10.1: Versorgung von Station O6. Der Stufensteller des Transformators TSO1 wird auf -2 gesetzt. Die Simulation konvergiert zwar, jedoch befindet sich zu viel Blindleistung im Netz, die der Generator GB1 aus dem Netz ziehen müsste, laut Vorgabe aber nicht kann. Wenn versucht wird die Blindleistung im Netz durch reduzierte Einspeisung der Generatoren zu verringern, divergiert die Simulation. Selbiges gilt auch für den Versuch eines Verstellens der Stufenregler der Transformatoren TBS1 und TSO1.

Schritt 10.2: Hier wird in der Station B1 eine Blindleistungskompensationsdrossel ins Netz geschaltet. Durch den Mehrbedarf an Blindleistung in Netzgruppe B muss nun der Generator GB1 annähernd seinen erlaubten Maximalwert an Blindleistung einspeisen, jedoch sinkt die Spannung an den Knoten der Netzgruppe B unter das erlaubte Maß von 98% der Nennspannung. Die weiteren Schritte werden mit im Netz befindlicher Drossel simuliert.

Schritt 11: Versorgung von Station O7. Auch diese Station kann durch die in Betrieb befindlichen Generatoren versorgt werden. Je nach Blindleistungseinstellung bei den Generatoren in S1 kann entweder die Netzgruppe B innerhalb des geforderten Spannungsbandes versorgt werden, was jedoch erhöhte Spannungen an den genannten Generatoren zu Folge hat, oder die Generatorspannungen sind innerhalb der Toleranz, dafür wird die Netzgruppe B nicht korrekt versorgt.

Schritt 12: Versorgung des zur Netzgruppe O gehörenden Teils der Station BO. Zusätzlich zu den bereits in Betrieb befindlichen Generatoren wird der Generator GO4 in der Station O1 hochgefahren, um die Leitungen zwischen der Station S1 und O1 zu entlasten. Auch hier kann die Netzgruppe B nicht innerhalb des geforderten Spannungsbandes versorgt werden.

Schritt 13: Hinzufügen der Station O8 und O9 zur Simulation. Der Stufensteller

des Transformators TBS1 wird auf -3 gesetzt. Hier lässt sich ein Zustand finden, der sowohl die Bedingungen hinsichtlich des Spannungsbandes, als auch der Generatoren und des Bilanzknotens erfüllt. Das städtische Versorgungsnetz ist somit vollständig und korrekt versorgt.

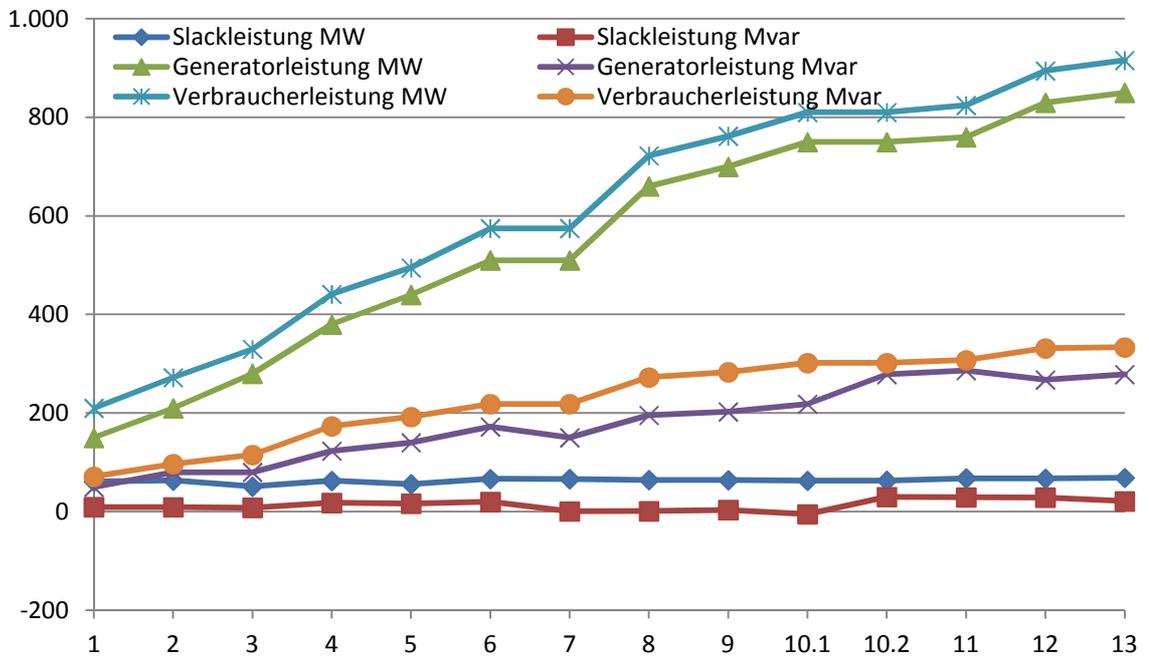


Abbildung 28: Generator-, der Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung

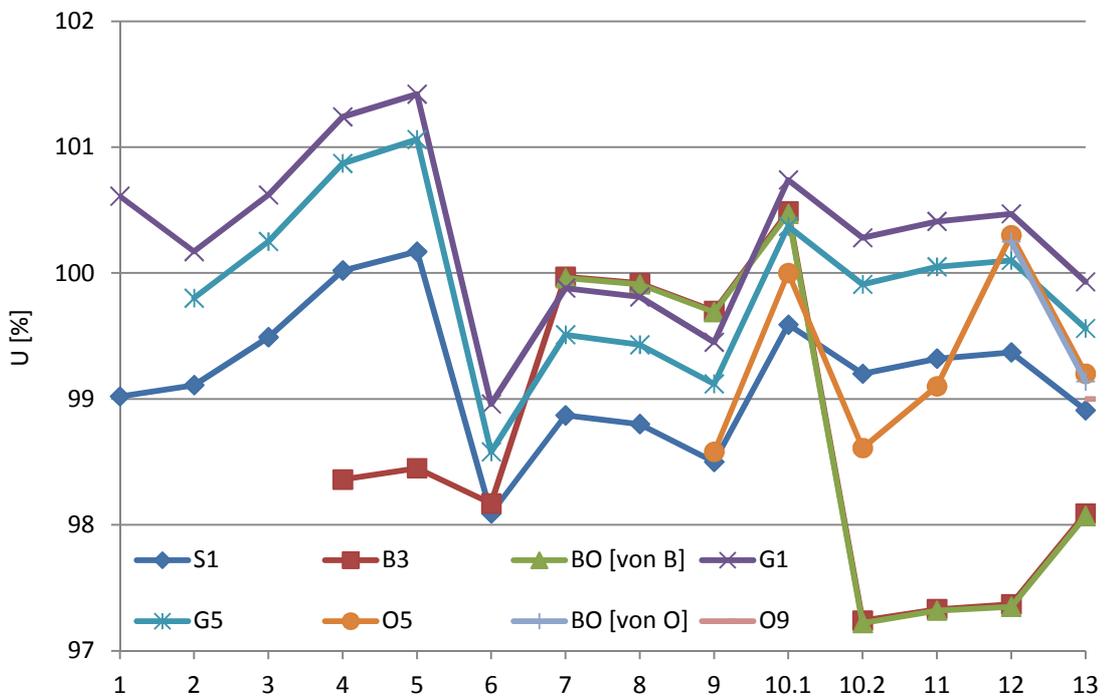


Abbildung 29: Spannungsbetragsverlauf von ausgewählten Stationen; Start Gruppe G Quelle: eigene Darstellung

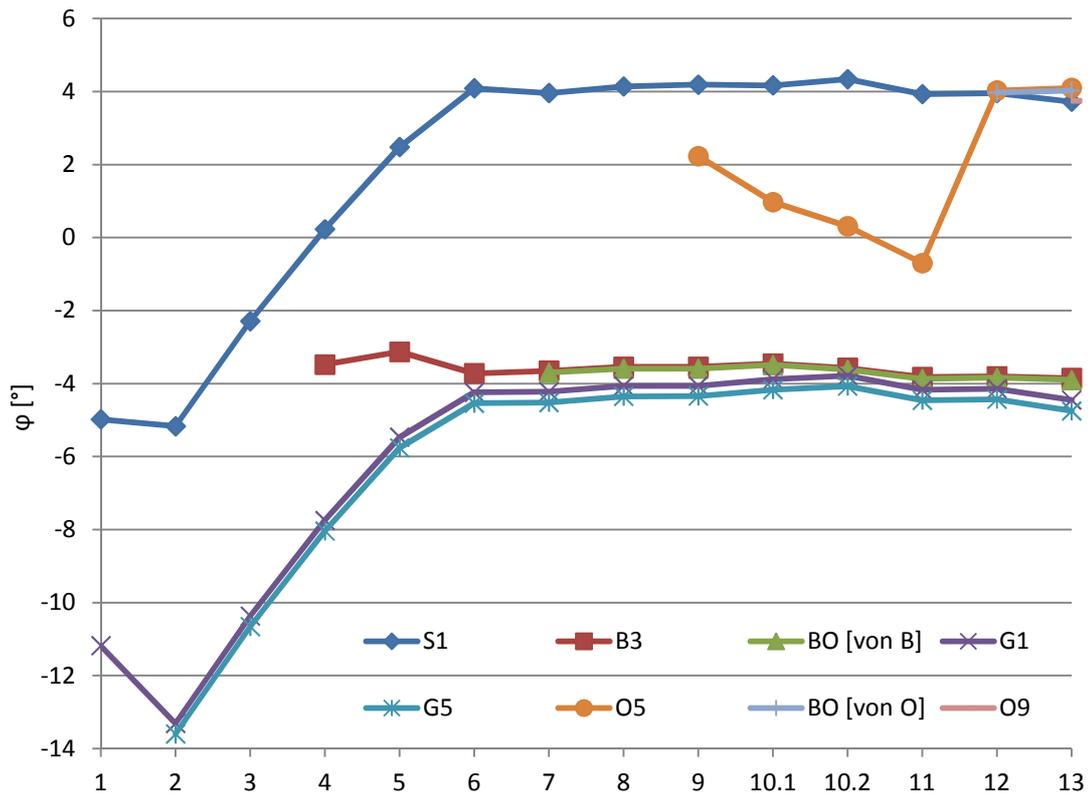


Abbildung 30: Spannungswinkelverlauf von ausgewählten Stationen; Start Gruppe G; Quelle: eigene Darstellung

5.5.1.3 Start mit Netzgruppe O

Der Ausgangszustand wurde wiederhergestellt, also sämtliche Generatoren vom Netz genommen und alle Regelstufen der Transformatoren wieder auf die mittlere Regelstufe zurückgestellt.

Schritt 1: Ausgehend von der Station B1 werden die Stationen O1, O2, O3 und O4 versorgt wobei der Generator GS1 in Station O1 mitverwendet wird. Der Stufensteller des Transformators TSO1 wird auf -4 gesetzt. Die große Anzahl an versorgten Stationen ergibt sich in diesem Schritt dadurch, dass sich in O1 und O2 keine Verbraucher befinden und die restlichen Stationen deshalb problemlos versorgt werden können.

Schritt 2: Die Versorgung von Station O5 kann mit den bestehenden in Betrieb befindlichen Generatoren geleistet werden. Die Versorgung über Freileitungen verbraucht Blindleistung weswegen die Generatoren diese Verluste bei der Blindleistungserzeugung mit abdecken müssen.

Schritt 3: Für die Versorgung von Station O6 wird in der Station O1 zusätzlich

der Generator GO3 verwendet. In dieser Station gibt es laut Vorgabe eine Einspeisung an Blindleistung von $Q=5,66\text{Mvar}$.

Schritt 4: Für die Versorgung von Station O7 wird der Generator GO3 durch den Generator GS3 ersetzt. Der Stufensteller des Transformators TSO1 wird auf -7 geändert. Der erneute Mehrverbrauch an Blindleistung kann durch die Verwendung des Generators GS3 erklärt werden, da nun sämtliche für die Versorgung der Stationen nötige Leistung wieder über die Freileitungen geliefert wird und diese ja Blindleistung verbrauchen.

Schritt 5: Mit Hinzufügen von Station BO wird auch der Generator GO3 wieder in Verwendung genommen. Zwar könnten dies die Generatoren GS1 und GS3 auch alleine leisten, doch so kann die Leistung näher beim Verbraucher eingespeist werden, was sich in einer Reduzierung der Wirkleistungsverluste der dadurch weniger belasten Leitung auswirkt.

Schritt 6: Mit dem Hinzufügen der beiden Stationen O8 und O9 ist die Netzgruppe O somit vollständig versorgt. Die hierfür nötige Wirk- und Blindleistung wird von Generator GO3 geliefert.

Schritt 7: Beginn der Versorgung von Netzgruppe G. Der Stufensteller des Transformators TSO1 wird auf -6 geändert. Die Versorgung der Stationen G1, G2 und G4 kann mit den bereits in Verwendung stehenden Generatoren geleistet werden.

Schritt 8: Hinzufügen der Station G3. Änderung des Stufenstellers bei Transformator TSG1 auf -2. In der Station S1 wird zusätzlich der Generator GS4 verwendet.

Schritt 9: Hinzufügen der Station G5. Der Stufensteller des Transformators TSO1 wird auf -5 geändert. Es kommt zu Spannungsüberhöhungen in der Station O1. Eine Reduzierung der Blindleistungserzeugung führt zu Konvergenzproblemen in der Simulation. Durch Parallelschalten des Transformators TSV2 zum Transformator TSG1 lässt sich dieses Problem beheben und eine korrekte Versorgung aller bisher ans Netz geschalteten Stationen herstellen. Es kommt hierbei allerdings zu einer Belastung eines Kabels zur Station G3 von 101,67%.

Schritt 10: Hinzufügen des zur Netzgruppe G zugehörigen Teiles der Station BO. Da in diesem Teil keine Verbraucher vorkommen, kann die Versorgung mit

den bereits einspeisenden Generatoren vorgenommen werden. Für die stark belastete Leitung ergibt dies jedoch eine Entlastung auf 97,89% da durch die zusätzlichen Leitungen Blindleistung erzeugt wird. Damit ist die Netzgruppe G vollständig versorgt.

Schritt 11: Beginn der Versorgung von Netzgruppe B. Dieser Schritt wurde einmal mit den Generatoren GB1, GS1, GS3, GS4 und GO3, sowie mit den Generatoren GB1, GS1, GS4 und GO4 durchgeführt. In weiterer Folge wird die zweite Variante weitergeführt.

Für die Versorgung von Station B2 wird der Generator GO4 ins Netz hinzugefügt, die Generatoren GO3 und GS3 vom Netz genommen. Der Stufensteller des Transformators TSO1 wird auf 0 zurückgesetzt.

Schritt 12: Für die Versorgung der Stationen B3 und B4 wird der Generator GS3 wieder ans Netz genommen. Dies wäre nicht nötig, hat aber den Zweck möglichst verschiedene Generatoreinspeisekonfigurationen auszuprobieren.

Schritt 13: Hinzufügen der Station B5 zur Simulation. Hier fällt auf dass die Blindleistung der zugeschalteten Verbraucher größer ist als die Erhöhung der Blindleistung bei den Generatoren. Auch hier kann man die Wirkung von Kabeln erahnen die Blindleistung ins Netz einspeisen.

Schritt 14: Hinzufügen der Station B6 zur Simulation. Diese kann zwar innerhalb des geforderten Spannungsbandes wiederversorgt werden, doch an den Generatoren treten mit GS1=104%, GS3=104,25% und GS4=103,71% der Nennspannung unerwünscht hohe Spannungen auf. Dies rührt von einer erhöhten Blindleistungseinspeisung seitens der Generatoren die notwendig war um die Station B6 innerhalb des Spannungsbandes zu versorgen.

Schritt 15: Hinzufügen des zur Netzgruppe B zugehörigen Teils der Station BO. Die Stufeneinstellungen der Transformatoren TSG1 und TSV2 wurden auf +3 bzw. +2 geändert. Man erkennt dass hier keine neuen Verbraucher dazukommen, doch durch die Leitungen ein Überschuss an Blindleistung entsteht, den der Schwarzstartgenerator GB1 aus dem Netz ziehen muss, was dieser per Vorgabe aber nicht zu leisten vermag. Die Generatorspannungen bleiben im unzulässig überhöhten Bereich und zusätzlich steigt die Spannung in der Station S1 auf den überhöhten Wert von 103,10% der Nennspannung. Die korrekte und vollständige Versorgung aller Netzgruppen kann nicht hergestellt

werden.

Schritt 16: Versuch der Koppelung der Netzgruppen G und B in der Station NGB und die Auswirkungen dieser Kopplung. Die Stufeneinstellungen der Transformatoren TSG1 und TSV2 wurden auf je +1 geändert. Die Koppelung bewirkt ein Absenken der Generatorspannungen bei den Generatoren auf $GS1=103,03\%$, $GS3=103,93\%$ und $GS4=103,44\%$ der Nennspannung. Zudem befindet sich nun nicht mehr zu viel Blindleistung im Netz und die Spannung an der Station S1 geht auf den Wert $101,44\%$ der Nennspannung zurück. Ein Teil des Leistungsflusses wird nun statt über den Transformator TBS1 über die beiden Transformatoren TSG1 und TSV2 geführt was jedoch in Netzgruppe G zur einer Belastung einer Leitung mit $111,77\%$ führt und ebenfalls unzulässig ist.

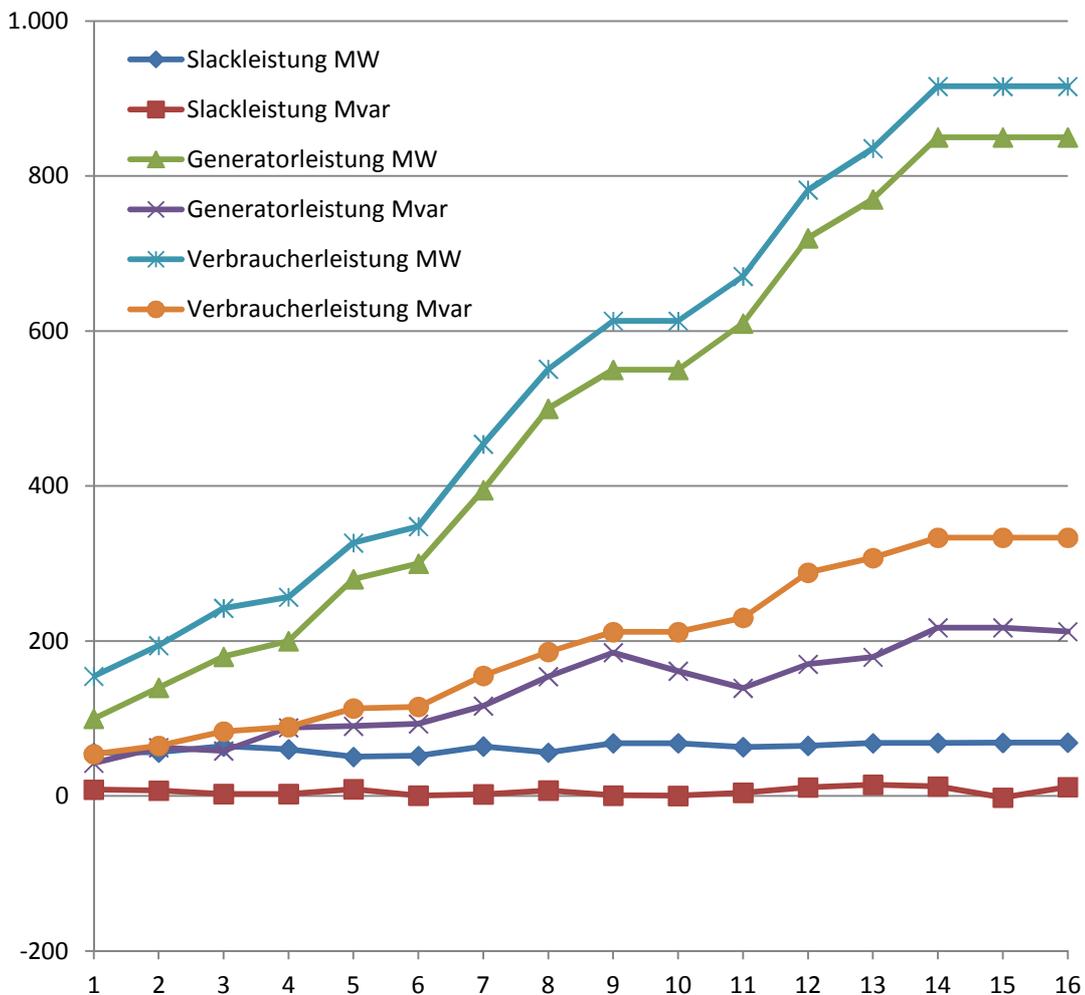


Abbildung 31: Generator-, der Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung

5.5.2 Simulation der Versorgung von 3 Netzgruppen ohne PV – Knoten mit den Netzgruppen B und O als Ring unter Vollast

Hier wird nun versucht die Netzgruppen zu versorgen, die Netzgruppen B und O jedoch in der Station BO miteinander zu koppeln. Zu diesem Zweck wird wieder der Ausgangszustand der Simulation hergestellt. Die Stufensteller der Transformatoren werden auf die Mittelstellung zurückgestellt und der Transformator TSV2 sowie alle Generatoren vom Netz genommen.

Schritt 1: Versorgung der Stationen B1 und B2 mittels des Schwarzstartgenerators GB1.

Schritt 2: Hinzufügen der Stationen B3 und B4. Um diese versorgen zu können wird in Station S1 der Generator GS1 benötigt.

Schritt 3: Hinzufügen der Station B5 zur Simulation. Die Versorgung ist weiterhin durch die in Betrieb befindlichen Generatoren möglich.

Schritt 4: Hinzufügen der Station B6 und des zur Netzgruppe B gehörenden Teil der Station BO zur Simulation. Es wird zusätzlich der Generator GS3 verwendet. Die Blindleistungserzeugung der Generatoren muss nur geringfügig erhöht werden, da die Leitungen Blindleistung ins Netz einspeisen und so die Blindleistung reduzieren, welche die Generatoren einspeisen müssen um die Netzspannung innerhalb der geforderten Toleranzen zu halten. Hiermit ist die Versorgung von Netzgruppe B abgeschlossen.

Schritt 5: Start der Versorgung von Netzgruppe O. Hinzufügen der Stationen O1, O2, O3 und O4 zur Simulation. Für die Versorgung wird zusätzlich der Generator GS4 ans Netz genommen.

Schritt 6: Hinzufügen der Station O5 zur Simulation. Dieser Schritt wurde zweifach ausgeführt. Einmal ohne Verwendung von Generator GO4 und einmal mit diesem anstelle des Generators GS4.

Schritt 6.1: Dieser Fall erfolgt ohne dem Generator GO4. Hier zeigt sich dass das die Station O5 nicht korrekt versorgt werden kann, da die Spannung an dieser Station nur 97,43% der Nennspannung beträgt. Durch eine erhöhte Einspeisung von Blindleistung in der Station S1 würde das Spannungsniveau angehoben, jedoch führt dies beim Generator GB1 zu negativen Einspeisewerten bei der Blindleistung, d.h. dieser müsste Blindleistung aus dem Netz ziehen, was er jedoch laut Vorgabe nicht zu leisten vermag.

Eine weitere Möglichkeit ist das Verstellen des Stufenstellers auf -1 von Transformator TSO1. In Verbindung mit einer Rücknahme der Generatorblindleistung lässt sich so eine korrekte Versorgung der schon im Netz befindlichen Stationen der Netzgruppe O durchführen. Für die weitere Versorgung ist jedoch ein aktiver Generator in der Station O1 nötig.

Schritt 6.2: Diese Simulation erfolgt mit dem Generator GO4 aber ohne dem Generator GS4. Hier zeigt sich eine Verbesserung bzgl. der Spannung der Station O5. Diese beträgt in dieser Simulation 100,59% der Nennspannung. Auch zeigt sich eine deutliche Entlastung des Transformators TSO1, bei dem die Auslastung von 64% auf 14% fällt. Dies geht mit verringertem Blindleistungsbedarf im Vergleich zu Schritt 6.1 einher. Für den weiteren Verlauf der Versorgung wird von diesem Fall ausgegangen.

Schritt 7: Hinzufügen der Station O6 zur Simulation. Die erforderliche Wirkleistung wird von Generator GO4 geliefert. Der Anstieg der gelieferten Blindleistung rührt von den Vorgaben an Station O6 her. Hier erfolgt eine Einspeisung von Blindleistung weswegen die Einstellung der Blindleistungslieferung bei den Generatoren GS1, GS3 und GO4 unverändert bleibt.

Schritt 8: Hinzufügen der Station O7 zur Simulation. Die hier zusätzlich nötige Wirkleistung wird weiterhin von Generator GO4 geliefert.

Schritt 9: Hinzufügen des zur Netzgruppe O zugehörigen Teils der Station BO. Die hier zusätzlich nötige Wirkleistung wird abermals von Generator GO4 geliefert. Der Spannungswert und der Winkel an der Sammelschiene betragen 99,48% der Nennspannung und $+5,03^\circ$. Der Spannungswert und der Winkel an der Sammelschiene der Netzgruppe B betragen 98,90% der Nennspannung und $-3,62^\circ$.

Schritt 10: Hier erfolgt nun die Kopplung der Sammelschienen der zur Netzgruppe O und B gehörenden Station BO. Diese Kopplung ist möglich, aber nicht wünschenswert da durch die unterschiedlichen Spannungen und Winkel Ausgleichsströme zu erwarten sind. Weiterhin wird durch die Kopplung die Kurzschlussleistung des Netzes erhöht. Hier ist im Kurzschlussfall zu beachten, dass das Ausschaltvermögen der Leistungsschalter durch die erhöhten Kurzschlussströme nicht überschritten wird. Für den Netzwiederaufbau ist diese

Kopplung allerdings vorübergehend zulässig.

Anhand der Grafik sieht man dass der Blindleistungsbedarf des Netzes sinkt. Die Kopplung und die Änderung des Stufenstellers des Transformators TSO1 auf +3 führen zu einer Entlastung des Transformators TBS1 von 80,62% auf 64,04%.

Schritt 11: Hinzufügen der Stationen O8 und O9 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf +4 geändert. Mit diesen beiden Stationen ist die Netzgruppe O vollständig versorgt.

Schritt 12: Beginn der Versorgung von Netzgruppe G mit den Stationen G1, G2 und G4. In der Station S1 wird zusätzlich der Generator GS4 verwendet.

Schritt 13: Hinzufügen der Station G3 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -1 geändert. Die zusätzlich für die Versorgung dieser Station notwendige Wirk- und Blindleistung kann von den bereits in Betrieb befindlichen Generatoren geleistet werden.

Schritt 14: Hinzufügen der Station G5 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -2 geändert. Da aus einer vorherigen Simulation bereits bekannt ist, dass eine Leitung in Station G3 überlastet wäre, wenn man Station G5 ohne den zu Netzgruppe G gehörenden Teil der Station BO anschließt, wird in Station G3 ein Verbraucherabgang nicht versorgt. So kann die Überlastung dieser Leitung verhindert werden.

Schritt 15: Hinzufügen des zur Netzgruppe G zugehörigen Teiles der Station BO. Dadurch wird die Leitung in der Station G3 soweit entlastet, dass der fehlende Verbraucherzweig in der Station G3 versorgt werden kann. Somit ist nun jede Netzgruppe vollständig und korrekt versorgt.

Schritt 16: Hier erfolgt das Koppeln der Netzgruppen G und B in der Station NGB. Auch hier erfolgt eine vollständige und korrekte Versorgung aller 3 Netzgruppen.

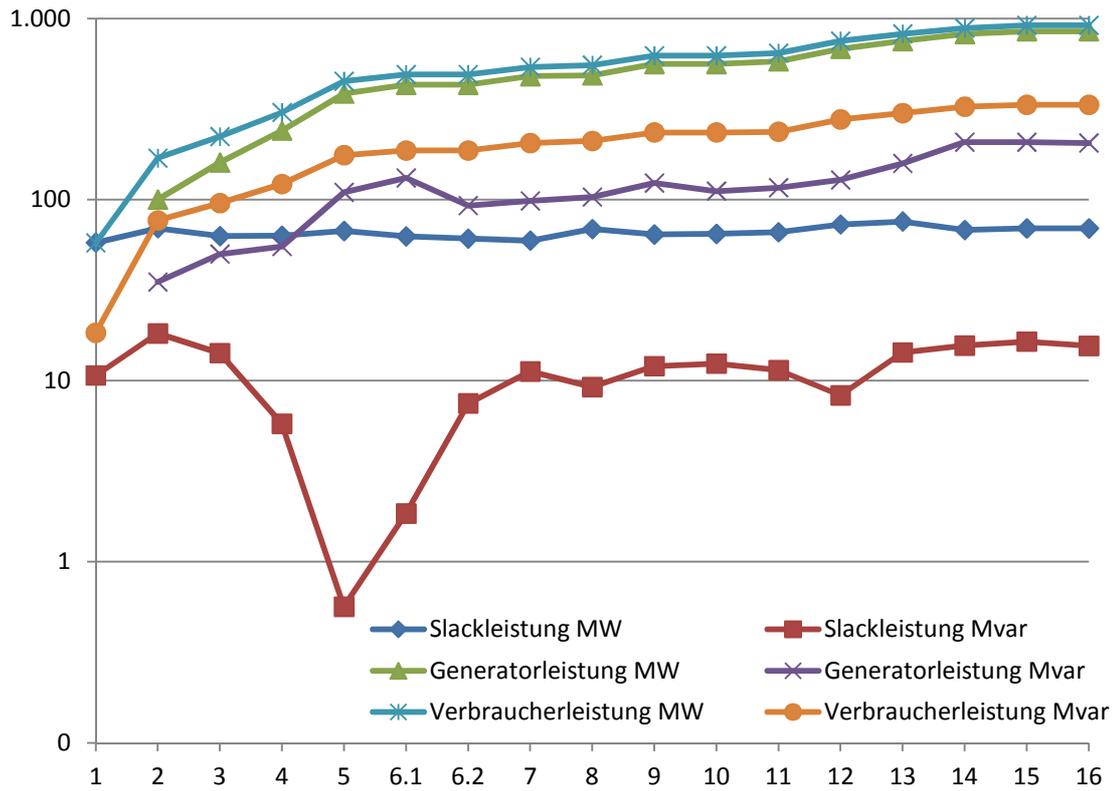


Abbildung 32: Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung

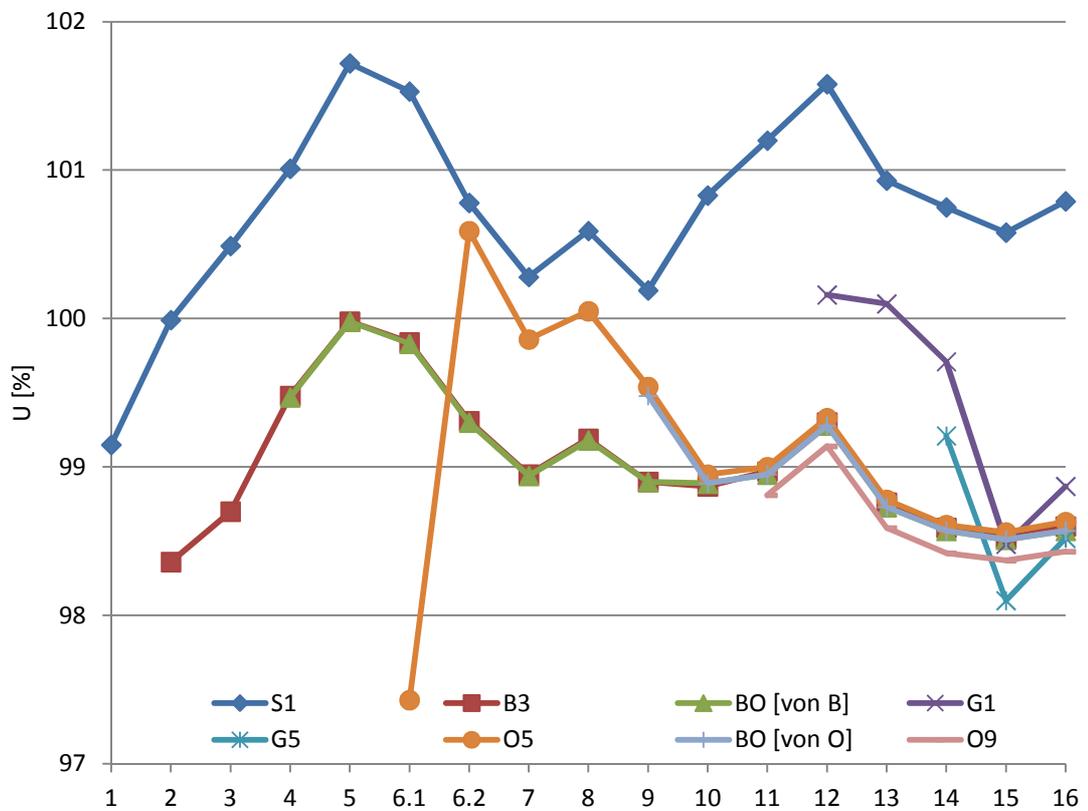


Abbildung 33: Spannungsbetragsverlauf von ausgewählten Stationen mit B und O als Ring; Quelle: eigene Darstellung

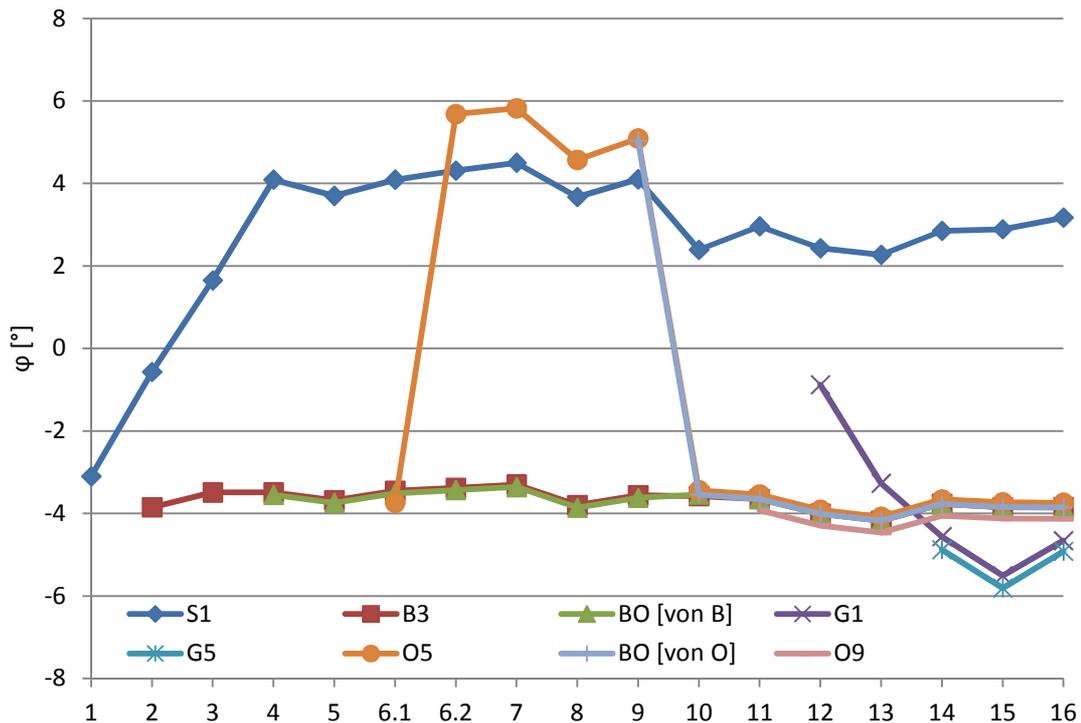


Abbildung 34: Spannungswinkelverlauf von ausgewählten Stationen mit B und O als Ring;
Quelle: eigene Darstellung

5.5.3 Simulation der Versorgung von 3 Netzgruppen mit den Netzgruppen G und B als Ring mit Teilbelastung

Hier wird nun versucht alle 3 Netzgruppen zu versorgen, die Netzgruppen G und B jedoch in der Station NGB miteinander zu koppeln. Zu diesem Zweck wird wieder der Ausgangszustand der Simulation hergestellt. Die Stufensteller der Transformatoren werden auf die Mittelstellung zurückgestellt.

Schritt 1: Versorgung der Stationen G1, G2, G3 und G4 mittels des Schwarzstartgenerators GB1 in der Station B1 und des Generators GS1 in der Station S1. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -2 geändert.

Schritt 2: Hinzufügen des zur Netzgruppe G zugehörigen Teiles der Station BO und der Station G5. In der Station S1 wird zusätzlich der Generator GS3 hochgefahren. Die Netzgruppe G ist hiermit vollständig und korrekt versorgt.

Schritt 3.1: Nach Kuppelung der Netzgruppen G und B erfolgt hier der Übergang über die Station NGB auf die Netzgruppe B. Hinzufügen des zur Netzgruppe B zugehörigen Teiles der Station BO und der Station B6. Die Stufeneinstellung des Transformators TNG1 wird auf +3 und die des

Transformators TSG1 auf -3 geändert. Zusätzlich wird noch zu dem Transformator TSG1 der Transformator TSV2 parallelgeschaltet da sonst der Transformator TSG1 überlastet wäre.

Es kommt durch diese Reihung der Versorgung bei den Stationen jedoch zu Überlastungen in Leitungen wobei eine Leitung zur Station G3 mit 142,84% deutlich überlastet ist. Da dies nicht zulässig ist muss bei Weiterverfolgung dieser Versorgungsstrategie auf Teilversorgung in den Stationen zurückgegangen werden um eine Überlastung zu verhindern.

Schritt 3.2: Hinzufügen des zur Netzgruppe B zugehörigen Teiles der Station BO und der Station B6. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf 0 geändert. Im Unterschied zu Schritt 3.1 wird hier jedoch in den Stationen G3, G5 und B6 je ein Leistungsabzweig unversorgt belassen. Dadurch verhindert man die Überlastung der vorhin genannten Leitungen.

Erkennbar ist, dass durch die hinzugefügten Stationen immer wieder Überlastungen in den Zuleitungen auftreten, welche durch Nichtversorgung von Leistungsabgängen kompensiert werden müssen und damit eine Teilversorgung zur Folge haben. Die vollständige Versorgung kann erst nach dem Schließen des Rings vorgenommen werden.

Schritt 4: Hinzufügen der Station B5 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TNG1 wird auf +2 geändert. In den Stationen G3 und B5 wird zusätzlich je ein Verbraucherzweig unversorgt bzw. wieder vom Netz genommen da es sonst abermals zu unzulässigen Leitungsbeanspruchungen kommen würde.

Schritt 5: Hinzufügen der Station B2 zur Simulation. Bei dieser Station wird von 2 Leistungsabzweigen zum Verbraucher nur einer versorgt. Trotzdem kommt es wieder bei der Leitung zu Station G3 zu einer Belastung von 112,98%. Es ist also nur noch eine leistungslose Versorgung der nachfolgenden Stationen möglich bis der Ring geschlossen ist.

Schritt 6: Durch Hinzufügen der Station B1 ist der Ring zu Station S1 nun geschlossen. Dies macht sich mit einem Absenken der Belastung der vorhin erwähnten Leitung auf 52,68% bemerkbar. Weiters fällt hier auf dass die Generatoren GS1 und GS3 keine Blindleistung einspeisen müssen. Offenbar wird hier sämtliche benötigte Blindleistung von den in Betrieb befindlichen

Leitungen erzeugt.

Schritt 7: Hinzufügen der Stationen B3 und B4 zur Simulation. Zusätzlich wird der Generator GS4 hochgefahren. Beide Stationen können bereits vollversorgt hinzugefügt werden. Es kommt zu keinerlei Leitungsüberlastungen im Netz. Somit sind alle Stationen der Netzgruppen G und B zumindest teilversorgt.

Schritt 8: Beginn der Versorgung von Netzgruppe O mit Hinzufügen der Stationen O1, O2, O3 und O4 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -3 geändert.

Schritt 9: Hinzufügen der Station O5 zur Simulation. Hochfahren von Generator GO3 in der Station O1.

Schritt 10: Hinzufügen der Station O6 zur Simulation. Die zusätzlich benötigte Blindleistung wird zum Teil von den Generatoren und zum anderen Teil aus den blindleistungserzeugenden Leitungen gedeckt.

Schritt 11: Hinzufügen der Station O7 zur Simulation. Die zusätzlich benötigte Wirk- und Blindleistung wird von Generator GO3 geliefert.

Schritt 12: Hinzufügen des zur Netzgruppe O zugehörigen Teiles der Station BO und der Station O8. In der Station O1 wird der Generator GO4 anstelle von Generator GO3 hochgefahren da dieser mehr Leistung liefern kann. Allerdings muss in der Station S1 der Generator GS4 vom Netz genommen werden um dem Generator GO4 zumindest mit seiner Mindestwirkleistung von $P_{\min}=230\text{MW}$ belasten zu können.

Schritt 13: Die zur Versorgung der Station O9 zusätzlich benötigte Leistung liefert der Generator GO4. Hiermit ist die Netzgruppe O vollständig und innerhalb der geforderten Toleranzen bezüglich Nennspannung, Spannungswinkel, Wirk- und Blindleistung versorgt.

Schritt 14.1: Hier erfolgt nun die Vollständige Versorgung der Netzgruppe G. Die Stufeneinstellung des Transformators TBS1 wird auf +1 geändert. Hier tritt wieder eine Überlastung der Leitung zu Station G3 mit 107,39% auf. Des Weiteren muss der Schwarzstartgenerator GB1 Blindleistung aus dem Netz ziehen was dieser laut Vorgabe aber nicht zu leisten vermag. Dies sind unzulässige Betriebszustände.

Schritt 14.2: Hier wurde als Abhilfe der Generator GS4 als PV-Knoten ausgeführt. Mit Hilfe dessen kann das Netz im Vergleich zu Schritt 14.1 in einen

erlauben Betriebszustand übergeführt werden.

Schritt 15: Mit der Vollversorgung der Netzgruppe B ist das städtische Versorgungsnetz hiermit vollständig versorgt. Die Stufeneinstellung des Transformators TBS1 wird auf -1 geändert. Hier tritt jedoch wieder bei der Leitung zur Station G3 eine Überlastung mit 109,45% auf. Mit der außer Betrieb Setzung von Transformator TSV2 lässt sich dieses Problem beheben. Die Belastung der Leitung geht auf 92,52% zurück.

Somit sind alle 3 Netzgruppen und damit das gesamte Energienetz vollständig und innerhalb ihrer geforderten Toleranzen versorgt.

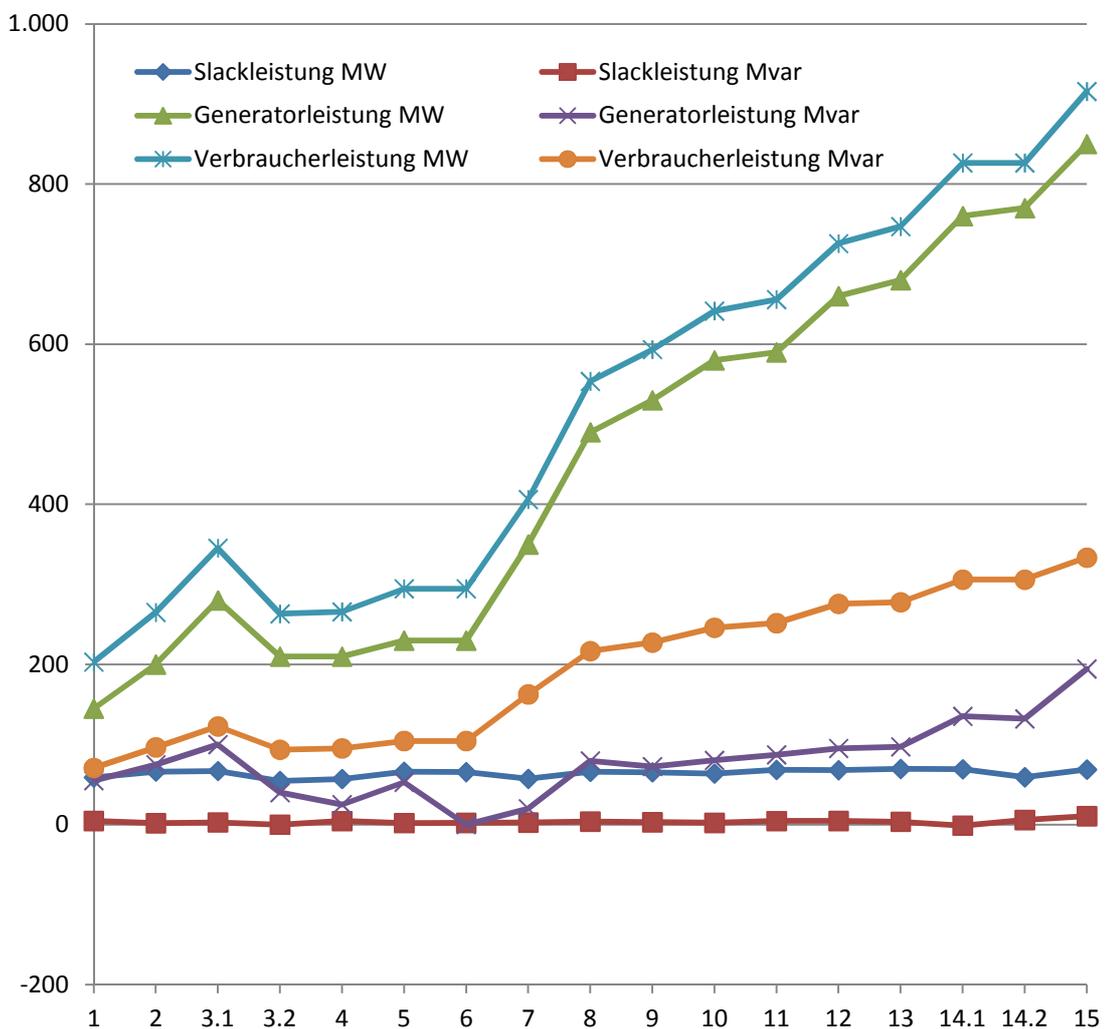


Abbildung 35: Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung

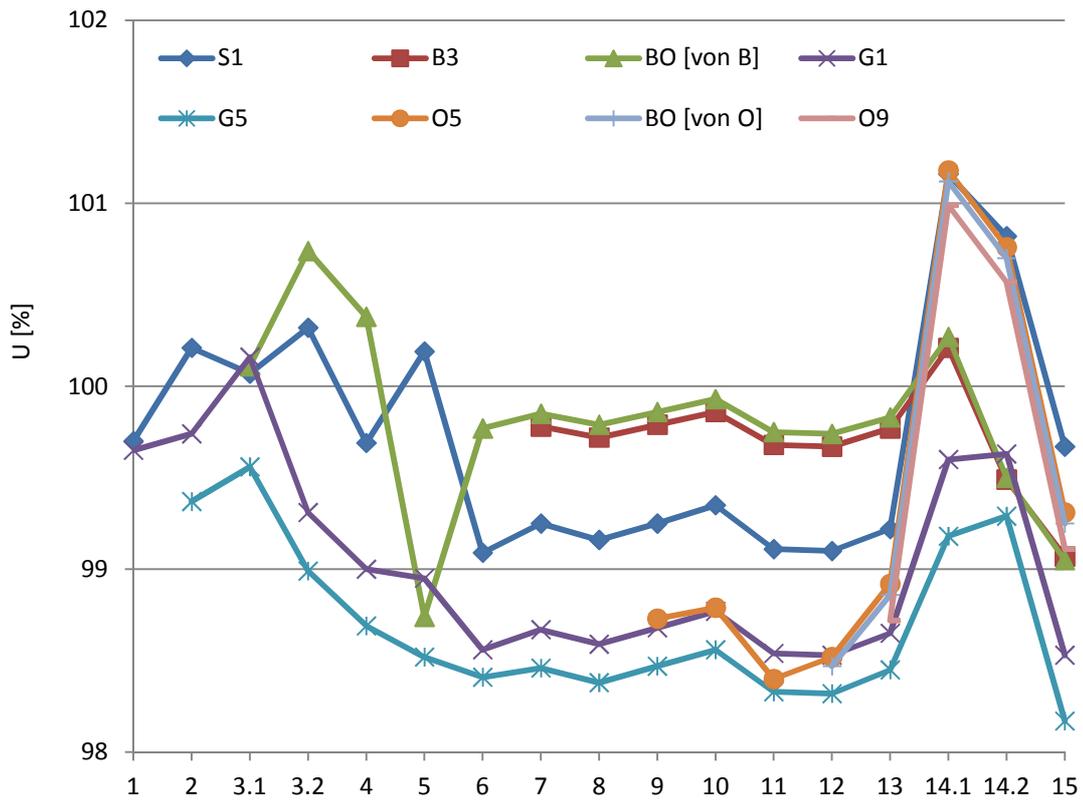


Abbildung 36: Spannungsbetragsverlauf von ausgewählten Stationen mit B und O als Ring mit Teilbelastung; Quelle: eigene Darstellung

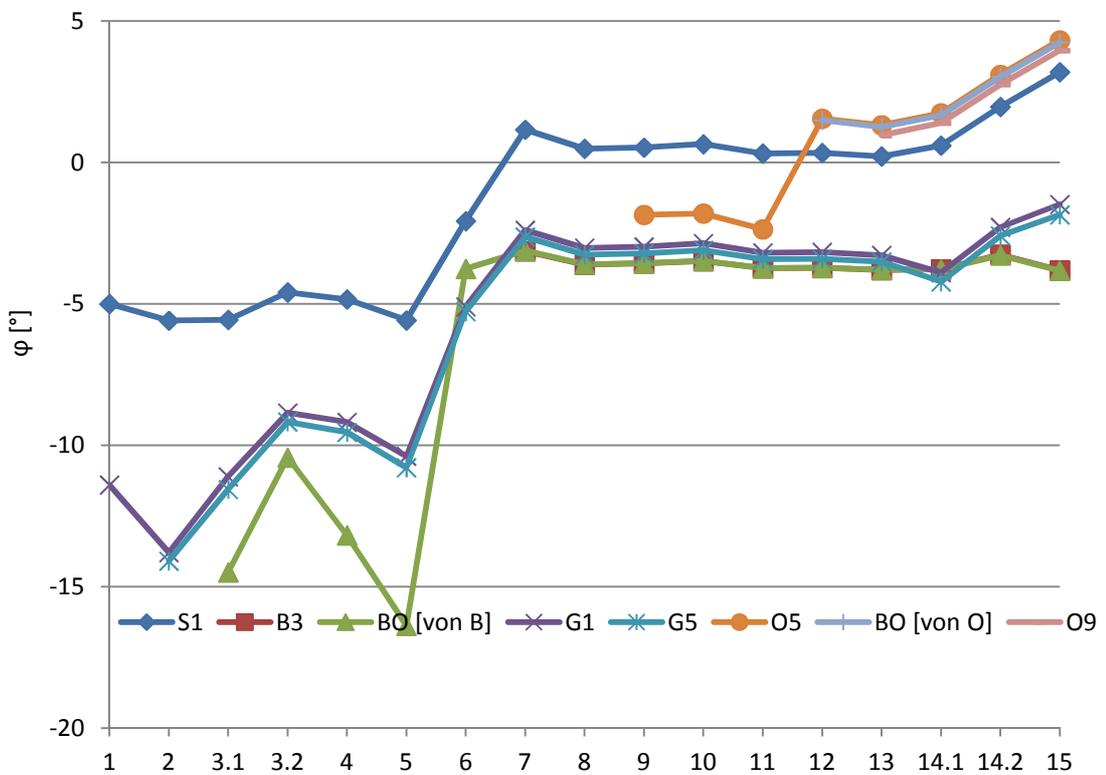


Abbildung 37: Spannungswinkerverlauf von ausgewählten Stationen mit B und O als Ring mit Teilbelastung; Quelle: eigene Darstellung

5.5.4 Simulation der Versorgung von 3 Netzgruppen mit den Netzgruppen B und G als Ring mit Teilbelastung

Hier wird nun versucht alle 3 Netzgruppen zu versorgen, die Netzgruppen B und G jedoch in der Station NGB miteinander zu koppeln. Zu diesem Zweck wird wieder der Ausgangszustand der Simulation hergestellt. Die Stufensteller der Transformatoren werden auf die Mittelstellung zurückgestellt. Hier wird versucht den Ring von Netzgruppe B aus beginnend über die Station NGB und Netzgruppe G zu schließen.

Schritt 1: Ausgehend von Station B1 mit dem Schwarzstartgenerator GB1 wird die Station B2 versorgt.

Schritt 2: Da die Stationen B3 und B4 nicht mehr nur durch den Generator GB1 versorgt werden können, wird noch zusätzlich der Generator GS1 in der Station S1 verwendet.

Schritt 3: Hinzufügen der Station B5 zur Simulation. Die dafür zusätzlich nötige Leistung kann vom Generator GB1 geleistet werden.

Schritt 4: Hinzufügen der Station B6 zur Simulation. Hierfür wird in der Station S1 zusätzlich zum Generator GS1 der Generator GS3 verwendet.

Schritt 5: Hinzufügen des zur Netzgruppe B zugehörigen Teiles der Station BO. In diesem Teil gibt es keine Verbraucher daher bleibt die Wirkleistungseinspeisung unverändert. Die Blindleistungseinspeisung kann jedoch zurückgefahren werden da die Leitungen von Station B6 zur Station BO Blindleistung produzieren. Hiermit ist die korrekte Versorgung von Netzgruppe B abgeschlossen.

Schritt 6.1: Hier erfolgt der Übergang über die Station NGB auf die Netzgruppe G. Hinzufügen des zur Netzgruppe G zugehörigen Teiles der Station BO und der Station G5. Die Stufeneinstellung des Transformators TNB1 wird auf +6 geändert. Hier kommt es bereits zu einer Überlastung des Transformators TBS1 mit 105,46%.

Schritt 6.2: Die Stufeneinstellung des Transformators TNB1 wird auf +2 geändert. Da es zu TBS1 keinen zweiten Transformator gibt, den man parallelschalten könnte, muss im Folgenden auf Teilversorgung zurückgegangen werden. Mit der Nichtversorgung eines Leistungsabzweiges in der Station G5 kann die Belastung des Transformators TBS1 auf unter 100%

zurückgefahren werden.

Schritt 7: Hinzufügen der Station G3 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TNB1 wird auf +1 geändert. Da hier nun wieder der Transformator TBS1 überlastet wäre, muss in der Station G5 auch der zweite Leistungsabzweig, sowie in der Station G3 zwei Leistungsabzweige vom Netz genommen bzw. unversorgt bleiben.

Schritt 8: Das Hinzufügen der Station G1 und somit das Schließen des Versorgungsrings bringt eine Entlastung des Transformators TBS1. Die Leitung von Station G3 ist jedoch wieder mit 100,55% überlastet.

Schritt 9: Mit dem Hinzufügen der Stationen G2 und G4 stehen nun mehrere parallele Leitungen zu Verfügung die die Aufteilung des Leistungsflusses begünstigen und so die vorhin erwähnte Leitung erheblich entlasten. Mit Hinzufügen dieser beiden Stationen ist die gesamte Netzgruppe G versorgt mit Ausnahme der beiden Stationen G3 und G5 welche noch offene Leistungsabzweige besitzen.

Schritt 10: Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -2 geändert. Die fehlenden Leistungsabzweige in den Stationen G3 und G5 werden hier nun mitversorgt. Hierfür wird in der Station S1 der Generator GS2 hochgefahren. Somit sind die Netzgruppen B und G vollständig und korrekt versorgt.

Schritt 11: Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -1 geändert. Die Stationen O1, O2, O3 und O4 werden der Simulation hinzugefügt. Diese Stationen können mit den bereits in Betrieb befindlichen Generatoren versorgt werden.

Schritt 12: Die Station O5 wird der Simulation hinzugefügt. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -2 geändert. Da die hier in der Station O1 angesiedelten Generatoren nicht verwendet werden muss die Wirk- und Blindleistung von der Station S1 geliefert werden. Dies belastet den Transformator TSO1 stärker und produziert mehr Verlustleistung womit die erhöhte Blindleistungsproduktion bei den Generatoren in der Station S1 erklärt werden kann.

Schritt 13: Die Station O6 wird der Simulation hinzugefügt. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -5 geändert. Zusätzlich zu

den bereits in Betrieb befindlichen Generatoren wird der Generator GS4 hochgefahren. Dieser Generator wird als PV-Knoten ausgeführt.

Schritt 14: Die Station O7 wird der Simulation hinzugefügt. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -7 geändert. Anhand der Tabelle kann man erkennen, dass die Blindleistung die von den Generatoren der Station S1 bereitgestellt werden muss höher ist als der Zuwachs an verbrauchter Blindleistung in der zuletzt versorgten Station O7. Dies ist auf die stärkere Belastung der Leitungen und des Transformators TSO1 zurückzuführen, was für einen gesteigerten Blindleistungsbedarf sorgt.

Schritt 15.1: Hinzufügen des zur Netzgruppe O zugehörigen Teiles der Station BO. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -9 geändert. Durch die zusätzliche in der Station benötigte Wirk- und Blindleistung kommt es bei dem Transformator TSO1 zu einer Überlastung mit 108,02%. Es ist daher nicht möglich die gesamte Netzgruppe O von der Station S1 aus zu versorgen.

Schritt 15.2: Hinzufügen des zur Netzgruppe O zugehörigen Teiles der Station BO. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -6 geändert. Durch das Hochfahren von Generator GO3 in der Station O1 kommt es zu einer Entlastung von Transformator TSO1 auf 80,76%.

Schritt 16: Die Stationen O8 und O9 werden der Simulation hinzugefügt. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -5 geändert. Hiermit ist die vollständige und korrekte Versorgung von Netzgruppe O abgeschlossen. Somit ist das gesamte städtische Energienetz vollständig und korrekt versorgt.

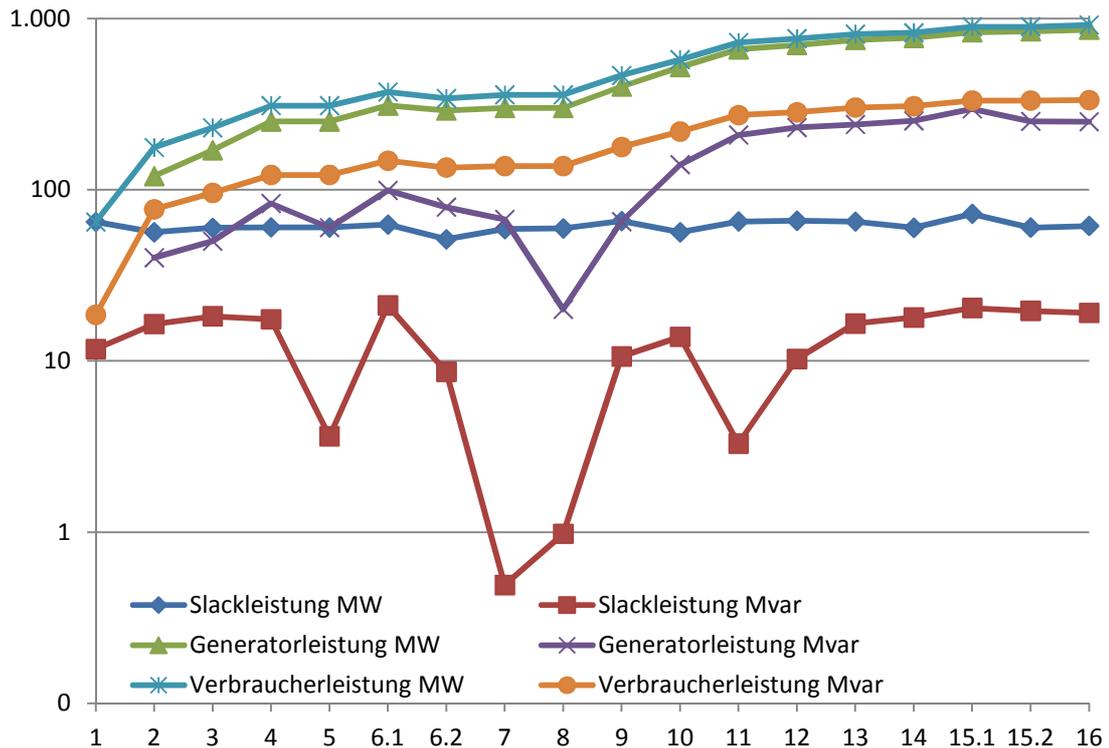


Abbildung 38: Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung

5.5.5 Simulation der isolierten Versorgung von 3 Netzgruppen mit PV - Knoten

Hier wird nun versucht alle 3 Netzgruppen isoliert voneinander zu versorgen mit dem Generator GS4 als PV-Knoten in der Station S1.

5.5.5.1 Start mit Netzgruppe B

Zu diesem Zweck wird wieder der Ausgangszustand der Simulation hergestellt. Die Stufensteller der Transformatoren werden auf die Mittelstellung zurückgestellt.

Schritt 1: Ausgehend von Station B1 mit dem Schwarzstartgenerator GB1 wird die Station B2 versorgt.

Schritt 2: Da die Stationen B3 und B4 nicht nur durch den Generator GB1 versorgt werden können, wird zusätzlich der Generator GS1 in der Station S1 verwendet.

Schritt 3: Hinzufügen der Station B5 zur Simulation. Die dafür zusätzlich nötige Leistung kann vom Generator GB1 geleistet werden.

Schritt 4: Hinzufügen der Station B6 zur Simulation. Hierfür wird in der Station

S1 zusätzlich zum Generator GS1 der Generator GS3 verwendet.

Schritt 5: Hinzufügen des zur Netzgruppe B zugehörigen Teiles der Station BO. In diesem Teil gibt es keine Verbraucher daher bleibt die Wirkleistungseinspeisung unverändert. Die Blindleistungseinspeisung kann jedoch zurückgefahren werden da die Leitungen von Station B6 zur Station BO Blindleistung produzieren. Hiermit ist die korrekte Versorgung von Netzgruppe B abgeschlossen.

Schritt 6: Beginn der Versorgung von Netzgruppe G mit den Stationen G1, G2 und G4. Die bereits in Betrieb befindlichen Generatoren reichen für die Versorgung dieser Stationen aus.

Schritt 7: Hinzufügen der Station G3 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -1 geändert. Die in Betrieb befindlichen Generatoren reichen weiterhin für die korrekte Versorgung der Stationen aus.

Schritt 8: Hinzufügen der Station G5 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -3 geändert. Hier zeigt sich wieder eine geringfügige Überlastung der Leitung zu Station G3 von 100,65%.

Schritt 9: : Hinzufügen des zur Netzgruppe G zugehörenden Teiles der Station BO. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -2 geändert. Durch das Hinzufügen dieser Station stellt sich eine Entlastung der vorhin zu stark beanspruchten Leitung auf 99,32% ein.

Hiermit ist die korrekte Versorgung von Netzgruppe G abgeschlossen.

Schritt 10: : Beginn der Versorgung von Netzgruppe O mit den Stationen O1, O2, O3 und O4. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -3 geändert. Diese Stationen können mit den bereits in Betrieb befindlichen Generatoren versorgt werden.

Schritt 11: Die Station O5 wird der Simulation hinzugefügt. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -6 geändert. Da die hier in der Station O1 angesiedelten Generatoren nicht verwendet werden muss die Wirk- und Blindleistung von der Station S1 geliefert werden. Dies belastet den Transformator TSO1 stärker und produziert mehr Verlustleistung womit die erhöhte Blindleistungsproduktion bei den Generatoren in der Station S1 erklärt werden kann.

Schritt 12: Die Station O6 wird der Simulation hinzugefügt. Die

Stufeneinstellung des Transformators TBS1 wird auf -1 und die des Transformators TSG1 auf -3 geändert. Diese Stationen können weiterhin mit den bereits in Betrieb befindlichen Generatoren versorgt werden.

Schritt 13: Die Station O7 wird der Simulation hinzugefügt. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -9 geändert. Anhand der Tabelle kann man erkennen, dass die Blindleistung die von den Generatoren der Station S1 bereitgestellt werden muss höher ist als der Zuwachs an verbrauchter Blindleistung in der zuletzt versorgten Station O7. Dies ist auf die starke Belastung der Leitungen und des Transformators TSO1 zurückzuführen, was für einen gesteigerten Blindleistungsbedarf sorgt.

Schritt 14: Hinzufügen des zur Netzgruppe O zugehörigen Teiles der Station BO. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -5 geändert. Durch Hochfahren des Generators BO3 in der Station O1 wird der Generator TSO1 entlastet da hier ein Teil der Wirk- und Blindleistungsproduktion direkt in der Netzgruppe O erfolgt, was die zwischen den beiden Stationen S1 und O1 liegenden Komponenten entlastet.

Schritt 15: Die Stationen O8 und O9 werden der Simulation hinzugefügt. Hiermit ist die vollständige und korrekte Versorgung von Netzgruppe O abgeschlossen und somit ist das gesamte städtische Energienetz vollständig und korrekt versorgt.

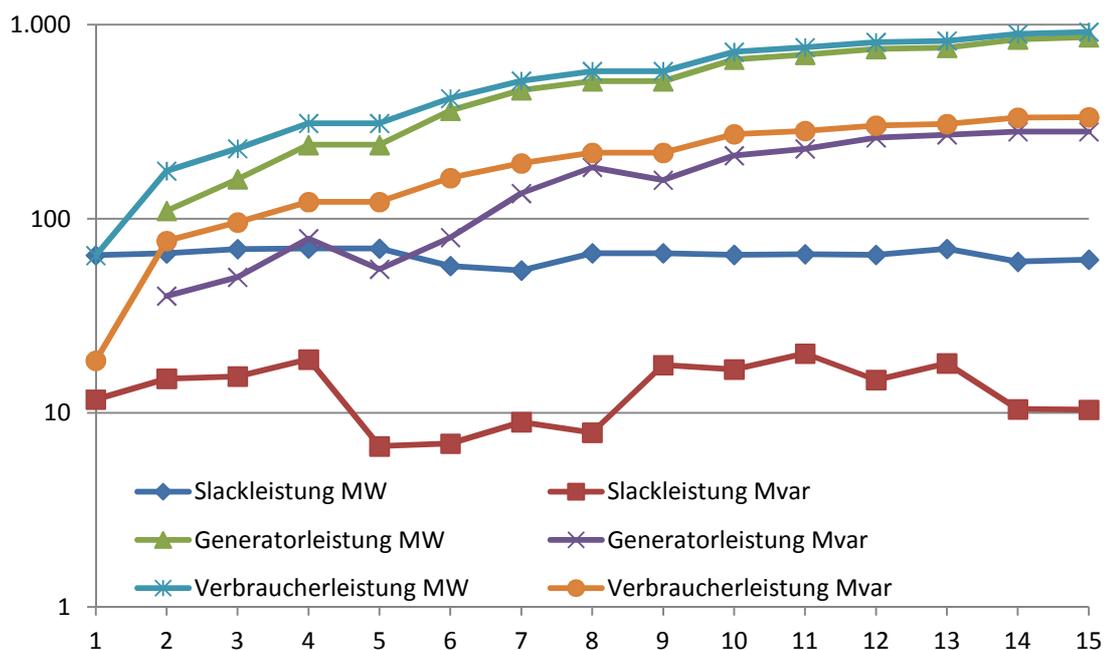


Abbildung 39: Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung

5.5.5.2 Start mit Netzgruppe G

Zu diesem Zweck wird wieder der Ausgangszustand der Simulation hergestellt. Die Stufensteller der Transformatoren werden auf die Mittelstellung zurückgestellt.

Schritt 1: Versorgung der Stationen G1, G2, G3 und G4 mittels des Schwarzstartgenerators GB1 in der Station B1 und des Generators GS1 in der Station S1. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -2 geändert.

Schritt 2: Hinzufügen des zur Netzgruppe G zugehörigen Teiles der Station BO und der Station G5. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -3 geändert. Durch die zusätzliche Belastung des Transformators TSG1 durch die hinzugefügten Stationen benötigt das Netz mehr Blindleistung als es durch die mit den Stationen zugefügten Leitungen produziert. Die Netzgruppe G ist hiermit vollständig und korrekt versorgt.

Schritt 3: Beginn der Versorgung von Netzgruppe B mit der Station B2. In der Station S1 wird zusätzlich der Generator GS3 hochgefahren. Durch die Entlastung des Transformators TBS1 und die Versorgung der Station B2 über eine lange Kabelverbindung muss die Generatorblindleistung nicht erhöht werden um den Mehrbedarf der Station B2 zu decken.

Schritt 4: Hinzufügen der Stationen B3 und B4.

Schritt 5: Hinzufügen der Station B5.

Schritt 6: Hinzufügen der Station B6. Die Stufeneinstellung des Transformators TBS1 wird auf -2 geändert. In der Station S1 wird der Generator GS4 als PV-Knoten ausgeführt. Hier steigt die Belastung des Transformators TBS1 von 52,49% auf 82,02% an. Dadurch erhöht sich die vom Transformator verbrauchte Blindleistung beträchtlich, die von den in Betrieb befindlichen Generatoren gedeckt werden muss.

Schritt 7: Hinzufügen des zur Netzgruppe B zugehörigen Teiles der Station BO. Die Stufeneinstellung des Transformators TBS1 wird auf 0 geändert. In diesem Teil der Station befinden sich keine Verbraucher wodurch die Blindleistungsproduktion der Generatoren gedrosselt werden kann, da die Leitungen zu dieser Station Blindleistung produzieren. Die Netzgruppe B ist hiermit vollständig und korrekt versorgt.

Schritt 8: Beginn der Versorgung von Netzgruppe O mit den Stationen O1, O2, O3 und O4. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -3 geändert. Diese Stationen können mit den bereits in Betrieb befindlichen Generatoren versorgt werden.

Schritt 9: Die Station O5 wird der Simulation hinzugefügt. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -6, die des Transformators TBS1 wird auf -2 geändert. Da die hier in der Station O1 angesiedelten Generatoren nicht verwendet werden muss die Wirk- und Blindleistung von der Station S1 geliefert werden. Dies belastet den Transformator TSO1 stärker und produziert mehr Verlustleistung womit die erhöhte Blindleistungsproduktion bei den Generatoren in der Station S1 erklärt werden kann.

Schritt 10: Hinzufügen der Station O6 zur Simulation. In der Station O1 wird der Generator GO3 verwendet. Diese Maßnahme entlastet den Transformator TSO1, da die erzeugte Wirkleistung von Generator GO3 größer ist als jene, die durch Hinzufügen der Station O6 verbraucht wird.

Schritt 11: Hinzufügen der Station O7 zur Simulation.

Schritt 12: Hinzufügen des zur Netzgruppe O zugehörigen Teiles der Station BO. Die weitere Belastung des Transformators TSO1 erhöht dessen Blindleistungsverluste was durch die von den Leitungen produzierte Blindleistung nicht wettgemacht werden kann, deshalb muss der Fehlbetrag von den Generatoren geliefert werden.

Schritt 13: Die Stationen O8 und O9 werden der Simulation hinzugefügt. Hiermit ist die vollständige und korrekte Versorgung von Netzgruppe O abgeschlossen und somit ist das gesamte städtische Energienetz vollständig und korrekt versorgt.

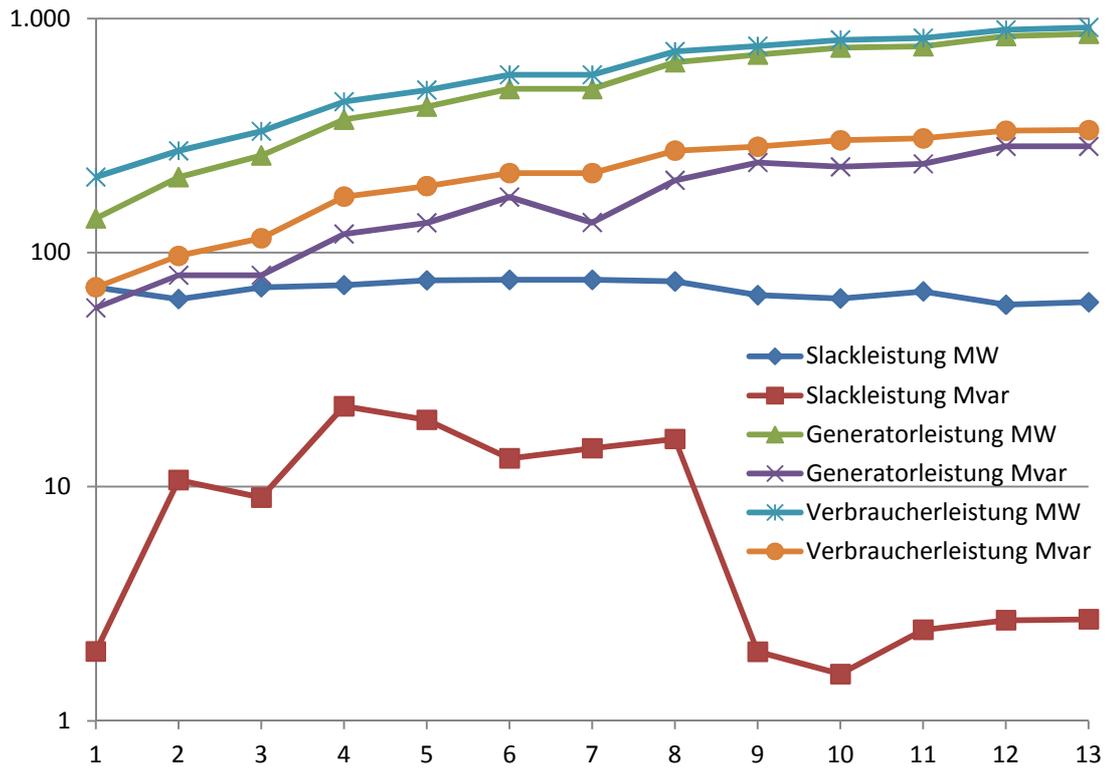


Abbildung 40: Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung

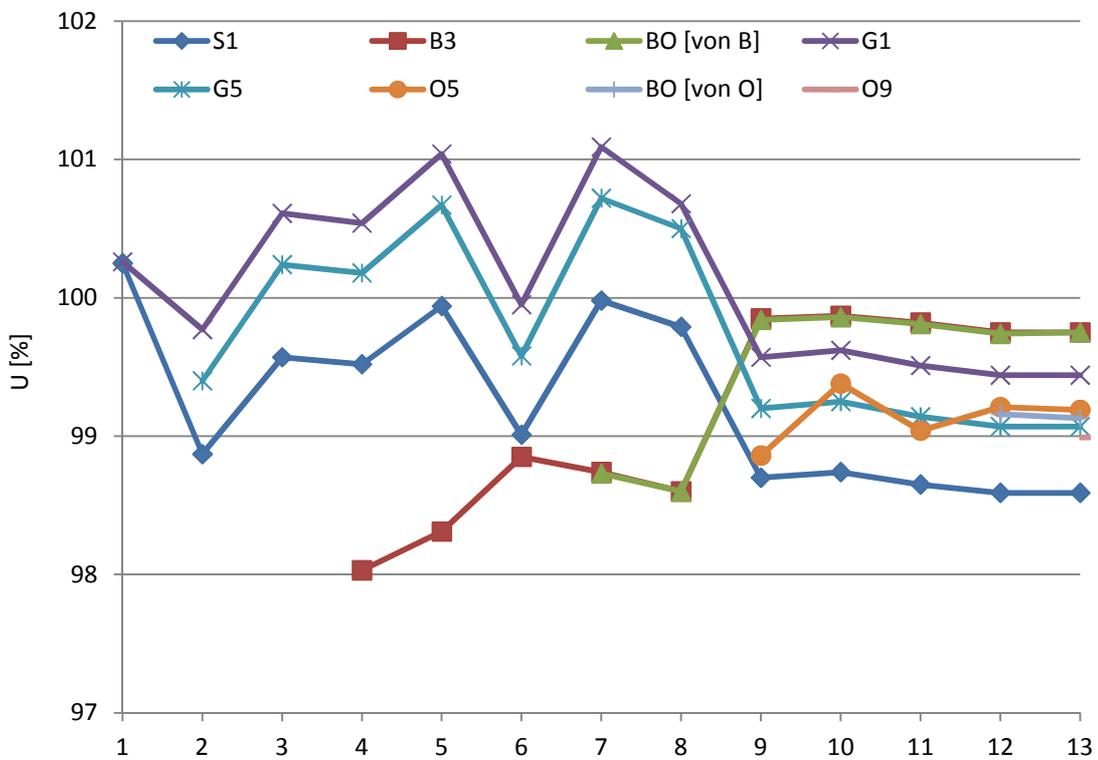


Abbildung 41: Spannungsbetragsverlauf von ausgewählten Stationen mit PV-Knoten; Start: Gruppe G; Quelle: eigene Darstellung

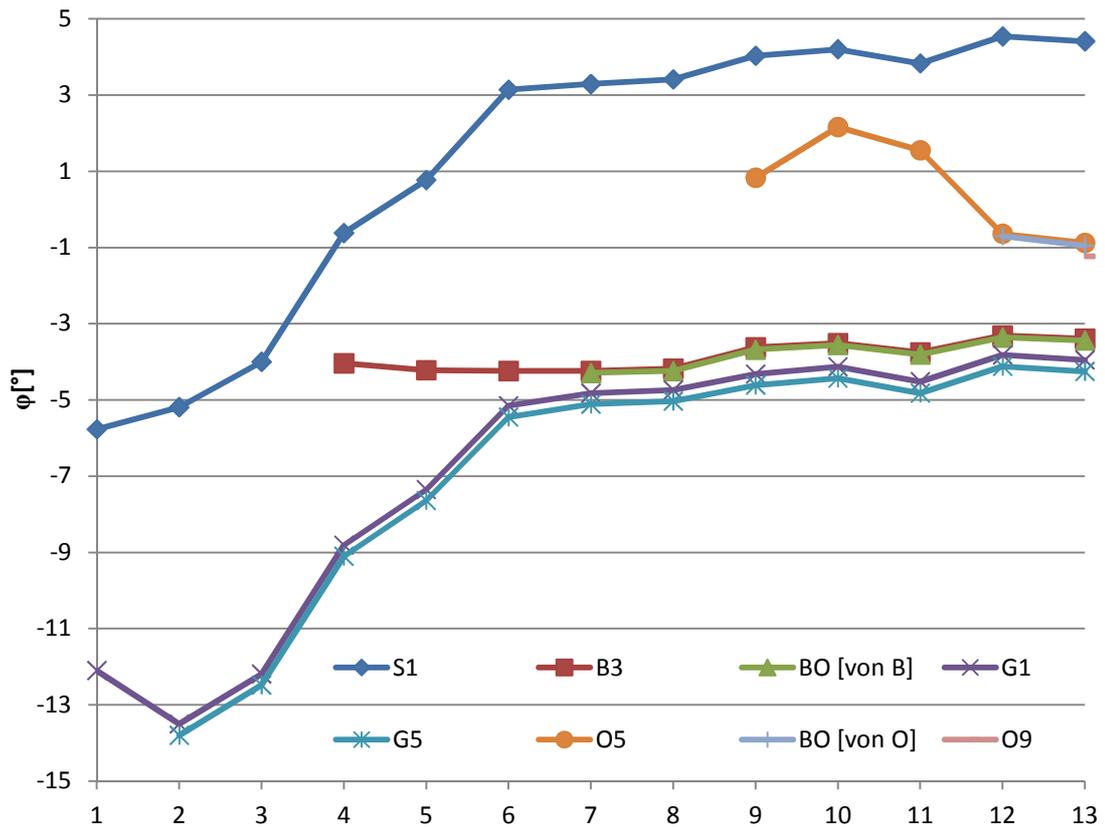


Abbildung 42: Spannungswinkelverlauf von ausgewählten Stationen mit PV-Knoten; Start: Gruppe G; Quelle: eigene Darstellung

5.5.5.3 Start mit Netzgruppe O

Zu diesem Zweck wird wieder der Ausgangszustand der Simulation hergestellt. Die Stufensteller der Transformatoren werden auf die Mittelstellung zurückgestellt.

Schritt 1: Ausgehend von der Station B1 werden die Stationen O1, O2, O3 und O4 versorgt wobei der Generator GS1 in Station O1 mitverwendet wird. Der Stufensteller des Transformators TSO1 wird auf -5 gesetzt. Da sich in O1 und O2 keine Verbraucher befinden, ist es ohne weiteres möglich die Stationen O3 und O4 mitzuversorgen.

Schritt 2: Die Versorgung von Station O5 kann mit den bestehenden in Betrieb befindlichen Generatoren geleistet werden.

Schritt 3: Hinzufügen der Station O6 zur Simulation. Durch die Belastung des Transformators TSO1 steigt der Blindleistungsbedarf den der Generator liefern muss weiter an.

Schritt 4: Hinzufügen der Station O7 zur Simulation. Der Stufensteller des Transformators TSO1 wird auf -7 geändert. Da sich die versorgten Stationen vom versorgenden Generator immer weiter weg befinden und die Leistung daher über immer längere Leitungsstrecken geliefert werden muss, steigt der Blindleistungsbedarf immer mehr an, nicht zuletzt wegen dem stärker belasteten Transformator TSO1.

Schritt 5.1: Hinzufügen des zur Netzgruppe O zugehörigen Teiles der Station BO. Hochfahren des Generators GS3 in der Station S1. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -8 geändert. Hier tritt nun der Fall der Überlastung des Transformators mit 108,06% auf.

Schritt 5.2: Hier wird anstelle des Generators GO3 der Generator GS3 verwendet. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -7 geändert. Durch die Verwendung dieses Generators wird die Überbeanspruchung von Transformator TSO1 vermieden und auch der Blindleistungsbedarf des Netzes wird deutlich gesenkt.

Schritt 6: Mit dem Hinzufügen der beiden Stationen O8 und O9 ist die Netzgruppe O somit vollständig und korrekt versorgt.

Schritt 7: Hinzufügen der Station B2 zur Simulation.

Schritt 8: Hinzufügen der Station B3 und B4 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -5 geändert.

Schritt 9: Hinzufügen der Station B5 zur Simulation.

Schritt 10: Hinzufügen der Station B6 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TSO1 wird auf -4 sowie die des Transformators TBS1 auf -3 geändert. In der Station S1 wird der Generator GS4 hochgefahren und als PV Knoten ausgeführt.

Schritt 11: Hinzufügen des zur Netzgruppe B zugehörigen Teiles der Station BO. Die Stufeneinstellung des Transformators TBS1 wird auf -1 geändert. Durch die in den Leitungen produzierte Blindleistung die nötig sind um diesen Teil der Station zu versorgen kann die Blindleistungsproduktion in den Generatoren gedrosselt werden. Die Netzgruppe B ist hiermit vollständig und korrekt versorgt.

Schritt 12: Beginn der Versorgung von Netzgruppe G mit den Stationen G1, G2 und G4. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -1 geändert.

Schritt 13: Hinzufügen der Station G3 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -2 geändert.

Schritt 14: Hinzufügen der Station G5 zur Simulation. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -4 geändert. Hier zeigt sich abermals eine Überlastung der zur Station G3 verlaufenden Leitung von 101,49%.

Schritt 15: Hinzufügen des zur Netzgruppe G zugehörigen Teiles der Station BO. Die Stufeneinstellung des Transformators TSG1 wird auf -3 geändert. Durch das Hinzufügen dieses Teiles der Station lässt sich die Überlastung der vorhin genannten Leitung beheben.

Hiermit ist die vollständige und korrekte Versorgung von Netzgruppe G abgeschlossen und somit ist das gesamte städtische Energienetz vollständig und korrekt versorgt.

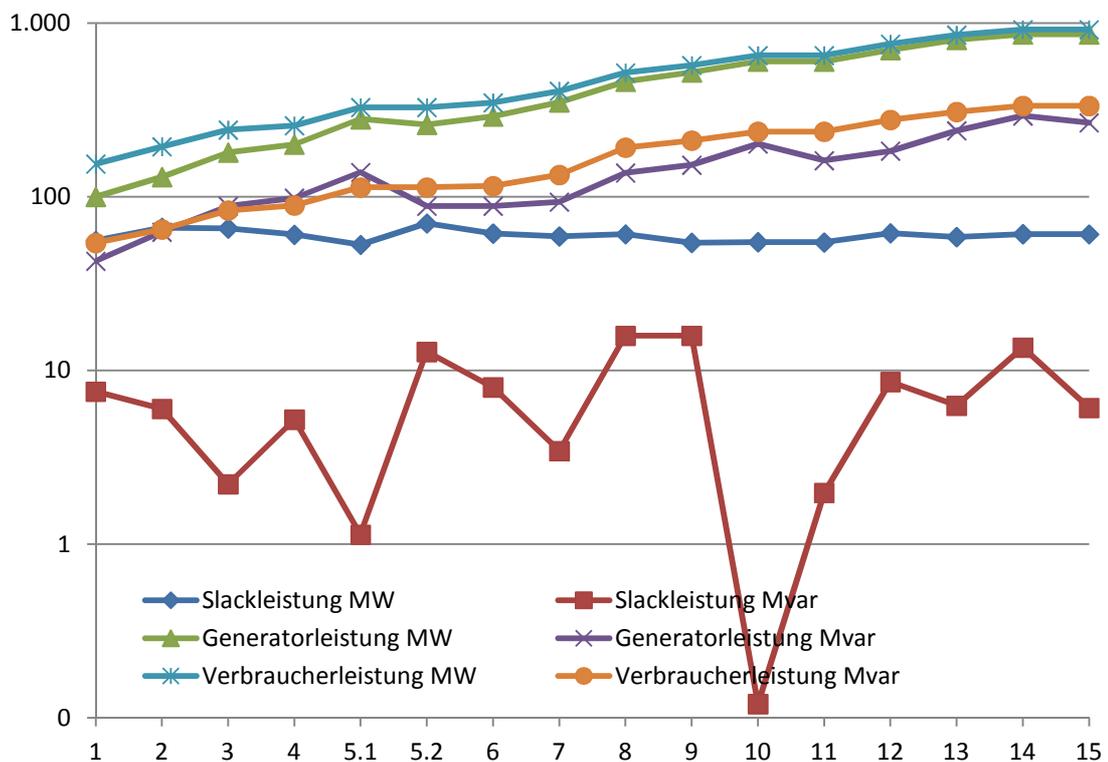


Abbildung 43: Generator-, Verbraucher- und Bilanzknotenleistung. Quelle: eigene Darstellung

6 Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine Wiederversorgung als Inselnetz des städtischen Versorgungsgebiets unter dem Aspekt der statischen Betrachtung, somit unter Ausklammerung dynamischer Effekte, prinzipiell möglich ist.

Dies bedingt jedoch erstens die Voraussetzung ausreichender Erzeugungskapazität innerhalb dieses Netzes in Form von Kraftwerken mit nichtvolatiler Energie wie Wind oder Sonne, da die Ausgangslage ja der Ausfall der Transportnetze 380kV und 220kV ist und damit das städtische Versorgungsnetz physikalisch, durch geöffnete Leistungsschalter in den jeweiligen Stationen, von den Transportnetzen getrennt ist. Weiterhin ist ein Kraftwerk bzw. Generator mit Schwarzstartfähigkeit vonnöten, d.h. eine vom Versorgungsnetz unabhängige Erregung.

Für die Wiederversorgung der Stationen muss berücksichtigt werden, dass es keine leerlaufenden Leitungen aufgrund der Spannungsüberhöhung durch den „Ferrantieffekt“ geben darf. Je weiter eine Station von einer Einspeisestation entfernt ist, umso schwieriger wird es diese korrekt zu versorgen, da die Leitungen zusätzlich mit Blindleistung belastet sind. Hier ist auf eine eventuelle Überlastung der Leitungen zu achten, wie bei dem Versuch der Ringversorgung. Bei geschlossenen Ringen oder Maschen lässt sich mithilfe der Längs- bzw. Querregelung bei Transformatoren der Leistungsfluss mittels Stufenstellern so lenken, dass eine Überlastung vermieden werden kann.

Im Verlauf der Simulation des Netzaufbaues ist es, wenn Einspeiseknoten nur als PQ-Knoten behandelt werden, mit Anwachsen des zu versorgten Netzteils immer schwieriger den Blindleistungsbedarf zu decken, insbesondere unter der Vorgabe, dass die betrachteten Generatoren nur Blindleistung ins Netz einspeisen können, und dass sowohl die Wirkleistung als auch die Blindleistungsbereitstellung der Generatoren gewissen Grenzen unterliegt. Daher empfiehlt sich bei größeren Netzen die Einführung von PV-Knoten bzw. der Einsatz von Generatoren mit entsprechender Blindleistungskapazität.

Es muss genügend Wirk- und Blindleistung bereitgestellt werden, um sowohl die Last zu decken, als auch die Verluste der Betriebsmittel zu kompensieren und damit deren Funktion sicherzustellen. Sowohl die Spannungshöhe als auch der Spannungswinkel müssen sich innerhalb eines gewissen Rahmens bewegen, um zu verhindern, dass das neu aufgebaute Netz instabil wird, oder dass Schutzauslösungen durch Überlast auftreten, die z.B. das Trennen eines Generators aus dem Netz zur Folge haben.

In diesem Netz ist mit den gegebenen Erzeugerleistungen eine Vollversorgung anhand der gegebenen Verbraucherleistungen möglich. Bei geringerer Bereitstellung von Erzeugerleistung kann nicht das gesamte Gebiet versorgt werden. Hier müssen Prioritätsziele von öffentlichem Interesse, wie z.B. Krankenhäuser, definiert werden.

Literaturverzeichnis

Monographien

[1] OEDING, DIETRICH/ OSWALD, BERND: Elektrische Kraftwerke und Netze – 6. Auflage – Springer Verlag, 2004
ISBN 3-540-00863-2

[2] FLOSDORF, RENÉ/ HILGARTH, GÜNTHER: Elektrische Energieverteilung – 8. Auflage – B.G. Teubner GmbH, 2003
ISBN 3-519-26424-2

[3] SPRING, ECKHARD: Elektrische Energienetze – 8. Auflage – VDE Verlag GmbH, 2003
ISBN 3-8007-2523-1

[4] FISCHER, ROLF: Elektrische Maschinen – 8. Auflage – Hanser, 1992
ISBN 3-446-16482-0

[5] SCHRÖDL, MANFRED: Elektrische Antriebe und Maschinen – 1998

[6] HEUCK, KLAUS/ DETTMANN, KLAUS-DIETER/ SCHULZ, DETLEF: Elektrische Energieversorgung – 7. Auflage – Friedr. Vieweg & Sohn Verlag, 2007
ISBN 978-3-8348-0217-0

[7] SCHWAB, ADOLF J.: Elektroenergiesysteme – 2. Auflage – Springer Verlag Berlin Heidelberg, 2006, 2009
ISBN 978-3-540-92227-8

[8] SCHLABBACH, JÜRGEN/METZ, DIETER.: Netzsystemtechnik – 1. Auflage – VDE Verlag GmbH, 2005
ISBN 978-3-8007-2821-3

[35] THEIL, GERHARD: Stationäre Analyseverfahren für elektrische Energienetze, Wien 2009

Internetquellen

[9] DR. REICHEL, Johannes/ MMag. Schmidthaler, Michael:
Blackouts in Österreich; Teil 1 Endbericht. August 2011
URL <http://energyefficiency.at/web/projekte/blacko.html>
zuletzt abgerufen am 03.03.2014

[10] VORARLBERGER KRAFTWERKE AG
URL <http://www.vkw.at>
zuletzt abgerufen am 10.12.2012

[11] VORARLBERGER ILLWERKE AG
URL <http://www.illwerkevkw.at>
zuletzt abgerufen am 10.12.2012

[12] WIKIPEDIA
URL <http://www.wikipedia.org>
zuletzt abgerufen am 10.12.2012

[13] TIROLER-WASSERKRAFT
URL <http://www.tiroler-wasserkraft.at/>
zuletzt abgerufen am 10.12.2012

[14] VERBUND
URL <http://www.verbund.com/>
zuletzt abgerufen am 10.12.2012

[15] KELAG
URL konzern.kelag.at/
zuletzt abgerufen am 10.12.2012

[16]
URL <http://www.gumpf.at/electropolis2/speicher/frag.htm>
zuletzt abgerufen am 10.12.2012

[17] INNSBRUCKER KOMMUNALBETRIEBE AG
URL <http://www.ikb.at>
zuletzt abgerufen am 14.12.2012

[18] ENERGIE STEIERMARK
URL <http://www.e-steiermark.com/>
zuletzt abgerufen am 17.12.2012

[19] CYCLE ENERGIE

URL <http://www.cycleenergy.com>

zuletzt abgerufen am 16.01.2013

[20] INDUSTCARDS

URL <http://www.industcards.com/st-coal-austria.htm>

zuletzt abgerufen am 18.10.2014

[21] OMV

URL <http://www.omv.com/>

zuletzt abgerufen am 23.01.2013

[22] SALZBURG AG

URL <http://www.salzburg-ag.at/>

zuletzt abgerufen am 19.12.2012

[23] ENERGIE AG OBERÖSTERREICH

URL <http://www.energieag.at/>

zuletzt abgerufen am 05.01.2013

[24] ENNSKRAFTWERKE

URL <http://www.ennskraft.at>

zuletzt abgerufen am 05.01.2013

[25] LINZ AG

URL <http://www.linzag.at>

zuletzt abgerufen am 08.01.2013

[26] EVN NATURKRAFT

URL <http://www.evn-naturkraft.at/>

zuletzt abgerufen am 06.01.2013

[27] EVN

URL <http://www.young.evn.at>

zuletzt abgerufen am 06.01.2013

[28] WIEN ENERGIE AG

URL <http://www.wienenergie.at>

zuletzt abgerufen am 08.01.2013

[29] EEX

URL http://www.transparency.eex.com/de/Information/meldende_unternehmen

zuletzt abgerufen am 08.01.2013

[30] WIEN ENERGIE
we_jahrbuch_2010_2011_versandversion_geringeauf%C3%B6sung_68609.pdf
zuletzt abgerufen am 08.01.2013

[31] WIENER KOMMUNAL-UMWELTSCHUTZGESELLSCHAFT MBH
URL <http://www.wku.at/MVA-Pfaffenau.11.0.html>
zuletzt abgerufen am 08.01.2013

[32] PER EMAIL
zuletzt abgerufen am 21.01.2013

[33] E-CONTROL AUSTRIA
URL <http://www.e-control.at>
zuletzt abgerufen am 16.03.2014