

Netzanalyse eines kleinstädtischen EVUs

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Vorgelegt von
Christopher Schnitzer

Betreuer
Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

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

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / März 2014



Danksagung

Besonderen Dank möchte ich meinen Eltern aussprechen, für die Unterstützung und motivierenden Worte während der ganzen Studienzeit und die mir die diese Form des Studierens erst ermöglicht haben.

Spezieller Dank gebührt Herrn Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert, der mir stets mit fachlichem Rat zur Seite stand und der diese Arbeit betreut hat.

Zum Schluss möchte ich noch all meinen Freunden danken, die mich durch das Studium begleitet haben und es geschafft haben, jeglichen, noch so großen Lernstress erträglich zu machen.

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 24.02.2014

Christopher Schnitzer

STATUTORY DECLARATION

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

Graz, February 24th 2014

Christopher Schnitzer

Kurzfassung

Private Betreiber kleinstädtischer Mittelspannungsnetze besitzen oft nicht die Möglichkeit, um aufwändige Netzanalysen mittels Simulation und Berechnungen selbst durchzuführen.

Jedoch sollte das Netz, welches ständigen Änderungen und Erweiterungen ausgesetzt ist, in bestimmten Zeitintervallen auf seinen aktuellen Zustand überprüft und bewertet werden, um zukünftige notwendige Erweiterungen rechtzeitig erkennen und einplanen zu können, ohne, dass es zu unnötigen, kritischen Netzsituationen kommt.

Weitere kritische Punkte sind die installierten Schutzeinrichtungen, welche ebenfalls an geänderte Netzsituationen angepasst werden müssen, damit diese korrekt, sinnentsprechend agieren und sonstige Ausfälle minimal halten zu können.

Durch die Erweiterung des Netzes, durch Änderung bestimmter Netzteile oder durch hinzukommende oder wegfallende Lasten, ist es auch sinnvoll, sich Gedanken über den Schaltzustand des Netzes zu machen. Ziel ist es, die Verluste minimal und die Verfügbarkeit maximal zu halten.

Eine weitere Frage ist auch die mögliche maximale Auslastung des Netzes, welche durch die vorhandenen Leitungen und Transformatoren begrenzt ist. Auch darf der Spannungshub beim Kunden, welcher durch Verbraucher und dezentrale Erzeuger entsteht, nicht vernachlässigt werden, da dieser gesetzlichen Grenzwerten unterliegt.

Schlüsselwörter: Mittelspannungsnetz, Netzanalyse, Spannungshub, Schutz

Abstract

Operators of provincial medium voltage grids often do not have the opportunity to analyze, simulate and calculate their grids by themselves.

However, the grid, which is subject to constant changes and extensions, should be checked and evaluated on its current state in certain time intervals, to be able to recognize and plan future extensions in sufficient time, to prevent unnecessary, grid failures or constrains.

Other critical points are the installed protection devices, which also have to be adapted to changing grid conditions. Thus those can operate correctly, and keep damages or outages to a minimum.

The expansion of the grid, changing of the grid or changing of load conditions, leads to investigatory concerning of the switching status of the grid. The aim is to keep losses to a minimum and availability to a maximum.

An additional question is the maximum degree of load, which is limited by the existing lines and transformers. Moreover, the deviation of the client's voltage must not be neglected. The deviation is affected by the load and input from decentralized sources in the grid and is regulated by law.

Keywords: medium-voltage-power-grid, grid analysis, voltage deviation, protection system

Abkürzungsverzeichnis	7
1 Kurzfassung	9
1.1 Ziel	9
1.2 Methode	9
1.3 Ergebnisse	9
1.4 Schlussfolgerungen und Ausblick	10
2 Lastflussberechnung im stationären Betrieb	11
2.1 Allgemeines	11
2.2 Knotenpunktverfahren	13
2.2.1 Knotenadmittanzmatrix	13
2.2.2 Hybridmatrix	15
2.3 Newton-Raphson -Verfahren	16
3 Leitungsparameter.....	20
3.1 Widerstandsbelag von Leitungen.....	20
3.2 Induktivitätsbelag von Leitungen.....	21
3.3 Leitungsparameter Kabel.....	23
3.4 Verwendete Leitungsdaten Güssing	24
3.4.1 Freileitung.....	24
3.4.2 Kabel	25
4 Lastflussberechnung von Güssing	26
4.1 Vergleich geschätzter und realer Leitungslängen	27
4.2 Ist-Zustand des Stromnetzes Güssing	35
4.2.1 Knotenspannungen.....	35
4.2.2 Leitungsströme	36
4.3 Dezentrale Einspeisung einer Photovoltaikanlage mit 2,5 MWp in Strem	39
4.4 Varianten zur Spannungsstabilisierung.....	45
4.4.1 Übersetzungsverhältnis der Transformatoren in Netzebene 6	45
4.4.2 $\cos(\varphi)$ -Regelung der PV-Anlage.....	46
4.4.3 Leitungsverstärkung bzw. Erneuerung des Stiches Strem	48

4.4.4	Übersetzungsverhältnis des Transformators in Netzebene 4	50
4.4.5	Kombination zweier Varianten	51
4.4.6	Zusammenfassung der Varianten	53
4.5	Abschätzung mittels Näherungsformel.....	56
4.5.1	Allgemeines.....	56
4.5.2	Anwendung der Näherungsformel am Stich Strem	59
5	Wirkungsgradfragen beim Parallelbetrieb von Transformatoren	
	62	
5.1	Allgemeines.....	62
5.1.1	Leerlaufversuch.....	62
5.1.2	Kurzschlussversuch.....	63
5.2	Wirkungsgrad	63
5.3	Parallelbetrieb.....	68
6	Möglichkeit zentral überwachter Kurzschlussanzeiger	72
6.1	Relevante Positionen für Kurzschlussanzeiger	72
6.2	Produktvorschläge.....	74
7	Zusammenfassung	75
8	Literatur	76
9	Anhang	77
9.1	Netzplan NEPLAN	77
9.2	Knotenlasten und Transformatoren.....	78
9.3	Leitungen.....	80
9.3.1	Reale Leitungsparameter	80
9.3.2	Vergleich reale und geschätzte Leitungslängen.....	82
9.4	Knotenspannungen.....	85
9.5	Netzelemente	85

Abkürzungsverzeichnis

A	... Fläche in m^2
C'	... Kapazität pro Längeneinheit in $As/V/km$
d	... Leiterdurchmesser in m
d_{a-b}	... Leiterabstand in m
H	... magnetische Feldstärke in A/m
H_a	... äußere magnetische Feldstärke in A/m
H_i	... innere magnetische Feldstärke in A/m
I	... Strom in A
J	... Stromdichte in A/m^2
k_{sR}	... Stromverdrängungsfaktor
L'	... Eigeninduktivität pro Längeneinheit in $Vs/A/km$
L_1'	... Betriebsinduktivität pro Längeneinheit in $Vs/A/km$
M'	... Gegeninduktivität pro Längeneinheit in $Vs/A/km$
P	... Wirkleistung in W
P_0	... Leerlaufverluste in W
P_{ab}	... abgegebene Wirkleistung in W
P_{Cu}	... Kupferverluste in W
P_{Fe}	... Eisenverluste in W
P_H	... Hystereseverluste in W
P_K	... Kurzschlussverluste in W
P_{Verl}	... Verlustleistung in W
P_W	... Wirbelstromverluste in W
P_{zu}	... zugeführte Wirkleistung in W
Q	... Blindleistung in Var
R'	... Wechselstromwiderstand pro Längeneinheit in Ω/km
R_{DC}	... Gleichstromwiderstand in Ω
R_{DC}'	... Gleichstromwiderstand pro Längeneinheit in Ω/km
r_L	... Leiterradius in m
S	... Scheinleistung in VA

U	... Spannung in V
u_k	... Nennkurzschlussspannung
U_N	... Nennspannung in V
x	... Abstand in m
X_L'	... induktive Reaktanz pro Längeneinheit in Ω/km
Y	... Admittanz in S
Z	... Impedanz in Ω
α	... Admittanzwinkel in $^\circ$
α_R	... Temperaturkoeffizient in $\Omega/^\circ\text{C}$
β_l	... Verseilungsfaktor
δ_e	... Eindringtiefe in m
ε	... Schwellwert
η	... Wirkungsgrad
η_{sR}	... Parameter für die Stromverdrängung
θ	... Spannungswinkel in $^\circ$
ϑ	... Widerstandstemperatur in $^\circ\text{C}$
μ	... Permeabilität in Vs/A/m
μ_r	... relative Permeabilität
ρ	... spezifischer Widerstand Ωm
ρ_{20}	... spezifischer Widerstand bei $20\text{ }^\circ\text{C}$ in Ωm
φ	... Impedanzwinkel in $^\circ$
ψ	... magnetischer Fluss in Vs
ψ'	... magnetischer Fluss pro Längeneinheit in Vs/km
ω	... Kreisfrequenz in 1/s

1 Kurzfassung

1.1 Ziel

In folgender Arbeit wird eine Netzanalyse des Mittelspannungsnetzes Güssing durchgeführt. Augenmerk wird besonders auf die Knotenspannungen und Leitungsströme gelegt. Des Weiteren soll der Einfluss einer geplanten 2,5 MW Photovoltaikanlage auf die Knotenspannungen im gesamten Stromnetz beschrieben werden und Möglichkeiten zur Spannungshubreduktion aufgezählt und bewertet werden.

Ein weiterer Punkt ist die Bewertung einer Sommer-Winter-Umschaltung in Transformatorstationen mit mindestens zwei Transformatoren.

Der letzte Teil befasst sich mit der Positionierung von Kurzschlussanzeigern, welche bei Auslösung eine zentrale Empfangsstation benachrichtigen, um eine möglichst schnelle und selektive Fehlerortung zu ermöglichen.

1.2 Methode

Die Knotenspannungen und Leitungsströme wurden mittels Simulation und Näherungsrechnung bestimmt. Als Simulationsprogramm wurde die Software NEPLAN® verwendet. Auch der Einfluss der geplanten Photovoltaikanlage wurde mit der Simulationssoftware bestimmt.

Die Sinnhaftigkeit einer Winter-Sommer-Umschaltung wurde mittels Herleitung des Wirkungsgrades von einem bzw. mehreren Transformatoren bestimmt.

Bei der Positionierung der Kurzschlussanzeiger wurde auf die Erreichbarkeit von Stadt- und Außengebieten Rücksicht genommen, um eine möglichst schnelle und selektive Fehlerortung zu ermöglichen.

1.3 Ergebnisse

Bei den Leitungsströmen konnte keine kritische Auslastung, bei den verschiedenen Belastungsfällen, festgestellt werden.

Die Knotenspannungen befinden sich ebenfalls in vertretbaren Grenzen, wobei die Einwirkung der geplanten Photovoltaikanlage die erlaubte Spannungsanhebung der Netzknoten laut TOR, leicht überschreitet. Diese Spannungsanhebung kann jedoch mittels diverser Maßnahmen beeinflusst bzw. verringert werden.

Bezüglich der Sinnhaftigkeit einer Sommer-Winter-Umschaltung, muss grundsätzlich der Belastungszustand der eingesetzten Transformatoren bekannt sein, um eine genaue Aussage darüber zu treffen, ob es Sinn macht, einen weiteren Transformator parallel zu schalten.

Bei der Positionierung der Kurzschlussanzeiger kann auf zwei wesentliche Kreuzungspunkte mit drei relevanten Kurzschlussanzeigern mit Sendeeinheit verwiesen werden, welche eine schnelle selektive Fehlerbestimmung außerhalb des Stadtgebietes zulässt.

1.4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Auf Grund der verwendeten Daten, kann ein kritischer Netzzustand ausgeschlossen werden, obwohl Simulationen immer einen gewissen Unsicherheitsfaktor beinhalten.

Für zukünftige Ausbauprogramme, bei denen die Grenzen des Netzes erreicht bzw. überschritten werden, ist eine detaillierte Kenntnis des Netz- bzw. Lastzustandes erforderlich.

Ein weiterer Schritt zur exakteren Bewertung des Netzzustandes ist das Auslesen der vorhandenen Lastzähler, die in den Transformatorstationen montiert sind, welche zum jetzigen Zeitpunkt nicht ausgelesen werden können.

2 Lastflussberechnung im stationären Betrieb

2.1 Allgemeines

Da Stromnetze größere vermaschte Netzwerke sind und die händische Berechnung sehr zeitaufwändig ist, werden heutzutage Lastflussberechnungen nur mehr rechnergestützt ausgeführt, um Lastflüsse, Ströme und Spannungen zu berechnen. Aus diesen Werten lässt sich eine optimale und stabile Netzgestaltung ermitteln, um Verluste und Kosten minimal zu halten und um sich innerhalb der vorgeschriebenen Grenzen zu bewegen. [1]

Da die Berechnungsverfahren, welche im Hintergrund von Simulationsprogrammen ablaufen, nicht einsehbar sind, wird die Lastflussberechnung in diesem Kapitel näher erläutert. Abbildung 3.1 gibt eine Übersicht über die möglichen Ausführungen von Lastflussberechnungen.

Das verwendete Simulationsprogramm NEPLAN® bedient sich der Jacobi bzw. Funktionalmatrix zur Erstellung der nötigen Gleichungen.

Die Lösung der Gleichungen wird iterativ ermittelt, wobei in NEPLAN® das Newton-Raphson-Verfahren angewandt wird. [1]



Abbildung 2-1: Übersicht über die Methoden zur Leistungsflussberechnung [2]

Damit Lastflussberechnungen durchgeführt werden können, muss mindestens ein Knotenpunkt vorgegeben sein, an welchem Betrag und Winkel vorgegeben wird. Meist dient das stärkste Kraftwerk oder die übergeordnete Netzebene als Bezug und wird als Slack- oder Bilanzknoten bezeichnet. Dieser Knoten wird als starr angenommen: Dies bedeutet, dass sich

der Knoten bezüglich Spannung und Spannungswinkel stabil verhält und der Leistungsausgleich zwischen Erzeugern und Verbrauchern übernommen werden kann.

Abhängig von der Einspeise- oder Verbrauchsart kann man zwischen verschiedenen Knotentypen unterscheiden, welche in nachfolgender Tabelle aufgelistet sind.

Knotentype	Bemerkung	gegeben	gesucht
<i>Lastknoten</i>	PQ-Knoten	+P, +Q _{ind} /-Q _{kap}	$ \underline{U} , \theta$
<i>Speiseknoten</i>	negativer Verbrauchsknoten	-P, +Q _{ind} /-Q _{kap}	$ \underline{U} , \theta$
	Generatorknoten, spannungsgeregelter Knoten	-P, $ \underline{U} $	Q, θ
<i>Bilanzknoten</i>	Slack-Knoten, Bezugsknoten	$ \underline{U} , \theta$	P, Q

Diagramm 2-1: Einteilung der Knotentypen in Abhängigkeit der gegebenen und gesuchten Größen [1], [2]

Bei Lastknoten (PQ-Knoten) kann noch unterschieden werden, ob die Wirk- und Blindleistungsaufnahme von der Spannung abhängig sind. (siehe Abbildung 3.2)

$p = q = 0$: konstante Wirk- und Blindleistungsabnahme

$p = q = 1$: konstante Wirk- und Blindstromabnahme

$p = q = 2$: konstante Belastungsimpedanz

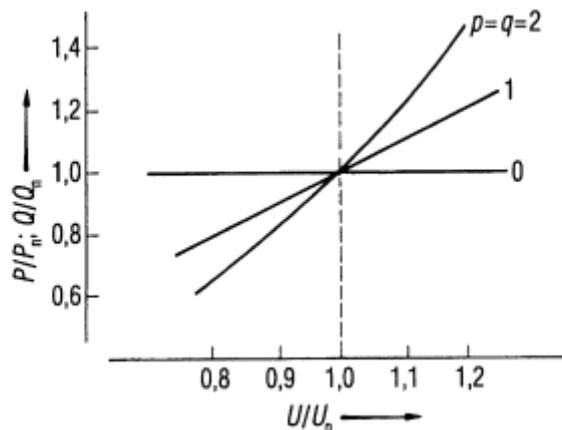


Abbildung 2-2: Verbrauchercharakteristiken abhängig von der Spannung für verschiedene Exponenten p und q [2]

Bei den Speiseknoten unterscheidet man zwischen negativen Verbrauchsknoten und spannungsgeregelten Knoten. Der negative Verbrauchsknoten ist blindleistungsgeregelt, der Generatorknoten ist spannungsgeregelt.

Der Bilanz- oder Slack-Knoten ist, wie schon vorhin erwähnt, ein fixer Spannungsknoten, wobei dieser das Leistungsgleichgewicht im Netz sicherstellt.

2.2 Knotenpunktverfahren

2.2.1 Knotenadmittanzmatrix

Ausgehend von den beiden Kirchhoffschen Gesetzen, lassen sich Netze als vermaschte Widerstandsnetzwerke und durch ihre Knotenströme und -spannungen in Form von linearen Gleichungssystemen darstellen. Ein wesentliches Problem besteht darin, dass sich die Lasten in Stromnetzen nicht als fixe Ströme oder Spannungen, sondern als Leistungen darstellen. Dies führt nun von einem linearen zu einem nichtlinearen Gleichungssystem, welches nicht mehr analytisch gelöst werden kann. [1]

Ausgehend vom π -Ersatzschaltbild einer Leitung wird die Knotenadmittanzmatrix gebildet. Die Querelemente (Kapazitäten und Querleitwerte) sind in den Knoten als \underline{Y}_{i0} Queradmittanzen zusammengefasst (Abbildung 2-3).

Grundlegend gilt folgendes Gleichungssystem.

$$\begin{Bmatrix} I_i \\ I_j \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{ij} \\ Y_{ji} & Y_{jj} \end{bmatrix} \cdot \begin{Bmatrix} U_i \\ U_j \end{Bmatrix} \quad (2-1)$$

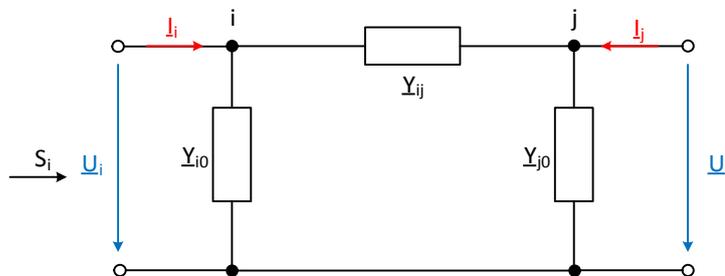


Abbildung 2-3: Berechnung der Leitungsströme zwischen zwei Knoten i, j aus den Knotenspannungen U_i und U_j [1]

Zur Bestimmung der Diagonalelemente \underline{Y}_{ii} wird folgende Gleichung angewandt.

$$\underline{Y}_{ii} = \underline{Y}_{i0} + \sum_{j=1, j \neq i}^N \underline{Y}_{ij} \quad (2-2)$$

Als Beispiel zur Ermittlung der Knotenadmittanzmatrix soll folgendes Netz (Abbildung 2-4) dienen. [2]

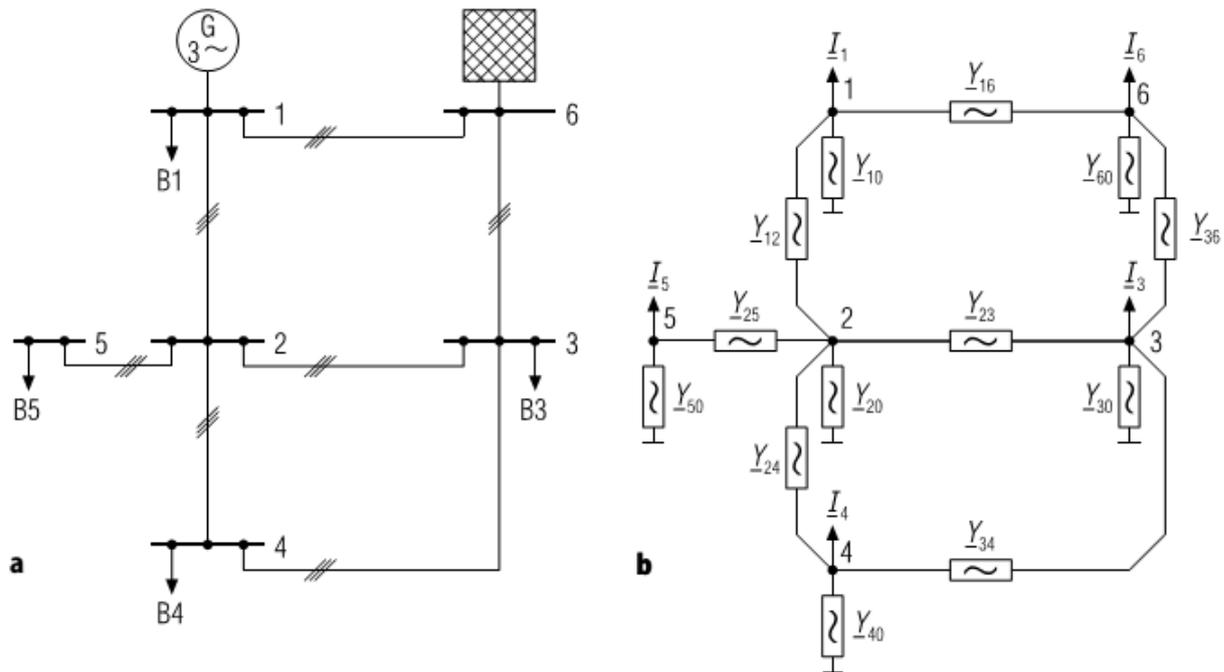


Abbildung 2-4: Drehstromnetz mit 6 Knoten, 7 Leitungen, einer Kraftwerkseinspeisung und einer Netzeinspeisung, sowie 4 Belastungen. a Netzschaltplan, b Ersatzschaltung Mitsystem [2]

Ausgehend von obiger Beispielschaltung erhält man folgendes Gleichungssystem

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{16} \\ \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} & \underline{Y}_{24} & \underline{Y}_{25} & 0 \\ 0 & \underline{Y}_{23} & \underline{Y}_{33} & \underline{Y}_{34} & 0 & \underline{Y}_{36} \\ 0 & \underline{Y}_{24} & \underline{Y}_{34} & \underline{Y}_{44} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_{25} & 0 & 0 & \underline{Y}_{55} & 0 \\ \underline{Y}_{16} & 0 & \underline{Y}_{36} & 0 & 0 & \underline{Y}_{66} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{U}_4 \\ \underline{U}_5 \\ \underline{U}_6 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ 0 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_4 \\ \underline{I}_5 \\ \underline{I}_6 \end{pmatrix} \quad (2-3)$$

Die Admittanzmatrix ist nur spärlich besetzt (viele Nullstellen), da nicht jeder Knoten mit jedem Knoten verbunden ist.

\underline{I}_2 ist Null, da an diesem Knoten keine Last angeschlossen ist.

Für obiges Netz erhält man für die Diagonalelemente durch Einsetzen in obige Formel

$$\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{10} + \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{16}$$

$$\underline{Y}_{22} = \underline{Y}_{20} + \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{23} + \underline{Y}_{24} + \underline{Y}_{25}$$

$$\underline{Y}_{33} = \underline{Y}_{30} + \underline{Y}_{23} + \underline{Y}_{34} + \underline{Y}_{36}$$

$$\underline{Y}_{44} = \underline{Y}_{40} + \underline{Y}_{24} + \underline{Y}_{34}$$

$$\underline{Y}_{55} = \underline{Y}_{50} + \underline{Y}_{25}$$

$$\underline{Y}_{66} = \underline{Y}_{16} + \underline{Y}_{36}$$

(2-4)

[2]

Um anschließend die Knotenspannungen berechnen zu können muss die Inverse der \underline{Y} Matrix gebildet werden.

$$\underline{U} = \underline{Y}^{-1} \cdot \underline{I} \quad (2-5)$$

Die Queradmittanzen (\underline{Y}_{j0}) der Knoten bewirken, dass die Admittanzmatrix regulär und nicht singular ist. Ohne die Queradmittanzen wären die Diagonalelemente \underline{Y}_{ii} singular, also gleich der negativen Summe der Nichtdiagonalelemente und es könnte keine Inverse gebildet werden. Bei Singularität oder schwacher Regularität (die Diagonalelemente sind sehr klein) muss mindestens ein Spannungswert inklusive Phasenwinkel vorgegeben werden (z.B. der Slack-Knoten). Dies ist vor allem dann notwendig, wenn die Lösung iterativ ermittelt werden soll. [2]

2.2.2 Hybridmatrix

Abhängig, ob an den Knoten Verbraucher oder Erzeuger angeschlossen sind, werden bei den Verbrauchern die Knotenströme und bei den Erzeugern die Knotenspannung vorgegeben. Bei Netzberechnungen ist immer mindestens ein Spannungsknoten (Slack-Knoten) vorgegeben, welcher als Versorgungsknoten dient. Um die bekannten und gesuchten Größen in jeweils einem Vektor zusammenfassen zu können, muss die Admittanzmatrix in eine Hybridmatrix umgewandelt werden.

Ausgehend von der Admittanzmatrix wird die Hybridmatrix gebildet. Der Index L steht für Lastknoten, der Index E für Erzeugerknoten.

$$\begin{Bmatrix} \underline{I}_L \\ \underline{I}_E \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{LL} & \underline{Y}_{LE} \\ \underline{Y}_{EL} & \underline{Y}_{EE} \end{bmatrix} \cdot \begin{Bmatrix} \underline{U}_L \\ \underline{U}_E \end{Bmatrix} \quad (2-6)$$

Bei dem Spannungsvektor sind die Lastspannungen \underline{U}_L gesucht und die Erzeugerspannungen \underline{U}_E bekannt, beim Stromvektor verhält sich dies genau umgekehrt.

Die erste Zeile kann nun nach \underline{U}_L umgeformt werden.

$$\begin{aligned} \underline{U}_L &= \underline{Y}_{LL}^{-1} \cdot (\underline{I}_L - \underline{Y}_{LE} \cdot \underline{U}_E) \\ \underline{U}_L &= \underline{Y}_{LL}^{-1} \cdot \underline{I}_L - \underline{Y}_{LL}^{-1} \underline{Y}_{LE} \cdot \underline{U}_E \end{aligned} \quad (2-7)$$

Ersetzt man nun \underline{U}_L in der zweiten Zeile, erhält man

$$\begin{aligned} \underline{I}_E &= \underline{Y}_{EL} \cdot \underline{U}_L + \underline{Y}_{EE} \cdot \underline{U}_E = \underline{Y}_{EL} \cdot (\underline{Y}_{LL}^{-1} \cdot \underline{I}_L - \underline{Y}_{LL}^{-1} \underline{Y}_{LE} \cdot \underline{U}_E) + \underline{Y}_{EE} \cdot \underline{U}_E \\ \underline{I}_E &= \underline{Y}_{EL} \underline{Y}_{LL}^{-1} \cdot \underline{I}_L + (\underline{Y}_{EE} - \underline{Y}_{EL} \underline{Y}_{LL}^{-1} \underline{Y}_{LE}) \cdot \underline{U}_E \end{aligned} \quad (2-8)$$

Aus den beiden neuen Gleichungen für \underline{U}_L und \underline{I}_E folgt nun die Hybridmatrix

$$\begin{Bmatrix} \underline{U}_L \\ \underline{I}_E \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{LL}^{-1} & -\underline{Y}_{LL}^{-1}\underline{Y}_{LE} \\ \underline{Y}_{EL}\underline{Y}_{LL}^{-1} & \underline{Y}_{EE} - \underline{Y}_{EL}\underline{Y}_{LL}^{-1}\underline{Y}_{LE} \end{bmatrix} \cdot \begin{Bmatrix} \underline{I}_L \\ \underline{U}_E \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{H}_{LL} & \underline{H}_{LE} \\ \underline{H}_{EL} & \underline{H}_{EE} \end{bmatrix} \cdot \begin{Bmatrix} \underline{I}_L \\ \underline{U}_E \end{Bmatrix} \quad (2-9)$$

in welcher \underline{I}_L und \underline{U}_E die bekannten und \underline{U}_L und \underline{I}_E die gesuchten Größen sind. [2, Kap. 13, S. 462]

Ein Problem dieses Lösungsansatzes besteht darin, dass die meisten Lasten nicht konstante Stromsenken, sondern konstante Leistungssenken darstellen und somit die Lastströme \underline{I}_L von den Lastspannungen \underline{U}_L abhängig sind.

Ausgehend von der Leistungsgleichung

$$\underline{S}_L = 3 \cdot \underline{U}_{L,diag} \cdot \underline{I}_L^* \quad (2-10)$$

wobei \underline{U}_L eine Diagonalmatrix ist, wird diese Gleichung nach \underline{I}_L umgeformt

$$\underline{I}_L = \frac{1}{3} \underline{U}_{L,diag}^{*-1} \cdot \underline{S}_L^* \quad (2-11)$$

und in Gleichung (2-7) eingesetzt. Dies ergibt

$$\underline{U}_L = \underline{Y}_{LL}^{-1} \cdot \frac{1}{3} \underline{U}_{L,diag}^{*-1} \cdot \underline{S}_L^* - \underline{Y}_{LL}^{-1}\underline{Y}_{LE} \cdot \underline{U}_E \quad (2-12)$$

Das Ersetzen von \underline{I}_L in der Hybridmatrix führt nun zu nichtlinearen Gleichungen, was wiederum zur Folge hat, dass diese Gleichungen nur mehr iterativ gelöst werden können.

$$\underline{U}_{L(v+1)} = \underline{Y}_{LL}^{-1} \cdot \frac{\underline{S}_L^*}{3 \underline{U}_{L(v)}^*} - \underline{Y}_{LL}^{-1}\underline{Y}_{LE} \cdot \underline{U}_E$$

(2-13)

Für den Startwert $\underline{U}_{L(v=0)}^*$ setzt man z.B.

$$\underline{U}_{L(v=0)}^* = \frac{U_N}{\sqrt{3}} e^{j=0^\circ} \quad (2-14)$$

ein.

Gleichung (2-13) wird so lange wiederholt, bis

$$|\underline{U}_{L(v+1)} - \underline{U}_{L(v)}| < \varepsilon \quad (2-15)$$

ist, wobei ε einer zuvor festgelegten Fehlerobergrenze entspricht.

Anschließend kann auch \underline{I}_E aus Gleichung (2-8) berechnet werden. [2]

2.3 Newton-Raphson -Verfahren

Ausgehend vom Knotenspannungsverfahren wird Formel (2-6) so erweitert, dass aus der Stromgleichung eine Leistungsgleichung entsteht. Hierbei wird die Stromgleichung komplex konjugiert und mit dem Faktor 3 und einer Diagonalmatrix $\underline{U}_{L,diag}$ von links multipliziert. [2]

$$\underline{S}_L = 3 \cdot \underline{U}_{L,diag} \cdot \underline{I}_L^* = 3 \cdot \underline{U}_{L,diag} \cdot \underline{Y}_L^* \cdot \underline{U}_L = f(\underline{U}_L) \quad (2-16)$$

Nun sind die komplexen Knotenleistungen eine quadratische Funktion der komplexen Knotenspannungen.

Die Rekursionsformel des Newton-Raphson-Verfahrens basiert auf der Approximation einer nichtlinearen Funktion mehrerer Veränderlicher durch eine, nach dem ersten linearen Glied abgebrochene, Taylor-Reihe [1, Anhang, S. 69, G.2.1.3].

$$f(x) \approx f(x_0) + \frac{1}{1!} f'(x_0) \cdot (x - x_0) \quad (2-17)$$

Anschließend sucht man die Nullstelle der Funktion, indem man diese Null setzt und die Nullstelle mittels der Tangente annähert.

$$\begin{aligned} f(x) &\approx f(x_0) + f'(x_0) \cdot (x - x_0) \stackrel{!}{=} 0 \\ (x - x_0) &= -[f'(x_0)]^{-1} \cdot f(x_0) \\ x &= x_0 - [f'(x_0)]^{-1} \cdot f(x_0) \end{aligned} \quad (2-18)$$

Die neue angenäherte Nullstelle wird als verbesserte Näherung der alten Nullstelle verwendet. Daraus ergibt sich die Rekursionsformel.

$$x_{(v+1)} = x_{(v)} - [f'(x_{(v)})]^{-1} \cdot f(x_{(v)}) \quad (2-19)$$

Angewandt auf die Leistungsgleichung (2-16) ergibt dies

$$\begin{aligned} f(\underline{U}_L) - \underline{S}_L &= 3 \cdot \underline{U}_{L,diag} \cdot \underline{Y}_L^* \cdot \underline{U}_L - \underline{S}_L \stackrel{!}{=} 0 \\ \underline{U}_{L(v+1)} &= \underline{U}_{L(v)} - \left\{ \frac{d}{d\underline{U}_L} [f(\underline{U}_L) - \underline{S}_L] \Big|_{\underline{U}_L = \underline{U}_{L(v)}} \right\}^{-1} \cdot [f(\underline{U}_{L(v)}) - \underline{S}_L] \end{aligned} \quad (2-20)$$

Da die Ableitung nach der konstanten Leistung \underline{S}_L Null ist, kann diese vernachlässigt werden.

$$\underline{U}_{L(v+1)} = \underline{U}_{L(v)} - \left\{ \frac{d}{d\underline{U}_L} f(\underline{U}_L) \Big|_{\underline{U}_L = \underline{U}_{L(v)}} \right\}^{-1} \cdot [f(\underline{U}_{L(v)}) - \underline{S}_L] \quad (2-21)$$

Damit die Rekursionsformel ausgeführt werden kann, muss noch die Ableitung der Funktion $f(\underline{U}_L)$ gebildet werden. Auf Grund der komplexen Ableitung nach \underline{U}_L , nimmt man sich die Jacobi-Matrix zu Hilfe, welche die komplexe Ableitung in reelle partielle Ableitungen überführt, welches mathematisch einfacher zu handhaben ist.

Dafür muss die Scheinleistung in Real- und Imaginärteil aufgetrennt werden.

$$\begin{aligned}
 f(\underline{U}_L) &= 3 \cdot \underline{U}_{L,diag} \cdot \underline{Y}_L^* \cdot \underline{U}_L^* = 3 \begin{bmatrix} \underline{U}_{L,1} \cdot \underline{Y}_{L,11}^* \cdot \underline{U}_{L,1}^* & \cdots + \cdots & \underline{U}_{L,1} \cdot \underline{Y}_{L,1N}^* \cdot \underline{U}_{L,N}^* \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \underline{U}_{L,N} \cdot \underline{Y}_{L,N1}^* \cdot \underline{U}_{L,1}^* & \cdots + \cdots & \underline{U}_{L,N} \cdot \underline{Y}_{L,NN}^* \cdot \underline{U}_{L,N}^* \end{bmatrix} \\
 &= 3 \begin{bmatrix} U_{L,1} Y_{L,11} U_{L,1} e^{j(\theta_{11} - \alpha_{11})} & \cdots + \cdots & U_{L,1} Y_{L,1N} U_{L,N} e^{j(\theta_{1N} - \alpha_{1N})} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ U_{L,N} Y_{L,N1} U_{L,1} e^{j(\theta_{N1} - \alpha_{N1})} & \cdots + \cdots & U_{L,N} Y_{L,NN} U_{L,N} e^{j(\theta_{NN} - \alpha_{NN})} \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} P_{L,1} + jQ_{L,1} \\ \vdots \\ P_{L,N} + jQ_{L,N} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{2-22}$$

mit

$$\underline{U}_{L,\mu} \cdot \underline{U}_{L,\nu}^* = U_{L,\mu} \cdot U_{L,\nu} e^{j(\theta_\mu - \theta_\nu)} = U_{L,\mu} \cdot U_{L,\nu} e^{j\theta_{\mu\nu}} \tag{2-23}$$

und

$$\underline{Y}_{L,\mu\nu} = Y_{L,\mu\nu} e^{j\alpha_{\mu\nu}} \tag{2-24}$$

Die allgemeinen Formeln für die Wirk- und Blindleistung lauten somit

$$P_{L,\mu} = \frac{U_{L,\mu}^2}{Z_{L,\mu\mu}} \cos(\phi_{\mu\mu}) - \sum_{\substack{\nu=1 \\ \nu \neq \mu}}^N \frac{U_\mu U_\nu}{Z_{L,\mu\nu}} \cos(\theta_{\mu\nu} + \phi_{\mu\nu}) \tag{2-25}$$

$$Q_{L,\mu} = \frac{U_{L,\mu}^2}{Z_{L,\mu\mu}} \sin(\phi_{\mu\mu}) - \sum_{\substack{\nu=1 \\ \nu \neq \mu}}^N \frac{U_\mu U_\nu}{Z_{L,\mu\nu}} \sin(\theta_{\mu\nu} + \phi_{\mu\nu}) \tag{2-26}$$

mit

$$\underline{Z}_{L,\mu\mu} = \frac{1}{\underline{Y}_{L,\mu\mu}} = Z_{L,\mu\mu} e^{-j\alpha_{\mu\mu}} = Z_{L,\mu\mu} e^{j\phi_{\mu\mu}} \tag{2-27}$$

und

$$\underline{Z}_{L,\mu\nu} = -\frac{1}{\underline{Y}_{L,\mu\nu}} = Z_{L,\mu\mu} e^{-j\alpha_{\mu\nu}} = Z_{L,\mu\mu} e^{j\phi_{\mu\nu}} \tag{2-28}$$

[3]

Durch die Aufteilung in Real- und Imaginärteil, kann nun die Ableitung der Leistung nach der komplexen Spannung $d/d\underline{U}_L$ mittels der Jacobi-Matrix in partielle Ableitungen umgeformt werden.

$$\frac{d}{d\underline{U}_L} f(\underline{U}_L) = \frac{d}{d\underline{U}_L} \begin{bmatrix} P_{L,1} + jQ_{L,1} \\ \vdots \\ P_{L,N} + jQ_{L,N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\delta P_{L,1}}{\delta \theta_1} & \dots & \frac{\delta P_{L,1}}{\delta \theta_N} & \frac{\delta P_{L,1}}{\delta U_1} & \dots & \frac{\delta P_{L,1}}{\delta U_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\delta P_{L,N}}{\delta \theta_1} & \dots & \frac{\delta P_{L,N}}{\delta \theta_N} & \frac{\delta P_{L,N}}{\delta U_1} & \dots & \frac{\delta P_{L,N}}{\delta U_N} \\ \frac{\delta Q_{L,1}}{\delta \theta_1} & \dots & \frac{\delta Q_{L,1}}{\delta \theta_N} & \frac{\delta Q_{L,1}}{\delta U_1} & \dots & \frac{\delta Q_{L,1}}{\delta U_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\delta Q_{L,N}}{\delta \theta_1} & \dots & \frac{\delta Q_{L,N}}{\delta \theta_N} & \frac{\delta Q_{L,N}}{\delta U_1} & \dots & \frac{\delta Q_{L,N}}{\delta U_N} \end{bmatrix}$$

(2-29)

Mit der nun gebildeten Ableitung kann das Newton-Raphson-Verfahren laut Formel (2-21) durchgeführt werden.

Es ist zu beachten, dass die Jacobi-Matrix für jede Iteration neu gebildet werden muss.

Vergleich zwischen Knotenpunktverfahren und Newton-Raphson-Verfahren

Knotenpunktverfahren	Newton-Verfahren
+ einfacher Algorithmus	+ Anzahl der Iterationen gering (3...6), abhängig von der Netzgröße
+ größerer Konvergenzradius	+ leichte Einbeziehung von Generatorknoten
- mehr Iterationsschritte, abhängig von der Netzgröße	- Jacobi-Matrix arbeitspunktabhängig
- Einbeziehung von Generatorknoten umständlich	- empfindlich gegen schlechte Startwerte

Diagramm 2-2: Vergleich der Vor- und Nachteile des Knotenpunkt- und des Newton-Raphson-Verfahrens [2]

3 Leitungsparmeter

Aufgrund verschiedenster Mastformen und Abmessungen, sind die Leitungsparmeter von Situation zu Situation unterschiedlich. Der Widerstandsbelag von Freileitungen ist grundsätzlich vom verwendeten Material, vom Querschnitt und von der Länge abhängig. Zusätzlich spielt auch noch die Temperatur und die Frequenz eine Rolle.

Die Induktivität ist grundsätzlich von der Geometrie der Freileitung abhängig und somit für jeden Masttyp anderes. Auch die Bodenbeschaffenheit spielt eine Rolle, auf welche jedoch in dieser Arbeit nicht näher eingegangen wird.

In den folgenden Formeln beziehen sich die Längeneinheiten auf die Dimension Meter, welches bei den Berechnungen berücksichtigt werden muss, da die Leitungsparmeter auf die Dimension Kilometer gerechnet werden.

3.1 Widerstandsbelag von Leitungen

Der Gleichstromwiderstand pro Leiter und Meter berechnet sich folgendermaßen

$$R_{DC}' = \frac{\rho}{A} \cdot \beta_l, \quad (3-1)$$

wobei β_l der Verseilungsfaktor ist und ca. 1,07 beträgt, da die Drahtlänge länger als die Seillänge ist. ρ ist der spezifische Widerstand des Leitermaterials und A die Querschnittsfläche. Der spezifische Widerstand ist auch noch von der Temperatur abhängig und dies lässt sich wie folgt beschreiben.

$$\rho = \rho_{20} [1 + \alpha_R (\vartheta - 20 \text{ }^\circ\text{C})] \quad (3-2)$$

Material	ρ_{20}	α_R
	$\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$	$\Omega/^\circ\text{C}$
Kupfer	0,0178	0,004
Aluminium	0,0286	0,004
Audrey	0,033	0,004

Diagramm 3-1: Spezifischer Widerstand und Temperaturkoeffizient verschiedener Leitermaterialien [4]

Zur Berücksichtigung des Skin-Effekts (Stromverdrängung) muss noch der Stromverdrängungsfaktor k_{SR} miteinberechnet werden.

$$R' = k_{SR} \cdot R_{DC}' \quad (3-3)$$

Der Stromverdrängungsfaktor k_{SR} ist eine Funktion vom Parameter η_{SR} . Dieser Parameter hängt wiederum von der Eindringtiefe δ_e und dem Leiterradius r ab.

$$\eta_{SR} = \frac{r_L}{2 \delta_e} \quad (3-4)$$

$$\delta_e = \sqrt{\frac{2 \rho}{\omega \mu}} \quad (3-5)$$

Für k_{sR} gelten folgende Näherungen:

$$\eta > 1 \rightarrow k_{sR} = \eta + \frac{1}{4} \quad (3-6)$$

$$\eta < 1 \rightarrow k_{sR} = 1 + \frac{1}{3}\eta^4 \quad (3-7)$$

[4, Kapitel 5]

3.2 Induktivitätsbelag von Leitungen

In der Energietechnik kann der Stromkreis als zwei in zwei geradlinig parallele Leiter angenommen werden, bei welchen der Leiterabstand d im Verhältnis zum Leiterradius r sehr viel größer ist (siehe Abbildung 3-1).

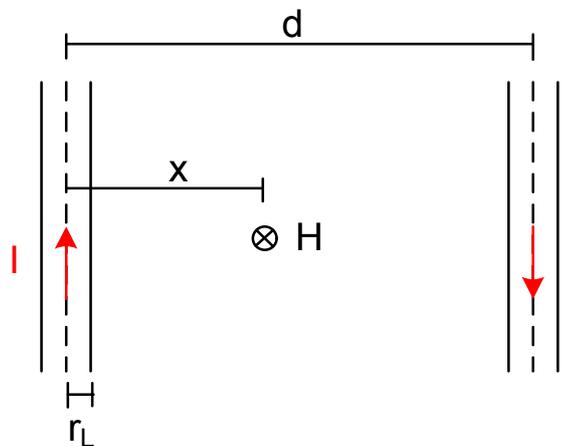


Abbildung 3-1: Magnetische Erregung zwischen Hin- und Rückleiter [4, Kapitel 2]

Der hin- und rücklaufende Leiter erzeugen im Abstand x ein magnetisches Feld, welches, wenn es über die vom Stromkreis eingeschlossene Fläche integriert wird den magnetischen Fluss Ψ ergibt. Ψ' ist der Fluss pro Längeneinheit.

Es ist zu berücksichtigen, dass zwischen inneren und äußeren Fluss des Leiters unterschieden werden muss.

Die Stromverteilung im Leiter wird als gleichmäßig angenommen, was jedoch nur bei Gleichstrom zutrifft.

$$J = \frac{I}{r_L^2 \pi} \quad (3-8)$$

- Für den äußeren Fluss pro Leiter gilt:

$$H_a(x) = \frac{1}{2\pi x} \int_A J dA = \frac{1}{2\pi x} \int_0^{r_L} J 2\pi r dr = \frac{I}{2\pi x} \quad (3-9)$$

$$dA = 2\pi r dr \quad (3-10)$$

$$\Psi_a' = \mu_0 \int_{r_L}^{d-r_L} H_a dx = \mu_0 \int_{r_L}^{d-r_L} \frac{I}{2\pi x} dx = \frac{\mu_0 I}{2\pi} \ln \frac{d-r_L}{r_L} \approx \frac{\mu_0 I}{2\pi} \ln \frac{d}{r_L} \quad (3-11)$$

- Für den inneren Fluss pro Leiter gilt:

Im inneren des Leiters wird ein Teilfluss nicht vom gesamten Strom, sondern von einem flächenproportionalen Teilstrom erzeugt. Dieser Teilstrom wird folgend berechnet:

$$I'(x) = \int_A J dA = \int_0^x J 2 \pi r dr = I \frac{x^2}{r_L^2} \quad (3-12)$$

Magnetische Feldstärke und verketteter Fluss sind proportional zur umschlossenen Fläche und man erhält für diese:

$$H_i(x) = \frac{I'(x)}{2 \pi x} = \frac{I \frac{x^2}{r_L^2}}{2 \pi x} = \frac{I x}{2 \pi r_L^2} \quad (3-13)$$

$$d\Psi_i' = \frac{x^2}{r_L^2} \mu H_i'(x) dx = \mu \frac{I x^3}{2 \pi r_L^4} dx \quad (3-14)$$

$$\Psi_i' = \int_0^{r_L} \mu \frac{I x^3}{2 \pi r_L^4} dx = \mu \frac{I}{8 \pi} \quad (3-15)$$

- Für beide Leiter zusammen ergibt sich die Gesamtinduktivität wie folgt:

$$L' = 2 \frac{\Psi_a' + \Psi_i'}{I} = \frac{\mu_0}{\pi} \left(\ln \frac{d}{r} + \frac{\mu_r}{4} \right) \quad (3-16)$$

wobei für Kupfer und Aluminium $\mu_r = 1$ ist.

Für eine mehrphasige Leitung muss die Betriebsinduktivität folgendermaßen aus Eigen- und Koppelinduktivität berechnet werden.

$$L'_1 = L' - M'$$

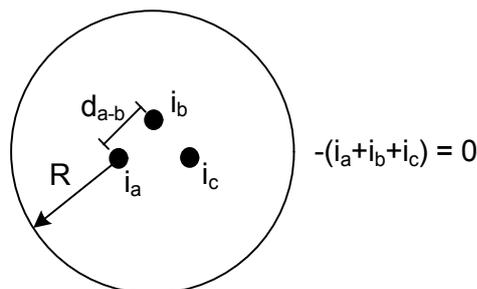


Abbildung 3-2: 3 Phasen mit imaginären Rückleiter [1, Kapitel 5]

Wie in Abbildung 3-2 dargestellt, führt man einen imaginären Rückleiter ein, der jedoch Stromlos ist ($i_a + i_b + i_c = 0$). Der Radius R zum imaginären Rückleiter wird im Verhältnis zum Leiterabstand sehr groß gewählt.

Der äußere Eigenfluss von Phase a ist:

$$\Psi_{aa}' = \mu_0 \int_{r_L}^R H_a dx = \mu_0 \int_{r_L}^R \frac{I}{2 \pi x} dx = \frac{\mu_0 I}{2 \pi} \ln \frac{R}{r_L} \quad (3-17)$$

Da der Stromfluss im Rückleiter Null ist, ergibt der innere Eigenfluss

$$\Psi_{ai}' = \frac{\mu_0 \mu_r I}{8\pi} \quad (3-18)$$

Für den Koppelfluss zwischen den Phasen a und b erhält man

$$\Psi_{a-b}' = \mu_0 \int_{d_{a-b}}^R H_a dx = \frac{\mu_0 I}{2\pi} \ln \frac{R}{d_{a-b}} \quad (3-19)$$

Somit ergeben sich für die Eigen- und Koppelinduktivität folgende Ausdrücke:

$$L_a' = \frac{\Psi_{aa}' + \Psi_{ai}'}{I} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{R}{r_L} + \frac{\mu_r}{4} \right) \quad (3-20)$$

$$M_{a-b}' = \frac{\Psi_{a-b}'}{I} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{R}{d_{a-b}} \quad (3-21)$$

Analog kann für die Phasen b und c vorgegangen werden.

Bei gleichartigen Leitern ist die Eigeninduktivität aller Leiter dieselbe.

$$L' = \frac{1}{3}(L_a' + L_b' + L_c') = L_a' \quad (3-22)$$

Bei den Koppelinduktivitäten hängt die Gesamtinduktivität von der Geometrie ab. Bei symmetrischer Geometrie sind auch die Koppelinduktivitäten gleich, ansonsten kann ein mittlerer geometrischer Abstand d eingeführt werden.

$$M' = \frac{1}{3}(M_{a-b}' + M_{b-c}' + M_{a-c}') = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{R}{\sqrt[3]{d_{a-b} \cdot d_{b-c} \cdot d_{c-a}}} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{R}{d} \quad (3-23)$$

Die Betriebsinduktivität ergibt

$$L_1' = L' - M' = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{d}{r_L} + \frac{\mu_r}{4} \right) \quad (3-24)$$

[4]

3.3 Leitungparameter Kabel

Für einpolige Kabel kann mit Formel (3-24) gearbeitet werden, jedoch muss berücksichtigt werden, dass in eventuell vorhandenen Mänteln und Bewehrungen Ströme induziert werden, welche wiederum die Induktivität verringern. In solch einem Fall ist es besser, auf Messungen bzw. Datenblätter des Herstellers zurückzugreifen.

Bei dreipoligen Kabeln ist durch das geringe Verhältnis von d zu r_L die Annäherung durch Formel (3-24) nicht mehr zulässig, da Naheffekte berücksichtigt werden müssen. [4]

3.4 Verwendete Leitungsdaten Güssing

3.4.1 Freileitung

Name	Querschnitt mm ²	R' Ω/km	XL' Ω/km	r mm	dab m	dbc m	dca m	I _{max} A
50/8	48,3	0,634	0,400	3,921	1,4	1,4	2,8	210
95/15	94,4	0,324	0,378	5,482	1,4	1,4	2,8	350
120/20	121,6	0,252	0,371	6,221	1,4	1,4	2,8	410
150/25	148,9	0,206	0,364	6,885	1,4	1,4	2,8	470

Diagramm 3-2: Verwendete Leitungsparameter berechnet nach Kapitel 3.1 und 3.2

Da sich die Widerstandserhöhung durch den Stromverdrängungsfaktor k_{SR} für die verwendeten Freileitungsquerschnitte im Promille-Bereich bewegt, wurde dieser vernachlässigt.

Der Widerstandsbelag ist für eine Seiltemperatur von 20 °C angegeben.

Der Induktivitätsbelag der Freileitung wurde für einen 20 kV Tragmast laut Abbildung 3-3 berechnet.

Die maximale Dauerstrombelastung I_{max} wurde aus [2] Kapitel 9, Tabelle 9.2 entnommen.

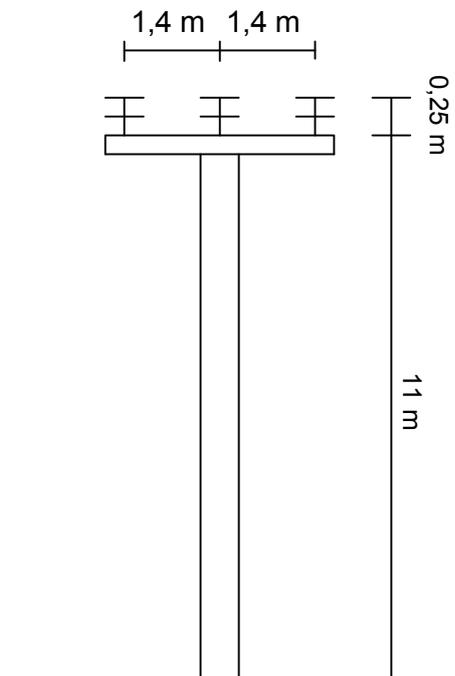


Abbildung 3-3: 20 kV Tragmast

3.4.2 Kabel

Die Leiterparameter für verkabelte Streckenteile wurden aus dem NEXUS Katalog für NA2XS2Y 18/30 kV Aluminium-Einleiterkabel entnommen, um mit realistischen Werten zu arbeiten.

Name	Querschnitt	R'	XL'	C'	I _{max}
	mm ²	Ω/km	Ω/km	μF/km	A
NA2XS2Y	50	0,641	0,146	0,130	187
NA2XS2Y	95	0,320	0,131	0,160	282
NA2XS2Y	120	0,253	0,125	0,180	325
NA2XS2Y	240	0,125	0,112	0,220	496

Diagramm 3-3: Verwendete Kabelparameter nach Datenblatt „Nexus NA2XS2Y 18/30 kV [5, Seite 28, 54 und folgende]

4 Lastflussberechnung von Güssing

In dieser Arbeit wird das 20-kV-Mittelspannungsnetz der Stadt Güssing, welches rund 52 km an Leitungen umfasst, näher analysiert. Betrachtet werden vor allem die Knotenspannungen und Leitungsströme, da sich die Netzspannung beim Endkunden (400 V) im Bereich von $\pm 10\%$ der Nennspannung befinden muss und die Leitungsströme die jeweilige zulässige thermische Dauerbelastung nicht überschreiten dürfen.

Simulationen und Berechnungen wurden mit dem Programm NEPLAN® durchgeführt.

Die Stadt Güssing wird grundsätzlich über das 110-kV-Netz der NBS mit Energie versorgt, jedoch besitzt Güssing mehrere dezentrale Erzeuger, welche über das 20-kV-Netz Energie einspeisen. In der Simulation wird der 110-kV-Netzknoten als Slack-Knoten angenommen, da dieser die meiste Energie aufnehmen und abgeben kann und dabei Spannungsbetrag und Winkel als konstant angenommen werden können.

Im städtischen Bereich werden die Transformatorstationen größtenteils mit Kabelstrecken verbunden, im ländlichen Bereich sind Freileitungen aufgrund günstigerer Errichtung und Wartung die erste Wahl. Die genaue Auflistung der einzelnen Leitungsstücke und deren Parameter sind im Anhang zu finden.

Da es keine genauen Leistungsdaten für die Verbraucher gibt, wurden für die Belastungswerte der einzelnen Verbraucher-knoten angenommene Werte verwendet. Die Belastung der einzelnen Transformatorstationen wurde in Abhängigkeit der Nennscheinleistung S_N der eingesetzten Transformatoren gesetzt.

Besitzt die Transformatorstation nur einen Transformator, so wird dieser mit 30 % der Nennscheinleistung belastet. Besitzt die Transformatorstation zwei oder vier Transformatoren, so wird ein bzw. werden zwei Transformatoren mit 50 % ihrer Nennscheinleistung belastet (siehe Tabelle 4-1). Die geschätzten Belastungen werden dann noch auf ganze Zehner gerundet. Die zusätzlichen Transformatoren dienen als Reserve.

# Transformatoren	PL / S_N
1	30 %
2	50 %
4	50 %

Tabelle 4-1: Belastung in Abhängigkeit der Anzahl Transformatoren pro Station

Für eine genaue Auflistung der Transformatoren und die, in Abhängigkeit von diesen eingestellten Belastungswerten, siehe Anhang.

Das 20-kV-Netz von Güssing umfasst mehrere Orte und lässt sich in folgende Gebiete einteilen.

- Güssing (Stadtgebiet)
- Krottendorf
- Neustift
- St. Nikolaus

- Glasing
- Urbersdorf
- Sumetendorf
- Strem

Eine schematische Darstellung des Mittelspannungsnetzes Güssing ist in Abbildung 4-1 ersichtlich. Die einzelnen Verbraucherkn timer sind als schwarze Kreise und offene Trennstellen als rote Kreuze dargestellt, wobei größere Schaltstationen durch große Kreise dargestellt sind. Dezentrale Einspeiser sind als grüne Pfeile abgebildet. Für einen detaillierten Netzplan siehe Anhang.

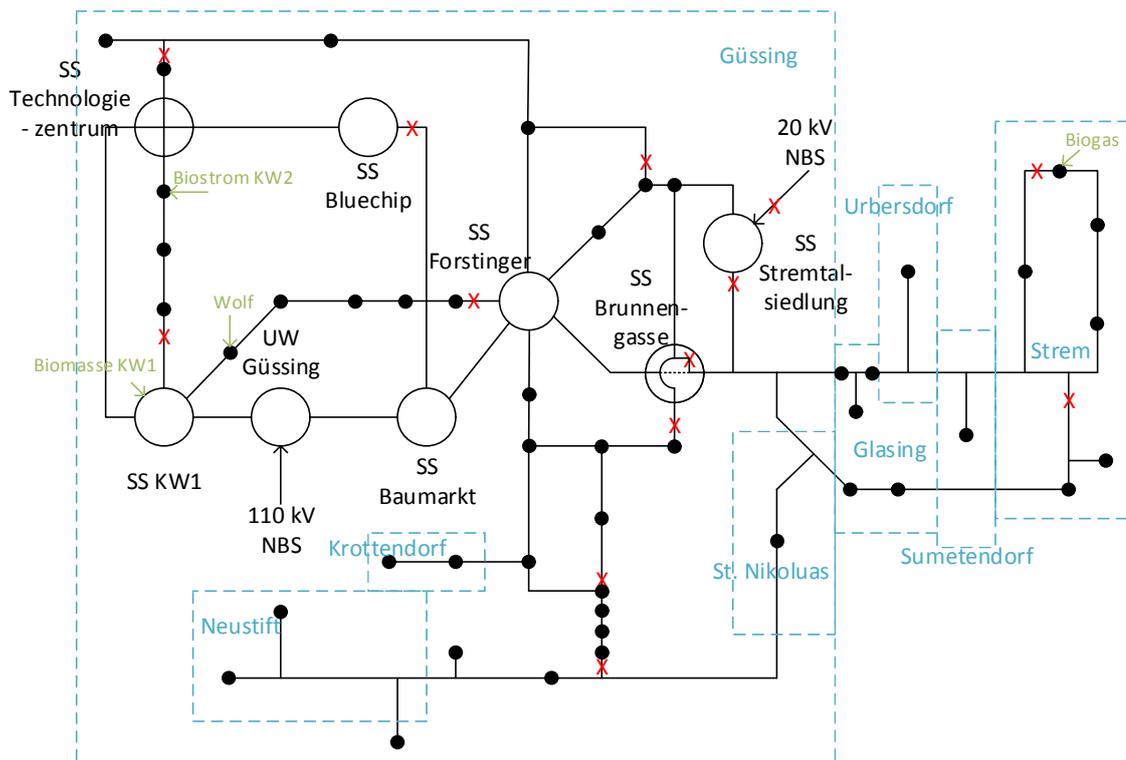


Abbildung 4-1: Schematische Darstellung des 20-kV-Netzes Güssing Ist-Zustand (schwarze Kreise - Verbraucherkn timer, rote Kreuze - offene Trennstellen, grüne Pfeile - dezentrale Einspeiser)

4.1 Vergleich geschätzter und realer Leitungslängen

Zu Beginn der Arbeit standen die genauen Leitungslängen noch nicht zur Verfügung, darum wurden die Leitungslängen für die Lastflussberechnung in einer ersten Simulation geschätzt. Mit den geschätzten Daten kann ein erster grober Überblick über den Zustand des Netzes erbracht werden, um mögliche kritische Netzzustände zu erkennen. Als Hilfe diente die Software GOOGLE MAPS, wobei über die Adressen der einzelnen Transformatorstationen die Start- und Endpunkte ermittelt wurden. Die Abstände zwischen zwei Transformatoren wurden in 250 m Intervallen gerundet und als Leitungslängen eingesetzt. In folgenden Diagrammen

werden die Abweichungen zwischen den Leitungslängen und die daraus resultierenden Abweichungen von Leitungsströmen und Knotenspannungen dargestellt.

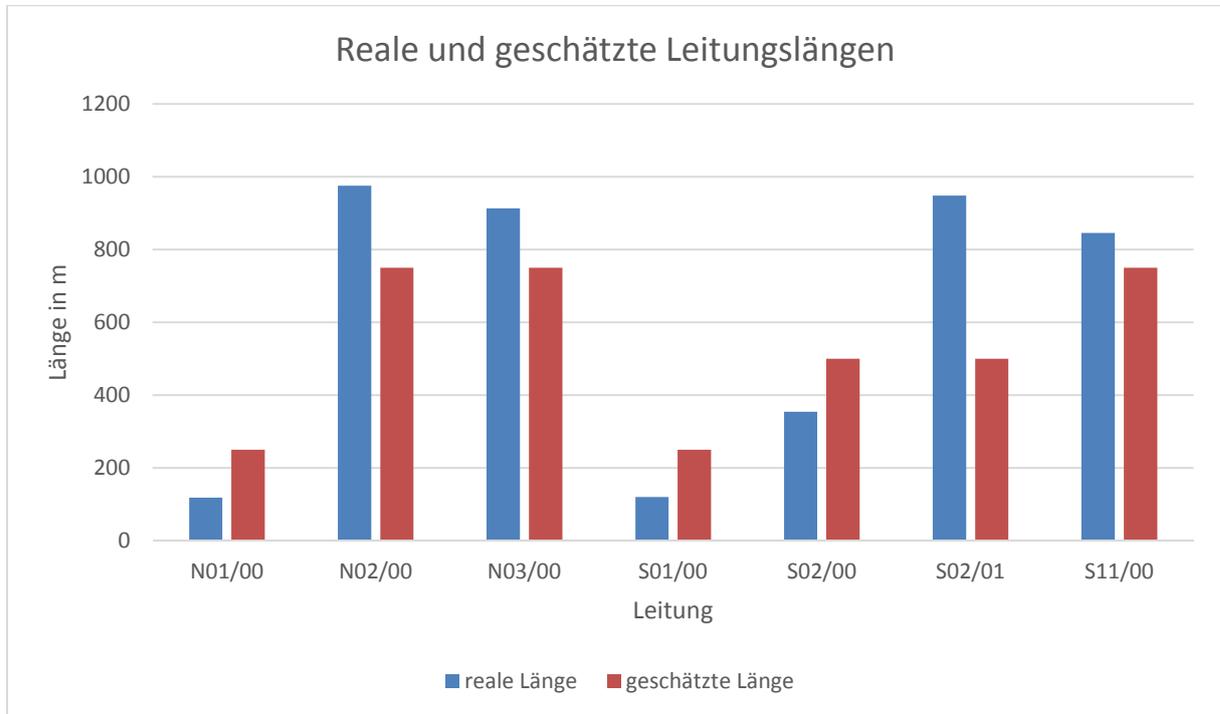


Diagramm 4-1: Vergleich realer und geschätzter Leitungslängen der Äste N und S

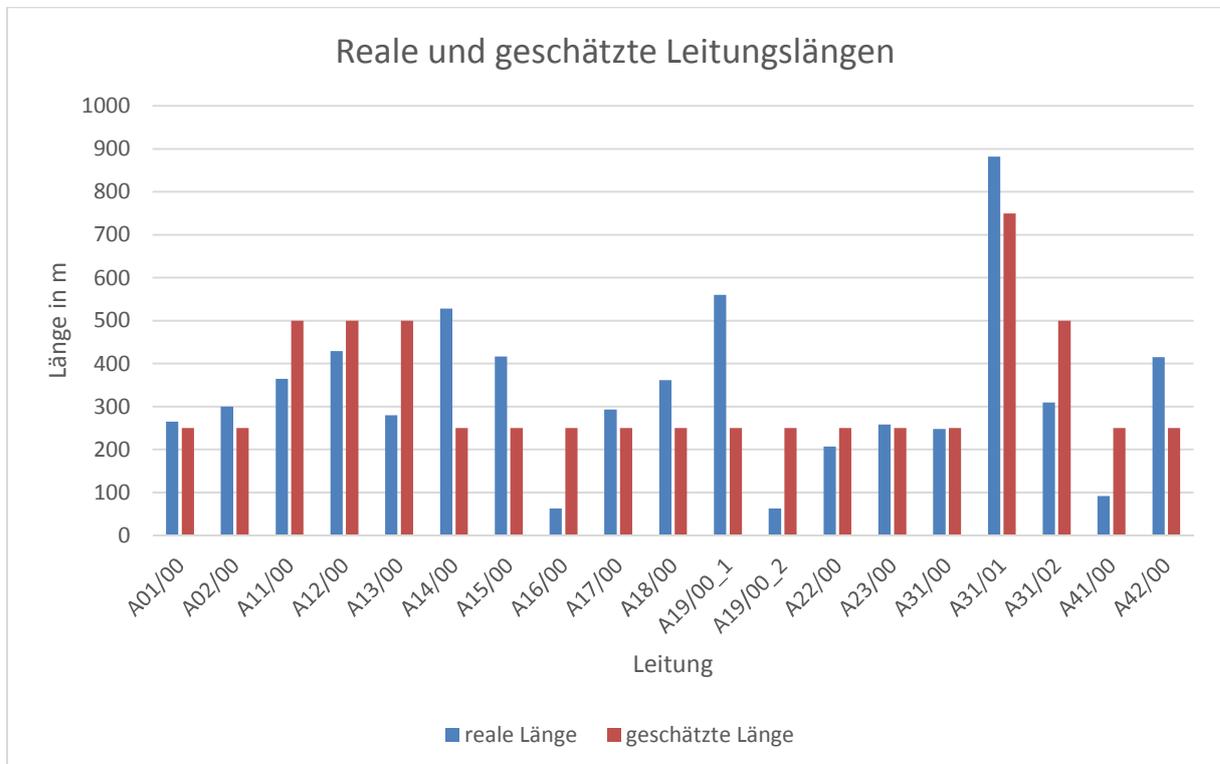


Diagramm 4-2: Vergleich realer und geschätzter Leitungslängen Ast A

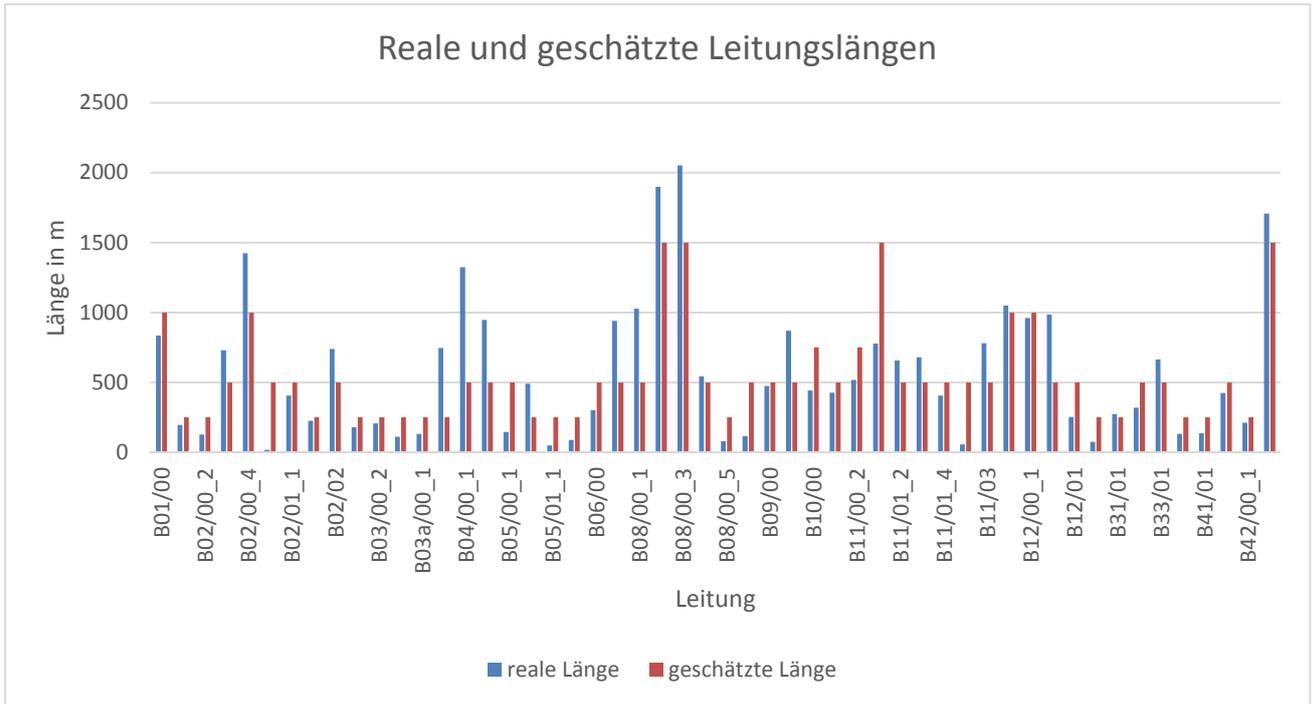


Diagramm 4-3: Vergleich realer und geschätzter Leitungslängen Ast B

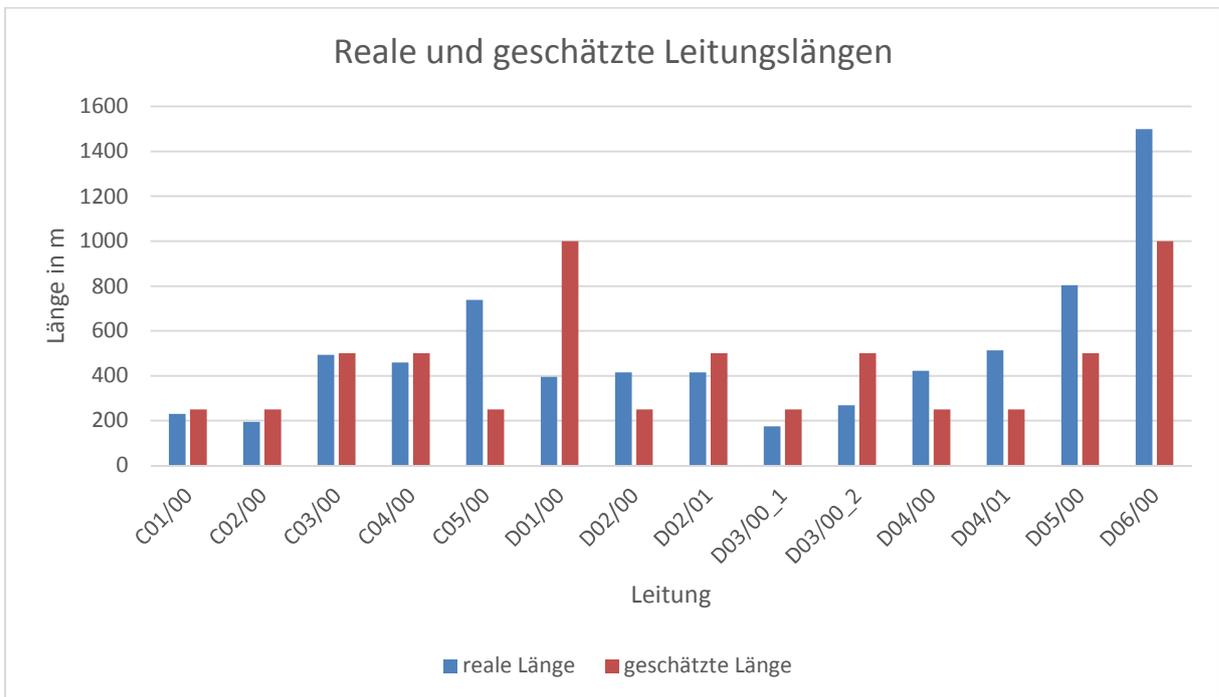


Diagramm 4-4: Vergleich realer und geschätzter Leitungslängen Ast C und D

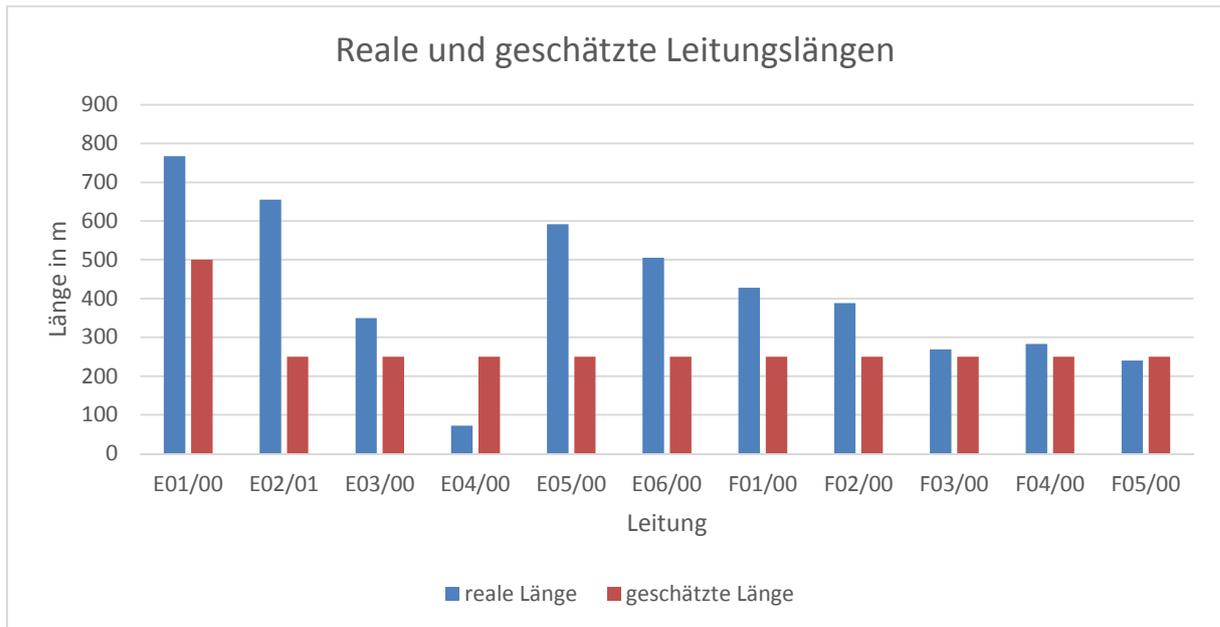


Diagramm 4-5: Vergleich realer und geschätzter Leitungslängen Ast E und F

Die maximale Abweichung bei den Leitungslängen beträgt 2678 %, die durchschnittliche Abweichung liegt jedoch bei 62 %.

In Diagramm 4-6 sind die Abweichungen in 25 m-Schritten aufgetragen. Die mittlere Abweichung liegt bei 204 m. Die maximale Abweichung beträgt 823 m.

Diese sehr großen Abweichungen entstehen auf Grund zweier sehr stark einwirkender Faktoren. Zum einen ist die Schrittweite von 250 m eine sehr grobe Unterteilung, zum anderen unterteilen sich gewisse Leitungen auf mehrere Teilstücken ohne dazwischen liegender Transformatorstationen, was wiederum zu großen Schätzungsfehlern beiträgt.

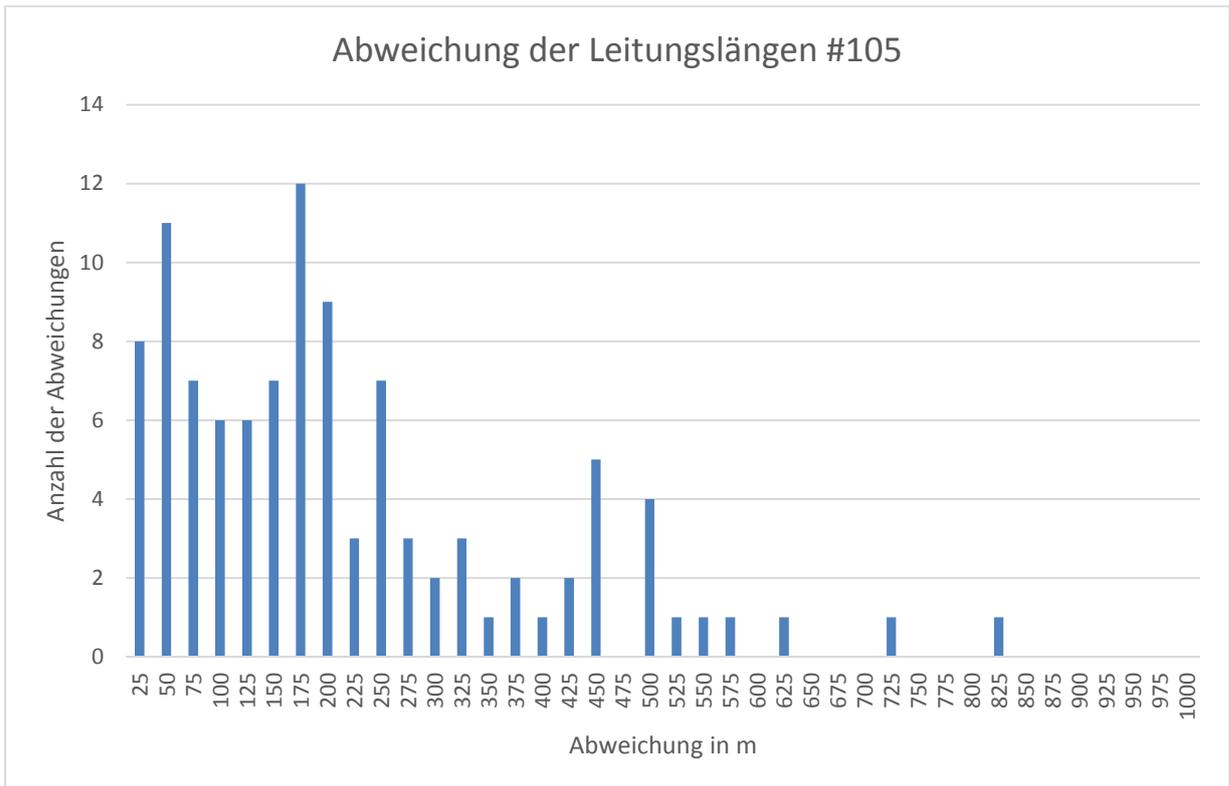


Diagramm 4-6: Absolute Abweichung der Leitungslängen in 25 m Schritten

Trotz der teilweise recht hohen Abweichungen bei den Leitungslängen, sind die Abweichungen bei den Knotenspannungen und Leitungsströmen minimal bzw. so gut wie vernachlässigbar (siehe Diagramm 4-8, Diagramm 4-9 und Diagramm 4-10)!

In folgendem Diagramm 4-7 ist die Streuung der einzelnen Leitungen ersichtlich. Jede Abweichung von einer imaginären 45 ° Gerade auf der Abszisse beschreibt die Abweichung von der realen Länge.

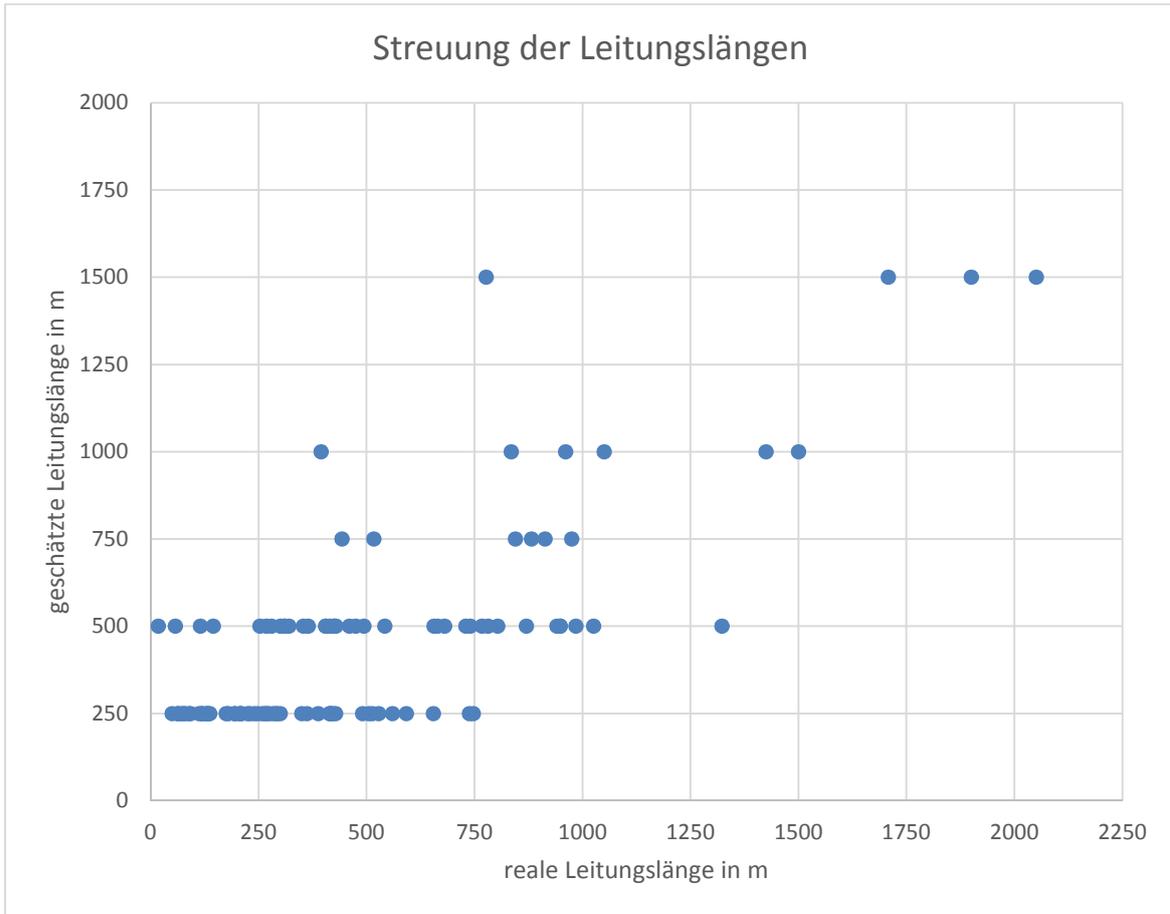


Diagramm 4-7: Streuung der geschätzten Leitungslängen

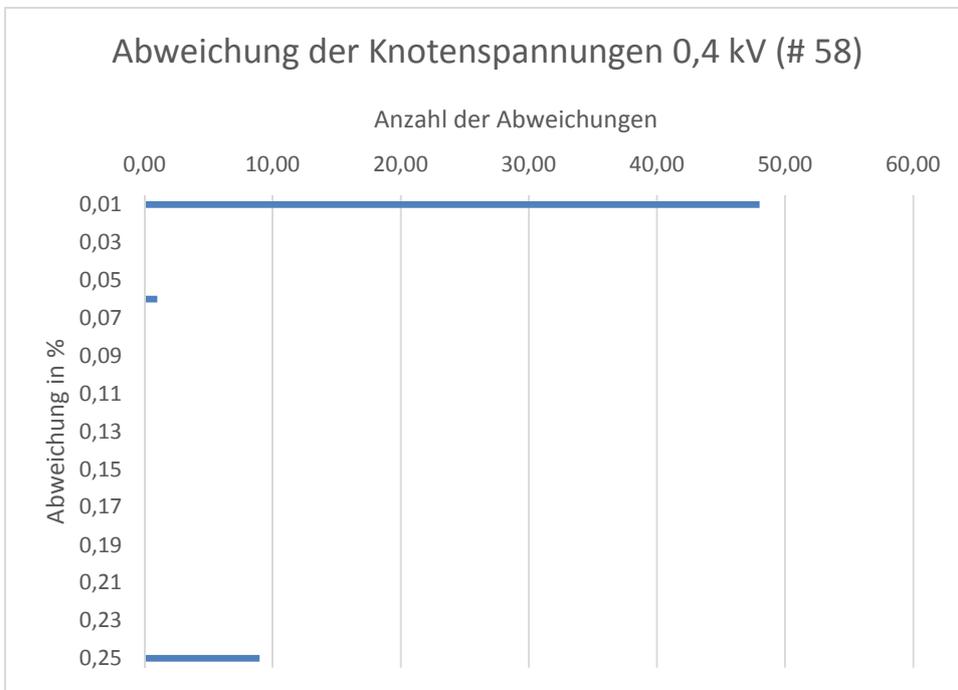


Diagramm 4-8: Relative Abweichung der 0,4 kV Knotenspannungen in 0,01 % Intervallen

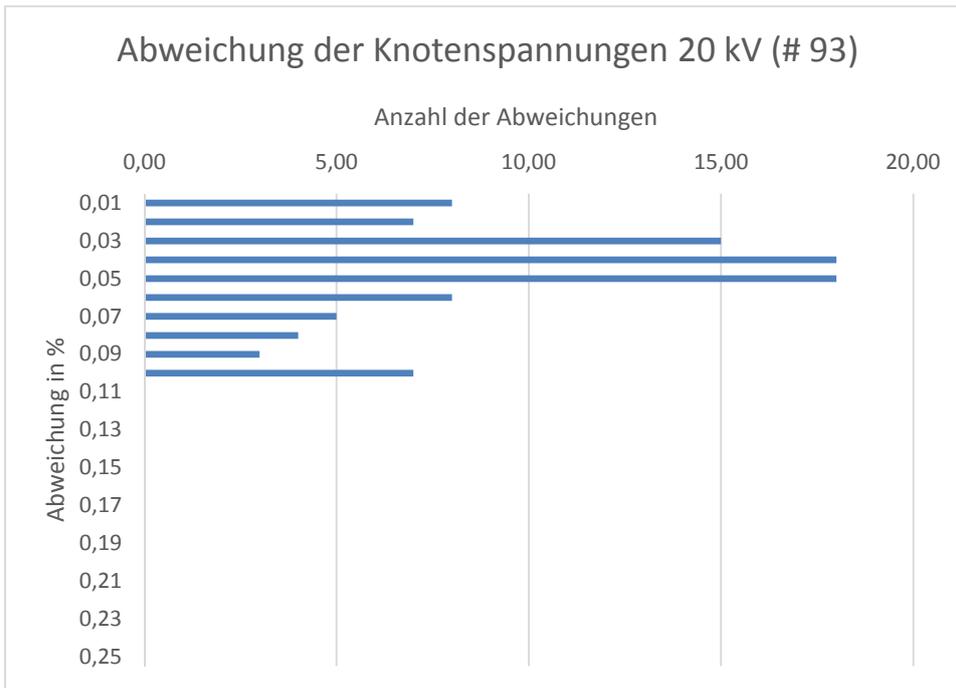


Diagramm 4-9: Relative Abweichung der 20 kV Knotenspannungen in 0,01 % Intervallen

Bei den 0,4 kV Knotenspannungen liegt die maximale Abweichung bei 0,25 % und der Durchschnitt liegt bei 0,048 %.

Im 20 kV Mittelspannungsnetz ist die maximale Abweichung bei nur 0,10 % und der Durchschnitt bei 0,047 %.

Ähnlich wie bei den Abweichungen der Knotenspannungen, verhält es sich bei den Leitungsströmen.

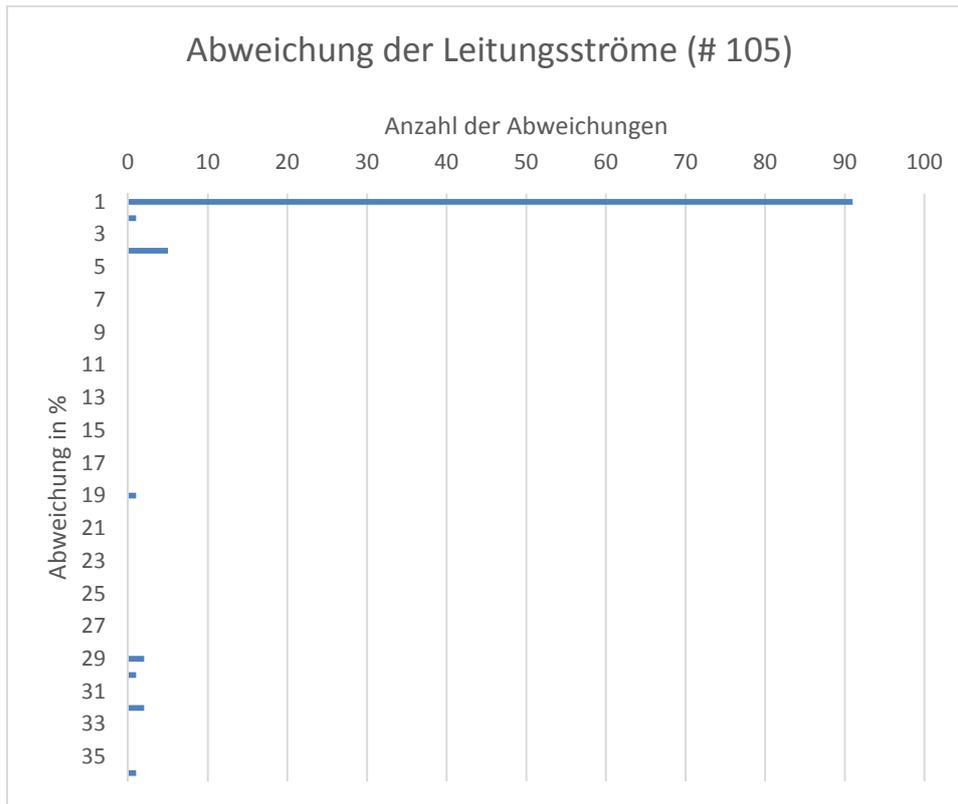


Diagramm 4-10: Anzahl der Abweichungen der Leitungsströme in 1 % Intervallen

Bei den Leitungsströmen liegt die maximale Abweichung bei 36 %, der Mittelwert liegt jedoch bei nur 2 %.

Aus diesen Ergebnissen ist zu schließen, dass auch die Simulation mit den angenäherten Leitungslängen durchaus brauchbare Werte für die Knotenspannungen liefert, obwohl die mittlere Abweichung der Leitungslängen bei 62 % liegt. Als Grundlage für weitere Berechnungen wären die geschätzten Leitungslängen ausreichend genau. Dadurch kann auch mit wenig Information, ein guter Überblick über die Spannungen das bestehende Netz erbracht werden. Bei auftretenden kritischen Leitungsströmen, sollte die Simulation jedoch mit den genauen Leitungslängen durchgeführt werden, da die geschätzten Leitungslängen teilweise sehr stark von den realen Leitungslängen abweichen und auch die maximale Abweichung der Leitungsströme einen zu großen Faktor bei kritischer Auslastung spielen würde.

4.2 Ist-Zustand des Stromnetzes Güssing

4.2.1 Knotenspannungen

Auf Grund geplanter dezentraler Einspeiser wird zunächst der Ist-Zustand des Stromnetzes als Ausgangspunkt für spätere Änderungen betrachtet. Der zentrale Knotenpunkt ist das Umspannwerk Güssing, welches das 110-kV-Verteilnetz von „Netz Burgenland Strom“ (NBS) mit dem 20-kV-Netz von Güssing verbindet. Hier sei erwähnt, dass der Hochspannungstransformator (Netzebene 4) ein Übersetzungsverhältnis von 110 kV zu 20,5 kV eingestellt hat. Die Netztransformatoren (Netzebene 6) in Güssing sind jedoch auf ein Übersetzungsverhältnis von 20 kV auf 0,4 kV eingestellt. Somit besitzen alle Netzknoten auf der Unterspannungsseite eine bis zu 2,5 % höhere Netzspannung, sofern die Knoten nicht belastet sind und kein dezentraler Einspeiser Energie in das Netz liefert.

Zurzeit befinden sich vier dezentrale Einspeiser im Netz.

- Biomassekraftwerk KW 1 (Knoten 60) $P = 200 \text{ kW}$
- Biostromkraftwerk KW 2 (Knoten 61) $P = 400 \text{ kW}$
- Wolf (Knoten 15) $P = 200 \text{ kW}$
- Biogaskraftwerk Strem (Knoten 48) $P = 500 \text{ kW}$

Durch die dezentralen Einspeiser kann die Netzspannung über die zuvor erwähnten 2,5 % Spannungshub ansteigen.

Im normalen Betrieb (Auslastung der Transformatoren wie in Tabelle 4-1 beschrieben) beträgt die maximale Spannung in der Niederspannung 410 V an Knoten 60. Der Grund besteht darin, dass Knoten 60 den niederohmigsten Leitungsanschluss besitzt. Die minimale Spannung beträgt 407 V an Knoten 34. Dies hängt mit der hohen Anzahl der Verbraucher und dem niedrigen Querschnitt des Kabels zusammen.

In der Mittelspannung beträgt die maximale Spannung 20,491 kV, welches logischerweise der Knoten des Umspannwerkes ist. Die minimale Spannung von 20,351 kV besitzt der Knoten T119 welcher über den Netztransformator mit Knoten 34 verbunden ist.

Ebene		U		Knoten
		%	kV	
400 V	max	102,45	0,410	60
	min	101,75	0,407	34
20 kV	max	102,46	20,491	UW Güssing
	min	101,75	20,351	T119

Tabelle 4-2: Maximale und minimale Knotenspannungen im Normalbetrieb

Für eine genaue Auflistung der Leitungsspannungen siehe Anhang.

4.2.2 Leitungsströme

Die höchste Leitungsauslastung mit 30,66 % besitzt das Kabel A01/00, welches die Zuleitung für das innere Stadtgebiet ist und nur einen Querschnitt von 50 mm² besitzt. Die davor liegenden Leitungen S01/00, S02/00 und S02/01 müssen zwar einen höheren Strom als A01/00 transportieren, sind jedoch durch den größeren Querschnitt geringer ausgelastet (siehe Tabelle 4-3).

Die positiven und negativen Werte repräsentieren die Flussrichtung der Energie, welche jedoch auch mit Start- und Endpunkt der Leitung zusammenhängen. Wird die Leitung in NEPLAN von links nach rechts gezeichnet (Startpunkt links, Endpunkt rechts), so bedeutet ein positiver Wert Energiefluss von links nach rechts und ein negativer umgekehrt.

Name	Betriebsmittel	P	Q	I	Winkel	Auslastung	Pverl	Qverl
		kW	kVar	A	°	%	kW	kVar
A01/00	Kabel 50 mm ²	2170,98	37,07	61,30	-2,00	30,66	1,79	0,39
S01/00	Kabel 240 mm ²	3645,27	403,14	103,30	-7,20	20,67	0,45	0,42
S02/00	Kabel 240 mm ²	3453,94	399,73	98,00	-7,50	19,60	1,33	1,22
S02/01	Freileitung 150 mm ²	3453,94	399,73	98,00	-7,50	20,86	5,47	9,84

Tabelle 4-3: Übertragene Leistung, Auslastung und Verluste der am stärksten belasteten Leitungen

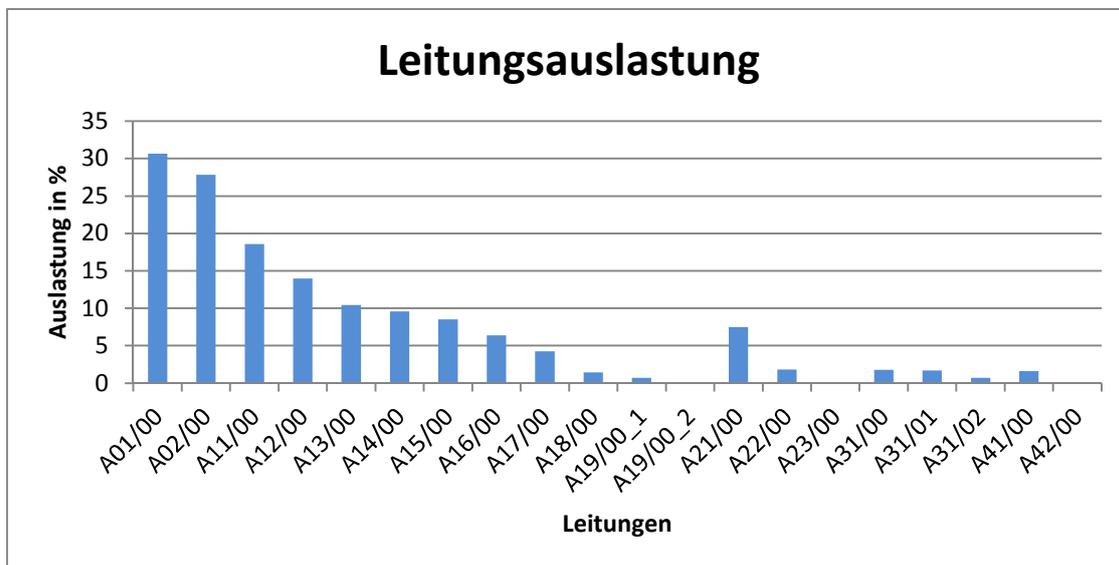


Diagramm 4-11: Relative Leitungsauslastung des Netzastes A

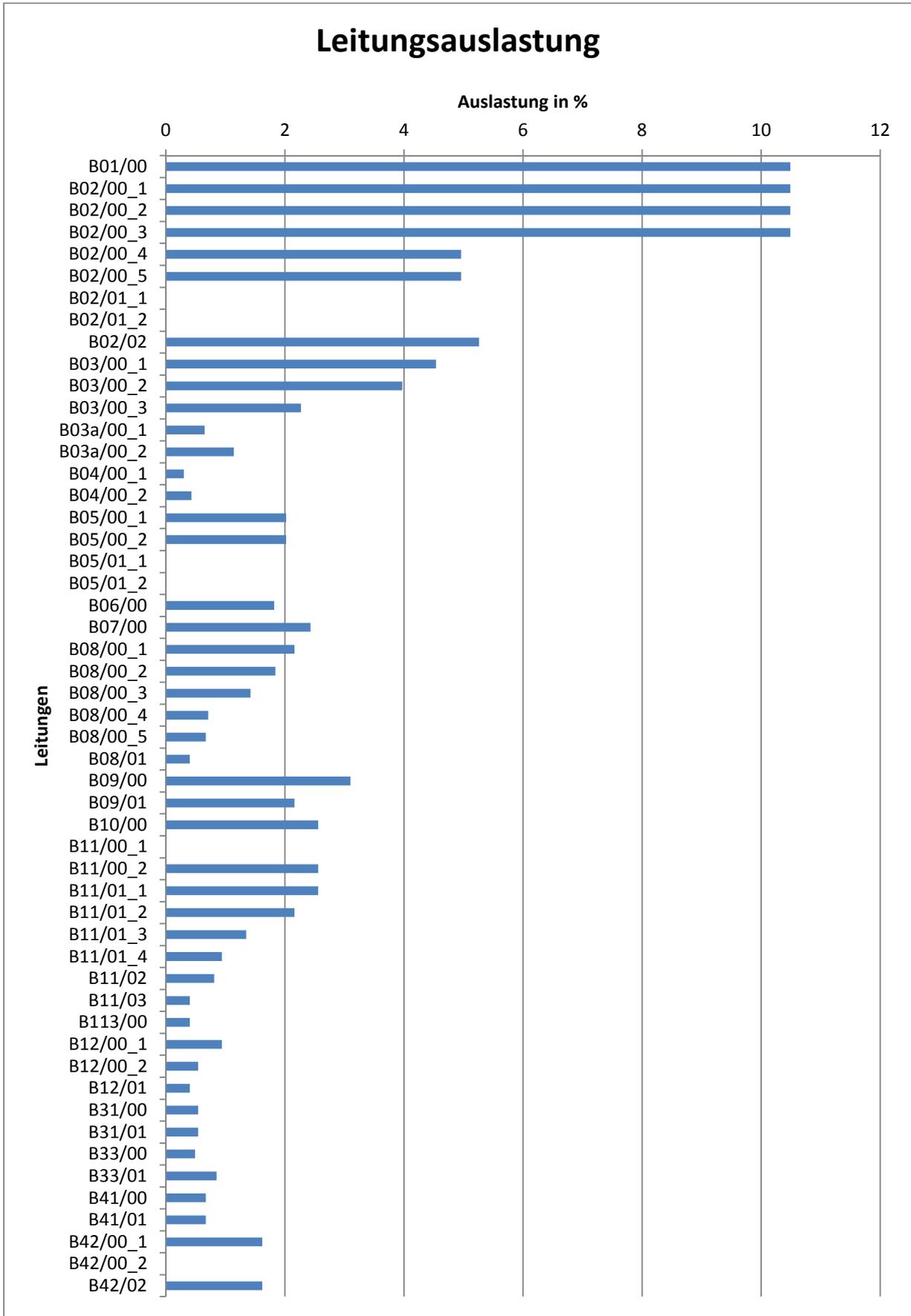


Diagramm 4-12: Relative Leitungsauslastung des Netzastes B

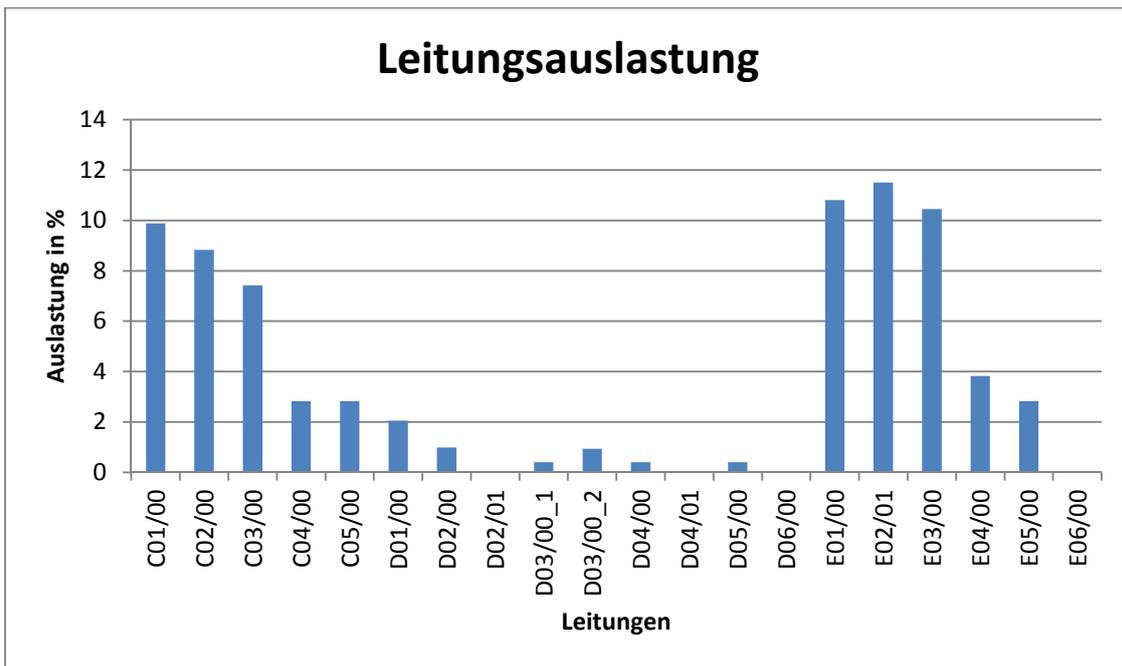


Diagramm 4-13: Relative Leitungsauslastung der Netzäste C, D und E

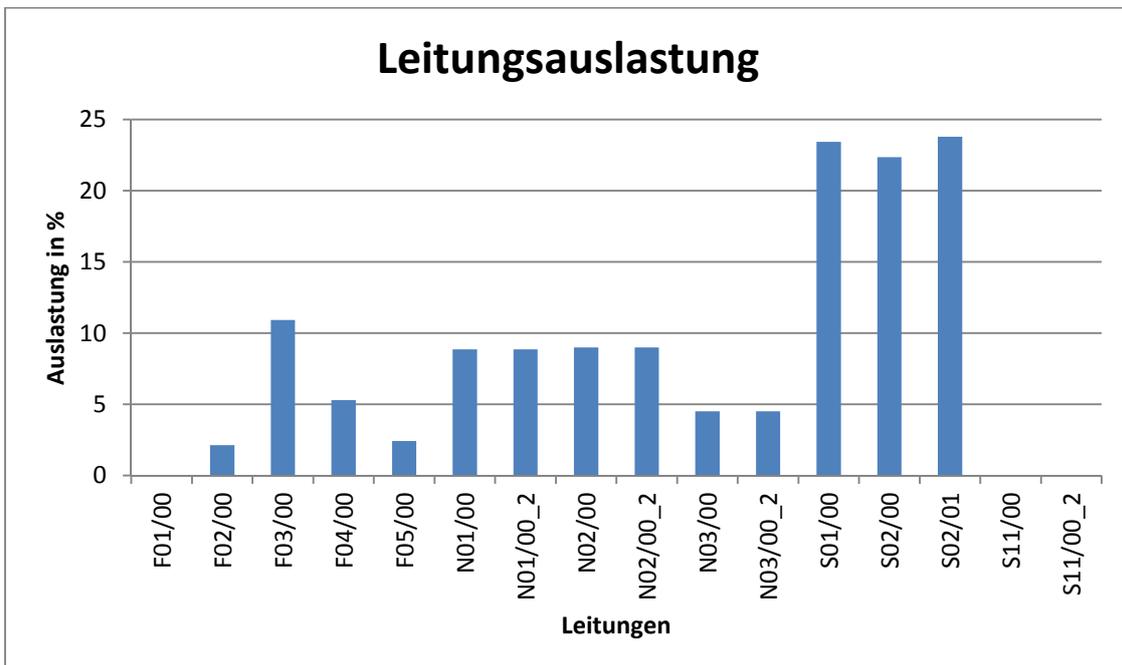


Diagramm 4-14: Relative Leitungsauslastung der Netzäste F, N und S

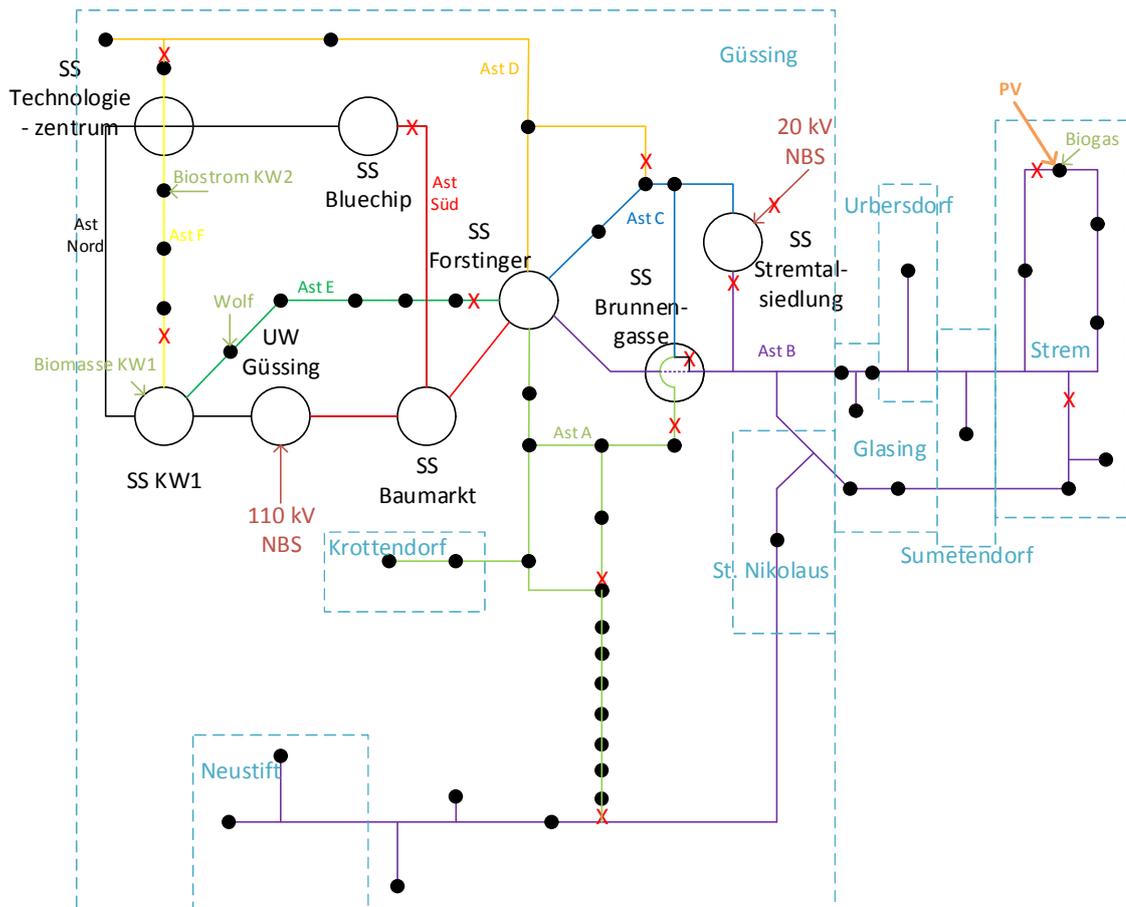


Abbildung 4-2: Aufteilung der Netzäste im Stromnetz Güssing (farblich getrennt)

Die höchsten Auslastungen befinden sich im Normalbetrieb zwischen dem Umspannwerk 110 kV NBS über die Schaltstation Baumarkt bis zur Schaltstation Forstinger und am Beginn der Stiche Netzast A und Netzast B.

4.3 Dezentrale Einspeisung einer Photovoltaikanlage mit 2,5 MWp in Strem

In folgendem Kapitel wird die Auswirkung einer 2,5 MWp Freiflächenanlage im Knotenpunkt Strem analysiert. Am Anfang sei zu erwähnen, dass die Freiflächenanlage eine Ost-West-Ausrichtung besitzt. Durch diese Ausrichtung verringert sich die maximal erzeugbare Leistung auf 2,125 MWp (Aussage laut Kraftwerkserrichter).

Um die maximale Beeinträchtigung des Netzes durch die Photovoltaikanlage zu erhalten werden jeweils drei Fälle betrachtet.

- Die Photovoltaikanlage speist mit 100 % Leistung ein, und die Lasten beziehen zu 100 % Energie (Normalbetrieb).
- Die Photovoltaikanlage speist mit 100 % Leistung ein, und es sind keine Lasten am Netz (Schwachlastbetrieb).
- Die Photovoltaikanlage speist mit 0 % Leistung ein, und die Lasten beziehen zu 100 % Energie. (Starklastbetrieb)

In folgendem Kapitel werden Varianten zur Spannungsstabilisierung beschrieben, um den möglichen Spannungsanstieg durch die neue Anlage zu minimieren.

Zitat: „Die relative Spannungsanhebung, welche durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen in einem betrachteten Netz verursacht wird, darf an keinem Verknüpfungspunkt dieses Netzes folgende Grenzwerte überschreiten:

- Mittelspannungsnetz $\Delta U_{zulässig} = 2 \%$
- Niederspannungsnetz $\Delta U_{zulässig} = 3 \%$ “ [8, Seite 104]

Im nachfolgenden Diagramm (Diagramm 4-15) ist die Einwirkung der Photovoltaikanlage auf die Knotenspannungen in der 400 V Ebene sehr gut ersichtlich. Desto näher ein Knoten an der Einspeisestelle der Photovoltaikanlage ist, desto größer ist die Auswirkung des Spannungshubes.

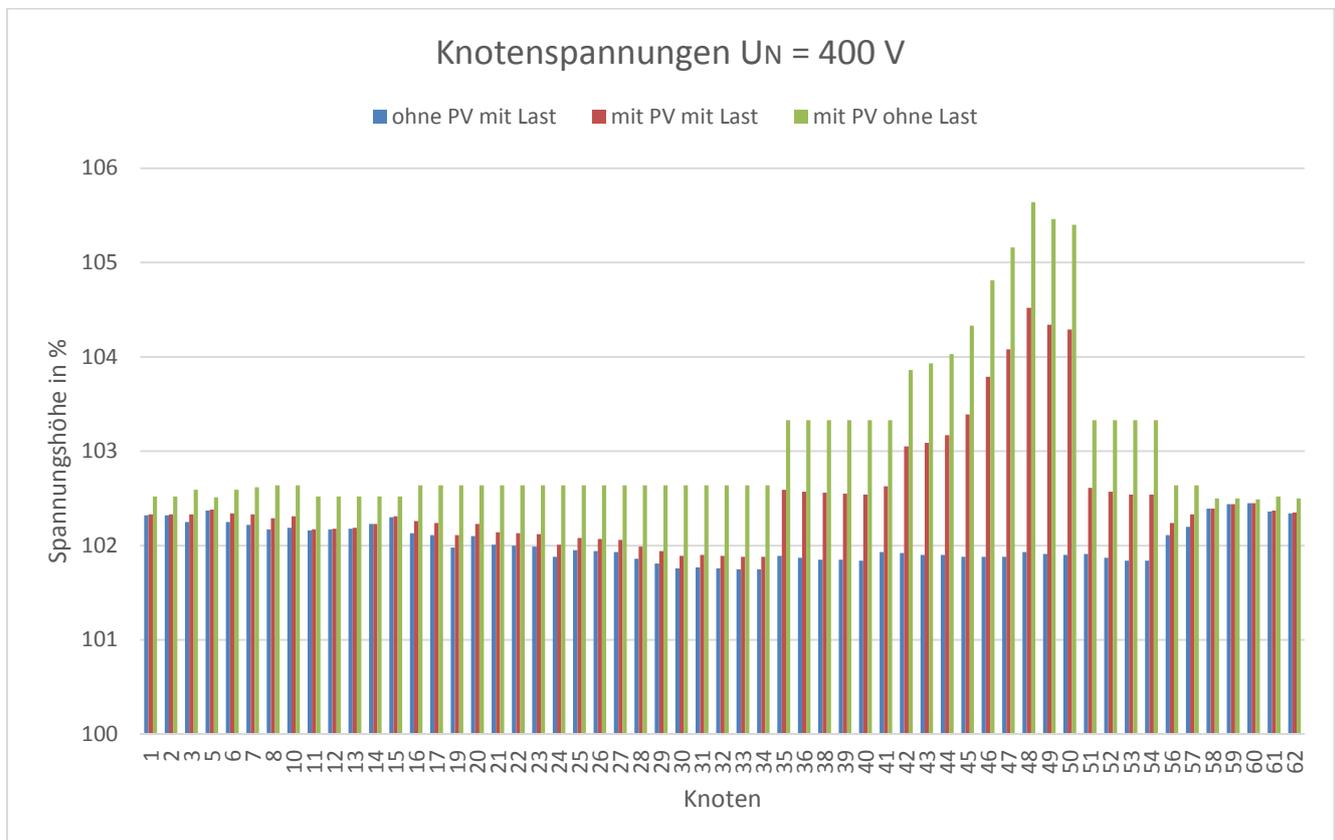


Diagramm 4-15: Änderung der Knotenspannungen auf der 400 V Ebene mit und ohne PV Einspeisung

Die Knoten 42 bis 50 erfahren den größten Spannungshub, welcher im Ist-Zustand des Netzes bereits die 3 % Marke überschreitet. Der arithmetische mittlere Spannungshub im gesamten Netz beträgt 1,03 % bzw. 4,12 V. Die maximale Spannungsänderung am Einspeisepunkt der Photovoltaikanlage (Knoten 48 in Abbildung 4-3) beträgt durch diese 2,59 % bzw. 10,36 V mit Last. Jedoch ohne Belastung im Netz steigen die Knotenspannungen noch weiter an. Am Einspeiseknoten 48 beträgt der Spannungshub 3,71 % bzw. 14,84 V (siehe Tabelle 4-4).

Knoten	ohne PV mit Last		mit PV mit Last		mit PV ohne Last		max Hub
	Spannung		Spannung		Spannung		Spannung
	kV	%	kV	%	kV	%	%
48	0,408	101,93	0,418	104,52	0,423	105,64	3,71

Tabelle 4-4: Knotenspannung 48 bei verschiedenen Netzzuständen

Der maximale Hub beschreibt die Differenz der Betriebspunkte „mit PV ohne Last“ und „ohne PV mit Last“.

Die Auswirkung der PV-Anlage auf die Leitungsströme ist in folgenden Diagrammen (Diagramm 4-16 bis Diagramm 4-19) grafisch ausgewertet.

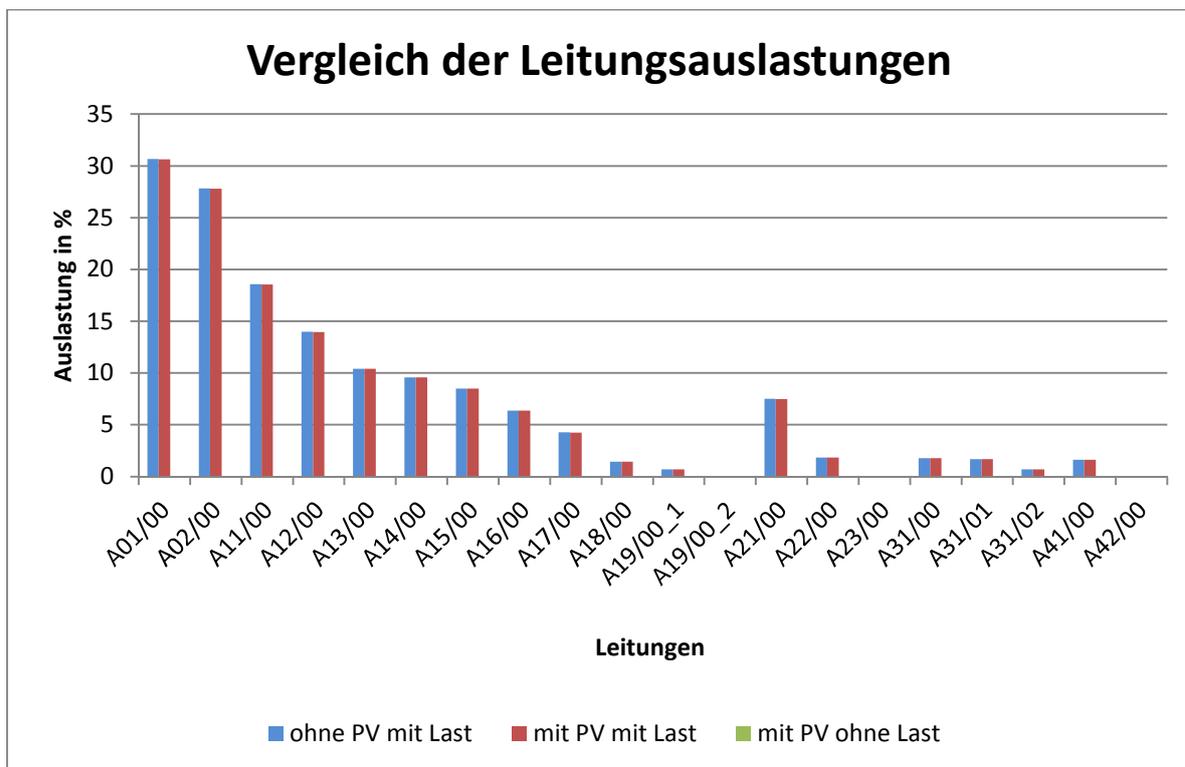


Diagramm 4-16: Relativer Einfluss der PV-Anlage auf die Leitungsströme in Netzast A

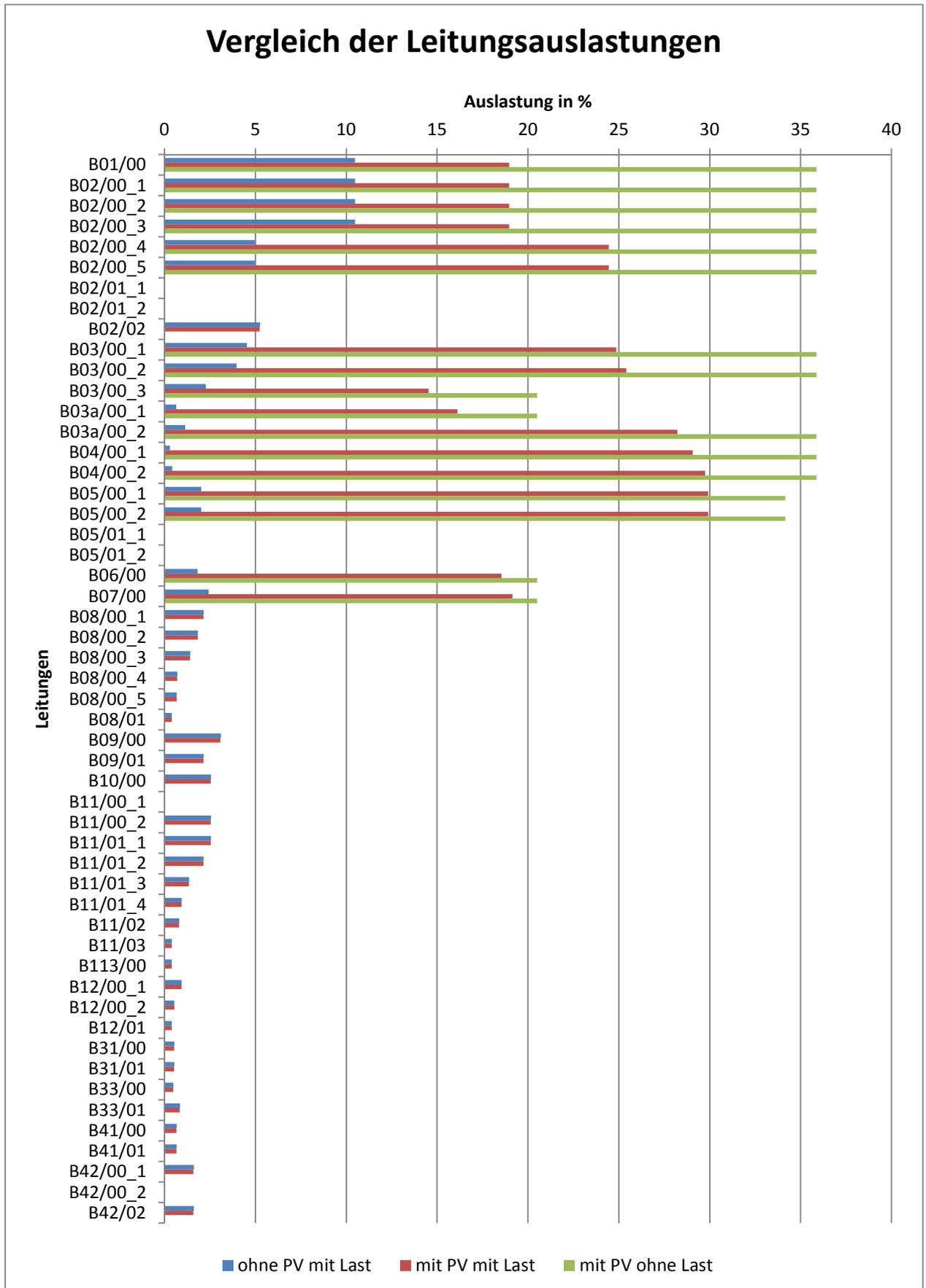


Diagramm 4-17: Relativer Einfluss der PV-Anlage auf die Leitungsströme in Netzast B

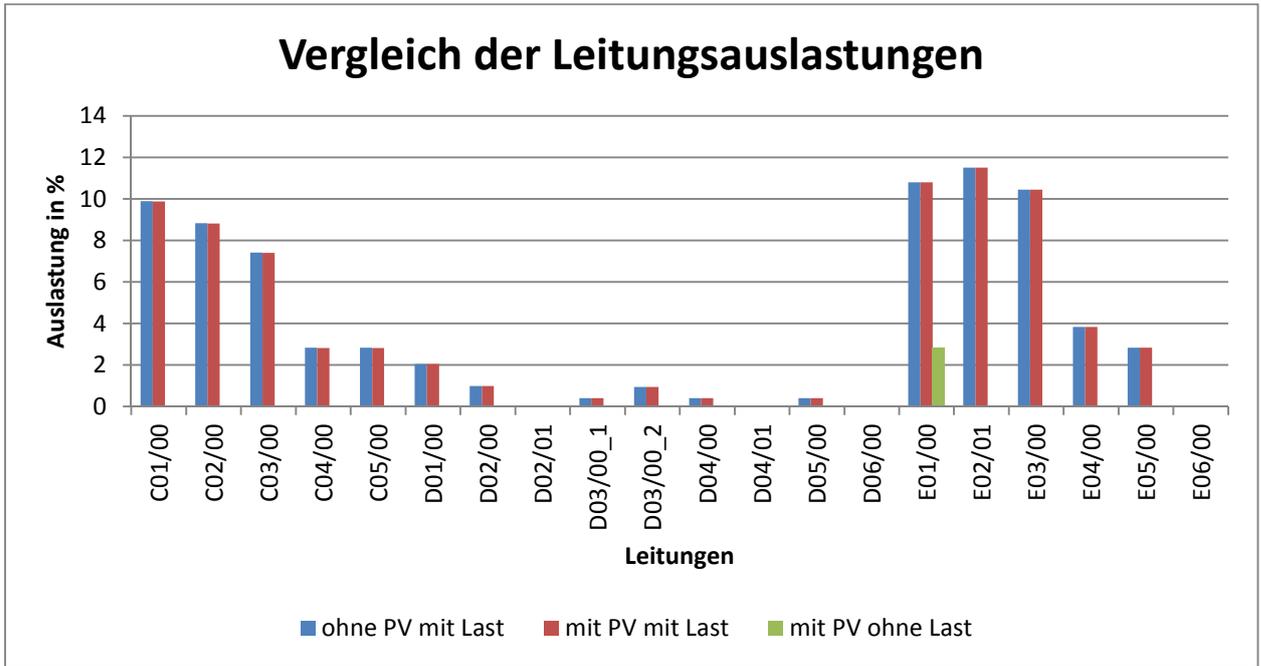


Diagramm 4-18: Relativer Einfluss der PV-Anlage auf die Leitungsströme in den Netzästen C, D und E

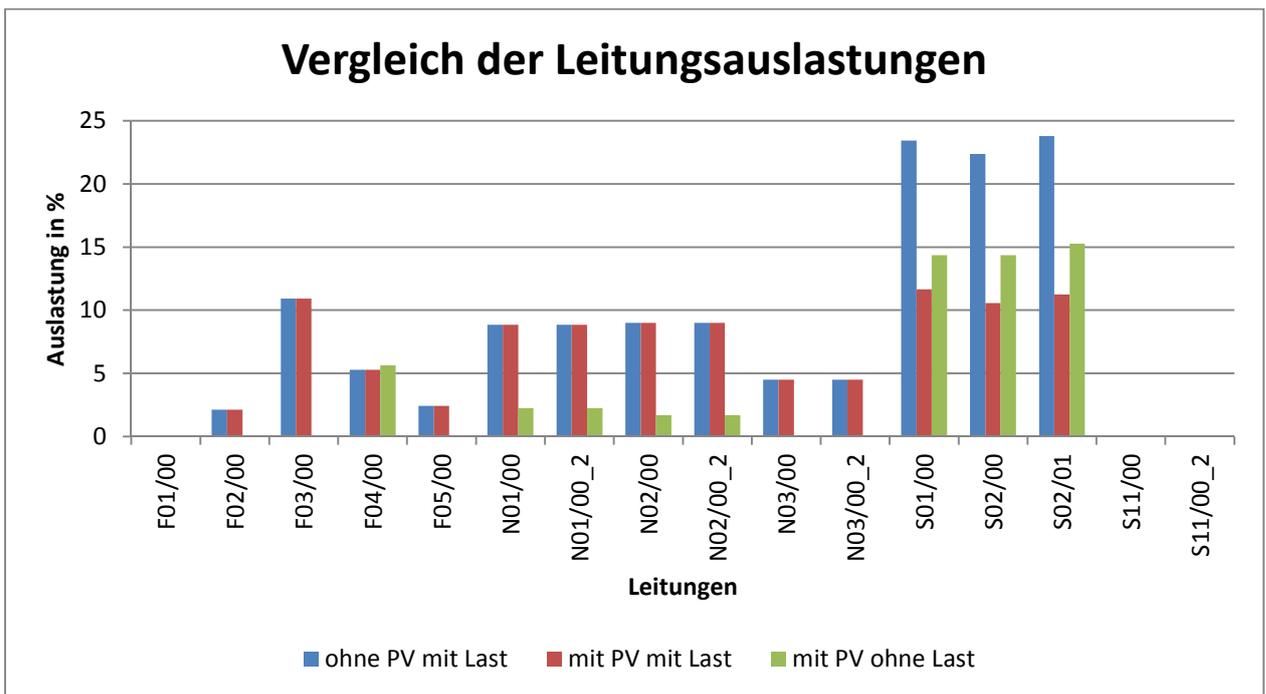


Diagramm 4-19: Relativer Einfluss der PV-Anlage auf die Leitungsströme in den Netzästen F, N und S

Wie in Diagramm 4-16 zu sehen ist, hat die PV-Anlage keinen Einfluss auf den Netzast A, da die eingespeiste Energie diesen Leitungsast nicht als direkten Weg in das übergeordnete Netz verwendet.

Da der Stich Strem, in welchem die PV-Anlage einspeist, im Netzast B sitzt, ist sehr gut in Diagramm 4-17 zu sehen, da die Leitungsströme bis auf das 3-fache des Normalbetriebs ansteigen können.

Auf die Netzäste C, D und E (siehe Diagramm 4-18) hat die PV-Anlage keine Einwirkung. Auf der Leitung E01/00 ist im Betrieb ohne Last der dezentrale Einspeiser Wolf zu erkennen, da nur dieser Strom führt.

In Diagramm 4-19 reduzieren sich die Leitungsströme im Netzast N, da die PV-Anlage genug Energie zu den dazwischen liegenden Verbrauchern liefert. Sehr stark ist diese Wirkung im Netzast Süd zu sehen (Diagramm 4-19), in welchem sich der Betriebsstrom bis auf die Hälfte reduziert.

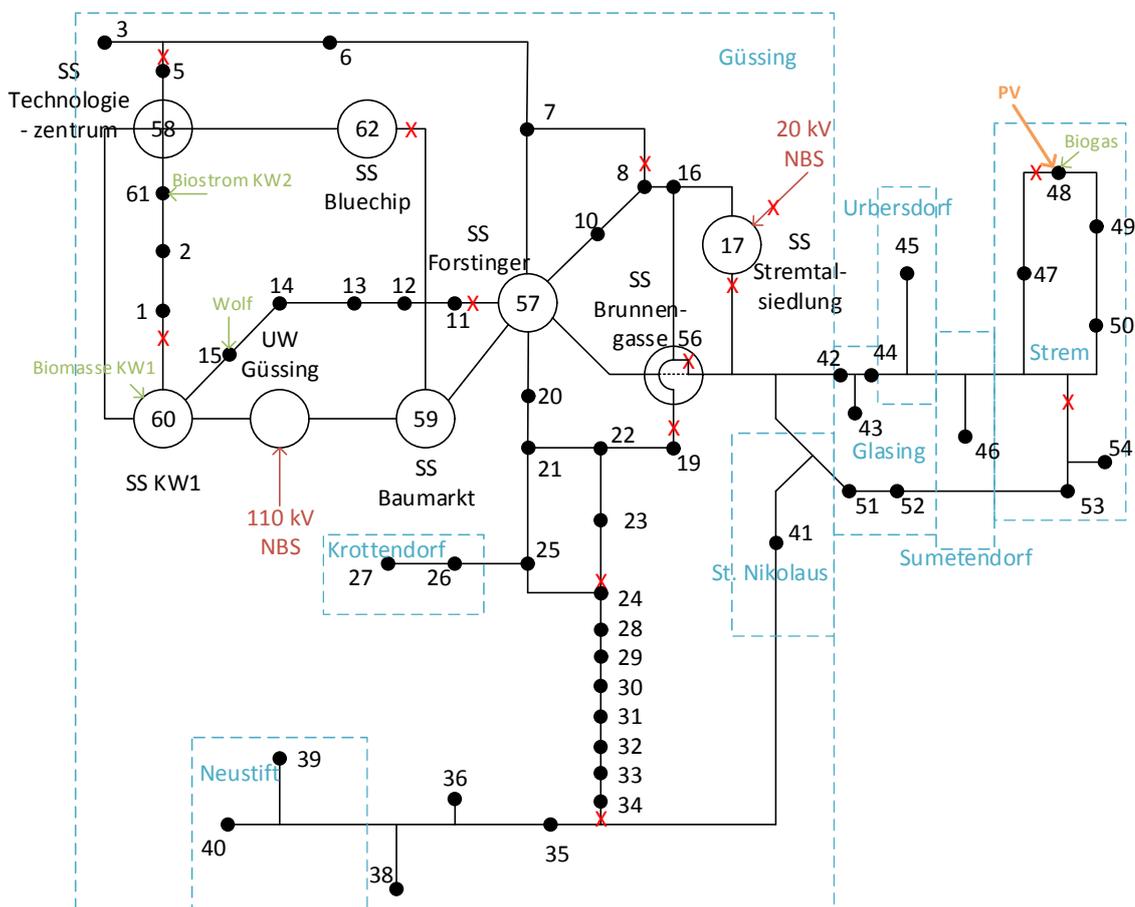


Abbildung 4-3: Schematische Darstellung von Stromnetz Güssing mit nummerierten Verbraucherknotten

4.4 Varianten zur Spannungsstabilisierung

Um die Auswirkung der Photovoltaikanlage auf den Spannungshub und die maximale Spannung zu verringern, können mehrere Möglichkeiten in Betracht gezogen werden.

- Ändern des Übersetzungsverhältnisses der Transformatoren in Netzebene 6 (20 / 0,4 kV)
- $\cos(\varphi)$ -Regelung der PV Einspeisung
- Leitungsverstärkung bzw. Erneuerung des Stiches Strem
- Ändern des Übersetzungsverhältnisses des NBS Transformators in Netzebene 4 (110 / 20 kV)
- Kombination zweier Varianten

4.4.1 Übersetzungsverhältnis der Transformatoren in Netzebene 6

Aufgrund des wie oben beschriebenen Übersetzungsverhältnisses des Verteiltransformators der NBS (110/20,5) und der Niederspannungstransformatoren (20/0,4), sind die Knotenspannungen im Normalbetrieb grundsätzlich etwa 2 bis 3 % über der Nennspannung. Da die meisten Niederspannungstransformatoren einen Umsteller besitzen, kann dieser so eingestellt werden, dass die Ausgangsspannung erhöht aber auch erniedrigt werden kann. Die in Güssing vorhandenen Transformatoren besitzen Umsteller mit 4 %-Schaltstufen auf der Oberspannungsseite. Dies bedeutet, das Übersetzungsverhältnis kann in 4 % Stufen bezogen auf das Nennverhältnis geändert werden.

Im Fall vom Stromnetz in Güssing wird das Übersetzungsverhältnis der Niederspannungstransformatoren um 4 % erhöht. Das Verhältnis ändert sich von 20 / 0,4 kV auf 20,8 / 0,4 kV. Durch diese Maßnahme verringert zwar die Netzspannung auf der Niederspannungsseite um 4 %, jedoch wirkt auf den Spannungshub durch die PV-Anlage nur minimal ein (von 3,71 % auf 3,57 %).

Variante	Knoten	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last		max Hub
		U	u	U	u	U	u	Δu
		kV	%	kV	%	kV	%	%
Ist-Zustand	48	0,418	104,52	0,423	105,64	0,408	101,93	3,71
Übersetzung E 6	48	0,402	100,48	0,406	101,57	0,392	98,00	3,57
Ist-Zustand	T265	20,905	104,52	21,129	105,64	20,387	101,94	3,70
Übersetzung E 6	T265	20,902	104,51	21,126	105,63	20,386	101,93	3,70

Tabelle 4-5: Knotenspannungen am Transformator T265 bei verschiedenen Netzzuständen

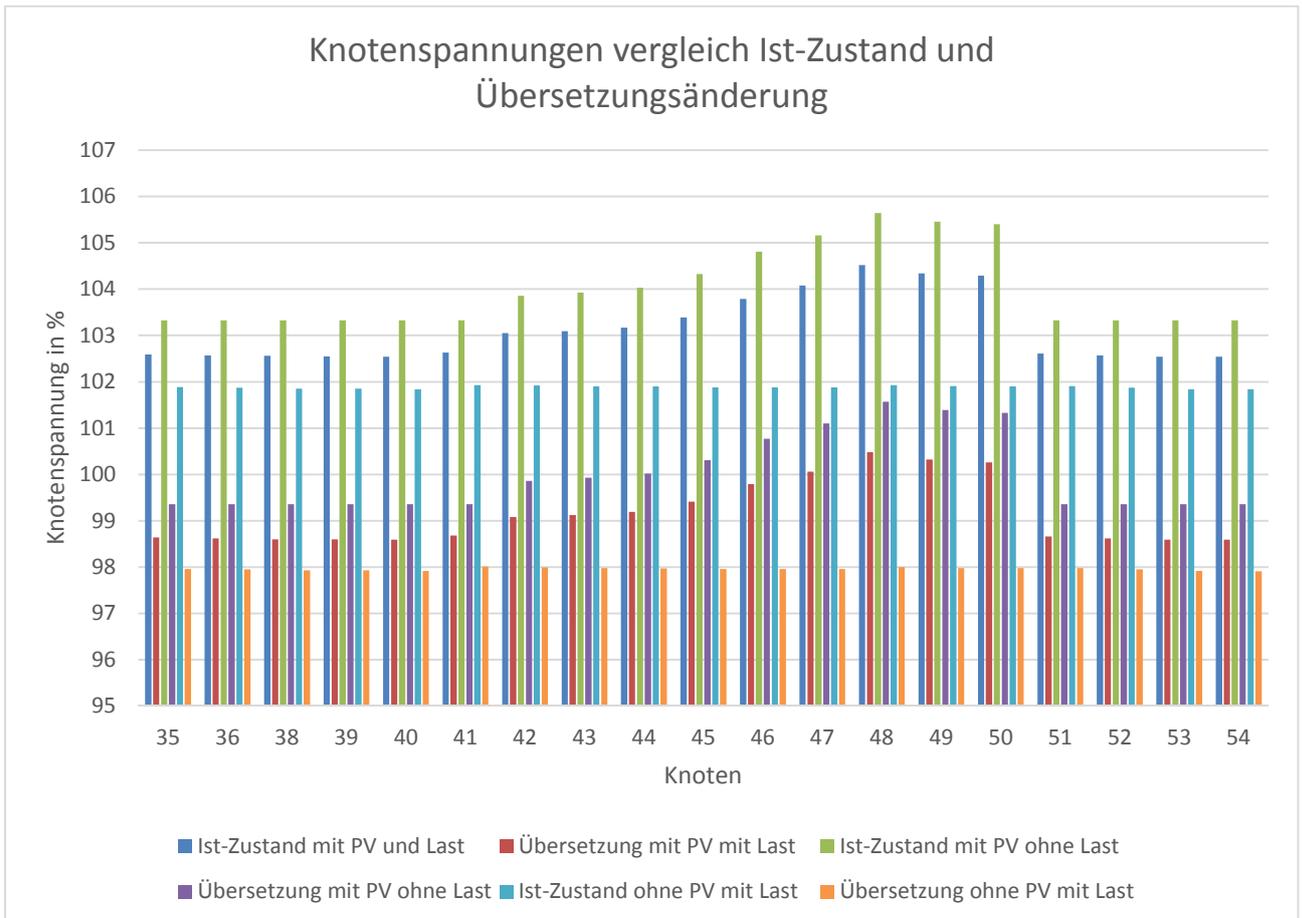


Diagramm 4-20: Vergleich des Ist-Zustandes und der Variante des Erhöhen des Übersetzungsverhältnisses

In Diagramm 4-20 werden die Knotenspannung im Ist-Zustand mit den Knotenspannungen bei erhöhten Übersetzungsverhältnisses verglichen. Bei dieser Variante verringern sich alle Knotenspannungen grundsätzlich um 4 %. Somit bewegt sich die Spannung zwischen 98 % und 102 %. Es ist hinzuzufügen, dass keine Knotenspannung die 97 % Grenze unterschreitet, welches in Diagramm 4-20 nicht zu erkennen ist, da nicht alle Knotenspannungen angeführt sind.

Grundsätzlich kann man in Diagramm 4-20 den 4 % Offset zwischen dem Ist-Zustand und der Variante mit dem erhöhten Übersetzungsverhältnisses ablesen jedoch erreicht man durch diese Variante keine Reduktion des Spannungshubes.

4.4.2 cos(φ)-Regelung der PV-Anlage

Da Photovoltaikanlagen auch einspeisen wenn keine Energie benötigt wird, müssen diese nicht nur Wirk- sondern auch Blindenergie bereitstellen (übererregt) oder auch aufnehmen (untererregt) können. Bei zu niedriger Spannung im Netz soll die PV-Anlage Blindenergie bereitstellen, bei zu hoher Spannung Blindenergie aufnehmen. Bei Frequenzerhöhung muss sie die Wirkleistungseinspeisung drosseln.

Bei dieser Variante soll der spannungssenkende Einfluss der Blindleistungsaufnahme durch die PV-Anlage betrachtet werden. Im ersten Fall wird ein $\cos(\varphi)$ von 0,95 untererregt und im zweiten Fall ein $\cos(\varphi)$ von 0,90 untererregt eingestellt.

4.4.2.1 Erster Fall: $\cos(\varphi)$ von 0,95

Bei einem $\cos(\varphi)$ von 0,95 untererregt reduziert sich die Wirkleistungseinspeisung von 2,125 MW (durch das Ost-West-System ist die maximale Wirkleistung 2,125 und nicht 2,5 MW) auf 2,019 MW und die Blindleistungsaufnahme beträgt 0,664 MW. Durch diese Maßnahme reduziert der Spannungshub um rund 0,78 % (siehe Tabelle 4-6 und Diagramm 4-21), welches laut TOR für die Niederspannung ausreichend wäre, jedoch für die Mittelspannung noch ein wenig zu hoch ist.

Variante	Knoten	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last		max Hub
		U	u	U	u	U	u	Δu
		kV	%	kV	%	kV	%	%
Ist-Zustand	48	0,418	104,52	0,423	105,64	0,408	101,93	3,71
$\cos(\varphi) = 0,95$	48	0,415	103,74	0,419	104,87	0,408	101,93	2,94
Ist-Zustand	T265	20,905	104,52	21,129	105,64	20,387	101,94	3,70
$\cos(\varphi) = 0,95$	T265	20,710	103,55	20,973	104,87	20,387	101,94	2,93

Tabelle 4-6: Knotenspannungen an Transformator T265 bei verschiedenen Netzzuständen

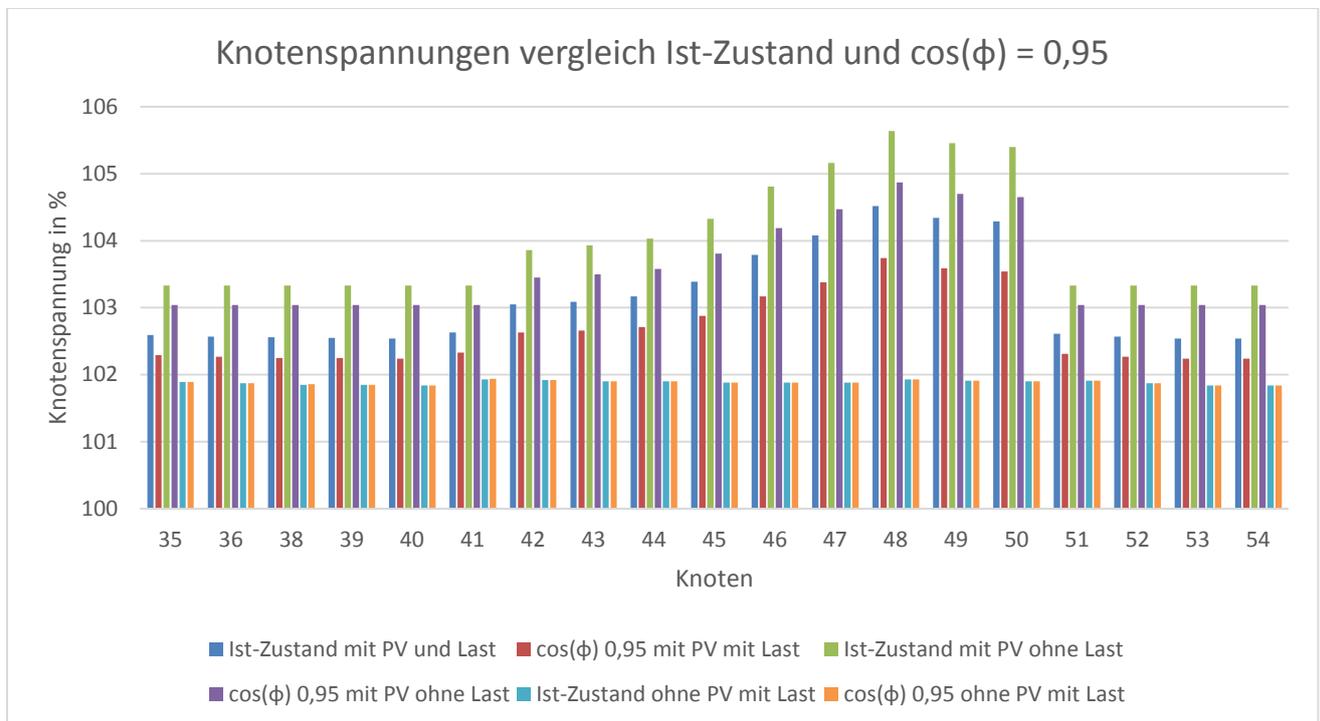


Diagramm 4-21: Vergleich des Ist-Zustandes und der Variante der Blindleistungsaufnahme durch die PV-Anlage ($\cos(\varphi) = 0,95$ untererregt)

4.4.2.2 Zweiter Fall: $\cos(\varphi)$ von 0,90

Bei einem $\cos(\varphi)$ von 0,90 untererregt reduziert sich die Wirkleistungseinspeisung von 2,125 MW auf 1,913 MW und die Blindleistungsaufnahme der PV-Anlage beträgt 0,926 MW. Die weitere Verringerung des $\cos(\varphi)$ auf 0,90 verringert den Spannungshub in Knoten 48 um 1,17 % welches jedoch für die Mittelspannungsrichtlinie (siehe Tabelle 4-7 und Diagramm 4-22), immer noch zu wenig ist.

Variante	Knoten	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last		max Hub
		U	u	U	u	U	u	Δu
		kV	%	kV	%	kV	%	%
Ist-Zustand	48	0,418	104,52	0,423	105,64	0,408	101,93	3,71
$\cos(\varphi) = 0,90$	48	0,413	103,35	0,418	104,49	0,408	101,93	2,56
Ist-Zustand	T265	20,905	104,52	21,129	105,64	20,387	101,94	3,70
$\cos(\varphi) = 0,90$	T265	20,671	103,36	20,897	104,49	20,387	101,94	2,55

Tabelle 4-7: Knotenspannungen an Transformator T265 bei verschiedenen Netzzuständen

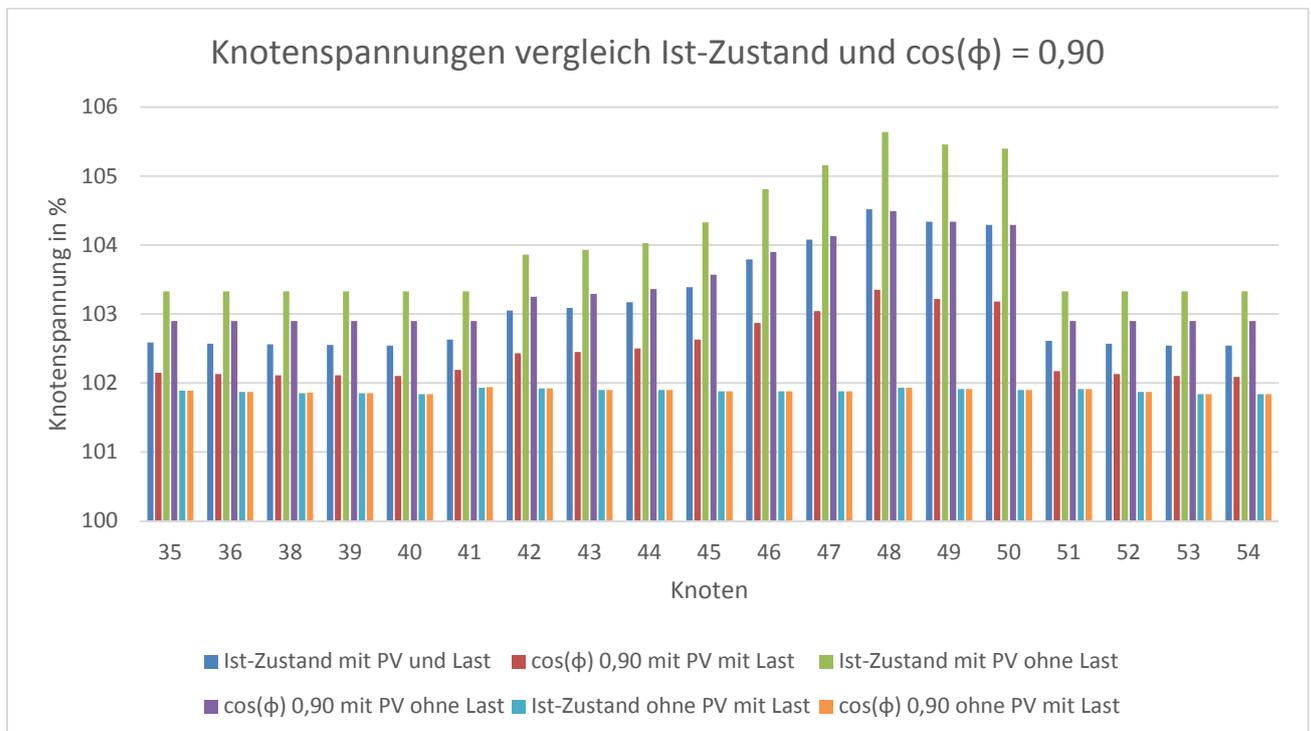


Diagramm 4-22: Vergleich des Ist-Zustandes und der Variante der Blindleistungsaufnahme durch die PV-Anlage ($\cos(\varphi) = 0,90$ untererregt)

4.4.3 Leitungsverstärkung bzw. Erneuerung des Stiches Strem

Eine weitere Möglichkeit, um den Spannungshub und die Maximalspannung zu verringern, wäre es, die Leitungen zwischen Knoten 48 und 57 zu verstärken bzw. zu erneuern. In dieser Variante wird der Querschnitt der vorhandenen Freileitungen auf diesem Leitungsstück von 50 mm² auf 150 mm² und die Kabelquerschnitte von 50 mm² auf 95 mm² erhöht (siehe Abbildung 4-4).

Die Leitungsverstärkung bringt im Einspeiseknoten eine Reduktion des Spannungshubes auf 2 %. Somit wäre dies eine, wirtschaftlich sehr teure, Möglichkeit, um den maximalen Spannungshub für die Mittelspannung zu erreichen.

Ein weiterer Effekt ist bei der Variante der Leitungsverstärkung zu erkennen. Im Betriebsfall ohne PV Einspeisung sind die Knotenspannungen höher als im Ist-Zustand. Dies ist, wie bei PV-Einspeisung, auf die Reduktion der Leitungsverluste zurückzuführen, womit geringere Spannungsabfälle auf den Leitungen herrschen.

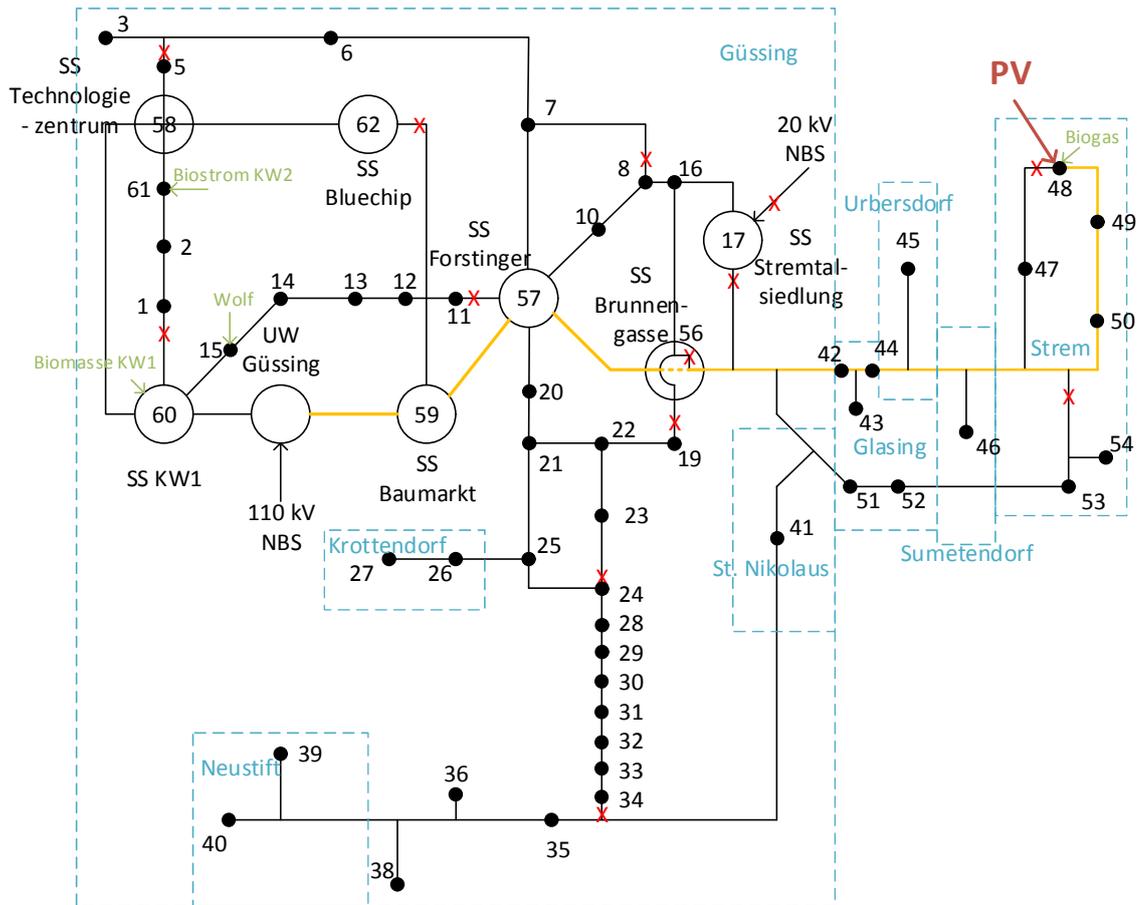


Abbildung 4-4: Stich Strem mit orange markiertem verstärkten Leitungsabschnitt

Variante	Knoten	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last		max Hub Δu %
		U kV	u %	U kV	u %	U kV	u %	
Ist-Zustand	48	0,418	104,52	0,423	105,64	0,408	101,93	3,71
Leitungsverstärkung	48	0,414	103,40	0,416	104,09	0,408	102,09	2,00
Ist-Zustand	T265	20,905	104,52	21,129	105,64	20,387	101,94	3,70
Leitungsverstärkung	T265	20,681	103,40	20,817	104,09	20,419	102,09	2,00

Tabelle 4-8: Knotenspannungen an Transformator T265 bei verschiedenen Netzzuständen

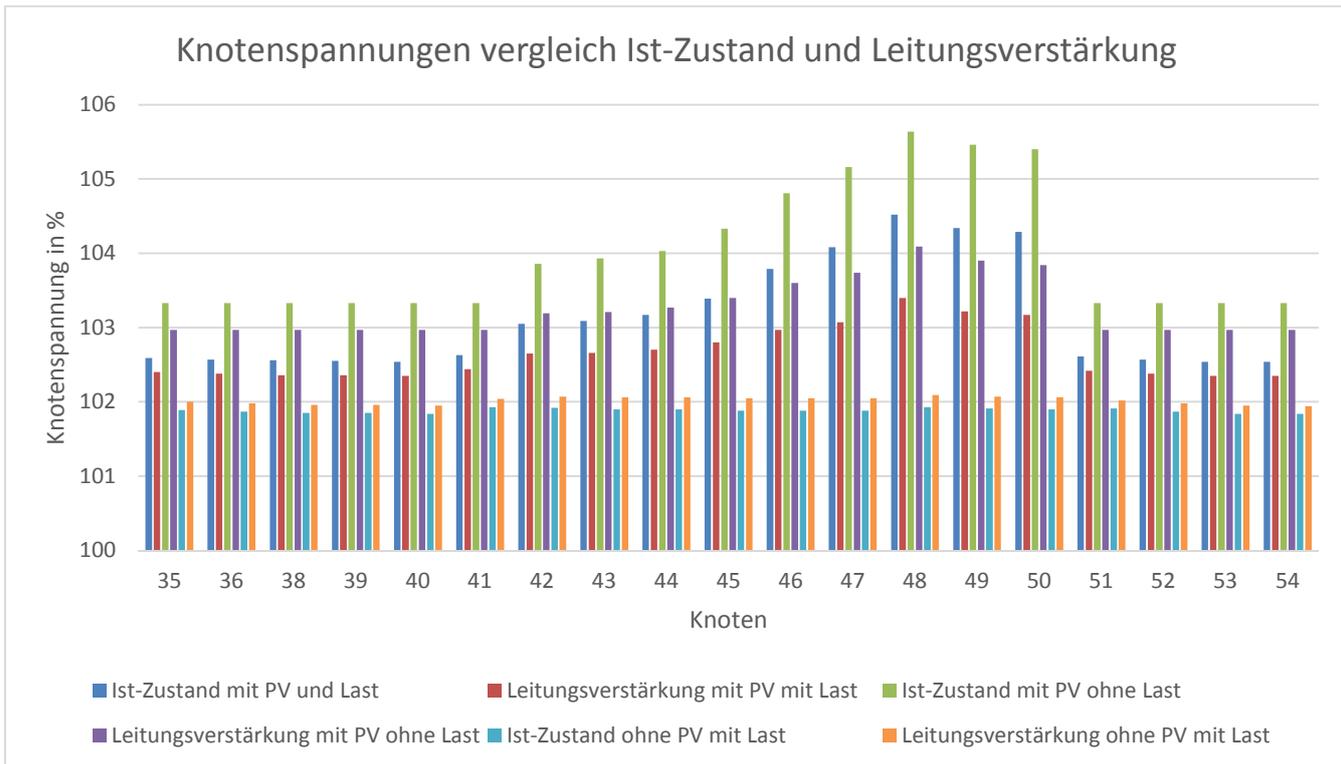


Diagramm 4-23: Vergleich des Ist-Zustandes und der Variante der Leitungsverstärkung bzw. Erneuerung

4.4.4 Übersetzungsverhältnis des Transformators in Netzebene 4

Bei dieser Variante wird das Übersetzungsverhältnis des NBS-Transformators im Umspannwerk Güssing von 110/20,5 kV auf 110/20 kV gestellt. Durch die Verringerung der Spannung muss auch der Wechselrichter der PV-Anlage nicht mehr eine so hohe Spannung aufbringen um Energie in das Netz speisen zu können.

Mit dieser Variante verringern sich alle Spannungsebenen um 2,5 %. Mit dieser Variante wird ebenfalls keine Spannungshubreduktion erreicht, sondern sogar eine Steigerung, welche aber von vorherrschenden Lastverteilungen abhängt. Weiters ist zu erwähnen, dass durch das Ändern des Übersetzungsverhältnisses die Leitungsströme ansteigen und somit auch die Verluste im Netz zunehmen.

Variante	Knoten	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last		max Hub
		U	u	U	u	U	u	Δu
		kV	%	kV	%	kV	%	%
Ist-Zustand	48	0,418	104,52	0,423	105,64	0,408	101,93	3,71
Übersetzung E 4	48	0,408	102,05	0,413	103,20	0,398	99,41	3,79
Ist-Zustand	T265	20,905	104,52	21,129	105,64	20,387	101,94	3,70
Übersetzung E 4	T265	20,412	102,06	20,640	103,20	19,884	99,42	3,78

Tabelle 4-9: Knotenspannungen an Transformator T265 bei Ist-Zustand und Variante Übersetzungsverhältnis Ebene 4

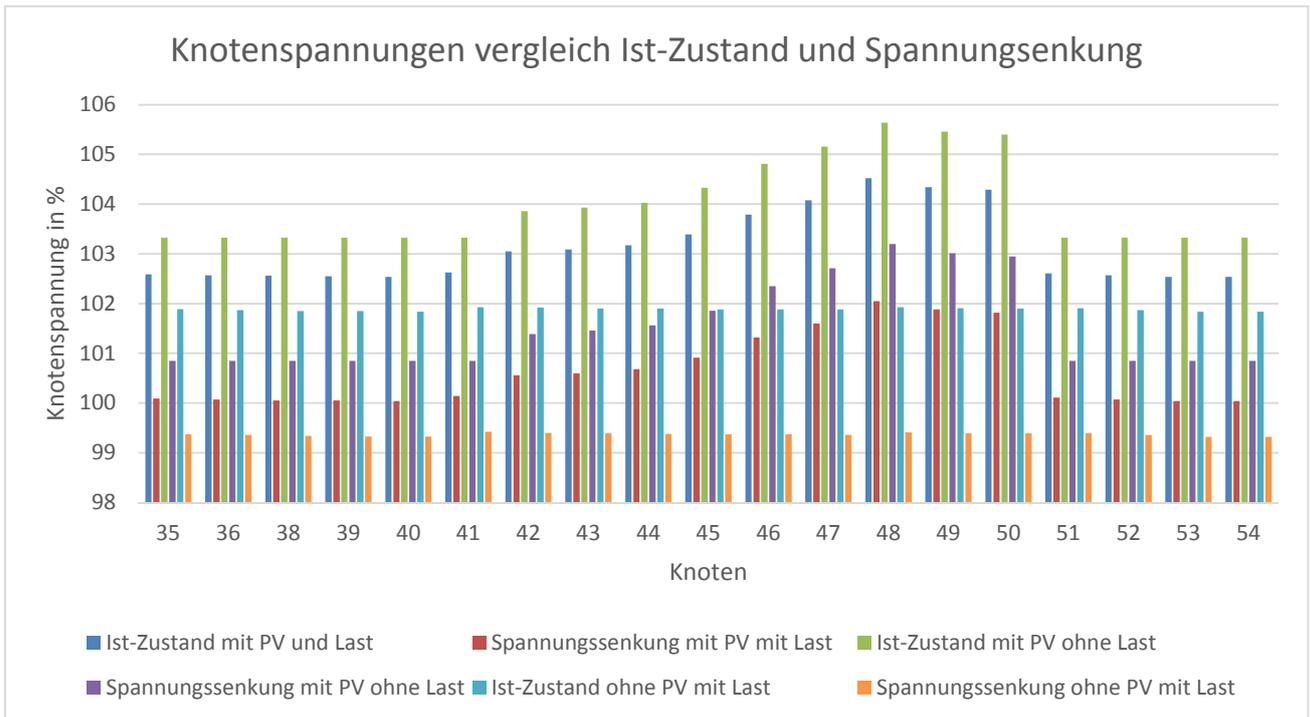


Diagramm 4-24: Vergleich des Ist-Zustandes und der Variante der Spannungssenkung am Slack-Knoten

4.4.5 Kombination zweier Varianten

In der ersten Kombination werden die Varianten Leitungsverstärkung (LV) und Blindleistungsaufnahme der Photovoltaikanlage mit einem $\cos(\varphi)$ von 0,90 zusammengeführt. Bei dieser Kombination entsteht der geringste Spannungshub, jedoch muss die Kostenfrage bezüglich der Wirtschaftlichkeit einer Leitungsverstärkung im Hinterkopf behalten werden.

Variante	Knoten	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last		max Hub Δu %
		U	u	U	u	U	u	
		kV	%	kV	%	kV	%	
Ist-Zustand	48	0,418	104,52	0,423	105,64	0,408	101,93	3,71
LV + $\cos(\varphi) = 0,90$	48	0,410	102,41	0,412	103,11	0,408	102,09	1,02
Ist-Zustand	T265	20,905	104,52	21,129	105,64	20,387	101,94	3,70
LV + $\cos(\varphi) = 0,90$	T265	20,483	102,42	20,622	103,11	20,419	102,09	1,02

Tabelle 4-10: Knotenspannungen an Transformator T265 bei Kombination der Varianten Leitungsverstärkung und Blindleistungsaufnahme der PV-Anlage ($\cos(\varphi) = 0,90$)

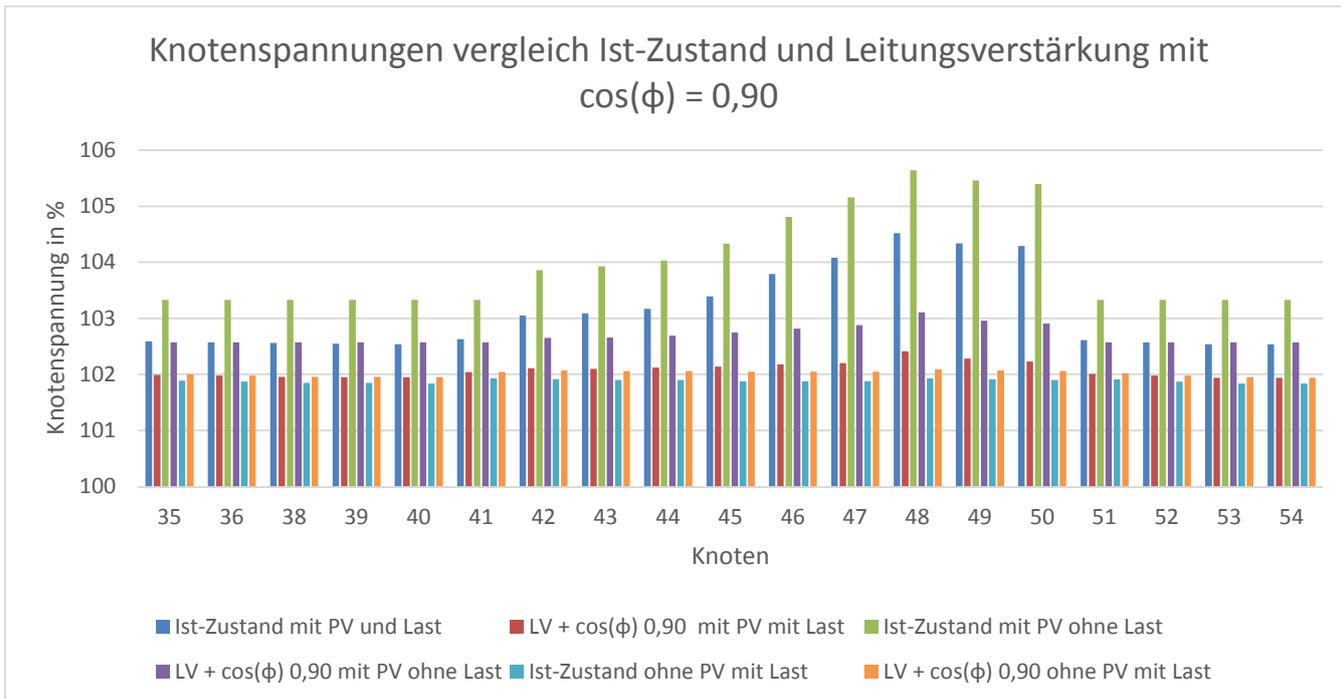


Diagramm 4-25: Vergleich des Ist-Zustandes und der Kombination der Varianten Leitungsverstärkung und Blindleistungsaufnahme der PV-Anlage ($\cos(\varphi) = 0,90$)

In der zweiten Kombination werden die Varianten Übersetzungsverhältnis Ebene 6 mit der Blindleistungsaufnahme mit $\cos(\varphi) = 0,90$ zusammengeführt. Es ist zu beachten, dass die Änderung des Übersetzungsverhältnisses nicht bei allen Niederspannungstransformatoren durchgeführt wurde, sondern nur bei den Transformatoren in den Knoten 42 bis 50, da diese am stärksten durch die PV-Anlage beeinflusst werden.

Mit dieser Kombination beträgt der maximale Spannungshub nur 2,47 %.

Variante	Knoten	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last		max Hub Δu %
		U	u	U	u	U	u	
		kV	%	kV	%	kV	%	
Ist-Zustand	40	0,410	102,54	0,413	103,33	0,407	101,84	1,49
Ist-Zustand	41	0,411	102,63	0,413	103,33	0,408	101,93	1,40
Ist-Zustand	42	0,412	103,05	0,415	103,86	0,408	101,92	1,94
Ist-Zustand	43	0,412	103,09	0,416	103,93	0,408	101,90	2,03
Ist-Zustand	44	0,413	103,17	0,416	104,03	0,408	101,90	2,13
Ist-Zustand	45	0,414	103,39	0,417	104,33	0,408	101,88	2,45
Ist-Zustand	46	0,415	103,79	0,419	104,81	0,408	101,88	2,93
Ist-Zustand	47	0,416	104,08	0,421	105,16	0,408	101,88	3,28
Ist-Zustand	48	0,418	104,52	0,423	105,64	0,408	101,93	3,71
Ist-Zustand	49	0,417	104,34	0,422	105,46	0,408	101,91	3,55
Ist-Zustand	50	0,417	104,29	0,422	105,40	0,408	101,90	3,50
Ist-Zustand	51	0,410	102,61	0,413	103,33	0,408	101,91	1,42
Ist-Zustand	52	0,410	102,57	0,413	103,33	0,407	101,87	1,46

ÜS + cos(φ) = 0,90	40	0,408	102,10	0,412	102,90	0,407	101,84	1,06
ÜS + cos(φ) = 0,90	41	0,409	102,19	0,412	102,90	0,408	101,93	0,97
ÜS + cos(φ) = 0,90	42	0,394	98,50	0,397	99,28	0,392	98,00	1,28
ÜS + cos(φ) = 0,90	43	0,394	98,51	0,397	99,33	0,392	97,98	1,35
ÜS + cos(φ) = 0,90	44	0,394	98,56	0,398	99,39	0,392	97,98	1,41
ÜS + cos(φ) = 0,90	45	0,395	98,68	0,398	99,59	0,392	97,96	1,63
ÜS + cos(φ) = 0,90	46	0,396	98,92	0,400	99,91	0,392	97,96	1,95
ÜS + cos(φ) = 0,90	47	0,396	99,08	0,401	100,14	0,392	97,96	2,18
ÜS + cos(φ) = 0,90	48	0,398	99,38	0,402	100,48	0,392	98,01	2,47
ÜS + cos(φ) = 0,90	49	0,397	99,26	0,401	100,34	0,392	97,99	2,35
ÜS + cos(φ) = 0,90	50	0,397	99,22	0,401	100,30	0,392	97,98	2,32
ÜS + cos(φ) = 0,90	51	0,409	102,17	0,412	102,90	0,408	101,91	0,99
ÜS + cos(φ) = 0,90	52	0,409	102,13	0,412	102,90	0,407	101,87	1,03

Tabelle 4-11: Vergleich der Knotenspannungen 40 bis 52 bei Kombination der Varianten Übersetzungsverhältnis Ebene 6 (nur Stich Strom) und Blindleistungsaufnahme der PV-Anlage (cos(φ) = 0,90)

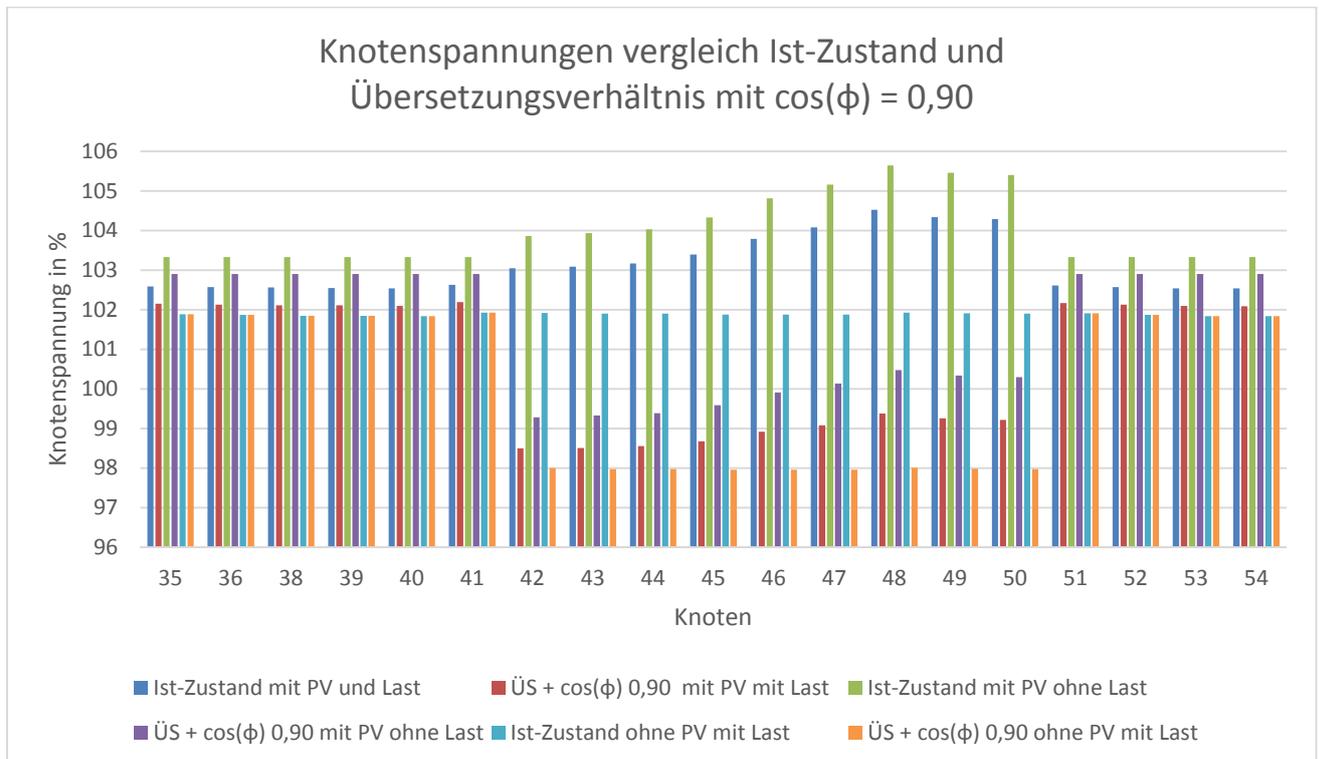


Diagramm 4-26: Vergleich des Ist-Zustandes und der Kombination der Varianten Übersetzungsverhältnis Ebene 6 und Blindleistungsaufnahme der PV-Anlage (cos(φ) = 0,90)

4.4.6 Zusammenfassung der Varianten

In den nachfolgenden Tabellen werden die einzelnen Varianten und Kombinationen der Varianten zusammengefasst um den Vergleich dieser zu erleichtern.

Beginnend mit Tabelle 4-12, wird der Einfluss der verschiedenen Varianten auf die Niederspannung im Einspeisepunkt gezeigt. Tabelle 4-14 gibt einen Überblick über die gesamte im Netz umgesetzte Leistung und Tabelle 4-15 über die im Mittelspannungsnetz verbrauchte Leistung der Leitungen, um auch diesen Einfluss aufzuzeigen. Tabelle 4-16 beschreibt die vom Slack-Knoten aufgebrauchte Leistung, wobei ein negativer Wert in das Netz eingespeiste Leistung beschreibt und ein positiver Wert aus dem Netz aufgenommene Leistung beschreibt.

Variantenvergleich Knotenspannungen 0,4 kV								
Variante	Knoten	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last		max Hub
		U	u	U	u	U	u	Δu
		kV	%	kV	%	kV	%	%
Ist-Zustand	48	0,418	104,52	0,423	105,64	0,408	101,93	3,71
Übersetzung E 6	48	0,402	100,48	0,406	101,57	0,392	98,00	3,57
$\cos(\phi) = 0,95$	48	0,415	103,74	0,419	104,87	0,408	101,93	2,94
$\cos(\phi) = 0,90$	48	0,413	103,35	0,418	104,49	0,408	101,93	2,56
Leitungsverstärkung	48	0,414	103,40	0,416	104,09	0,408	102,09	2,00
Übersetzung E 4	48	0,408	102,05	0,413	103,20	0,398	99,41	3,79
LV + $\cos(\phi) = 0,90$	48	0,410	102,41	0,412	103,11	0,408	102,09	1,02
ÜS + $\cos(\phi) = 0,90$	48	0,398	99,38	0,402	100,48	0,392	98,01	2,47

Tabelle 4-12: Vergleich der einzelnen Varianten und Kombination im Knotenpunkt 48, 0,4 kV Netz

Variantenvergleich Knotenspannungen 20 kV								
Variante	Knoten	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last		max Hub
		U	u	U	u	U	u	Δu
		kV	%	kV	%	kV	%	%
Ist-Zustand	T265	20,905	104,52	21,129	105,64	20,387	101,94	3,70
Übersetzung E 6	T265	20,902	104,51	21,126	105,63	20,386	101,93	3,70
$\cos(\phi) = 0,95$	T265	20,710	103,55	20,973	104,87	20,387	101,94	2,93
$\cos(\phi) = 0,90$	T265	20,671	103,36	20,897	104,49	20,387	101,94	2,55
Leitungsverstärkung	T265	20,681	103,40	20,817	104,09	20,419	102,09	2,00
Übersetzung E 4	T265	20,412	102,06	20,640	103,20	19,884	99,42	3,78
LV + $\cos(\phi) = 0,90$	T265	20,483	102,42	20,622	103,11	20,419	102,09	1,02
ÜS + $\cos(\phi) = 0,90$	T265	20,674	103,37	20,901	104,50	20,387	101,93	2,57

Tabelle 4-13: Vergleich der einzelnen Varianten und Kombinationen im Knotenpunkt T265, 20-kV-Netz

Der maximale Hub in Tabelle 4-12 berechnet sich aus der Differenz der relativen Spannung „mit PV ohne Last“ und der relativen Spannung „ohne PV mit Last“. Somit lässt sich die Einwirkung der PV-Anlage auf den Knoten 48 am besten darstellen. Bis auf die Varianten Ist-Zustand, Übersetzung E 6 und Übersetzung E 4, bewirken alle anderen Varianten, dass der Spannungshub durch die PV-Anlage unter 3 % sinkt. Die Variante mit der geringsten Einwirkung durch die PV-Anlage ist die Kombination von Leitungsverstärkung und $\cos(\phi) = 0,90$. Nachteil dieser Variante ist der hohe Kostenaufwand, da die Neugestaltung der Stickleitung Strem nicht nur Freileitungen sondern auch Kabelstrecken beinhaltet.

Eine gute Lösung, um den gewünschten 3 % Spannungshub einzuhalten, ist die Kombination von Übersetzungsverhältnis (Ebene 6) und $\cos(\phi) = 0,90$. Vorteil dieser Variante sind die geringen Kosten, da die Transformatoren mit Umsteller zum Großteil vorhanden sind und die aktuelle Wechselrichtergeneration (Jahr 2014) für Photovoltaikanlagen die Ausgangsleistung zwischen $\cos(\phi) = 0,90$ induktiv und $\cos(\phi) = 0,90$ kapazitiv regeln können.

Umgesetzte Leistung						
Variante	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last	
	P	Q	P	Q	P	Q
	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
Ist-Zustand	67294,76	2374,81	55811,76	3085,32	49210,29	4433,58
Übersetzung E 6	67299,67	2421,00	55816,24	3087,31	49213,91	4479,27
$\cos(\phi) = 0,95$	66272,71	14723,07	53226,36	15784,75	49208,54	4426,06
$\cos(\phi) = 0,90$	65029,56	19730,95	50866,90	21201,19	49208,54	4426,06
Leitungsverstärkung	67403,13	2339,92	56262,32	3111,42	49203,67	4431,57
Übersetzung E 4	67289,01	2412,68	55770,02	3099,23	49216,70	4456,55
LV + $\cos(\phi) = 0,90$	65140,50	19712,46	51312,11	21191,71	49203,67	4431,57
ÜS + $\cos(\phi) = 0,90$	65030,36	19752,20	50862,47	21198,33	49210,72	4445,31

Tabelle 4-14: Umgesetzte Leistung der verschiedenen Varianten

Leitungsverluste						
Variante	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last	
	Pverl	Qverl	Pverl	Qverl	Pverl	Qverl
	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
Ist-Zustand	54,56	32,14	79,04	49,03	22,50	17,74
Übersetzung E 6	54,36	32,26	78,68	49,24	22,50	17,74
$\cos(\phi) = 0,95$	56,37	33,82	78,60	49,19	22,49	17,74
$\cos(\phi) = 0,90$	57,89	35,05	77,92	48,76	22,49	17,74
Leitungsverstärkung	34,11	30,74	40,90	47,08	21,51	17,67
Übersetzung E 4	56,98	33,81	82,43	51,87	23,64	18,64
LV + $\cos(\phi) = 0,90$	36,29	33,35	40,39	46,48	21,51	17,67
ÜS + $\cos(\phi) = 0,90$	58,12	34,94	78,28	48,55	22,50	17,74

Tabelle 4-15: Leitungsverluste der verschiedenen Varianten

Die geringsten Wirkverluste entstehen, wie zu erwarten ist, durch eine Leitungsverstärkung, da diese die Stromwärmeverluste am effektivsten verringert. Die höchsten Stromwärmeverluste entstehen durch die Spannungssenkung in Netzebene 4, da durch diese Maßnahme die Leitungsströme allgemein ansteigen.

Auch zu erkennen ist, dass im Schwachlastbetrieb (mit PV ohne Last) die Stromwärmeverluste höher sind als im Normalbetrieb (mit PV mit Last), da die gesamte Energie die durch die dezentralen Erzeuger generiert wird, bis zum Slack-Knoten transferiert werden muss und nicht mehr durch Verbraucher im Netz abgenommen wird.

Durch die $\cos(\varphi)$ -Regelung steigt die im Netz benötigte Blindenergie im Normalbetrieb (mit PV mit Last) an, diese beträgt jedoch maximal 10 %.

Einspeisung NBS						
Variante	mit PV mit Last		mit PV ohne Last		ohne PV mit Last	
	P	Q	P	Q	P	Q
	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
Ist-Zustand	-5359,60	-229,61	3345,94	-71,45	-7452,54	-269,44
Übersetzung E 6	-5359,40	-245,14	3346,30	-71,66	-7452,54	-284,91
$\cos(\varphi) = 0,95$	-5467,67	-896,65	3240,13	-735,28	-7452,54	-266,42
$\cos(\varphi) = 0,90$	-5575,43	-1163,59	3134,56	-996,41	-7452,54	-266,42
Leitungsverstärkung	-5339,16	-227,94	3384,08	-70,01	-7451,55	-269,30
Übersetzung E 4	-5362,03	-238,28	3342,56	-73,96	-7453,68	-277,38
LV + $\cos(\varphi) = 0,90$	-5553,83	-1164,59	3172,09	-994,60	-7451,55	-269,30
ÜS + $\cos(\varphi) = 0,90$	-5575,67	-1167,33	3134,21	-996,20	-7452,54	-270,25

Tabelle 4-16: Einspeisung in das NBS Netz

Die Einspeisung der dezentralen Erzeuger wirkt sich auf die Wirkleistung eher gering aus. Den größten Einfluss bemerkt man an der Blindleistung die bei $\cos(\varphi)$ Regelung rapide ansteigt, da die PV-Anlage Blindenergie benötigt.

Den größten Einfluss auf die Knotenspannungen erhält man durch das Ändern des Übersetzungsverhältnisses der Transformatoren, wobei die Kombination aus Übersetzungsverhältnis und $\cos(\varphi) = 0,90$ mit PV, die Spannung noch stärker senkt, da mehr Blindleistung über die Leitungen übertragen werden muss und dadurch der Spannungsabfall auf den Leitungen noch größer ist.

4.5 Abschätzung mittels Näherungsformel

4.5.1 Allgemeines

Es besteht nicht immer die Möglichkeit, mit numerischen Programmen die Auswirkungen auf die Spannung von neuen Erzeugern oder Verbrauchern zu simulieren bzw. zu berechnen. Darum ist es auch wichtig ein einfaches und verständliches Werkzeug zu besitzen, um erste Abschätzungen schnell und einfach durchführen zu können. Die Formel kann auch dazu verwendet werden, um die eingegebenen Daten zu prüfen.

Die folgende Näherungsformel (4-6) für die Spannungsänderung lässt sich aus einem vereinfachten einphasigen Ersatzschaltbild für Leitung und Verbraucher herleiten (Abbildung 4-5).

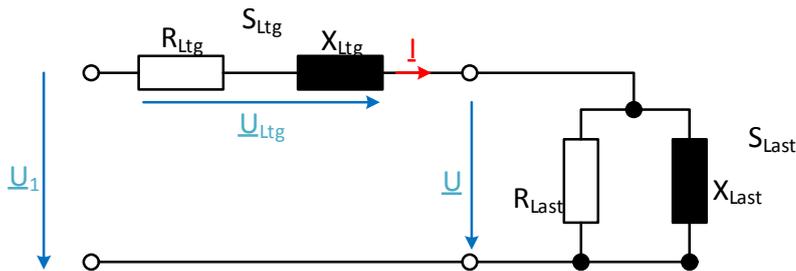


Abbildung 4-5: Einphasige Ersatzschaltung für Leitung und Verbraucher [7]

Das zugehörige Zeigerdiagramm für einen ohmsch-induktiven-Verbraucher mit dem Winkel ϕ_{Last} . Die Leitung kann auch als ohmsch-induktive Impedanz dargestellt werden mit dem Winkel ϕ_{Ltg} (siehe Abbildung 4-6).

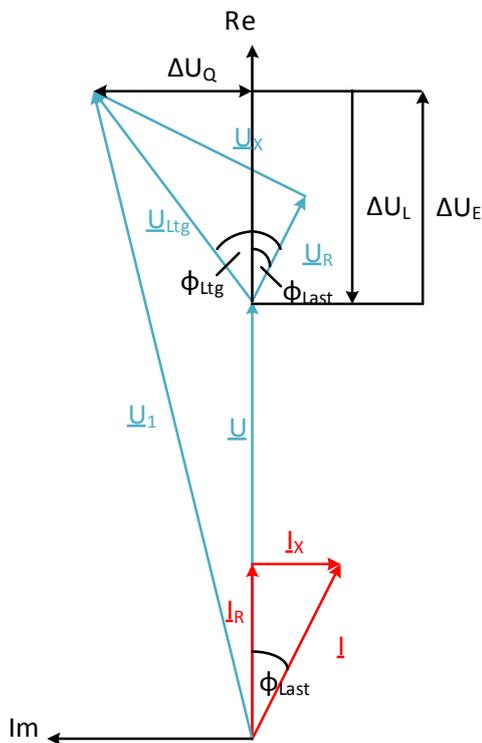


Abbildung 4-6: Zeigerdiagramm für einen ohmsch-induktiven Verbraucher. [7]

Die Leitungsphasenspannung \underline{U}_{Ltg} repräsentiert die Spannungsreduktion, welche wiederum Abhängig vom Laststrom \underline{I} ist.

$$\underline{U}_{Ltg} = \underline{I} \cdot (R_{Ltg} + j X_{Ltg}) = (I_R - j I_X) \cdot (R_{Ltg} + j X_{Ltg}) \quad (4-1)$$

$$\underline{U}_{Ltg} = (I_R R_{Ltg} + I_X X_{Ltg}) + j (I_R X_{Ltg} - I_X R_{Ltg}) = \Delta U_L + j \Delta U_Q \quad (4-2)$$

Für Nieder- und Mittelspannungsnetze beschreibt ΔU_L mit ausreichender Genauigkeit den Spannungsabfall und ΔU_Q wird vernachlässigt. [1]

$$\underline{U}_{Ltg} \approx \Delta U_L = I_R R_{Ltg} + I_X X_{Ltg} = \frac{P_{Last}}{3 U} R_{Ltg} + \frac{Q_{Last}}{3 U} X_{Ltg} \quad (4-3)$$

Für die relative Spannungssenkung ergibt sich somit die vereinfachte Formel

$$\frac{\Delta U_L}{U} = \frac{P_{Last}}{3 U^2} R_{Ltg} + \frac{Q_{Last}}{3 U^2} X_{Ltg} = \frac{P_{Last}}{U_N^2} R_{Ltg} + \frac{Q_{Last}}{U_N^2} X_{Ltg} \quad (4-4)$$

Auf gemeinsamen Nenner gebracht

$$\frac{\Delta U_L}{U} = \frac{P_{Last} R_{Ltg} + Q_{Last} X_{Ltg}}{U_N^2} \quad (4-5)$$

Ein positives Vorzeichen in Formel (4-5) bedeutet Spannungsabnahme, ein negatives Spannungs Zunahme.

Um ein vergleichbares Ergebnis mit dem selben Vorzeichen wie bei der Simulation mit NEPLAN zu erhalten wird Formel (4-5) wie folgt umgeformt.

$$\frac{\Delta U_E}{U} = \frac{-P_{Last} R_{Ltg} - Q_{Last} X_{Ltg}}{U_N^2} = \frac{P_{Erzeugung} R_{Ltg} + Q_{Erzeugung} X_{Ltg}}{U_N^2} \quad (4-6)$$

Die relative Spannungsänderung $\Delta U_E/U$ besitzt bei Spannungserhöhung ein positives und bei Spannungserniedrigung ein negatives Vorzeichen.

4.5.2 Anwendung der Näherungsformel am Stich Strem

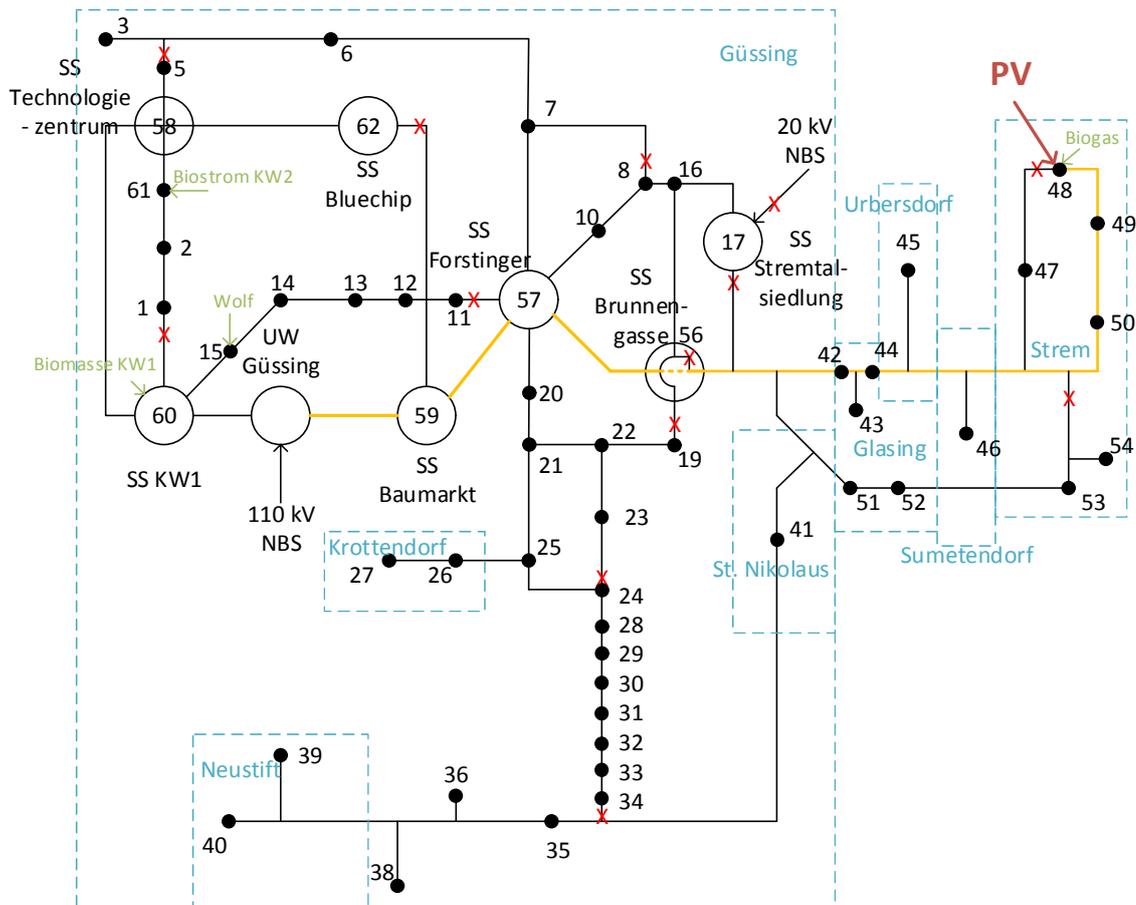


Abbildung 4-7: Stromnetz Güssing mit farblich hervorgehobenen Stich Strem

Der einfachste Fall für die Anwendung der Näherungsformel ist der Schwachlastbetrieb (mit PV aber ohne Last). In diesem Fall wurden die Wirkwiderstände und die Induktivitäten der gesamten Leitung Stich Strem (hervorgehobene Leitung in Abbildung 4-7) jeweils addiert und als Widerstandswerte in Tabelle 4-17 verwendet. Als Wirk- und Blindleistung wurde die eingespeiste Leistung der Photovoltaikanlage verwendet.

Die Spalten Näherung und NEPLAN stellen den Spannungshub zwischen den Betriebspunkten „mit PV ohne Last“ und „ohne PV ohne Last“ dar. Es ist zu erkennen, dass die Näherung nur um maximal 0,33 %-Punkte von der NEPLAN Simulation abweicht (NEPLAN 3,71 % zu Näherung 3,38 %).

Der Vorzeichenunterschied zwischen Näherung und NEPLAN ergibt sich durch die Definition der Näherungsformel. Ein positives Vorzeichen bedeutet Spannungsabsenkung, ein negatives Vorzeichen Spannungsanstieg.

Knoten	Leitung		Einspeisung Strem			Näherung	NEPLAN
	R _{ges}	X _{Lges}	cos(ϕ)	P	Q	$\Delta U_{\epsilon}/U$	Δu
Nr.	Ω	Ω	1	kW	kvar	%	%
48	5,41	3,28	1,00	2625,00	0,00	3,38	3,71
48	5,41	3,28	0,95	2518,75	-663,53	2,72	2,94
48	5,41	3,28	0,90	2412,50	-926,27	2,38	2,56

Tabelle 4-17: Vergleich zwischen Näherungsformel und NEPLAN Simulation ohne Lasten

Komplizierter wird die Anwendung der Näherungsformel bei Starklastbetrieb (mit PV mit Last). Die Vorgangsweise für diesen Fall war wie folgt.

- Jede Spannungsabweichung an jedem Knoten am Stich Strem wurde extra für sich berechnet (siehe Knoten 42 bis 48 in Tabelle 4-18).
- Die verwendeten Widerstandswerte der Leitung wurden jeweils vom Slack-Knoten bis zum jeweiligen Knoten aufaddiert.
- Die restlichen, sich nicht auf den Stich befindenden Lasten, wurden als Restbelastung aufaddiert (Zeile „restliche“ in Tabelle 4-18)
- Für die Restbelastung wurde als Leitungswiderstand der Leitungsabschnitt zwischen dem Slack-Knoten (110 kV NBS Abbildung 4-7) und dem Knoten 57 (SS Forstinger Abbildung 4-7) angenommen.
- Diese Vereinfachung wurde durchgeführt, um die restlichen, sich nicht auf dem Stich befindlichen Lasten, zu berücksichtigen, jedoch den Rechenaufwand so gering wie möglich zu halten.
- Anschließend wurden alle Spannungsabweichungen der Spalte „Näherung“ betragsmäßig addiert.
- In der Spalte „NEPLAN“ ist die Differenz der Betriebspunkte „mit PV mit Last“ und „ohne PV mit Last“ eingetragen.

Knoten	Leitung		Einspeisung Strem			Näherung	NEPLAN
	R _{ges}	X _{Lges}	cos(ϕ)	P	Q	$\Delta U_{\epsilon}/U$	Δu
Nr.	Ω	Ω	1	kW	kvar	%	%
42	2,372	1,468	1	-30,00	0,00	-0,02	
43	2,708	1,680	1	-40,00	0,00	-0,03	
44	2,653	1,637	1	-200,00	0,00	-0,13	
45	3,692	2,272	1	-60,00	0,00	-0,05	
46	4,362	2,735	1	-50,00	0,00	-0,05	
47	4,963	3,114	1	-75,00	0,00	-0,09	
48	5,408	3,277	0,9	2412,70	-926,27	2,38	
49	5,107	3,154	1	-30,00	0,00	-0,04	
50	5,011	3,115	1	-75,00	0,00	-0,09	
restliche	0,254	0,398	1	-7230,00	0,00	-0,44	
Summe						1,46	1,42

 Tabelle 4-18: Vergleich zwischen Näherungsformel und NEPLAN Simulation mit Last bei $\cos(\phi) = 0,90$

Das Ergebnis in Tabelle 4-18 zeigt, dass die Näherungsformel auch mit Berücksichtigung der Lasten angewandt werden kann, obwohl nur der Längsspannungsabfall berücksichtigt wird und die Spannungsänderungen der Knoten unabhängig voneinander addiert werden.

In Tabelle 4-19 und Tabelle 4-20 erfolgt die selbe Berechnung wie in Tabelle 4-18, jedoch wurde in Tabelle 4-19 der $\cos(\varphi)$ der PV-Anlage auf 0,95 gestellt und in Tabelle 4-20 auf 1,0.

Auch bei diesen beiden Fällen ist das Ergebnis durch die Näherungsformel eine sehr gute Abschätzung der Simulation.

Knoten	Leitung		Einspeisung Strem			Näherung	NEPLAN
	R _{ges}	X _{Lges}	cos(ϕ)	P	Q	$\Delta U_L/U$	Δu
Nr.	Ω	Ω	1	kW	kvar	%	%
42	2,372	1,468	1	-30,00	0,00	-0,02	
43	2,708	1,680	1	-40,00	0,00	-0,03	
44	2,653	1,637	1	-200,00	0,00	-0,13	
45	3,692	2,272	1	-60,00	0,00	-0,05	
46	4,362	2,735	1	-50,00	0,00	-0,05	
47	4,963	3,114	1	-75,00	0,00	-0,09	
48	5,408	3,277	0,95	2518,95	-663,53	2,72	
49	5,107	3,154	1	-30,00	0,00	-0,04	
50	5,011	3,115	1	-75,00	0,00	-0,09	
restliche	0,254	0,398	1	-7230,00	0,00	-0,44	
Summe						1,80	1,81

Tabelle 4-19: Vergleich zwischen Näherungsformel und NEPLAN Simulation mit Last bei $\cos(\varphi) = 0,95$

Knoten	Leitung		Einspeisung Strem			Näherung	NEPLAN
	R _{ges}	X _{Lges}	cos(ϕ)	P	Q	$\Delta U_E/U$	Δu
Nr.	Ω	Ω	1	kW	kvar	%	%
42	2,372	1,468	1	-30,00	0,00	-0,02	
43	2,708	1,680	1	-40,00	0,00	-0,03	
44	2,653	1,637	1	-200,00	0,00	-0,13	
45	3,692	2,272	1	-60,00	0,00	-0,05	
46	4,362	2,735	1	-50,00	0,00	-0,05	
47	4,963	3,114	1	-75,00	0,00	-0,09	
48	5,408	3,277	1	2625,20	0,00	3,38	
49	5,107	3,154	1	-30,00	0,00	-0,04	
50	5,011	3,115	1	-75,00	0,00	-0,09	
restliche	0,254	0,398	1	-7230,00	0,00	-0,44	
Summe						2,45	2,59

Tabelle 4-20: Vergleich zwischen Näherungsformel und NEPLAN Simulation mit Last bei $\cos(\varphi) = 1$

5 Wirkungsgradfragen beim Parallelbetrieb von Transformatoren

5.1 Allgemeines

Der Transformator kann im stationären Fall und 50 Hz Nennfrequenz als ohmsch-induktives Gebilde betrachtet werden. Die Kapazitäten zwischen den Windungen, zwischen primärer und sekundärer Spule und zwischen Wicklungen und Gehäuse werden in dieser Darstellung nicht berücksichtigt, da der Einfluss dieser bei 50 Hz viel zu gering ist. Der Widerstand R_{Cu1} und die Induktivität $X_{\sigma 1}$ stellen die primäre Wicklung dar. $R_{Cu2'}$ und die Induktivität $X_{\sigma 2'}$ stellen die sekundäre Wicklung dar, jedoch werden die Bauteilwerte über das Übersetzungsverhältnis auf die Primärseite bezogen. R_{Fe} und X_h bilden den Eisenkern und die Hauptinduktivität nach. Am Ende wird noch das Übersetzungsverhältnis mittels idealem Transformator berücksichtigt (siehe Abbildung 5-1).

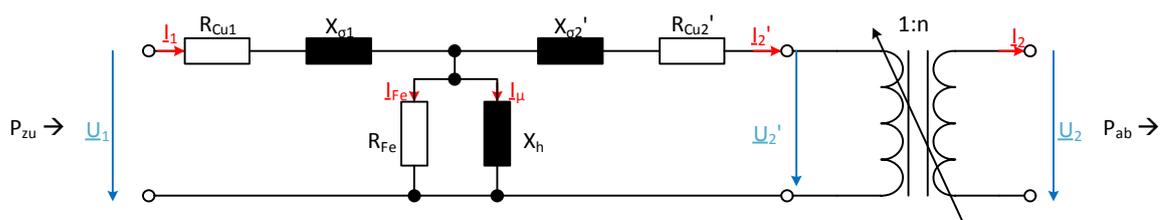


Abbildung 5-1: Allgemeines einphasiges Ersatzschaltbild eines Transformators

5.1.1 Leerlaufversuch

Zur Ermittlung der Leerlaufverluste P_0 wird der Transformator mit Nennspannung beaufschlagt und sekundärseitig nicht belastet (siehe Abbildung 5-2). Durch Wattmetermessung können die primären Kupfer- und die Eisenverluste ermittelt werden.

Transformatoren werden so ausgelegt, dass die Stromwärmeverluste der Wicklungen bei Vollast in der Größenordnung der Eisenverluste liegen. Da im Leerlaufversuch nur 0,1 % bis 10 % des Nennstromes fließen und dieser quadratisch in die Verluste einwirkt, betragen die Stromwärmeverluste im Leerlauf maximal 1/100 der Eisenverluste und können somit vernachlässigt werden. Die Leerlaufverluste P_0 entsprechen ca. den Eisenverlusten P_{Fe} . [6]

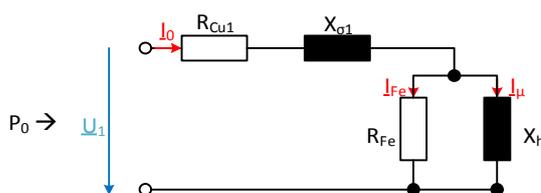


Abbildung 5-2: Vereinfachtes Ersatzschaltbild für den Leerlaufversuch

5.1.2 Kurzschlussversuch

Im Kurzschlussversuch wird die Sekundärseite des Transformators kurz geschlossen (siehe Abbildung 5-3). Primärseitig erhöht man die Spannung so lange, bis sekundärseitig Nennstrom fließt. Die Kurzschlussspannung wird als bezogene Größe auf die Nennspannung angegeben. Durch den linearen Zusammenhang zwischen Strom und Spannung kann man mit der Kurzschlussspannung auf den Kurzschlussstrom rückrechnen, welcher bei Nennspannung fließen würde.

Da während des Kurzschlussversuches Nennstrom fließt, entsprechen die Stromwärmeverluste den Kupferverlusten. Es wird zwar auch Verlustleistung im Eisen umgesetzt, jedoch kann man hier gleich argumentieren wie bei den Leerlaufverlusten. Im Nennbetrieb sind die Kupferverluste ca. gleich den Eisenverlusten. Im Kurzschlussversuch liegt jedoch nicht Nennspannung sondern nur die Kurzschlussspannung an, welche zwischen 1 % und 10 % der Nennspannung beträgt und ebenfalls quadratisch in die Verluste einwirkt. Somit kann man die Kurzschlussverluste P_K mit den Kupferverlusten P_{Cu} gleich setzen. [6]

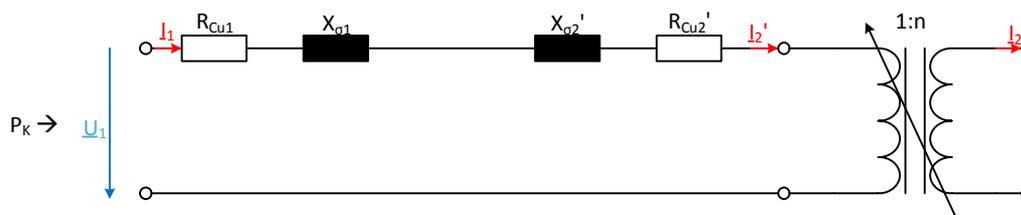


Abbildung 5-3: Vereinfachtes Ersatzschaltbild für den Kurzschlussversuch

5.2 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad des Transformators gibt das Verhältnis von abgegebener Wirkleistung zu aufgenommener Wirkleistung an.

$$\eta = \frac{P_{ab}}{P_{zu}} \quad (5-1)$$

Da sich die Leistung, die der Transformator aufnimmt, aus abgegebener Leistung und Verlustleistung zusammensetzt, kann für den Wirkungsgrad auch

$$\eta = \frac{P_{ab}}{P_{ab} + P_{Verl}} \quad (5-2)$$

geschrieben werden. Als nächsten Schritt kann man nun die abgegebene Wirkleistung als Produkt von ausgangsseitiger Klemmenspannung, abgegebenen Strom und Leistungsfaktor angeben. Die Verlustleistung lässt sich als Summe von Eisen- und Kupferverlusten ausdrücken, wobei die Kupferverluste reine Stromwärmeverluste sind und die Eisenverluste sich wiederum aus Hystereseverluste, durch ständige Ummagnetisierung und aus Wirbelstromverluste zusammensetzen.

Es ist anzumerken, dass sich die Kupferverluste proportional zum Quadrat des Stromes und die Eisenverluste sich proportional zum Quadrat der Spannung verhalten.

$$P_{ab} = 3 \cdot U_2 I_2 \cos(\varphi_2) \quad (5-3)$$

$$P_{Verl} = P_{Fe} + P_{Cu} \quad (5-4)$$

$$P_{Fe} = P_H + P_W \quad (5-5)$$

$$P_{Cu} \sim I_2^2 \quad (5-6)$$

$$P_{Fe} \sim U_1^2 \quad (5-7)$$

Durch Einsetzen der obigen Formeln erhält man nun

$$\eta = \frac{3 \cdot U_2 I_2 \cos(\varphi_2)}{3 \cdot U_2 I_2 \cos(\varphi_2) + P_{Fe} + P_{Cu}} \quad (5-8)$$

Auf Grund der Abhängigkeiten der Kupferverluste und der Eisenverluste, haben diese auch unterschiedlichen Einfluss auf den Wirkungsgrad. Die Eisenverluste sind sowohl im Leerlauf, als auch unter Vollast konstant, wenn man den Spannungsabfall an den Wicklungen vernachlässigt, welches man auch ohne Bedenken tun kann. Im Gegensatz dazu, stehen die Kupferverluste in Abhängigkeit des Laststromes, welcher natürlich im direkten Zusammenhang mit der Last ist und sich somit die Kupferverluste bei linearer Laständerung quadratisch ändern.

Da die Kupferverluste im Datenblatt meist nur bei Nennstrom gegeben sind, muss man diese noch in das Verhältnis zu dem gerade verwendeten Laststrom stellen, um die Kupferverluste der aktuellen Belastung zu erhalten.

Der Belastungsgrad wird durch das Verhältnis von

$$\frac{I_2}{I_{2\text{ Nenn}}} \quad (5-9)$$

beschrieben.

Die belastungsabhängigen Kupferverluste ergeben nun

$$P_{Cu} = P_{Cu\text{ Nenn}} \cdot \left(\frac{I_2}{I_{2\text{ Nenn}}} \right)^2 \quad (5-10)$$

Dies wiederum in die Formel für den Wirkungsgrad eingesetzt ergibt

$$\eta = \frac{3 \cdot U_2 I_2 \cos(\varphi_2)}{3 \cdot U_2 I_2 \cos(\varphi_2) + P_{Fe} + P_{Cu\ Nenn} \cdot \left(\frac{I_2}{I_{2\ Nenn}}\right)^2} \quad (5-11)$$

Um nun den Belastungspunkt zu ermitteln, bei welcher der höchste Wirkungsgrad auftritt, muss die Formel für den Wirkungsgrad nach dem Belastungsstrom I_2 abgeleitet Null gesetzt und nach I_2 aufgelöst werden.

Da der Belastungsstrom in Zähler und Nenner auftritt, kann man jeweils Zähler und Nenner durch den Belastungsstrom dividieren, womit dieser nur mehr im Nenner vorhanden ist. Man erhält dann

$$\eta = \frac{3 \cdot U_2 \cos(\varphi_2)}{3 \cdot U_2 \cos(\varphi_2) + \frac{P_{Fe}}{I_2} + P_{Cu\ Nenn} \cdot \frac{I_2}{I_{2\ Nenn}^2}} \quad (5-12)$$

Die Bedingung für den höchsten Wirkungsgrad ändert sich nun dahin, dass sich maximaler Wirkungsgrad bei minimalem Nenner-Term einstellt. Somit genügt es, das Minimum des Nenners zu finden in dem man diesen nach dem Belastungsstrom ableitet und Null setzt.

$$\frac{d\ Nenner}{dI_2} = -\frac{P_{Fe}}{I_2^2} + \frac{P_{Cu\ Nenn}}{I_{2\ Nenn}^2} = 0 \quad (5-13)$$

Daraus ergibt sich

$$P_{Cu\ Nenn} \cdot \left(\frac{I_2}{I_{2\ Nenn}}\right)^2 = P_{Fe} \quad (5-14)$$

Zitat: „Das ist ein bemerkenswertes Resultat. Es besagt: Der Wirkungsgrad ist dann am größten, wenn die belastungsabhängige Verlustleistung genauso groß wie die belastungsunabhängige Verlustleistung ist. Diese einfache Gesetzmäßigkeit gilt nicht nur für den Transformator, sondern für alle elektrischen Maschinen.“

Für die Belastung, bei welcher der maximale Wirkungsgrad auftritt, gilt demnach“

$$\frac{I_2}{I_{2\ Nenn}} = \sqrt{\frac{P_{Fe}}{P_{Cu\ Nenn}}} \quad (5-15)$$

Zitat: „Ist beispielsweise die Kupferverlustleistung bei Nennbetrieb viermal größer als die Eisenverlustleistung, so tritt der maximale Wirkungsgrad bei einem Laststrom auf, der dem halben Nennstrom entspricht. Eine solche Auslegung des Transformators hinsichtlich der Verlustleistung ist sinnvoll, wenn anzunehmen ist, dass der Transformator überwiegend mit Halblast betrieben wird.“ [6]

Da für die Berechnung des Wirkungsgrades die Eisenverlustleistung und die Kupferverlustleistung notwendig sind, soll mit dem nachfolgenden Beispiel gezeigt werden, dass die Eisenverlustleistung P_{Fe} durch die aus dem Leerlaufversuch ermittelte Stromwärmeverlustleistung P_0 und die Kupferverlustleistung P_{Cu} durch die aus dem Kurzschlussversuch ermittelte Stromwärmeverlustleistung P_K ersetzt werden können. [6]

Beispiel für einen Verteiltransformator:

Übersetzungsverhältnis: 10 kV / 0,4 kV

Nennleistung S_N : 400 kVA

Leerlaufverluste P_0 : 0,93 kW

Kurzschlussverluste P_K : 4,6 kW

Kurzschlussspannung u_K : 4 %

Bezogen auf die Oberspannungsseite ergibt der Nennstrom

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3}U_N} = \frac{400 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ kV}} = 23,10 \text{ A} \quad (5-16)$$

Berechnet man nun den Kupferwiderstand aus dem Kurzschlussversuch, so ergibt dieser wieder bezogen auf die Oberspannungsseite

$$R_{Cu} = \frac{P_K}{2 \cdot 3 \cdot I_N^2} = \frac{4,6 \text{ kW}}{2 \cdot 3 \cdot (23,10 \text{ A})^2} = 1,44 \Omega \quad (5-17)$$

Wird nun der Eisenwiderstand unter Vernachlässigung der Spannungsverringerng durch Kupferwiderstand und Streuinduktivität ermittelt, ergibt dieser

$$R_{Fe} = \frac{U_N^2}{P_0} = \frac{(10 \text{ kV})^2}{0,93 \text{ kW}} = 107527 \Omega \quad (5-18)$$

Wenn man nun die Widerstandswerte aus Formel (5-17) und (5-18) vergleicht, erhält man ein Verhältnis von circa 1:10⁵. Aus diesem Verhältnis ist ersichtlich, dass die Kupferverlustleistung im Vergleich zur Eisenverlustleistung im Leerlaufversuch vergleichsweise gering ist und somit

$$P_{Fe\ Nenn} \approx P_0 \quad (5-19)$$

angenommen werden kann.

Auf eine ähnliche Aussage kommt man bei der Kurzschlussverlustleistung P_K und den Nennkupferverlusten P_{CuNenn} .

Die im Kurzschlussversuch aufgenommene Eisenverlustleistung ist

$$P_{Fe} = P_0 \cdot \left(\frac{u_k \cdot U_N}{U_N} \right)^2 = P_0 \cdot u_k^2 = 0,93\ kW \cdot 0,04^2 = 1,45\ W \quad (5-20)$$

Zitat: „Die Stromwärmeverlustleistung in den Wicklungen oder die Kupferverlustleistung im Kurzschlussversuch erhält man, wenn man von der im Kurzschlussversuch aufgenommenen Leistung die Eisenverlustleistung abzieht.“ [6]

$$P_{Cu\ Nenn} = P_K - P_{Fe} = 4,6\ kW - 1,49\ W = 4,6\ kW \quad (5-21)$$

Somit kann wieder

$$P_{Cu\ Nenn} \approx P_K \quad (5-22)$$

angenommen werden.

Aus diesen beiden Annahmen (5-19) und (5-22) kann man nun für die Berechnung der Belastung, bei welcher der maximale Wirkungsgrad auftritt, Formel (5-15) folgend umformen:

$$\frac{I_2}{I_{2\ Nenn}} = \sqrt{\frac{P_{Fe}}{P_{Cu\ Nenn}}} \approx \sqrt{\frac{P_0}{P_K}} \quad (5-23)$$

[6]

Zitat: „Dass der Leistungsfaktor $\cos(\varphi_2)$ der Last einen Einfluss auf den Wirkungsgrad hat (siehe Formel (5-12)) leuchtet ein, wenn man sich zwei Extrema vor Augen hält. Nämlich den der rein induktiven und den der rein kapazitiven Last. In beiden Fällen wird an den

Ausgangsklemmen, unabhängig von der Größe des Ausgangsstromes, keine Wirkleistung abgegeben und der Wirkungsgrad ist infolgedessen unabhängig von der Belastung immer Null.

Charakteristisch für die Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Belastung ist, wie für alle elektrischen Maschinen, dass ausgehen vom Wirkungsgrad Null bei Leerlauf mit wachsender Belastung der Wirkungsgrad steil ansteigt und schnell ein Plateau erreicht, auf dem sich nicht mehr viel ändert. Das Wirkungsgradmaximum ist meist so wenig ausgeprägt, dass man seine Lage kaum erkennt!“ [6]

5.3 Parallelbetrieb

Grundsätzlich können drei Fälle zur Parallelschaltung von Transformatoren führen.

- Leistungsbedarf der Last überschreitet die Leistung des Transformators
- Einhalten des n-1-Prinzips

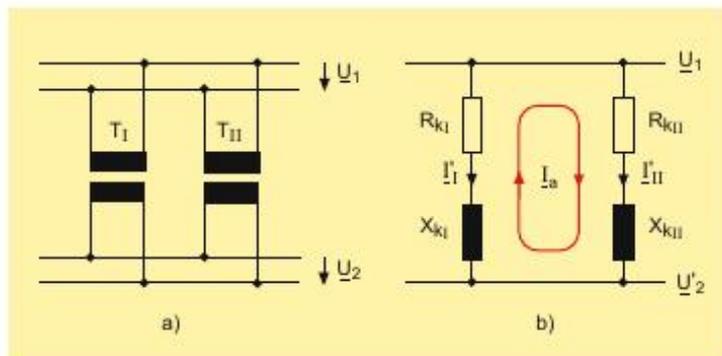


Abbildung 5-4: Vereinfachtes Ersatzschaltbild für den Parallelbetrieb von zwei Transformatoren [1]

„Für einen technisch einwandfreien Parallelbetrieb sind folgende Punkte vorausgesetzt.

- Beide Übersetzungen und sekundären Leerlaufspannungen müssen den gleichen Betrag und die gleiche Phase besitzen, da ein etwaiger Spannungsunterschied bereits im Leerlaufbetrieb in der in Abbildung 5-4 rot gezeichneten Masche I_a einen permanenten Ausgleichsstrom verursachen würde.
- Beide Kurzschlussimpedanzen müssen näherungsweise gleich groß sein, damit eine zum Verhältnis zur Nennscheinleistung der beiden Transformatoren proportionale Aufteilung der Last erfolgt. Bei gleicher Sekundärspannung gilt:

$$\frac{I_I}{I_{II}} = \frac{Z_{KII}}{Z_{KI}} \quad (5-24)$$

- Beide Sekundärspannungen müssen auch unter Belastung gleich sein, was bedeutet, dass beide Transformatoren die gleiche Kurzschlussspannung besitzen müssen. Alternativ kann man den Transformator mit der kleineren Kurzschlussspannung eine Drossel vorschalten, die den Gesamtspannungsabfall dem des parallelen Transformator angleicht.“

In der Realität können die oben genannten Bedingungen natürlich nicht perfekt eingehalten werden. Auch bei gleicher relativer Kurzschlussspannung beider Transformatoren müssen sich auf Grund unterschiedlichen Eisen- Kupferverhältnisses R_{kl} zu R_{kII} nicht zwingend gleich verhalten wie X_{kl} zu X_{kII} . Generell sollten sich die Leistungen paralleler Transformatoren nicht zu sehr unterscheiden.

Eine weitere Frage die sich im Parallelbetrieb von Transformatoren stellt, ist die, ab wann sich das Hinzuschalten eines weiteren Transformators rechnet.

Ausgehend von Formel (5-12) für den Wirkungsgrad, muss obige Formel so erweitert werden, dass man den Wirkungsgrad eines einzelnen Transformators von n gleicher parallel geschalteter Transformatoren berechnet. Dies wirkt sich auf alle Parameter aus, die mit dem sekundären Strom I_2 verknüpft sind.

Formel für den Wirkungsgrad eines von n gleicher parallel geschalteter Transformatoren.

$$\eta = \frac{3 U_2 \frac{I_2}{n} \cos(\varphi_2)}{3 U_2 \frac{I_2}{n} \cos(\varphi_2) P_{Fe} + P_{Cu Nenn} \cdot \left(\frac{I_2}{n I_{2 Nenn}} \right)^2} \quad (5-25)$$

Damit man das Lastverhältnis erhält, ab welchem sich das Zuschalten eines weiteren Transformators rechnet, muss man Formel (5-25) mit dem Wirkungsgrad eines einzelnen Transformators von (n-1) parallel geschalteter Transformatoren gleichsetzen.

$$\frac{3 U_2 \frac{I_2}{(n-1)} \cos(\varphi_2)}{3 U_2 \frac{I_2}{(n-1)} \cos(\varphi_2) P_{Fe} + P_{Cu Nenn} \cdot \left(\frac{I_2}{(n-1) I_{2 Nenn}} \right)^2} = \frac{3 U_2 \frac{I_2}{n} \cos(\varphi_2)}{3 U_2 \frac{I_2}{n} \cos(\varphi_2) P_{Fe} + P_{Cu Nenn} \cdot \left(\frac{I_2}{n I_{2 Nenn}} \right)^2} \quad (5-26)$$

Löst man nun Formel (5-26) nach dem Lastverhältnis I_2 zu I_{2Nenn} auf, so kommt man zu Formel

$$\frac{I_2}{I_{2 Nenn}} = \sqrt{n \cdot (n-1) \frac{P_{Fe}}{P_{Cu Nenn}}} \quad (5-27)$$

Aus obiger Vereinfachung (Formel (5-23)) kann wieder geschrieben werden:

$$\frac{I_2}{I_{2\text{ Nenn}}} = \sqrt{n \cdot (n - 1) \frac{P_0}{P_K}}$$

(5-28)

Für Transformatoren von der Type aus Beispiel 1 würde sich ein zweiter Transformator erst bei einer Auslastung von 63,6 % rentieren.

$$\frac{I_2}{I_{2\text{ Nenn}}} = \sqrt{n \cdot (n - 1) \frac{P_0}{P_K}} = \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \frac{0,93\text{ kW}}{4,6\text{ kW}}} = 0,636$$

(5-29)

Drei Transformatoren würden erst ab 110 % Auslastung bezogen auf den Alleinbetrieb Transformator weniger Verluste generieren als zwei.

$$\frac{I_2}{I_{2\text{ Nenn}}} = \sqrt{n \cdot (n - 1) \frac{P_0}{P_K}} = \sqrt{3 \cdot (3 - 1) \frac{0,93\text{ kW}}{4,6\text{ kW}}} = 1,101$$

(5-30)

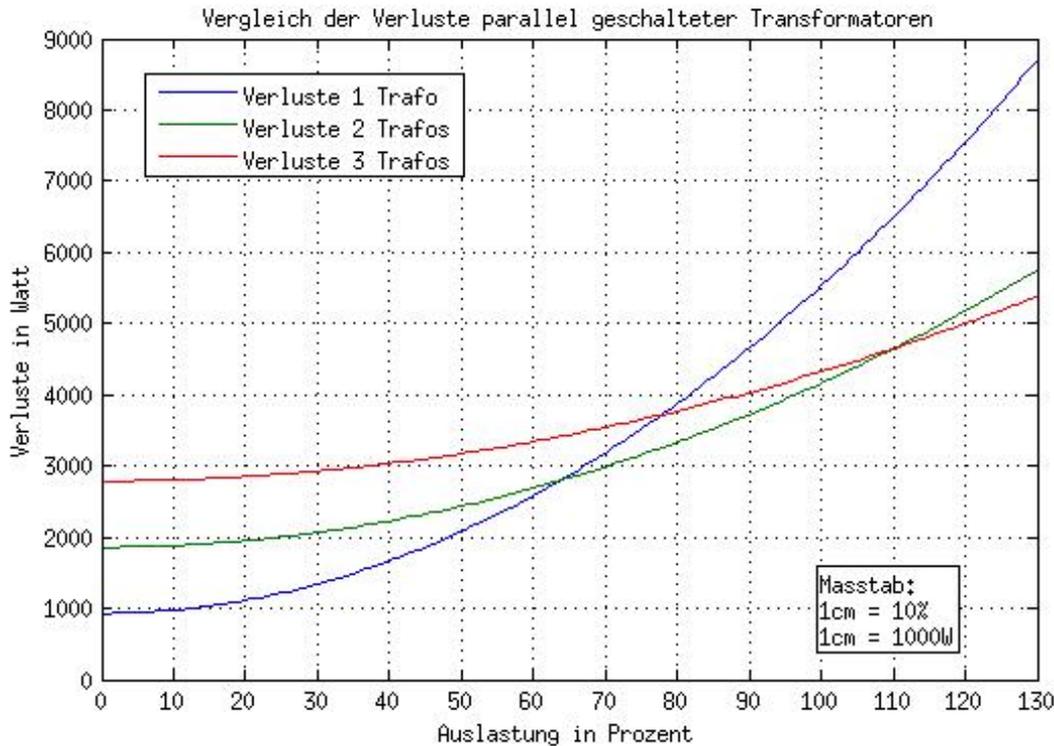


Abbildung 5-5: Transformatorverluste in Abhängigkeit der Auslastung. $S_N = 400 \text{ kVA}$, $P_0 = 0,93 \text{ kW}$, $P_K = 4,6 \text{ kW}$

In Abbildung 5-5 kann man bei 0 % Auslastung jeweils die Eisenverluste erkennen, die nur von der Spannung und nicht von der Last abhängig sind. Da jeder einzelne Transformator magnetisiert werden muss, fallen auch an jedem dieser Transformatoren die Eisenverluste ab. Die Kupferverluste steigen dann quadratisch an.

Ab dem Schnittpunkt der blauen (1 Trafo) und der grünen Kennlinie (2 Trafos) ist es sinnvoll zwei Transformatoren gleicher Bauart parallel zu schalten. Ab dem Schnittpunkt der grünen (2 Trafos) und der roten Kennlinie (3 Trafos) ist es sogar sinnvoll, einen dritten Transformator parallel zu schalten. Wie jedoch auf der Abszisse abgelesen werden kann, zahlt sich dies nur aus, wenn die angeschlossene Last die Nennleistung eines einzelnen Transformators bereits überschreitet (110 %).

Der Schnittpunkt zwischen blauer (1 Trafo) und der roten Kennlinie (3 Trafos) beschreibt, dass ab einer Auslastung von ca. 78 % drei Transformatoren weniger Verluste erzeugen als ein einzelner. Dieser Punkt ist jedoch deswegen nicht relevant, da zwei parallel geschaltete Transformatoren ab diesem Punkt noch weniger Verluste erzeugen als drei und es somit vollkommen irrelevant wäre, drei statt zwei parallel zu schalten.

6 Möglichkeit zentral überwachter Kurzschlussanzeiger

6.1 Relevante Positionen für Kurzschlussanzeiger

In diesem Kapitel wird die Positionierung von Kurzschlussanzeigern diskutiert, welche bei Auslösen eine zentrale Empfangsstelle benachrichtigen um eine schnellere Fehlerortung durchführen zu können.

Die standardmäßig verbauten Kurzschlussanzeiger können nur vor Ort auf Auslösung kontrolliert werden, welches immer mit einem erhöhten Zeit- und Personalaufwand in Zusammenhang steht. Ein weiterer Aspekt ist die Dauer der Versorgungsunterbrechung der Kunden, da die Eingrenzung des Fehlers eine gewisse Zeit in Anspruch nimmt, bis der fehlerhafte Leitungsteil gefunden wird. Erst dann kann der Fehler freigeschaltet werden und das Netz so umgeschaltet werden, dass die fehlerfreien Leitungsteile und die dazugehörigen Knoten wieder versorgt werden.

Im Stromnetz Güssing muss zuerst zwischen Stadtgebiet und Außengebiet unterschieden werden, da der Zeitaufwand der Kontrolle der Kurzschlussanzeiger im Außengebiet, aufgrund der größeren Distanzen, weitaus höher ist, als die Kontrolle der Kurzschlussanzeiger im Stadtgebiet.

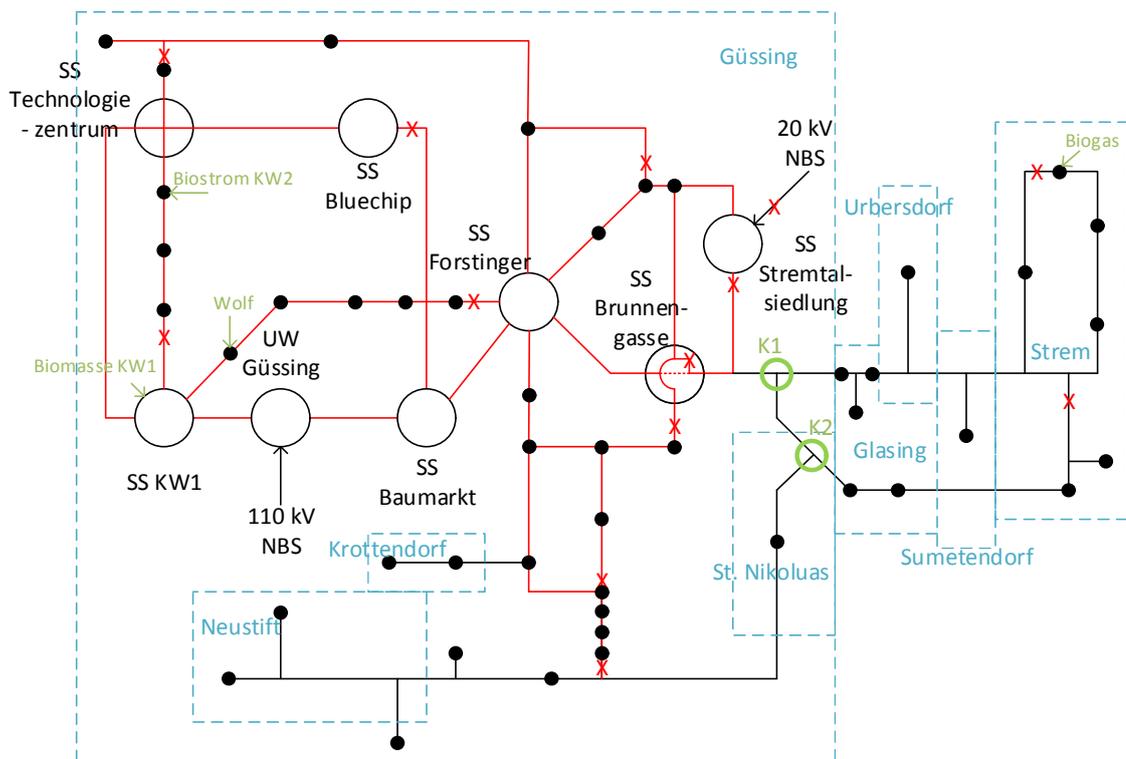


Abbildung 6-1: Gebietsaufteilung zwischen innerer Stadt (rote Leitungsabschnitte) und Außengebiet (schwarze Leitungsabschnitte). Kritische Kreuzungspunkte im Außengebiet grün eingekreist.

In Abbildung 6-1 ist die Aufteilung von innerer Stadt (rote Leitungsabschnitte) und Außengebiet (schwarze Leitungsabschnitte) zu erkennen. Da der Zeitaufwand der Kontrolle der

Kurzschlussanzeiger in dem Außengebiet weit höher ist, befinden sich die relevanten Kreuzungspunkte (K1 und K2) für Kurzschlussanzeiger mit Sendeeinheit in diesem Gebiet (siehe grüne Kreise).

Für eine genaue Selektion des fehlerbehafteten Stiches im Außengebiet, reichen somit drei Kurzschlussanzeiger (grüne Pfeile siehe Abbildung 6-2).

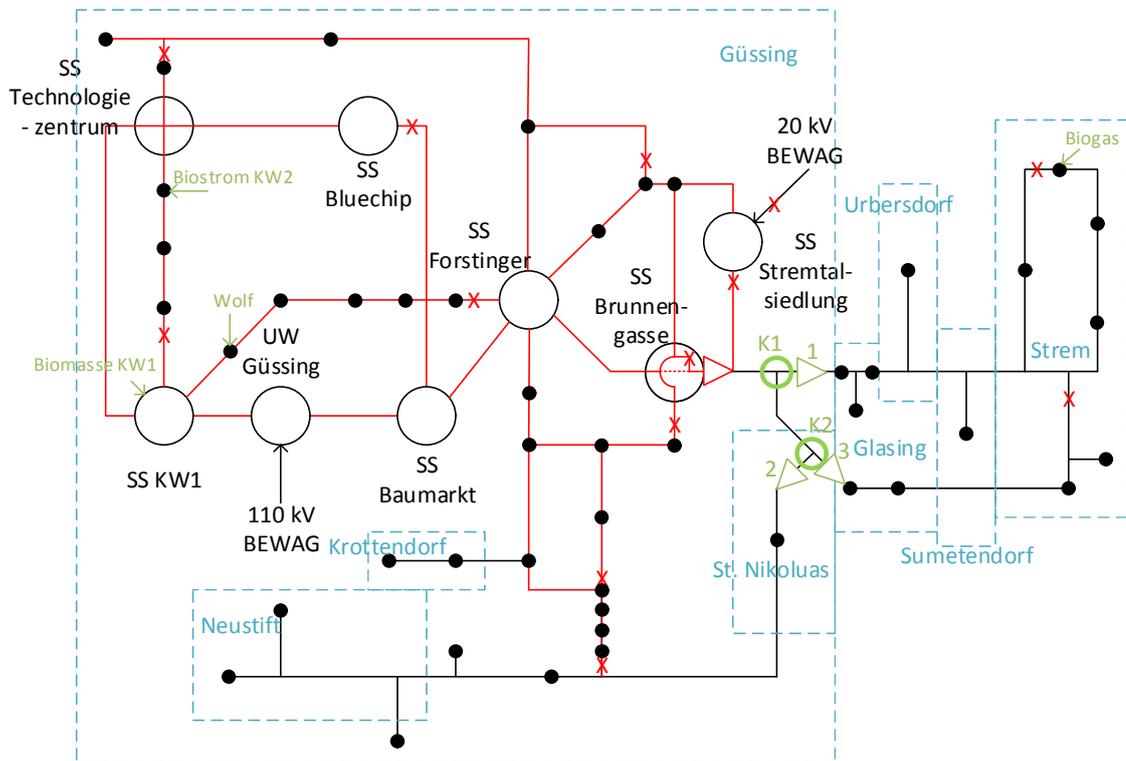


Abbildung 6-2: Notwendige Kurzschlussanzeiger (grün) für eine genaue Selektion des Fehlerbehafteten Stiches im Außengebiet. Der rote Kurzschlussanzeiger in der Schaltstation Brunnen-gasse befindet sich noch im städtischen Gebiet und schnell zu erreichen.

In folgender Tabelle (Tabelle 6-1) werden die möglichen Kombinationen von Fehlermeldungen aufgezeigt und deren Bedeutung beschrieben. Die relevantesten Fehlerkombinationen sind fett hervorgehoben. Dass gleichzeitig zwei Fehler auf zwei verschiedenen Stichen eintreten, ist eher nicht zu erwarten, bzw. wäre Zufall. Dass ein Fehler ohne Auslösen des roten Kurzschlussanzeigers eintritt, ist nicht möglich, da die Speisung der Knoten über den davor gelagerten Einspeisepunkt 110 kV erfolgt.

Der Wert „0“ in Tabelle 6-1 beschreibt **keine** Auslösung des Kurzschlussanzeigers. Der Wert „1“ beschreibt **eine** Auslösung des Kurzschlussanzeigers.

Auslösen der Kurzschlussanzeiger				
roter KAZ	grüner KAZ 1	grüner KAZ 2	grüner KAZ 3	fehlerbehafteter Stich
1	0	0	0	Fehler zwischen SS Brunnengasse und K1 oder K2
1	0	0	1	Fehler nach K1 Richtung Glasing
1	0	1	0	Fehler nach K2 Richtung St. Nikolaus
1	0	1	1	Fehler nach K2 Richtung Glasing und Richtung St. Nikolaus
1	1	0	0	Fehler Nach K1 Richtung Strem
1	1	0	1	Fehler nach K1 Richtung Strem und K2 Richtung Glasing
1	1	1	0	Fehler nach K1 Richtung Strem und K2 Richtung St. Nikolaus
1	1	1	1	Fehler auf allen Stichen

Tabelle 6-1: Auslösekombinationen der Kurzschlussanzeiger und deren Bedeutung

6.2 Produktvorschläge

Aufgrund der fehlenden Transformatorstationen müssen die Kurzschlussanzeiger grün KAZ 1, grün KAZ 2 und grün KAZ 3 direkt an den Freileitungen bzw. Freileitungsabgängen montiert werden können.

Folgende plakative Produkte sind laut Datenblatt dazu imstande, an Freileitungen montiert zu werden und bei Auslösung ein Signal an eine zentrale Meldestelle zu senden.

- General Electric: Multilin™ Intelligent Line Monitoring System
- H. Horstmann GmbH: Kurzschlussanzeiger für Freileitung Navigator LM Radio
- Kries: IKI-Overhead Freileitungs-Kurzschlussanzeiger

7 Zusammenfassung

Auffallend ist, dass mit geschätzten Leitungslängen sehr brauchbare Knotenspannungen erhalten werden, obwohl die Abweichungen teilweise recht hoch sind.

Bei den Leitungsströmen sollte immer die exakte Berechnung bevorzugt werden, da dort die Leitungsabweichungen einen viel größeren Einfluss besitzen als bei den Knotenspannungen.

Das Stromnetz Güssing besitzt im jetzigen Zustand keine kritischen Knotenspannungen oder Leitungsströme. Auch die geplante Photovoltaikanlage erzeugt keine kritischen Spannungshübe, da die TOR-Richtlinie durch geeignete Maßnahmen eingehalten werden kann.

Vor allem sei zu erwähnen, dass die gesamte Simulation bzw. Näherungsberechnung mit angenommen Transformatorbelastungen durchgeführt wurde. Darum sollten kostenintensive Maßnahmen zur Spannungshubreduktion erst durchgeführt werden, wenn die Knotenspannung bei dem Knoten der PV-Einspeisung durch Spannungsmessung kritische Werte annimmt.

Für genauere Simulationen müssten die vorhandenen Lastzähler ausgelesen werden können, um eine exaktere Aussage bezüglich der Netzsituation zu schaffen.

Bemerkenswert ist, dass die Näherungsberechnung sehr exakt an die Simulationswerte heranreicht und dafür keine teure und rechenintensive Simulationssoftware benötigt wird. Für kritische Berechnungen kann mit Näherungen eine relativ gute und schnelle Bewertung der Knotenspannungen erbracht werden, um einen ersten groben Überblick zu erhalten.

Bei dem Parallelschalten von Transformatoren ist es notwendig, die aktuelle Belastung dieser zu kennen. Zusätzlich werden die Kurz- und Leerlaufwirkverluste benötigt. Mit diesen drei Werten kann über eine einfache Formel bestimmt werden, ob die Parallelschaltung bezüglich der Verluste sinnvoll oder nicht.

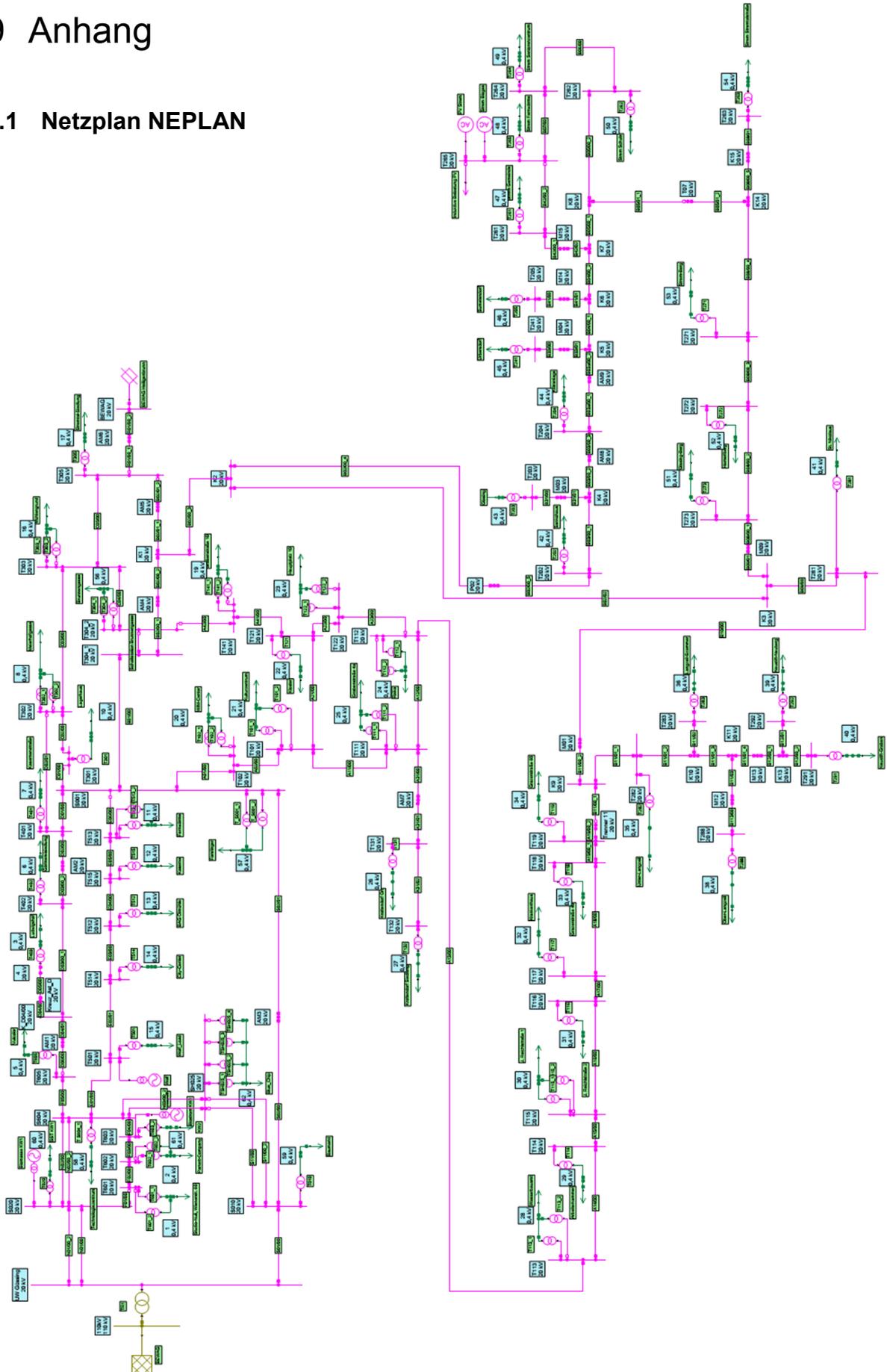
Für eine schnelle selektive Kurzschlussbestimmung in dem Netzgebiet außerhalb der Stadt sind drei handelsübliche Kurzschlussanzeiger nötig, welche direkt an der Freileitung montiert werden können und welche bei einem Fehler eine Fehlermeldung an eine zentrale Stelle senden. Es stellt sich nur die wirtschaftliche Frage bezüglich der Beschaffung dieser.

8 Literatur

- [1] S. Adolf J. Schwab: „Elektroenergiesysteme“, Springer, Karlsruhe, 2011, ISBN 978-3-642-21957-3, Kapitel 16, Anhang G
- [2] Dietrich Oeding, Bernd R. Oswald: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, Springer, Ober-Ramstadt, Hannover, 2011, ISBN 978-3-642-19245-6, Kapitel 13 und 14
- [3] Herweig Renner: „Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme“, Skriptum zur Vorlesung, Oktober 2010
- [4] Valentin Crastan: „Elektrische Energieversorgung 1“, Springer, Berlin Heidelberg, 2012, ISBN 978-3-642-22345-7 Kapitel 2.5.7 und 5
- [5] Nexans, http://www.nexans.de/eservice/Germany-de_DE/fileLibrary/Download_540171919/Germany/files/Starkstrom_DuGB_12okt12_klein.pdf, 20.01.2014
- [6] Eckhard Spring: „Elektrische Maschinen. Eine Einführung“, 2. durchgesehene Auflage; Springer-Verlag; 1998, 2006; Berlin Heidelberg New York; 3-540-28241-6
- [7] Lothar Fickert: „Dezentrale Energieerzeugung und Kraftwärmekopplune“, Skriptum zur Vorlesung, 2010
- [8] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D, Abschnitt D2“, Version 2.2, 2006, Seite 104

9 Anhang

9.1 Netzplan NEPLAN



9.2 Knotenlasten und Transformatoren

Element Name	Typ	Last		Transformatoren			
		PLast kW	QLast kVar	SN kVA	Schalt- gruppe	uk %	Anz.
Arbeiterkammer	Last	75	0	250	Dyn 5	4,17	
BAG Ölmühle	Last	300	0	1000	Dyn 5	4,00	
Baumarkt	Last	190	0	630	Dyn 5	4,00	
Blue_Chip	Last	1600	0	1600	Dyn 5	4,00	Trafo 1
				1600	Dyn 5	4,00	Trafo 2
				1600	Dyn 5	4,00	Trafo 3
				1600	Dyn 5	4,00	Trafo 4
Brunnengasse	Last	200	0	400	Dyn 5	4,13	Trafo 1
				400	Dyn 5	3,78	Trafo 2
City-Center	Last	75	0	400	Dyn 5	3,92	
Fernwärme	Last	200	0	400	Dyn 5	3,76	Trafo 1
				400	Dyn 5	3,77	Trafo 2
Forstinger	Last	200	0	400	Dyn 5	4,12	Trafo 1
				400	Dyn 5	3,93	Trafo 2
Gärtneresiedlung	Last	40	0	125	Yzn 5	4,05	
Glasing	Last	40	0	125	Yzn 5	3,96	
Glasing-Berg	Last	30	0	100	Yzn 5	3,98	
Grabenstraße 10	Last	200	0	315	Yzn 5	4,20	Trafo 1
				400	Dyn 5	3,93	Trafo 2
Grabenstraße 4a	Last	200	0	400	Dyn 5	3,61	Trafo 1
				400	Dyn 5	3,61	Trafo 2
Grazerstraße 40	Last	50	0	160	Yzn 5	4,09	
Grazerstraße 60	Last	50	0	160	Yzn 5	3,92	
Hamerlberg	Last	30	0	100	Yzn 5	3,88	
Hauptplatz 10	Last	130	0	250	Dyn 5	3,84	Trafo 1
				250	Dyn 5	3,88	Trafo 2
J. Reichlstraße 1	Last	150	0	315	Dyn 5	4,00	Trafo 1
				315	Dyn 5	4,00	Trafo 2
J. Reichlstraße 2	Last	150	0	500	Dyn 5	4,20	
Kaserne	Last	240	0	800	Dy5	6,04	
Kasernenstraße	Last	75	0	250	Yzn 5	4,20	
Kläranlage	Last	200	0	630	Dyn 5	4,00	
Kloster	Last	200	0	630	Dyn 5	4,05	
Krankenhaus	Last	200	0	630	Dyn 5	3,85	
Krottendorf Ort	Last	75	0	250	Dyn 5	3,92	
Krottendorf Siedlung	Last	50	0	160	Yzn 5	4,06	
Kulturzentrum	Last	125	0	250	Dyn 5	4,15	Trafo 1
				250	Dyn 5	4,05	Trafo 2
KW2	Last	150	0	400	Dyn 5	4,00	

Lagerhaus	Last	75	0	250	Dyn 5	4,13	
Langzeil-Szammer	Last	60	0	200	Yzn 5	4,14	
Ludwigshof	Last	30	0	100	Yzn 5	3,90	
Meierhofgasse	Last	100	0	200	Yzn 5	4,00	Trafo 1
				200	Yzn 5	4,03	Trafo 2
Mühlengrund	Last	125	0	250	Dyn 5	3,79	Trafo 1
				250	Dyn 5	3,76	Trafo 2
Neustift-Graben	Last	40	0	125	Yzn 5	3,73	
Neustift-Neuberg	Last	30	0	100	Yzn 5	3,89	
Ober-Langzeil	Last	30	0	100	Yzn 5	3,91	
Parkett-Company	Last	625	0	1250	Dyn 5	4,00	Trafo 1
				1250	Dyn 5	4,00	Trafo 2
Raika	Last	250	0	500	Dyn 5	3,78	Trafo 1
				500	Dyn 5	3,78	Trafo 2
Sankohaus	Last	30	0	100	Yzn 5	3,90	
SST KW1	Last	150	0	630	Dyn 5	4,00	
St. Nikolaus	Last	40	0	125	Yzn 5	4,08	
Strem Fernwärme	Last	200	0	630	Dyn 5	3,89	
Strem Gemeinde	Last	120	0	400	Dyn 5	3,67	
Strem Schule	Last	75	0	250	Yzn 5	3,96	
Strem Seniorenzentrum	Last	75	0	250	Yzn 5	3,86	
Strem Stremtalstraße	Last	50	0	160	Yzn 5	3,64	
Strem-Berg	Last	50	0	160	Yzn 5	4,11	
Stremtal-Siedlung	Last	200	0	400	Dyn 5	4,08	
Studio-Null, Wienerstr. 60	Last	150	0	400	Dyn 5	3,72	Trafo 1
				400	Dyn 5	3,75	Trafo 2
Sumetendorf	Last	50	0	160	Yzn 5	3,73	
Technologiezentrum	Last	150	0	630	Dyn 5	3,88	
Unter-Langzeil	Last	30	0	100	Dyn 5	3,96	
Urbersdorf	Last	60	0	200	Yzn 5	4,25	
Vulcolor	Last	300	0	1000	Dyn 5	4,00	
Wasserbauamt	Last	60	0	200	Yzn 5	3,92	
				200	Yzn 5	4,15	Trafo 1
WIM-Center	Last	200	0	400	Dyn 5	4,12	Trafo 2
				400	Dyn 5	3,76	Trafo 1
Wolf_Load	Last	150	0	1000	Dyn 5	5,00	Trafo 2

9.3 Leitungen

9.3.1 Reale Leitungsparameter

Leitungsparameter

<i>Leitung</i>	<i>Typ</i>	<i>Querschnitt</i>	<i>Länge</i>	<i>R'</i>	<i>Xl'</i>	<i>I_{max}</i>
		mm ²	m	Ω/km	Ω/km	A
N01/00	Kabel	240	118	0,13	0,11	496
N02/00	Kabel	240	975	0,13	0,11	496
N03/00	Kabel	240	913	0,13	0,11	496
S01/00	Kabel	240	120	0,13	0,11	496
S02/00	Kabel	240	354	0,13	0,11	496
S02/01	Freileitung	150	948	0,21	0,36	470
S11/00	Kabel	240	845	0,13	0,11	496
A01/00	Kabel	50	265	0,64	0,15	187
A02/00	Kabel	50	300	0,64	0,15	187
A11/00	Kabel	50	365	0,64	0,15	187
A12/00	Kabel	50	429	0,64	0,15	187
A13/00	Kabel	50	280	0,64	0,15	187
A14/00	Kabel	50	528	0,64	0,15	187
A15/00	Kabel	50	417	0,64	0,15	187
A16/00	Kabel	50	63	0,64	0,15	187
A17/00	Kabel	50	293	0,64	0,15	187
A18/00	Kabel	50	362	0,64	0,15	187
A19/00_1	Kabel	50	560	0,64	0,15	187
A19/00_2	Freileitung	50	63	0,63	0,40	210
A21/00	Kabel	50	290	0,64	0,15	187
A22/00	Kabel	50	207	0,64	0,15	187
A23/00	Kabel	50	258	0,64	0,15	187
A31/00	Kabel	50	248	0,64	0,15	187
A31/01	Freileitung	50	882	0,63	0,40	210
A31/02	Kabel	50	310	0,64	0,15	187
A41/00	Kabel	95	92	0,32	0,13	282
A42/00	Kabel	95	415	0,32	0,13	282
B01/00	Kabel	50	835	0,64	0,15	187
B02/00_1	Kabel	50	195	0,64	0,15	187
B02/00_2	Freileitung	50	128	0,63	0,40	210
B02/00_3	Freileitung	50	730	0,63	0,40	210
B02/00_4	Freileitung	50	1425	0,63	0,40	210
B02/00_5	Freileitung	50	18	0,63	0,40	210
B02/01_1	Freileitung	50	406	0,63	0,40	210
B02/01_2	Kabel	95	225	0,32	0,13	282
B02/02	Freileitung	50	740	0,63	0,40	210
B03/00_1	Freileitung	50	180	0,63	0,40	210

B03/00_2	Freileitung	50	207	0,63	0,40	210
B03/00_3	Kabel	95	112	0,32	0,13	282
B03a/00_1	Kabel	95	132	0,32	0,13	282
B03a/00_2	Freileitung	50	747	0,63	0,40	210
B04/00_1	Freileitung	50	1323	0,63	0,40	210
B04/00_2	Freileitung	50	948	0,63	0,40	210
B05/00_1	Freileitung	50	145	0,63	0,40	210
B05/00_2	Freileitung	50	491	0,63	0,40	210
B05/01_1	Freileitung	50	50	0,63	0,40	210
B05/01_2	Freileitung	50	89	0,63	0,40	210
B06/00	Kabel	95	301	0,32	0,13	282
B07/00	Kabel	95	941	0,32	0,13	282
B08/00_1	Freileitung	50	1026	0,63	0,40	210
B08/00_2	Kabel	50	1900	0,64	0,15	187
B08/00_3	Kabel	50	2051	0,64	0,15	187
B08/00_4	Freileitung	50	542	0,63	0,40	210
B08/00_5	Freileitung	50	80	0,63	0,40	210
B08/01	Kabel	95	115	0,32	0,13	282
B09/00	Freileitung	50	475	0,63	0,40	210
B09/01	Freileitung	50	870	0,63	0,40	210
B10/00	Freileitung	50	443	0,63	0,40	210
B11/00_1	Freileitung	50	426	0,63	0,40	210
B11/00_2	Freileitung	50	517	0,63	0,40	210
B11/01_1	Freileitung	50	777	0,63	0,40	210
B11/01_2	Freileitung	50	656	0,63	0,40	210
B11/01_3	Freileitung	50	681	0,63	0,40	210
B11/01_4	Freileitung	50	405	0,63	0,40	210
B11/02	Freileitung	50	57	0,63	0,40	210
B11/03	Freileitung	50	781	0,63	0,40	210
B113/00	Freileitung	50	1050	0,63	0,40	210
B12/00_1	Freileitung	50	961	0,63	0,40	210
B12/00_2	Freileitung	50	985	0,63	0,40	210
B12/01	Freileitung	50	253	0,63	0,40	210
B31/00	Freileitung	50	76	0,63	0,40	210
B31/01	Freileitung	50	274	0,63	0,40	210
B31/02	Freileitung	50	310	0,63	0,40	210
B33/00	Kabel	95	320	0,32	0,13	282
B33/01	Freileitung	50	664	0,63	0,40	210
B41/00	Freileitung	50	133	0,63	0,40	210
B41/01	Freileitung	50	137	0,63	0,40	210
B42/02	Freileitung	50	424	0,63	0,40	210
B42/00_1	Freileitung	50	211	0,63	0,40	210
B42/00_2	Kabel	95	1708	0,32	0,13	282
C01/00	Kabel	95	230	0,32	0,13	282

C02/00	Kabel	95	195	0,32	0,13	282
C03/00	Kabel	50	494	0,64	0,15	187
C04/00	Kabel	50	460	0,64	0,15	187
C05/00	Kabel	95	738	0,32	0,13	282
D01/00	Kabel	50	395	0,64	0,15	187
D02/00	Kabel	50	415	0,64	0,15	187
D02/01	Kabel	95	415	0,32	0,13	282
D03/00_1	Freileitung	50	175	0,63	0,40	210
D03/00_2	Freileitung	50	268	0,63	0,40	210
D04/00	Freileitung	50	422	0,63	0,40	210
D04/01	Freileitung	50	513	0,63	0,40	210
D05/00	Freileitung	50	804	0,63	0,40	210
D06/00	Kabel	50	1500	0,64	0,15	187
E01/00	Kabel	50	767	0,64	0,15	187
E02/01	Kabel	50	655	0,64	0,15	187
E03/00	Kabel	50	350	0,64	0,15	187
E04/00	Kabel	95	72	0,32	0,13	282
E05/00	Kabel	50	592	0,64	0,15	187
E06/00	Kabel	95	505	0,32	0,13	282
F01/00	Kabel	50	428	0,64	0,15	187
F02/00	Kabel	50	388	0,64	0,15	187
F03/00	Kabel	50	269	0,64	0,15	187
F04/00	Kabel	50	283	0,64	0,15	187
F05/00	Kabel	95	240	0,32	0,13	282
G01/00	Kabel	95	165	0,32	0,13	282

9.3.2 Vergleich reale und geschätzte Leitungslängen

Leitungsparameter

Leitung	Typ	realer	reale	geschätzter	geschätzte	Abweichung	
		Querschnitt	Länge	Quer.	Länge	m	%
		mm ²	m	mm ²	m		
N01/00	Kabel	240	118	240	250	132,00	111,86
N02/00	Kabel	240	975	240	750	225,00	23,08
N03/00	Kabel	240	913	240	750	163,00	17,85
S01/00	Kabel	240	120	240	250	130,00	108,33
S02/00	Kabel	240	354	240	500	146,00	41,24
S02/01	Freileitung	150	948	150	500	448,00	47,26
S11/00	Kabel	240	845	240	750	95,00	11,24
A01/00	Kabel	50	265	50	250	15,00	5,66
A02/00	Kabel	50	300	50	250	50,00	16,67
A11/00	Kabel	50	365	50	500	135,00	36,99

A12/00	Kabel	50	429	50	500	71,00	16,55
A13/00	Kabel	50	280	50	500	220,00	78,57
A14/00	Kabel	50	528	50	250	278,00	52,65
A15/00	Kabel	50	417	50	250	167,00	40,05
A16/00	Kabel	50	63	50	250	187,00	296,83
A17/00	Kabel	50	293	50	250	43,00	14,68
A18/00	Kabel	50	362	50	250	112,00	30,94
A19/00_1	Kabel	50	560	50	250	310,00	55,36
A19/00_2	Freileitung	50	63	50	250	187,00	296,83
A21/00	Kabel	50	290	50	250	40,00	13,79
A22/00	Kabel	50	207	50	250	43,00	20,77
A23/00	Kabel	50	258	50	250	8,00	3,10
A31/00	Kabel	50	248	50	250	2,00	0,81
A31/01	Freileitung	50	882	50	750	132,00	14,97
A31/02	Kabel	50	310	50	500	190,00	61,29
A41/00	Kabel	95	92	50	250	158,00	171,74
A42/00	Kabel	95	415	50	250	165,00	39,76
B01/00	Kabel	50	835	50	1000	165,00	19,76
B02/00_1	Kabel	50	195	50	250	55,00	28,21
B02/00_2	Freileitung	50	128	50	250	122,00	95,31
B02/00_3	Freileitung	50	730	50	500	230,00	31,51
B02/00_4	Freileitung	50	1425	50	1000	425,00	29,82
B02/00_5	Freileitung	50	18	50	500	482,00	2677,78
B02/01_1	Freileitung	50	406	50	500	94,00	23,15
B02/01_2	Kabel	95	225	50	250	25,00	11,11
B02/02	Freileitung	50	740	50	500	240,00	32,43
B03/00_1	Freileitung	50	180	50	250	70,00	38,89
B03/00_2	Freileitung	50	207	50	250	43,00	20,77
B03/00_3	Kabel	95	112	50	250	138,00	123,21
B03a/00_1	Kabel	95	132	50	250	118,00	89,39
B03a/00_2	Freileitung	50	747	50	250	497,00	66,53
B04/00_1	Freileitung	50	1323	50	500	823,00	62,21
B04/00_2	Freileitung	50	948	50	500	448,00	47,26
B05/00_1	Freileitung	50	145	50	500	355,00	244,83
B05/00_2	Freileitung	50	491	50	250	241,00	49,08
B05/01_1	Freileitung	50	50	50	250	200,00	400,00
B05/01_2	Freileitung	50	89	50	250	161,00	180,90
B06/00	Kabel	95	301	50	500	199,00	66,11
B07/00	Kabel	95	941	50	500	441,00	46,87
B08/00_1	Freileitung	50	1026	50	500	526,00	51,27
B08/00_2	Kabel	50	1900	50	1500	400,00	21,05
B08/00_3	Kabel	50	2051	50	1500	551,00	26,86
B08/00_4	Freileitung	50	542	50	500	42,00	7,75
B08/00_5	Freileitung	50	80	50	250	170,00	212,50

B08/01	Kabel	95	115	50	500	385,00	334,78
B09/00	Freileitung	50	475	50	500	25,00	5,26
B09/01	Freileitung	50	870	50	500	370,00	42,53
B10/00	Freileitung	50	443	50	750	307,00	69,30
B11/00_1	Freileitung	50	426	50	500	74,00	17,37
B11/00_2	Freileitung	50	517	50	750	233,00	45,07
B11/01_1	Freileitung	50	777	50	1500	723,00	93,05
B11/01_2	Freileitung	50	656	50	500	156,00	23,78
B11/01_3	Freileitung	50	681	50	500	181,00	26,58
B11/01_4	Freileitung	50	405	50	500	95,00	23,46
B11/02	Freileitung	50	57	50	500	443,00	777,19
B11/03	Freileitung	50	781	50	500	281,00	35,98
B113/00	Freileitung	50	1050	50	1000	50,00	4,76
B12/00_1	Freileitung	50	961	50	1000	39,00	4,06
B12/00_2	Freileitung	50	985	50	500	485,00	49,24
B12/01	Freileitung	50	253	50	500	247,00	97,63
B31/00	Freileitung	50	76	50	250	174,00	228,95
B31/01	Freileitung	50	274	50	250	24,00	8,76
B31/02	Freileitung	50	310	50	500	190,00	61,29
B33/00	Kabel	95	320	50	500	180,00	56,25
B33/01	Freileitung	50	664	50	500	164,00	24,70
B41/00	Freileitung	50	133	50	250	117,00	87,97
B41/01	Freileitung	50	137	50	250	113,00	82,48
B42/02	Freileitung	50	424	50	500	76,00	17,92
B42/00_1	Freileitung	50	211	50	250	39,00	18,48
B42/00_2	Kabel	95	1708	50	1500	208,00	12,18
C01/00	Kabel	95	230	50	250	20,00	8,70
C02/00	Kabel	95	195	50	250	55,00	28,21
C03/00	Kabel	50	494	50	500	6,00	1,21
C04/00	Kabel	50	460	50	500	40,00	8,70
C05/00	Kabel	95	738	50	250	488,00	66,12
D01/00	Kabel	50	395	50	1000	605,00	153,16
D02/00	Kabel	50	415	50	250	165,00	39,76
D02/01	Kabel	95	415	50	500	85,00	20,48
D03/00_1	Freileitung	50	175	50	250	75,00	42,86
D03/00_2	Freileitung	50	268	50	500	232,00	86,57
D04/00	Freileitung	50	422	50	250	172,00	40,76
D04/01	Freileitung	50	513	50	250	263,00	51,27
D05/00	Freileitung	50	804	50	500	304,00	37,81
D06/00	Kabel	50	1500	50	1000	500,00	33,33
E01/00	Kabel	50	767	50	500	267,00	34,81
E02/01	Kabel	50	655	50	250	405,00	61,83
E03/00	Kabel	50	350	50	250	100,00	28,57
E04/00	Kabel	95	72	50	250	178,00	247,22

E05/00	Kabel	50	592	50	250	342,00	57,77
E06/00	Kabel	95	505	50	250	255,00	50,50
F01/00	Kabel	50	428	50	250	178,00	41,59
F02/00	Kabel	50	388	50	250	138,00	35,57
F03/00	Kabel	50	269	50	250	19,00	7,06
F04/00	Kabel	50	283	50	250	33,00	11,66
F05/00	Kabel	95	240	50	250	10,00	4,17
G01/00	Kabel	95	165	50	x	x	x

9.4 Knotenspannungen

Die Simulationsergebnisse der Knotenspannungen in NEPLAN® sind in elektronischer Form beigelegt.

9.5 Netzelemente

Die Simulationsergebnisse der Netzelemente (Ströme, Leistungen) in NEPLAN® sind in elektronischer Form beigelegt.