



Elisabeth Hufnagl, BSc

Einfluss von Umstrukturierungsmaßnahmen auf die Zuverlässigkeitskennzahlen in einem städtischen Mittelspannungsnetz

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieurin

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

DI Maria Aigner

DI Dr.techn. Ernst Schmutzer

Institut für Elektrische Anlagen

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

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. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

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 indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Danksagung

Ich möchte mich an dieser Stelle bei Frau DI Maria Aigner recht herzlich für ihre kompetente Betreuung, die guten Ratschläge und ihren Einsatz bedanken. Auch möchte ich mich bei Herrn Dipl.-Ing. Dr.techn. Ernst Schmautzer bedanken, der mir diese Masterarbeit ermöglichte.

1 Abstract

Ziel dieser Masterarbeit ist die Analyse eines städtischen Mittelspannungsnetzes mit Hilfe der Netzberechnungssoftware NEPLAN[®]. Dabei werden mittels Lastflussberechnung und durch Analyse unterschiedlicher Szenarien mögliche Schwachstellen aufgezeigt. Darüber hinaus wird eine Dezentrale Erzeugungsanlage (DEA) als Entlastungsmaßnahme unter Berücksichtigung der Vorschriften gemäß den Technischen und Organisatorischen Richtlinien (TOR) in das Netzmodell eingebunden und Verfahren zur Reduktion der erhöhten Knotenspannungen, verursacht durch dezentrale Einspeisung, miteinander verglichen. Basierend auf den Simulationsergebnissen der Szenarien werden Rahmenbedingungen und Maßnahmen definiert und deren Auswirkungen auf die Netzzuverlässigkeit dargestellt und diskutiert.

Schlüsselwörter: Lastflussberechnung, Netzausbau, Dezentrale Erzeugungsanlagen, Zuverlässigkeitsanalyse, Netzzuverlässigkeit

The aim of this thesis is to analyse an urban medium voltage network using the network calculation software NEPLAN[®]. By using load flow calculation and examining various scenarios, possible weak-spots of the mentioned grids are disclosed. Moreover a decentralized generation unit is incorporated into the network model in order to reduce the load flow in certain parts of the network, according to national guidelines concerning changes in the electric grid. Furthermore voltage reduction methods that apply to increases caused by additional power supplies are compared with each other. Based on the results of the computed simulations, arrangements and requirements are defined and their impact on the reliability of the medium voltage network is described and discussed.

Keywords: load flow calculation, network expansion, decentralized generation units, reliability analysis, reliability

Zur besseren Lesbarkeit werden in dieser Masterarbeit personenbezogene Bezeichnungen, die sich zugleich auf Frauen und Männer beziehen, generell nur in der männlichen Form angeführt.

Inhaltsverzeichnis

1	Abstract	4
2	Aufgabenstellung	9
2.1	Ausgangssituation	9
2.2	Ziele	11
2.3	Methoden	12
2.3.1	Lastflussberechnung	12
2.3.2	Zuverlässigkeitsberechnung	18
2.3.3	Zuverlässigkeitskennzahlen gemäß Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)	22
2.3.4	Berechnung der IEEE-Kennzahlen aus NEPLAN [®] -Kenngrößen	23
3	Einleitung	25
3.1	Netzplanung	25
3.1.1	Voraussetzungen für die Netzplanung	25
3.1.2	Planungshorizonte	27
3.2	Richtlinien für die Einspeisung in Mittelspannungsnetze	27
3.2.1	Spannungsanhebung	27
3.2.2	Zulässige Beanspruchung der Betriebsmittel	29
3.3	Netzzuverlässigkeit in Österreich	30
4	Netzstrukturen	32
4.1	Verteilung elektrischer Energie in Österreich	32
4.2	Installierte Kraftwerke in Österreich	34
4.3	Dezentrale Erzeugungsanlage	35
4.4	Struktur des untersuchten Mittelspannungsnetzes	36
4.4.1	Freileitungen und Kabelleitungen	36
4.4.2	Teilnetze	36
4.4.3	Sternpunktbehandlung	38
5	Szenarien	39
5.1	Szenario A: Lastflussberechnungen für das Gesamtnetz	39
5.1.1	Schwachlast ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung	39
5.1.2	Schwachlast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung	39
5.1.3	Starklast ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung	39
5.1.4	Laststeigerung ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung	39

5.1.5	Starklast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung	40
5.2	Szenario B: Entlastungsszenarien	40
5.2.1	Ändern von ausgewählten Schaltzuständen	40
5.2.2	Zusätzliche Leitungsverbindung	41
5.2.3	Ändern eines Schaltzustandes kombiniert mit zusätzlicher Leitungsverbindung	42
5.2.4	Zusätzliche Leitung mit Querverbindungen zu bestehenden Stationen	43
5.3	Szenario C: Einbinden einer Dezentralen Erzeugungsanlage (DEA)	44
5.3.1	Direkte Einspeisung in die Station_4216	45
5.3.2	Verteilte Einspeisung	45
5.3.3	Wirkleistungsreduktion	46
5.3.4	$\cos \varphi$ -Reduktion	47
5.3.5	Einfluss der Kabel- vs. Freileitungslänge	47
5.3.6	Einfluss des Kabelquerschnitts vs. Einfluss des Querschnitts eines Leiterseils	48
6	Ergebnisse der szenarienbasierten Lastflussberechnung und der Zuverlässigkeitsanalyse	49
6.1	Ergebnisse Szenario A: Lastflussberechnungen für das Gesamtnetz	49
6.1.1	Schwachlast ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung	49
6.1.2	Schwachlast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung	50
6.1.3	Starklast ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung	52
6.1.4	Laststeigerung ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung	54
6.1.5	Starklast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung	55
6.2	Ergebnisse Szenario B: Entlastungsszenarien	57
6.2.1	Ändern von ausgewählten Schaltzuständen	57
6.2.2	Neue Leitungsverbindung	58
6.2.3	Ändern eines Schaltzustandes kombiniert mit neuer Leitungsverbindung	59
6.2.4	Zusätzliche Leitung mit Querverbindungen zu bestehenden Stationen	60
6.3	Ergebnisse Szenario C: Einbinden einer DEA	61
6.3.1	Direkte Einspeisung in die Station_4216	61
6.3.2	Verteilte Einspeisung	62
6.3.3	Wirkleistungsreduktion	63
6.3.4	$\cos \varphi$ -Reduktion	66

6.3.5	Einfluss der Kabellänge vs. Freileitungslänge	68
6.3.6	Einfluss des Kabelquerschnitts vs. Einfluss des Querschnitts eines Leiters	70
6.4	Zuverlässigkeitsanalyse	72
7	Fazit	78
8	Anhang	80

Abkürzungsverzeichnis

APG	Austrian Power Grid
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
FHKW	Fernheizkraftwerk
GIS	Geographisches Informationssystem
HS	Hochspannung
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
KS	Kurzschluss
LS	Leistungsschalter
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
p.u.	per unit
PV	Photovoltaik
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SQL	Structured Query Language
SW	Schaltwerk
TOR	Technische und Organisatorische Richtlinien
UW	Umspannwerk
VPE	Vernetztes Polyethylen
VZP	Verbraucherzählpeilsystem

2 Aufgabenstellung

Anhand eines bestehenden Netzmodells werden die Teilnetze Nord und West eines städtischen Mittelspannungsnetzes analysiert. Hierzu werden Szenarien definiert mit deren Hilfe Schwachstellen im Netz aufgezeigt werden. Basierend auf Lastflussberechnungen werden geeignete Maßnahmen und Bedingungen wie Umstrukturierungen bzw. Netzausbau ermittelt. Als Bewertungskriterien werden hierzu die Einhaltung des Spannungsbandes und die thermische Auslastung der Betriebsmittel herangezogen.

2.1 Ausgangssituation

Diese Masterarbeit wurde basierend auf einem bestehenden Netzmodell mit Hilfe vordefinierter Lastfälle durchgeführt. In einer vorangegangenen Arbeit wurde mit Hilfe der Daten, die das Geographische Informationssystem (GIS) des Verteilernetzbetreibers liefert, ein Modell für die Netzberechnungssoftware NEPLAN[®] erstellt. Mit Hilfe des Softwarepakets MATLAB[®] und einer Structured Query Language (SQL) Datenbank wurde die gesamte Netzstruktur des Mittelspannungsnetzes mit allen Leiterverbindungen und deren Leiterlängen in die Netzberechnungssoftware übertragen. Der Ablauf der Datengenerierung ist in Abbildung 1 dargestellt.

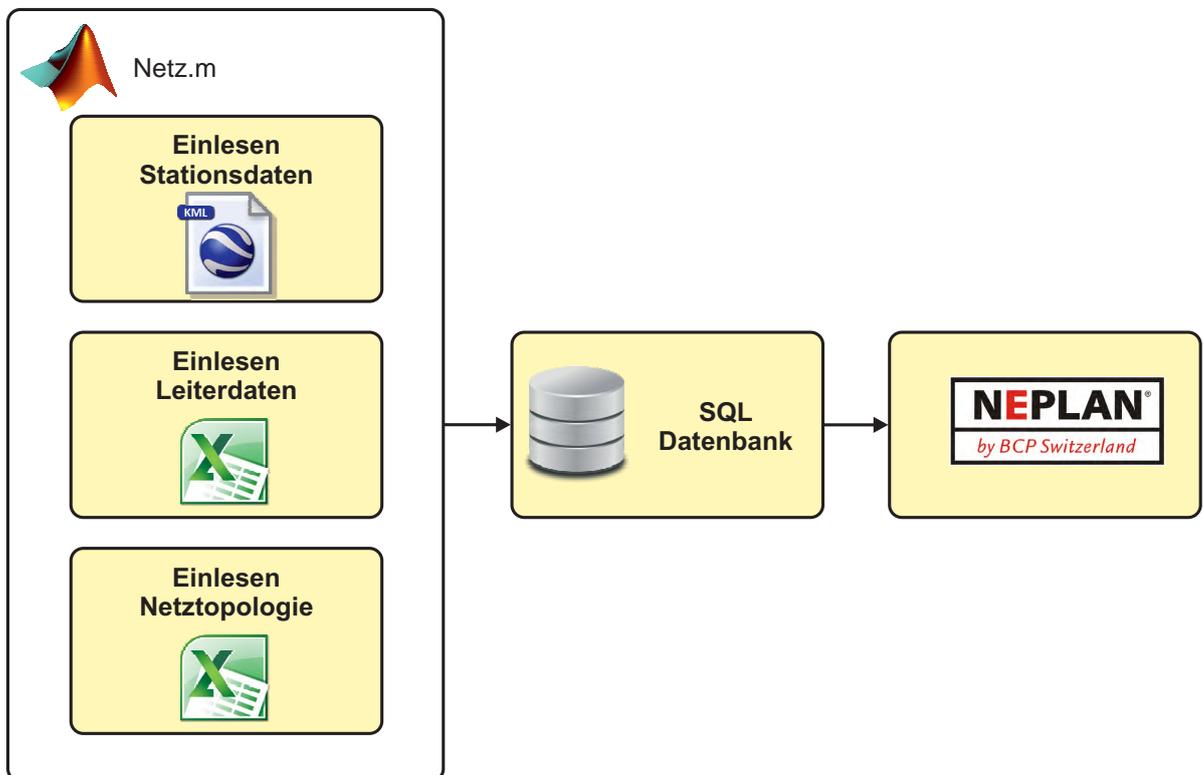


Abbildung 1: Ablauf der Datengenerierung mittels MATLAB und SQL, [7]

Anhand der gemessenen Lastdaten der Stationen im Mittelspannungsnetz wurden Lastflusszenarien definiert, welche für die vorliegende Arbeit für die Verwendung in einzelnen Teilnetzen modifiziert werden. Wie in Abbildung 2 dargestellt, wurden die erwähnten Lastflusszenarien aus gemessenen Energiewerten an den Stationen abgeleitet, indem die $\frac{1}{4}$ -h-Mittelwerte zu einem Lastprofil für ein Jahr aufaddiert wurden. Anschließend wurden das 95 %-Quantil, das 5 %-Quantil und jeweils ein zugehöriger Zeitpunkt ermittelt, um die Lasten für repräsentative Starklast- und Schwachlastfälle definieren zu können. [7]

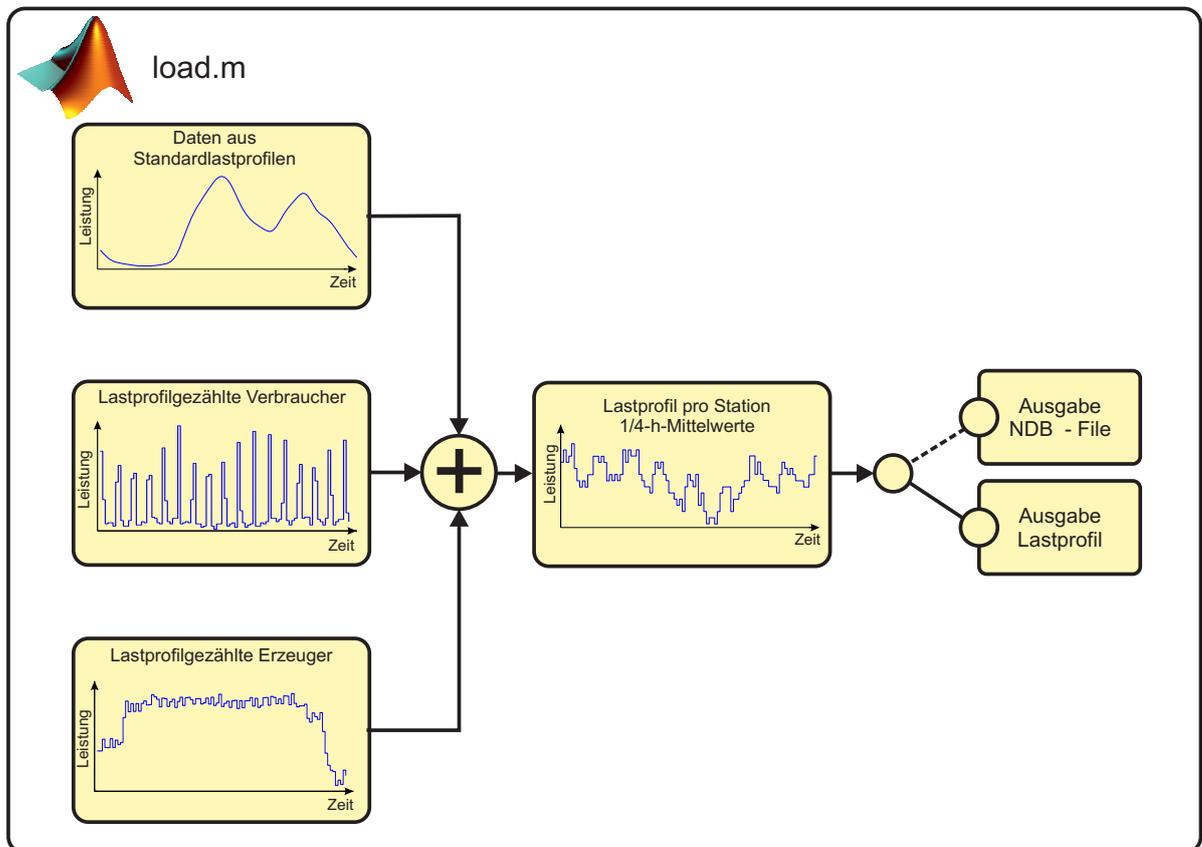


Abbildung 2: Erzeugung der Lastprofile, [7]

Um in weiterer Folge Zuverlässigkeitsberechnungen durchführen zu können, werden im Zuge dieser Masterarbeit in den zu untersuchenden Teilnetzen die Schutzeinstellungen und Schalterstellungen entsprechend den graphischen Netzplänen des Verteilernetzbetreibers nachgetragen. Die dafür notwendigen Zuverlässigkeits-Datentypen, welche von der Netzberechnungssoftware verwendet werden, werden mit den Daten der FNN-Störungsstatistik [23] (siehe Abschnitt 8) erstellt, um verschiedene Ausfallkombinationen in der Berechnung berücksichtigen zu können.

2.2 Ziele

Für diese Masterarbeit werden folgende Ziele angestrebt:

- Analyse der Teilnetze Nord und West eines städtischen Mittelspannungsnetzes anhand ausgewählter Lastflussszenarien mittels Netzmodell
- Festlegen von Szenarien für die zu untersuchenden Teilnetze

- Einbinden einer DEA in das Netzmodell und Untersuchen der Auswirkungen auf das Spannungsband und die Betriebsmittelauslastungen
- Definieren von Maßnahmen und Bedingungen um für, durch Lastflussberechnung aufgezeigte, Schwachstellen Abhilfe zu schaffen
- Ermitteln der Auswirkungen der vorgeschlagenen Umstrukturierungsmaßnahmen auf das Spannungsband, die Betriebsmittelauslastungen sowie die Netzzuverlässigkeit

2.3 Methoden

In den folgenden Abschnitten werden die in dieser Masterarbeit zur Anwendung gebrachten Methoden erläutert.

2.3.1 Lastflussberechnung

Bei Annahme eines vorgegebenen Belastungszustandes besteht die Aufgabe der Lastflussberechnung darin, die Spannungen in den Netzknoten, die Auslastungen der Netzelemente und die Wirk- und Blindleistungsverluste zu bestimmen. Bei der Beurteilung der Lastflussergebnisse ist auf die Einhaltung der thermischen Grenzen der Betriebsmittel (Freileitungen, Kabel, Transformatoren) und auf die Einhaltung des vorgegebenen Spannungsbandes zu achten. [18]

In Tabelle 1 folgt eine Beschreibung der möglichen Knotentypen.

Tabelle 1: Netzknotentypen bei der Lastflussberechnung, [18]

Knotentyp	Netzelement	gegeben	berechnet	Anmerkung
Slackknoten, Referenzknoten	Kraftwerk, Einspeisung aus übergeordnetem Netz	\underline{U} , U, ϑ	\underline{S} , P, Q	mindestens ein Slackknoten im Netz $\vartheta = 0$ erforderlich
PQ	Last, Kraftwerk	\underline{S} P, Q $P, \cos(\varphi)$ $S, \cos(\varphi)$	\underline{U} U, ϑ	nicht lineare Problemstellung
PV	Kraftwerk	P, U	Q, ϑ	nicht lineare Problemstellung Q-Grenzen müssen überwacht werden
I	Last	I $I, \cos(\varphi)$	\underline{U} U, ϑ	lineare Problemstellung

Wird die Knotenpunktsscheinleistung \underline{S}_i in Gleichung 1 in Real- und Imaginärteil aufgespalten, erhält man die Netzgleichungen Gleichung 2 und Gleichung 3, wobei α den Verlustwinkel beschreibt und für $\vartheta_{ik} = (\vartheta_i - \vartheta_k)$ gilt. In Mittel- und Hochspannungsnetzen ist der Verlustwinkel (gemäß [9]) klein und bei enger Vermaschung des Netzes kann davon ausgegangen werden, dass auch die Phasendifferenz ϑ_{ik} gering ist. Die Netzgleichungen vereinfachen sich daher für $k \neq i$ zu Gleichung 4 und Gleichung 5. Anhand dieser Gleichungen ist zu erkennen, dass die Wirkleistung vom Phasenwinkel abhängig ist, während die Blindleistung von den Spannungsbeträgen abhängt.

Zur Lösung des Lastflussproblems muss zunächst ein Bilanz-Knoten (auch als Slack bezeichnet) definiert werden, welcher die Spannung in Betrag und Phase vorgibt. Einspeiseknoten bezeichnet man als PV-Knoten, da in diesen die Spannungsbeträge und die Wirkleistungen gegeben sind. Lastknoten werden als PQ-Knoten bezeichnet, da Wirk- und Blindleistung bekannt sind. [9]

$$\underline{S}_i = 3\underline{U}_i \underline{I}_i^* = 3\underline{U}_i \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* \underline{U}_k^* \quad (1)$$

$$P_i = \sum_{k=1}^n 3U_i Y_{ik} U_k \sin(\vartheta_{ik} - \alpha_{ik}) \quad (2)$$

$$Q_i = - \sum_{k=1}^n 3U_i Y_{ik} U_k \cos(\vartheta_{ik} - \alpha_{ik}) \quad (3)$$

$$P_i \approx \sum_{k=1}^n 3U_i Y_{ik} U_k (\vartheta_{ik} - \alpha_{ik}) + 3U_i^2 Y_{ii} \alpha_{ii} \quad (4)$$

$$Q_i \approx - \sum_{k=1}^n 3U_i Y_{ik} U_k + 3U_i^2 Y_{ii} \quad (5)$$

P_i	Knotenpunktswirkleistung in W
Q_i	Knotenpunktsblindleistung in var
S_i	Knotenpunktsscheinleistung in VA
U_i	Phasenspannung im Netzknoten in V
I_i	Strom im Netzknoten in A

Y_{ii}	Eigenadmittanz im Netzknoten in S
Y_{ik}	Koppeladmittanz im Netzknoten in S
ϑ_{ik}	Phasendifferenz zwischen Knoten i und Knoten k in °
α_{ik}	Verlustwinkel zwischen Knoten i und Knoten k in °

Sind bei einem Lastflussproblem eine definierte Knotenspannung (durch den Slack-Knoten eingestellt) sowie die Knotenströme der übrigen Netzknoten gegeben und ein Knotenstrom sowie die Knotenspannungen an den verbleibenden Netzknoten gesucht, handelt es sich um eine lineare Problemstellung. Hier reicht es, wenn man die Gleichung 6 umformt. Aus der Knotenadmittanzmatrix (siehe Gleichung 7) wird eine Hybridmatrix (siehe Gleichung 8). [18]

Von einem nicht-linearen Problem spricht man, wenn in einem Knoten nicht die Ströme, sondern die Leistungen vorgegeben sind - die Berechnung erfolgt in diesem Fall iterativ. Bei der Lastflussberechnung in NEPLAN[®] wird eine Stromiteration an der faktorisierten und reduzierten Y-Matrix (siehe Gleichung 10) durchgeführt.

$$\underline{\mathbf{I}} = \underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} \quad (6)$$

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{pmatrix} \quad (7)$$

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{H}_{11} & \underline{H}_{12} & \dots & \underline{H}_{1n} \\ \underline{H}_{21} & \underline{H}_{22} & \dots & \underline{H}_{2n} \\ \vdots & & & \\ \underline{H}_{n1} & \underline{H}_{n2} & \dots & \underline{H}_{nn} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{pmatrix} \quad (8)$$

$\underline{\mathbf{I}}$	Spaltenvektor mit Knotenströmen
$\underline{\mathbf{Y}}$	Knotenadmittanzmatrix
$\underline{\mathbf{U}}$	Spaltenvektor mit Knotenspannungen
Y_{ii}	Element der Knotenadmittanzmatrix
H_{ii}	Element der Hybridmatrix

Stromiteration an der faktorisierten und reduzierten Y-Matrix

Die faktorisierte und reduzierte Y-Matrix \mathbf{Y}_{red} wird gebildet, indem man die Zeile und Spalte des Slackknotens aus der Knotenadmittanzmatrix streicht. Selbiges gilt in weiterer Folge für den Vektor mit den Knotenströmen und den Spannungsvektor. Bei \mathbf{Y}_{sl} und \underline{U}_{sl} handelt es sich um die Spalte des Slackknotens in der Knotenadmittanzmatrix und um die komplexe Spannung des Slackknotens. Die Stromiteration erfolgt in NEPLAN[®] in zwei Schritten.

1. Berechnung der Knotenströme aus den Knotenleistungen und Knotenspannungen durch Umformen der Leistungsgleichung (siehe Gleichung 9). Für die Spannung wird im ersten Schritt ein Schätzwert eingesetzt.
2. Berechnung der Knotenspannungen nach Gleichung 10

$$\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* \quad (9)$$

$$\mathbf{U}_{red} = \mathbf{Y}_{red}^{-1} \cdot (\mathbf{I}_{red} - \mathbf{Y}_{sl} \cdot \underline{U}_{sl}) \quad (10)$$

\underline{U}_{sl} Komplexe Spannung des Slackknotens

\mathbf{Y}_{sl} Spalte des Slackknotens in der Knotenadmittanzmatrix

\mathbf{U}_{red} Reduzierter Spannungsvektor

\mathbf{I}_{red} Reduzierter Stromvektor

Die Iterationsschritte werden solange wiederholt, bis das Abbruchkriterium nach Gleichung 11 erfüllt ist indem der vorgegebene Wert ε (zum Beispiel $\varepsilon = 10^{-6} \dots 10^{-3}$) unterschritten wird. Konvergiert der Algorithmus nicht, wird die Berechnung nach einer vom Benutzer definierten Anzahl von Iterationen abgebrochen. [5]

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^n \left| \frac{U_{i_{\mu+1}} - U_{i_{\mu}}}{U_{i_{\mu}}} \right| \quad (11)$$

Newton-Raphson-Verfahren

Zur Lastflussberechnung mit NEPLAN[®] stehen verschiedene Methoden zur Wahl. Zur Erstellung dieser Arbeit wurde mit dem Newton-Raphson-Verfahren gearbeitet. Beim Newton-Raphson-Verfahren handelt es sich um ein schnell konvergierendes Verfahren zur Nullstellenbestimmung. [18]

Der Fehler ΔS_i soll Null werden, wobei S_i die Vorgabescheinleistung darstellt. Ein Element Y_{ik} befindet sich in der i -ten Zeile und der k -ten Spalte der Y -Matrix. Die Lösung der Gleichung 13 erfolgt in drei Schritten:

1. Berechnung der Leistungsfehler aller Knoten
2. Berechnung der Spannungsänderungen aller Knoten mit Hilfe der Jacobi-Matrix J nach Gleichung 12.

$$\Delta U = J^{-1} \cdot \Delta S \quad (12)$$

3. Berechnung der neuen Knotenspannungen

Diese Iterationsschritte werden so lange durchlaufen, bis das Abbruchkriterium nach Gleichung 14 durch Unterschreiten des vorgegebenen Wertes ε erfüllt ist. Beim erweiterten Newton-Raphson-Verfahren wird auf ein allgemeines Gleichungssystem erweitert, wodurch komplexe Netzelemente (z.B.: FACTS) simuliert werden können. [5]

$$\Delta S_i = (P_i - jQ_i) - U_i \cdot \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* \cdot U_k^* \quad (13)$$

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^n |\Delta S_i| \quad (14)$$

Zur Verdeutlichung des Ablaufs ist in Abbildung 3 ein Flussdiagramm zum Newton-Raphson-Verfahren dargestellt.

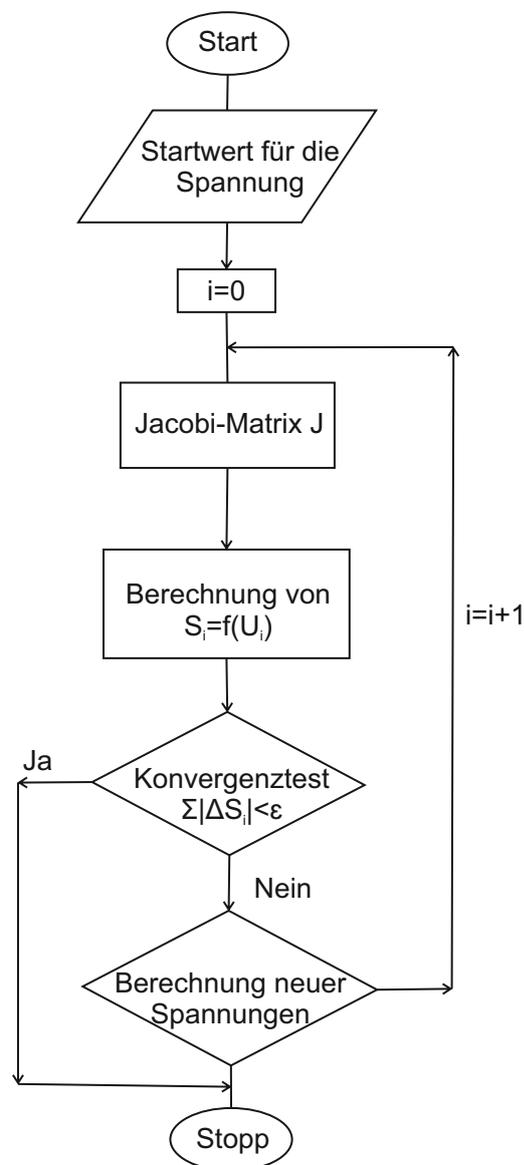


Abbildung 3: Flussdiagramm zum Newton-Raphson-Verfahren, [18]

Bildung der Jacobi-Matrix

Die Jacobi-Matrix setzt sich aus den partiellen Ableitungen einer Funktion f zusammen (siehe Gleichung 15). Bedingung hierfür ist, dass die partiellen Ableitungen existieren

und dass $\det \mathbf{J}(\mathbf{x}) \neq 0$. [4]

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \left(\frac{\partial f_i(\mathbf{x})}{\partial x_k} \right)_{i,k=1,\dots,n} = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1(\mathbf{x})}{\partial x_n} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n(\mathbf{x})}{\partial x_n} \end{pmatrix} \quad (15)$$

Legt man Gleichung 15 nun auf das Lastflussproblem um, so wird die Jacobi-Matrix aus den partiellen Ableitungen der Knotenleistungen nach Betrag und Winkel der Knotenspannungen gebildet. Diese lassen sich in einem Arbeitspunkt, bestimmt durch den Spannungsvektor U_0 , linearisieren (siehe Gleichung 16). [18]

Wie in [20] verdeutlicht wird, besteht ein starker Zusammenhang zwischen Wirkleistung und Winkel sowie Blindleistung und Spannung, womit die in Gleichung 17 und Gleichung 18 angegebenen Approximationen gemäß [18] möglich sind.

$$\begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \vartheta_1} & \cdots & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial U_n} \\ \vdots & \cdots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \cdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \vartheta} & \cdots & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial U_n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \vartheta_1 \\ \vdots \\ \Delta \vartheta_n \\ \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{pmatrix} \quad (16)$$

$$\frac{\partial P}{\partial U} \approx 0 \quad (17)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial \vartheta} \approx 0 \quad (18)$$

2.3.2 Zuverlässigkeitsberechnung

Bei der Zuverlässigkeitsberechnung - welche dem Ermitteln von Kenngrößen für die zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen der angeschlossenen Kunden in einem elektrischen Netz dient - wird zwischen der Bewertung nach dem deterministischen Verfahren (auch (n-1)-Kriterium genannt) und dem probabilistischen Verfahren unterschieden. Mit Hilfe der Zuverlässigkeitsberechnung können verschiedene Ausbauszenarien anhand von Kennzahlen miteinander verglichen werden, wodurch eine objektive Bewertung von Umstrukturierungsmaßnahmen möglich ist. In den folgenden Kapiteln wird die Bewertung der Netzzuverlässigkeit, welche anhand der mit NEPLAN[®] berechneten Kennzahlen und den gängigen Standards laut IEEE [1] erfolgte, beschrieben.

Deterministisches Verfahren (n-1)

Das (n-1)-Kriterium besagt unter anderem, dass der Ausfall eines Betriebsmittels nicht zu Versorgungsunterbrechungen führen darf. Darüber hinaus dürfen die vorgegebenen Grenzen bezüglich Spannungsband und Betriebsmittelauslastung auch im Falle eines Ausfalls nicht verletzt werden. Das Netz muss demnach so konzipiert werden, dass die zum Einsatz kommenden Betriebsmittel im Fehlerfall die Last der ausgefallenen Netzelemente übernehmen können. [5]

Die Vorteile des (n-1)-Kriteriums liegen darin, dass es weltweit seit vielen Jahren bewährt ist, einfach handhabbar und somit leicht vermittelbar ist, sowie darin, dass kein zusätzlicher Datenbedarf in Form von Ausfallwahrscheinlichkeiten der Betriebsmittel im Netz besteht. Nachteilig ist die Einbeziehung „unwahrscheinlicher“ Worst-Case-Szenarien. Darüber hinaus werden einheitlich kurze und seltene Ausfälle vorausgesetzt und es wird keine Reihung der Ausfalls-Varianten vorgenommen, wodurch die Annahmen wenig realistisch sein können. [21]

Probabilistisches Verfahren - Zuverlässigkeitsberechnung

Bei diesem Verfahren werden alle statistisch relevanten Ausfallkombinationen untersucht. Damit die Untersuchung der einzelnen Szenarien automatisiert erfolgen kann, muss das Netzmodell auch den parametrisierten Netzschutz und sämtliche Umschaltmöglichkeiten beinhalten. [5]

Beim Erzeugen der Ausfallkombinationen werden alle Möglichkeiten, die zu einer bestimmten Ausfallkombination führen können, berücksichtigt. Mehrfachausfälle entstehen beispielsweise durch mehrere Einfachausfälle, Schutzversager oder Schutzüberfunktionen. Die Eintrittshäufigkeit wird abhängig von der jeweiligen Ausfallkombination berechnet. Im Anschluss erfolgt die Fehlereffektanalyse, bei der versucht wird, die Versorgung der Verbraucher so gut wie möglich wiederherzustellen. Zuletzt wird der Einfluss der Ausfallkombination auf die Zuverlässigkeitskenngrößen des Netzes berücksichtigt. [5]

Der Ablauf der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung ist in Abbildung 4 dargestellt.

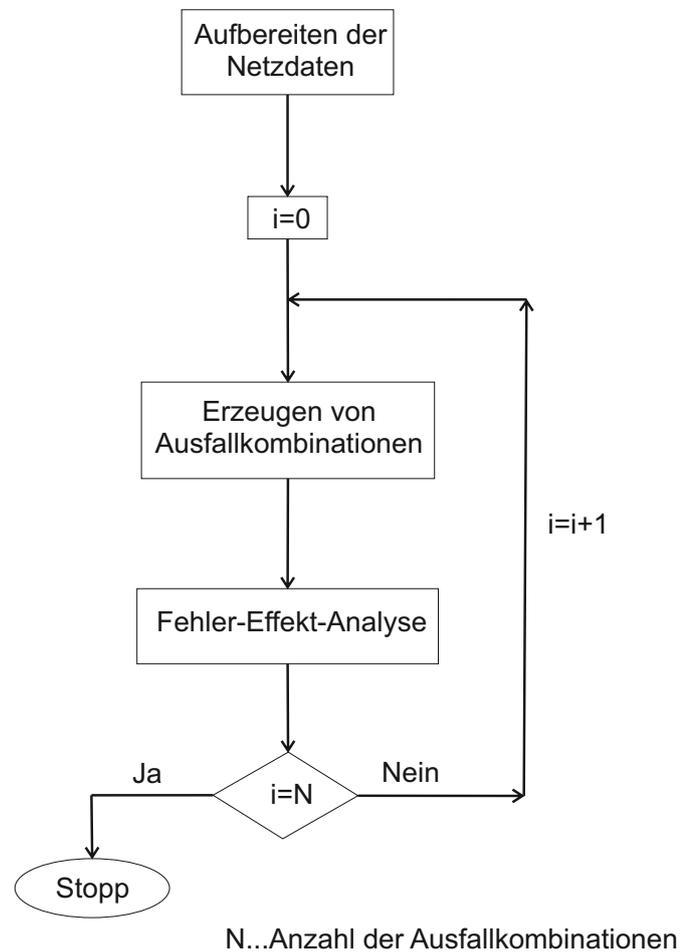


Abbildung 4: Ablauf der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung, [5]

Ein Vorteil der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse ist, dass die Reihung von Varianten möglich ist. Es erfolgt eine Bewertung der Unzuverlässigkeit, somit sind auf Kunden bezogene Aussagen möglich. Dem gegenüber steht eine aufwendige Modellierung und Berechnung. Des Weiteren ist eine Interpretation der Ergebnisse und eine spezifische Auswahl der Bewertungskriterien erforderlich. [21]

Zuverlässigkeitskenngrößen

Für die Zuverlässigkeitsanalyse ist eine grundlegende Unterscheidung zwischen Zuverlässigkeitskennwerten und Zuverlässigkeitskenngrößen notwendig. Bei Ersteren handelt es sich um die Eingangsdaten der Berechnung, welche das Ausfallverhalten der Betriebsmittel beschreiben. Für diese Masterarbeit wurden die Ausfall-Daten aus der FNN-Störungsstatistik [23] (siehe Abschnitt 8) herangezogen. Mit Kenntnis der Zuverlässig-

sigkeitskenndaten, der Schutzeinstellungen und der Umschaltzeiten nach einem Ausfall können in Folge die Zuverlässigkeitskenngrößen (siehe Tabelle 2) berechnet werden. [5]

Tabelle 2: Zuverlässigkeitskenngrößen in NEPLAN[®], [5]

Abkürzung	Kenngröße	Einheit	Beschreibung
H	Erwartungswert der Unterbrechungshäufigkeit	1/a	Häufigkeit der zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen pro Jahr
Q	Nichtverfügbarkeit	min/a bzw. h/a	Wahrscheinlichkeit der zu erwartenden Versorgungsunterbrechung
T	Erwartungswert der Unterbrechungsdauer	min bzw. h	Zu erwartende Dauer der Versorgungsunterbrechung
P	Erwartungswert der unterbrochenen Leistung	kW/a bzw. MW/a	Produkt aus unterbrochener Leistung des Ereignisses und dessen Häufigkeit
W	Erwartungswert der nicht zeitgerecht gelieferten Energie	kWh/a bzw. MWh/a	Produkt aus unterbrochener Leistung und der Defizitwahrscheinlichkeit Q
K	Erwartungswert der Unterbrechungskosten	€/a bzw. \$/a usw.	Kosten, die pro Jahr durch Versorgungsunterbrechungen entstehen

Mit Hilfe dieser Kenngrößen, ist in einem weiteren Schritt eine Bewertung der Netzzuverlässigkeit möglich (siehe Abschnitt 2.3.3).

2.3.3 Zuverlässigkeitskennzahlen gemäß Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

In diesem Kapitel wird die Berechnung der Zuverlässigkeitskennzahlen gemäß IEEE [1] erläutert. Durch Einsetzen der mittels NEPLAN[®] ermittelten Zuverlässigkeitskenngrößen für die Stationen im Netzmodell in die angegebenen Gleichungen können die Kennzahlen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit ermittelt werden.

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

Der Index SAIFI nach Gleichung 19 gibt an, wie oft ein durchschnittlicher Verbraucher von einer anhaltenden Unterbrechung über eine definierte Zeit betroffen ist.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Total Number of Customers Interrupted}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (19)$$

System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

Die Kennzahl nach Gleichung 20 gibt die Gesamtdauer der Unterbrechung für den durchschnittlichen Verbraucher während einer definierten Zeit an. SAIDI wird üblicherweise in Minuten oder Stunden angegeben.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Customer Minutes of Interruption in } \frac{\text{min}}{a}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad (20)$$

Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)

Die Berechnung der durchschnittlich zur Wiederherstellung der Versorgung benötigten Zeit erfolgt nach Gleichung 21.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Customer Minutes of Interruption in } \frac{\text{min}}{a}}{\text{Total Number of Customers Interrupted}} \quad (21)$$

Average System Interruption Frequency Index (ASIFI)

Die Berechnung von ASIFI (siehe Gleichung 22) orientiert sich nicht an der Anzahl der betroffenen Verbraucher, sondern an der Last in kVA. Dieser Index wird zur Bewertung der Qualität der Energieverteilung in Gebieten mit geringer Abnehmerdichte und hohen Lastkonzentrationen herangezogen. Ein typisches Beispiel hierfür ist ein Industrienetz. In einem System mit gleichmäßig verteilter Last nimmt ASIFI den gleichen Wert wie

SAIFI an.

$$ASIFI = \frac{\sum \text{Total Connected kVA of Load Interrupted}}{\text{Total Connected kVA Served}} \quad (22)$$

Average System Interruption Duration Index (ASIDI)

Auch die Berechnung von ASIDI orientiert sich anstelle der nicht versorgten Verbraucher an der ausgefallenen Last in kVA. Die Kennzahl berechnet sich nach Gleichung 23.

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Connected kVA Duration of Load Interrupted in } \frac{\text{kVA} \cdot \text{min}}{a}}{\text{Total Connected kVA Served}} \quad (23)$$

2.3.4 Berechnung der IEEE-Kennzahlen aus NEPLAN[®]-Kenngrößen

In diesem Kapitel wird die Berechnung der kunden- und leistungsbezogenen Zuverlässigkeitskennzahlen nach IEEE anhand der Simulationsergebnisse von NEPLAN[®] erläutert. Das Berechnungsprogramm liefert abhängig von den jeweiligen Schutzeinstellungen die Zuverlässigkeitskenngrößen H, T und Q für jede Station (siehe Tabelle 2). Hieraus gilt es nun die Kennzahlen SAIDI, SAIFI etc. zu berechnen. Den Vorgaben für die Berechnung der Zuverlässigkeitskennzahlen in Abschnitt 2.3.3 entsprechend, werden die Kenngrößen mit der jeweiligen Transformatorleistung oder der Kundenzahl in die Formeln eingesetzt. Zur Verdeutlichung werden die entsprechenden Gleichungen (Gleichung 24 und Gleichung 25) für die kundenbezogenen Kennzahlen angegeben.

$$SAIDI = \frac{\sum Q_i \cdot K_i}{N_T} \quad (24)$$

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (25)$$

Q_i Nichtverfügbarkeit in $\frac{\text{min}}{a}$ (siehe Tabelle 2)

K_i Anzahl der Kunden der jeweiligen Station

N_i Erwartete Unterbrechungshäufigkeit H multipliziert mit der Kundenzahl pro Station

N_T Gesamtanzahl der Kunden des Teilnetzes

Die durchschnittliche für die Wiederherstellung der Versorgung benötigte Zeit berechnet sich nach Gleichung 26.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (26)$$

Die leistungsbezogenen Kennzahlen ASIFI und ASIDI berechnen sich unter Berücksichtigung der Vorgaben nach IEEE [1] wie in Gleichung 27 und Gleichung 28 beschrieben.

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (27)$$

$$ASIDI = \frac{\sum Q_i \cdot S_i}{L_T} \quad (28)$$

- Q_i Nichtverfügbarkeit in $\frac{min}{a}$
- L_i Multiplikation der erwarteten Unterbrechungshäufigkeit H mit der installierten Transformatorleistung S_i der jeweiligen Station
- L_T gesamte installierte Leistung im Teilnetz, demnach die Summe aller Transformatorleistungen

3 Einleitung

In diesem Kapitel werden die Grundsätze der Netzplanung, die Richtlinien, welche für Erzeugungsanlagen im Mittelspannung (MS)-Netz zur Anwendung kommen und die Netz-zuverlässigkeit in Österreich behandelt.

3.1 Netzplanung

Die Aufgabe der Netzplanung ist, die Kunden möglichst wirtschaftlich, bedarfs- und qualitätsgerecht und mit Berücksichtigung aller technischen und rechtlichen Vorgaben mit elektrischer Energie zu versorgen. [17]

Hierbei sind entsprechende Rahmenbedingungen (in Abschnitt 3.1.1 angeführt werden) zu berücksichtigen.

3.1.1 Voraussetzungen für die Netzplanung

Bei der Netzplanung sind viele Aspekte bezüglich der Wahl der Betriebsmittel und der Betriebsführung zu beachten. Im Folgenden seien einige wichtige Faktoren angeführt (siehe [19]).

1. Übertragungsfähigkeit der Betriebsmittel für alle Betriebsfälle
(siehe Abschnitt 3.2.2)
2. kurzfristige Überlast im Störfall
 - Verteiltransformatoren: kurzfristig doppelte Nennleistung zulässig (gilt nur für Öltransformatoren)
 - Reservestellende Kabel müssen vorübergehend mit $1,4 \cdot I_N$ belastbar sein (papierisolierte Kabel)
 - Verkürzung der Lebensdauer hält sich jeweils in Grenzen
3. Versorgungszuverlässigkeit
 - Im Mittelspannungsnetz gilt das (n-1)-Prinzip
 - Reserve durch Umschaltung (Auswirkungen auf Wiederversorgungszeit)

Hinnehmbare Unterbrechungsdauern

In Tabelle 3 und Tabelle 4 sind hinnehmbare Unterbrechungsdauern nach Störungen bei einer Fehlerhäufigkeit von 0,01 Fehlern pro Jahr und 0,10 Fehlern pro Jahr angeführt.

Tabelle 3: Hinnehmbare Unterbrechungsdauern bei $H = 0,01\frac{1}{a}$, [19]

Betriebsmittel	Belastung bei Eintritt der Störung	Unterbrechungsdauer	zu erreichen durch
MS-Sammelschiene	10 MVA	≤ 2 Stunden	Einfach-Sammelschiene und Umschaltung im Netz
MS-Sammelschiene	16 MVA	≤ 1 Stunde	Einfach-Sammelschiene und Umschaltung im Netz
MS-Sammelschiene	25 MVA	≤ 40 Minuten	Doppel-Sammelschiene mit ferngesteuerten Trennern
MS-Sammelschiene	40 MVA	≤ 30 Minuten	Doppel-Sammelschiene mit ferngesteuerten Trennern
MS-Sammelschiene	63 kVA	≤ 20 Minuten	Doppel-Sammelschiene mit ferngesteuerten Trennern

Tabelle 4: Hinnehmbare Unterbrechungsdauern bei $H = 0,1\frac{1}{a}$, [19]

Betriebsmittel	Belastung bei Eintritt der Störung	Unterbrechungsdauer	zu erreichen durch
Transformatoren Hochspannung (HS)/ MS	63 MVA	≤ 5 Minuten	Fernsteuerung
MS-Kabel 20kV	5 MVA	≤ 40 Minuten	Umschaltung vor Ort
MS-Kabel 10kV	3 MVA	≤ 1 Stunde	Umschaltung vor Ort
Transformatoren MS/ Niederspannung (NS)	1 MVA	≤ 3 Stunden	Umschaltung vor Ort
NS-Kabel	120 kVA	≤ 5 Stunden	Reparatur
Hausanschlusskabel	50 kVA	≤ 8 Stunden	Reparatur

3.1.2 Planungshorizonte

Bei der Netzplanung wird zwischen verschiedenen Planungshorizonten unterschieden. Je weiter ein Ziel in der Zukunft liegt, desto bedeutender sind die zu treffenden Entscheidungen.

Strategische Netzplanung

Die Ziele der strategischen Netzplanung liegen in der Regel viele Jahre (z.B.: 20 Jahre) in der Zukunft und müssen dementsprechend an die sich ändernden Bedingungen angepasst werden. Die getroffenen Entscheidungen sollen eine vorteilhafte Lage des eigenen Unternehmens sichern. Prognosen spielen bei der Erstellung des technischen Konzepts (Schutz, Sternpunktbehandlung, Netzkonzept, Netzführung) eine wichtige Rolle. [17]

Operative Netzplanung

Die operative Netzplanung erfolgt mittelfristig und betrifft die kommenden Jahre. Auch hier sind Bedarfsprognosen von großer Bedeutung. In diesem Zeithorizont erfolgt beispielsweise die Auswahl von Standorten und die Umsetzung der beschlossenen Projekte. [17]

Betriebsplanung

Da man in der Betriebsplanung mit aktuellen Aufgaben konfrontiert ist, erfolgt diese sehr kurzfristig. Die getroffenen Entscheidungen betreffen Normalschaltzustände, etwaige Sonderschaltzustände und Konzepte für den Störfall. [17]

3.2 Richtlinien für die Einspeisung in Mittelspannungsnetze

Durch den Betrieb von dezentralen Erzeugungsanlagen ergeben sich Netzzrückwirkungen, welche von der Art der DEA abhängen. Werden die in den Technische und Organisatorische Richtlinien (TOR) [11] vorgegebenen Bedingungen eingehalten, gilt der Betrieb der Anlage als zulässig. In Abschnitt 3.2.1 und Abschnitt 3.2.2 wird auf die in dieser Masterarbeit untersuchten Bedingungen eingegangen.

3.2.1 Spannungsanhebung

Durch Änderung des Verbrauchs oder der Erzeugung in einem Netzknoten ergeben sich Spannungsänderungen, welche nicht nur in diesem, sondern in allen Knoten des Netzes auftreten können. Die Spannungsänderung entspricht der Differenz der Spannungen

in einem Netzknoten vor und nach Änderung der Lastsituation. Zur Beurteilung des Spannungsniveaus im untersuchten Netz sind folgende kritische Extremsituationen zu analysieren:

- Starklast mit minimaler Einspeisung
- Schwachlast mit maximaler Einspeisung

Für beide Lastfälle darf in keinem Netzknoten das Spannungstoleranzband verletzt werden. Zur Überprüfung dieser Bedingungen wurde die Lastflussberechnung (Erläuterung der Methode in Abschnitt 2.3.1, Beschreibung der Szenarien in Abschnitt 5 und Ergebnisse in Abschnitt 6) herangezogen.

Die relative Spannungsanhebung in einem Verknüpfungspunkt V kann durch Anwendung der Näherungsformel gemäß [11] (siehe Gleichung 29) ermittelt werden.

$$\Delta u_V = \frac{\Delta P_V \cdot R_V + \Delta Q_V \cdot X_V}{U_V^2} \quad (29)$$

Δu_V Relative Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt V in p.u.

ΔP_V Änderung der Wirkleistung am Verknüpfungspunkt in W

ΔQ_V Änderung der Blindleistung am Verknüpfungspunkt in var

R_V Resistanz am Verknüpfungspunkt in Ω

X_V Reaktanz am Verknüpfungspunkt in Ω

U_V Spannung am Verknüpfungspunkt in V

Die durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen bedingte Spannungsanhebung darf in keinem Knoten des Mittelspannungsnetzes den Grenzwert von 2 % (3 % im Niederspannungsnetz) überschreiten. Zudem müssen DEA ab einer Wirkleistungsabgabe größer 20 % der Bemessungs-Wirkleistung mit folgenden Leistungsfaktoren betrieben werden ([13]):

- $\leq 3,68$ kVA: $\cos \varphi = 0,95$ untererregt bis $0,95$ übererregt.
- $\geq 3,68$ kVA bis $\leq 13,80$ kVA: $\cos \varphi = 0,95$ untererregt bis $0,95$ übererregt nach Vorgabe des Netzbetreibers
- $\geq 13,80$ kVA: $\cos \varphi = 0,95$ untererregt bis $0,95$ übererregt oder nach Vorgabe des Netzbetreibers $\cos \varphi = 0,90$ untererregt bis $0,90$ übererregt

Diese Vorgaben werden in Abbildung 5 für das Verbraucherzählpeilsystem (VZP) dargestellt. Die Leistungen sind normiert auf die Nennwirkleistung P_n eingezeichnet. Erfolgt die Regelung im Bereich $\cos \varphi = 0,95$ untererregt bis $\cos \varphi = 0,95$ übererregt (in Abbildung 5 schraffiert dargestellt) ergibt sich für die normierte Blindleistung Q/P_n ein Grenzwert von $\pm 0,33$. In jenem Bereich, in dem die normierte Wirkleistung P/P_n unter dem Wert von $\pm 0,2$ liegt, muss nicht geregelt werden.

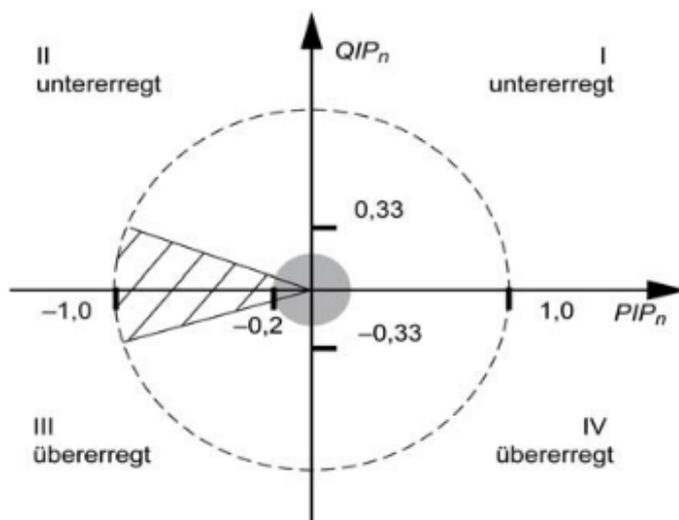


Abbildung 5: Blindleistungsbetriebsbereich für $DEA \geq 3,68 \text{ kVA}$ bis $\leq 13,80 \text{ kVA}$, [13]

3.2.2 Zulässige Beanspruchung der Betriebsmittel

In Tabelle 5 sind die zulässigen Beanspruchungen der Betriebsmittel in Prozent des Bemessungsstroms für Normal- und Störungsbetrieb angegeben.

Tabelle 5: Zulässige Betriebsmittelbeanspruchungen, [19]

Betriebsmittel	Isolation	Normalbetrieb	Störungsbetrieb
Transformatoren HS/MS	Öl	je nach Betriebsweise	110 %
MS-Kabel	Papier	60 %	120 %
MS-Kabel	VPE	60 %	120 %
MS-Kabel	PVC	50 %	100 %
Transformatoren MS/NS	Öl	130 %	175 %
Transformatoren MS/NS	Gießharz	100 %	110 %
NS-Kabel	VPE	60 %	120 %
NS-Kabel	PVC	50 %	100 %

3.3 Netzzuverlässigkeit in Österreich

Um die Wichtigkeit der Zuverlässigkeitsberechnung für die Netzplanung hervorzuheben und einen Eindruck für die gegenwärtige Situation in Österreich zu vermitteln, werden die Ergebnisse der Ausfall- und Störungsstatistik für das Jahr 2013 [14] in diesem Kapitel zusammengefasst.

Die Statistik umfasst sämtliche in österreichischen Netzbereichen erhobenen Versorgungsunterbrechungen. In Tabelle 6 sind die Zuverlässigkeitskennzahlen für Österreich im Jahr 2013 zusammengefasst, wobei regional außergewöhnliche Ereignisse (schwere Stürme, massive Überschwemmungen und andere Naturkräfte) nicht berücksichtigt werden. In Österreich gilt eine Naturkatastrophe als solches Ereignis, wenn lokal eine Krisensituation ausgerufen wird oder Maßnahmen durch Bund oder Land erfolgen. [14]

Tabelle 6: Zuverlässigkeitskennzahlen für Österreich im Jahr 2013, [14]

System Average Interruption Duration Index	SAIDI	47,58 Minuten
Average System Interruption Duration Index	ASIDI	50,18 Minuten
System Average Interruption Frequency Index	SAIFI	0,96 (dimensionslos)
Average System Interruption Frequency Index	ASIFI	1,03 (dimensionslos)
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI	49,37 Minuten

Die Berechnung von Zuverlässigkeitskennzahlen wird in Abschnitt 2.3.3 entsprechend den Vorgaben nach IEEE [1] erörtert.

Eine Versorgungsunterbrechung kann geplant und ungeplant erfolgen. Geplante Unterbrechungen werden üblicherweise angekündigt und fließen nicht in die Ermittlung der Zuverlässigkeitszahlen ein. Ungeplante Versorgungsunterbrechungen sind im Allgemeinen Folgen äußerer Einflüsse wie ([14]):

- Atmosphärische Einwirkungen
- Fremde Einwirkung (beispielsweise bedingt durch Menschen, Tiere, Baggerarbeiten,...)
- Netzbetreiber intern (z.Bsp. Alterung)
- Versorgungsausfall/Rückwirkungsstörungen

In Abbildung 6 sind die prozentualen Anteile der geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Mehrheit der ungeplan-

ten Versorgungsunterbrechungen auf atmosphärische Einwirkungen zurückzuführen sind.
[14]

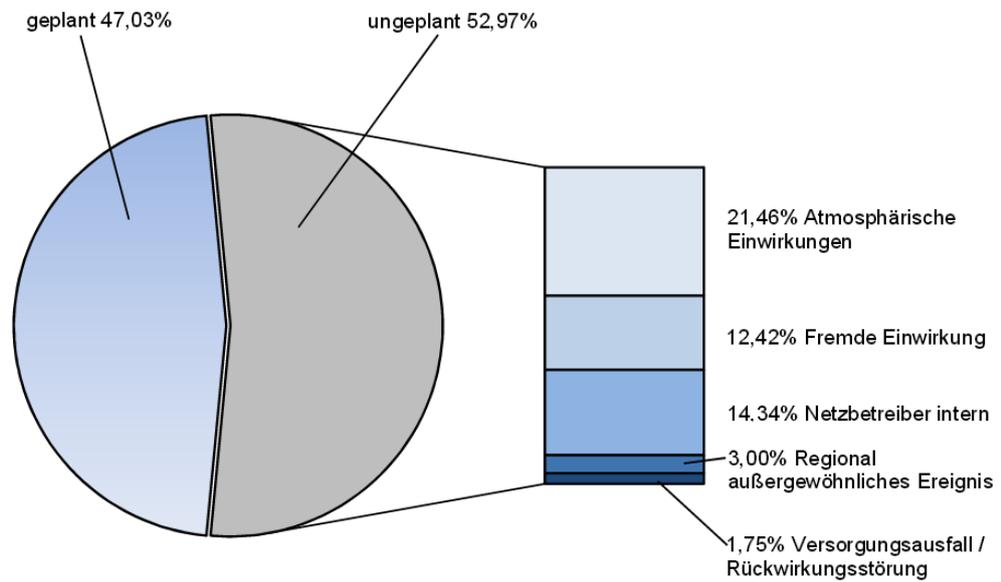


Abbildung 6: Aufteilung der Versorgungsunterbrechungen 2013 nach deren Ursache, [14]

4 Netzstrukturen

Im Folgenden wird zunächst die Verteilung elektrischer Energie in Österreich erörtert und anschließend die Struktur des zu analysierenden Mittelspannungsnetzes aufgezeigt.

4.1 Verteilung elektrischer Energie in Österreich

Das österreichische Netz ist in Netzebenen und Spannungsebenen unterteilt. Die Gliederung in sieben Netzebenen ergab sich im Zuge der Tarifierung. In Tabelle 7 sind die Ebenen und deren Nennspannung angegeben.

Tabelle 7: Netzebenen, [3]

Netzebene	Nennspannung
1	Höchstspannung (380kV und 220kV), einschließlich 380/220-kV-Umspannung
2	Umspannung von Höchst- zu Hochspannung
3	HS (110kV, einschließlich Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36kV und 220kV)
4	Umspannung von HS auf MS
5	MS (mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1kV bis einschließlich 36kV sowie Zwischenumspannungen)
6	Umspannung von MS auf NS
7	NS (1kV und darunter)

In Tabelle 8 sind die Trassenlängen gemäß Datenstand August 2014 des österreichischen Netzes angeführt. Die angegebenen Werte wurden auf km gerundet, wodurch sich geringfügige Abweichungen bezüglich der Summe ergeben können.

Tabelle 8: Trassenlängen des österreichischen Netzes (August 2014), [16]

Trassenlängen			
Spannungsebenen	Freileitungen	Kabelleitungen	Summe
kV	km	km	km
380	1.363	55	1.417
220	1.854	3	1.857
110	5.974	574	6.547
1 bis 110	27.598	38.429	66.027
≤ 1	35.573	126.668	162.242

Tabelle 9 listet die aktuellen Systemlängen für Freileitungen und Kabelleitungen des öffentlichen Netzes auf. Die angegebenen Werte wurden auf km gerundet, wodurch sich

geringfügige Abweichungen bezüglich der Summe ergeben können.

Wie zum Beispiel in [12] erklärt, ist die Trassenlänge durch die Entfernung zwischen den Endpunkten einer Freileitung oder Kabelleitung definiert. Wird die Trasse durch Systeme unterschiedlicher Spannungsebenen genutzt, wird der betreffende Abschnitt der jeweils höheren Spannungsebene zugeordnet.

Die Systemlänge ist gleich oder ein ganzes Vielfaches der Trassenlänge. Sie ist als „das Mittel aus den tatsächlichen Längen des Leitersystems eines Stromkreises“ definiert. [12]

Tabelle 9: Systemlängen des österreichischen Netzes (August 2014), [16]

Systemlängen			
Spannungsebenen	Freileitungen	Kabelleitungen	Summe
kV	km	km	km
380	2.784	55	2.838
220	3.662	5	3.667
110	10.443	725	11.167
1 bis 110	28.153	40.184	68.337
≤ 1	36.118	133.057	169.175

Tabelle 10 enthält den Bestand der Umspannwerke (UW) und Schaltwerke (SW) unterteilt nach Spannungsebenen.

Tabelle 10: Umspann- und Schaltwerke des österreichischen Netzes (August 2014), [16]

Umspann- und Schaltwerke		
Spannungsebenen	Anzahl der Transformatoren	Summenleistung in MVA
Oberspannung bis 200kV	995	40.902
Oberspannung über 200kV	80	27.905
Hochspannung zu HS, MS bzw. NS	1.075	68.807

In Tabelle 11 ist die Anzahl der Transformatorstationen und die zugehörige Summenleistung angegeben.

Tabelle 11: Transformatorstationen des österreichischen Netzes (August 2014), [16]

Transformatorstationen		
Spannungsebenen	Anzahl der Stationen	Summenleistung in MVA
Mittelspannung zu MS bzw. NS	76.375	29.833

In Abbildung 7 ist der Mittelwert der Energieabgabe an Endkunden (Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft,...) am österreichischen Elektrizitätsmarkt dargestellt.

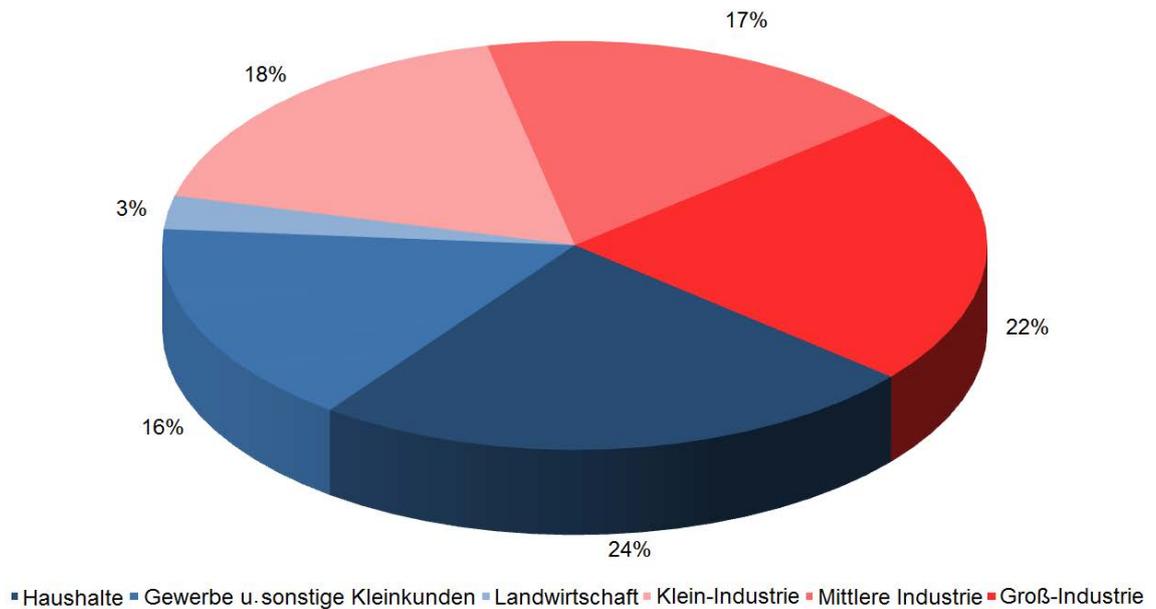


Abbildung 7: Mittelwert der Energieabgabe an Endkunden am österreichischen Elektrizitätsmarkt, [15]

4.2 Installierte Kraftwerke in Österreich

Um dem Leser einen Eindruck zur gegenwärtigen Erzeugungslage in Österreich zu vermitteln, folgt eine Darstellung der derzeit installierten Kraftwerksleistung in der Regelzone Austrian Power Grid (APG). In Tabelle 12 sind die Kraftwerkskapazitäten aufgeteilt nach Kraftwerksarten dargestellt. Die hier angegebenen Nettoleistungen sind auf 1 MW gerundet.

Tabelle 12: Kraftwerke der Regelzone APG, [2]

Kraftwerkstyp	Summe der installierten Nettoleistung in MW
Laufkraftwerk	3.265
Schwellkraftwerk	1.138
Pumpspeicherkraftwerk	3.364
Speicherkraftwerk	2.914
Kleinwasserkraftwerk	965
Wind	1.684
Sonstige Erneuerbare	840
Gasturbinenkraftwerk	329
Kombiniertes Gas-/Dampfkraftwerk	3.209
Dampfkraftwerk	838
Steinkohlekraftwerk	1.226
Ölkraftwerk	330
Thermisches Industriekraftwerk	1.497
Sonstiges thermisches Kraftwerk	401
Gesamt	22.715

Unter sonstigen erneuerbaren Energiequellen versteht man in [2] Biogas, Biomasse (fest und flüssig), Deponiegas, Klärgas, Geothermie und Sonnenenergie.

4.3 Dezentrale Erzeugungsanlage

„Die dezentrale Erzeugung umfasst jene Erzeugungsanlagen, die an öffentliche Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetze (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen und verbrauchsnahe sind sowie alle Erzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen.“ [10]

Vorteile einer DEA [10]:

- leichtere Einrichtung durch kleinere Anlagengröße
- kürzere Genehmigungs- und Bauzeiten
- lokale Lastdeckung
- Nutzung lokal verfügbarer Primärenergie

Die Nachteile solcher Anlagen liegen in höheren spezifischen Investitions- und Wartungskosten, größeren Schadstoffkosten und in der geringeren thermodynamischen Effizienz bei kombinierten Anlagen (z.Bsp.: Blockheizkraftwerk (BHKW)). Beim Anschluss von

DEA an das Netz ist auf die Spannungsqualität, Spannungsanhebungen, Betriebsmittelbelastbarkeit sowie den Blindleistungshaushalt zu achten. Man unterscheidet zwischen direkter und indirekter Netzanbindung. Letztere erfolgt über Stromrichter, welche nach der Art der Ansteuerung in netzgeführte und selbstgeführte Wechselrichter unterteilt werden. Darüber hinaus ist auch eine gemischte Netzanbindung (Kombination aus direkter Anbindung und Stromrichter) in Form einer doppelt gespeisten Asynchronmaschine möglich. [10]

4.4 Struktur des untersuchten Mittelspannungsnetzes

In diesem Kapitel wird die Struktur des untersuchten Netzes beschrieben. Um einen guten Überblick zu gewähren, wird auf die vorhandenen Betriebsmittel, die Sternpunktbehandlung, die Netzstruktur sowie die Verbraucherprofile eingegangen.

4.4.1 Freileitungen und Kabelleitungen

Das zu analysierende städtische Mittelspannungsnetz umfasst in etwa 60.000 Zählpunkte, erstreckt sich über 130 km² und besteht überwiegend aus Kabel (95 %). Lediglich 25 der gesamt 453 km an MS-Leiterverbindungen sind in Form von Freileitungen ausgeführt. Ein großer Teil der installierten Betriebsmittel ist älter als 25 Jahre. [7]

4.4.2 Teilnetze

Das vorliegende Mittelspannungsnetz ist in fünf Teilnetze unterteilt (siehe Abbildung 8). Diese Masterarbeit beschäftigt sich mit der detaillierten Analyse der Teilnetze Nord und West.

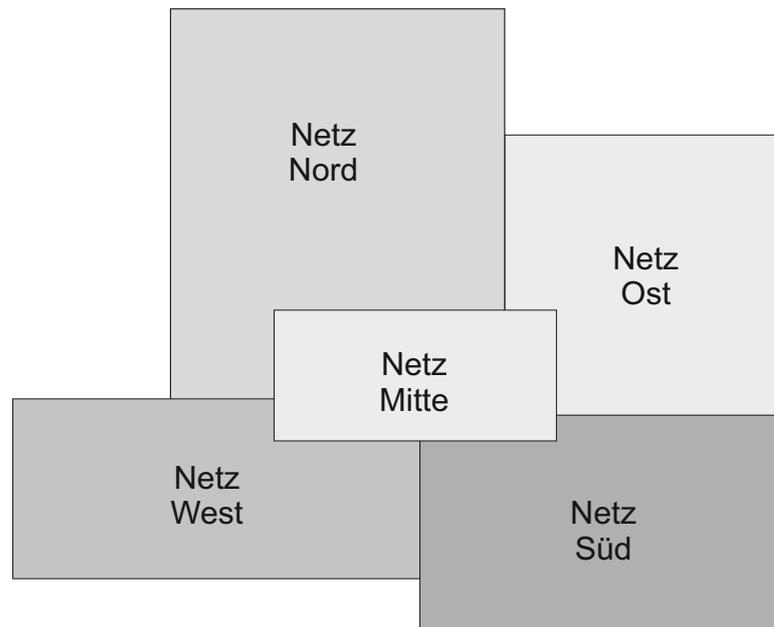


Abbildung 8: Teilnetze des untersuchten MS-Netzes, [7]

Jedes Teilnetz wird über ein Umspannwerk (UW) vom übergeordneten 110-kV-Netz versorgt (siehe Abbildung 9). Ein 40-MVA-Längsregeltransformator übernimmt die Regelung der Spannung im MS-Netz. Der Regelbereich liegt zwischen 115 kV primär und 21 kV sekundär und wird über ± 12 Schaltstufen eingestellt. In jedem Umspannwerk ist ein Regeltransformator eingesetzt, welcher die Netzspannung abhängig vom Laststrom durch den Transformator regelt, indem er die Schaltstufe ändert. In jedem Regeltransformator ist eine entsprechende Kennlinie hinterlegt, die das Regelverhalten festlegt. Das Teilnetz Mitte ist über das UW-Nord an das 110-kV-Netz angebunden. Die übrigen Teilnetze werden über das jeweilige UW (Nord, Ost, Süd und West) versorgt. Das lokale Hochspannungsnetz wird über die Umspannwerke XX und X im Osten und Süden des Netzes versorgt. Die Kurzschlussleistung des 110-kV-Netzes liegt zwischen 2300 MVA und 4200 MVA.

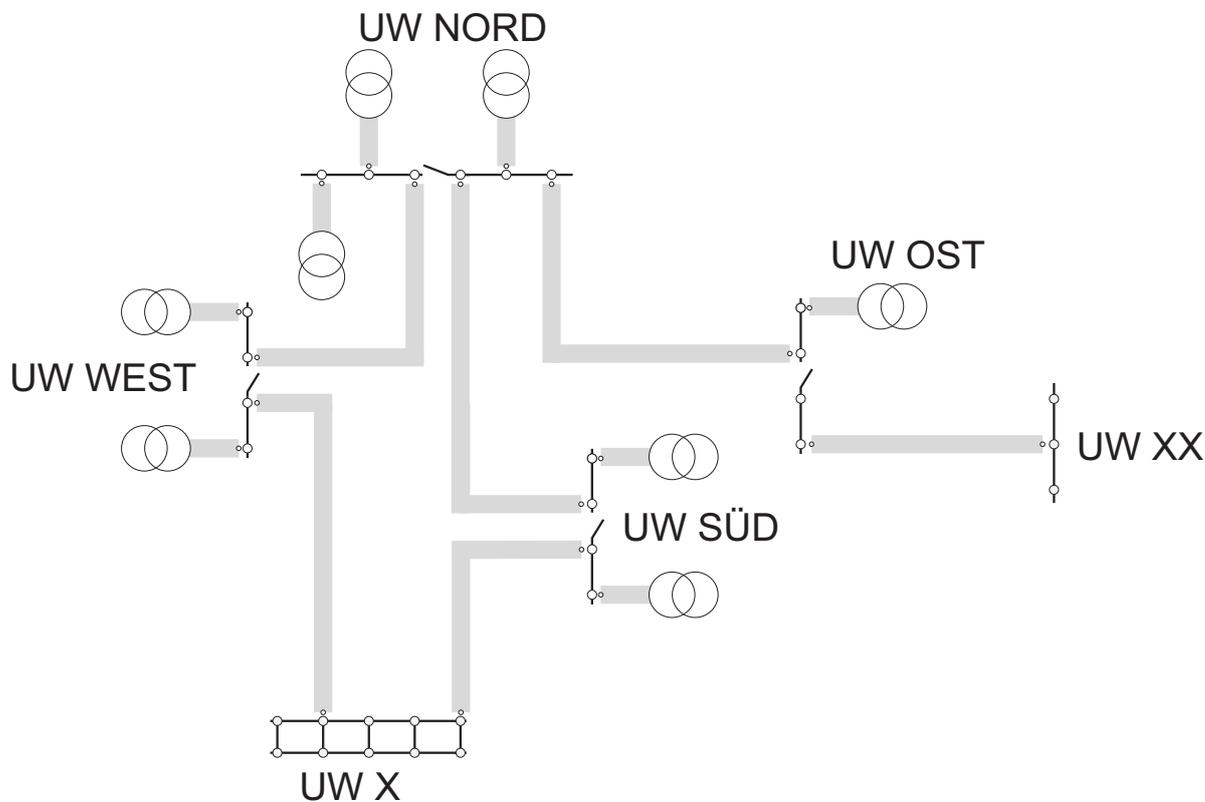


Abbildung 9: Übergeordnetes 110-kV-Netz, [7]

4.4.3 Sternpunktbehandlung

Das vorliegende städtische Mittelspannungsnetz wird gelöscht betrieben. Die Erdschlusskompensation erfolgt in den jeweiligen Umspannwerken und in ausgewählten Schaltwerken. Hierfür werden über Sternpunktbildner integrierte Petersen-Spulen verwendet, da die Regeltransformatoren sekundärseitig in Dreieck geschaltet sind (Schaltgruppe YNd5). In Tabelle 13 sind die Einstellwerte der Löschspulenregler angeführt.

Tabelle 13: Einstellwerte der Löschspulenregler in den Teilnetzen, [7]

Teilnetz	Eingestellter Löschstrom
Nord	291A
Ost	396A
Süd	308A
West	394A
Mitte	235A

5 Szenarien

In diesem Kapitel werden die für die vorliegende Masterarbeit festgelegten Szenarien beschrieben. Die Ergebnisse der Lastflussberechnung und Zuverlässigkeitsanalyse werden in Abschnitt 6 behandelt.

5.1 Szenario A: Lastflussberechnungen für das Gesamtnetz

In diesem Szenario werden die zu untersuchenden Teilnetze und das Gesamtnetz mit den Lastfällen Starklast und Schwachlast jeweils mit und ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung beaufschlagt. Dieses Vorgehen soll einen Gesamtüberblick über die Betriebsmittelauslastungen und das Verhalten der Knotenspannungen liefern, auf Basis dessen weitere Szenarien und daraus folgende Maßnahmen definiert werden.

5.1.1 Schwachlast ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Dieser Lastfall wird durch das 5 % - Quantil der Lastfälle repräsentiert. Das bedeutet, dass nur 5 % der Lastfälle unter diesem ausgewählten Wert liegen. Die Erzeugungen werden für diesen Lastfall auf eine Einspeisung von Null gesetzt.

5.1.2 Schwachlast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Dieser Lastfall bildet das 5 % - Quantil bei in Betrieb genommenen Erzeugungsanlagen nach. Für spätere Betrachtungen, welche die Einbindung von DEA betreffen, spielt dieses Szenario eine wichtige Rolle, da es die Bewertung des maximal möglichen Spannungshubes durch Einspeisungen verdeutlicht.

5.1.3 Starklast ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Dieser Lastfall soll das 95 % - Quantil der Lastfälle ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung nachbilden. Das bedeutet, dass 95 % der Lastfälle unter diesem ausgewählten Wert liegen. Auch dieses Szenario ist für die folgenden Auswertungen von großer Bedeutung, da anhand dieser Belastung der, bei gegenwärtiger Kundenzahl und Anschlussleistung, größte mögliche Spannungseinbruch ermittelt werden kann.

5.1.4 Laststeigerung ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Um auch künftige Entwicklungen in die Bewertung des Mittelspannungsnetzes mit einfließen lassen zu können, wird ausgehend vom Starklastfall ohne Eigenerzeugung eine

Laststeigerung von 20 % angenommen. Besonderes Augenmerk liegt hier auf der Auslastung der Leitungen und Transformatoren.

5.1.5 Starklast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Bei diesem Lastfall liegen 95 % der Lastfälle unter der angenommenen Last und der Einfluss der Eigenerzeugungsanlagen wird berücksichtigt.

5.2 Szenario B: Entlastungsszenarien

Bei der Betrachtung des in Abschnitt 5.1.4 beschriebenen Szenarios wird eine erhöhte Normalbelastung in einem Leitungszug des Teilnetzes Nord festgestellt (siehe Ergebnisse in Abschnitt 6.1.4). In Abbildung 10 sind der Verlauf der betroffenen Kabel sowie zugehörige Stationen dargestellt.

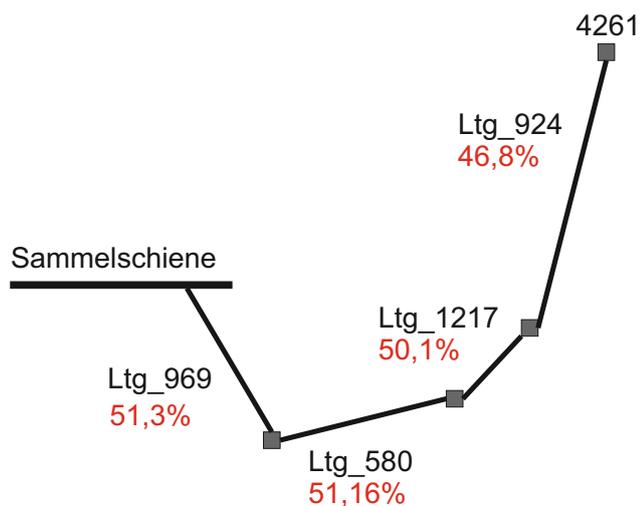


Abbildung 10: Leitungszug mit erhöhter Normalbelastung

Die im Folgenden beschriebenen Maßnahmen werden auf ihre Eignung, den erwähnten Leitungszug zu entlasten untersucht. Ebenfalls werden die Auswirkungen der Maßnahmen auf die Netzzuverlässigkeit ermittelt.

5.2.1 Ändern von ausgewählten Schaltzuständen

Der in Abbildung 11 blau dargestellte Leistungsschalter ist im Ausgangszustand offen. Die Auswirkungen des Schließens dieses Schalters auf die Auslastung des zu entlastenden Leitungszug und die Änderungen bezüglich der Netzzuverlässigkeit werden ermittelt.

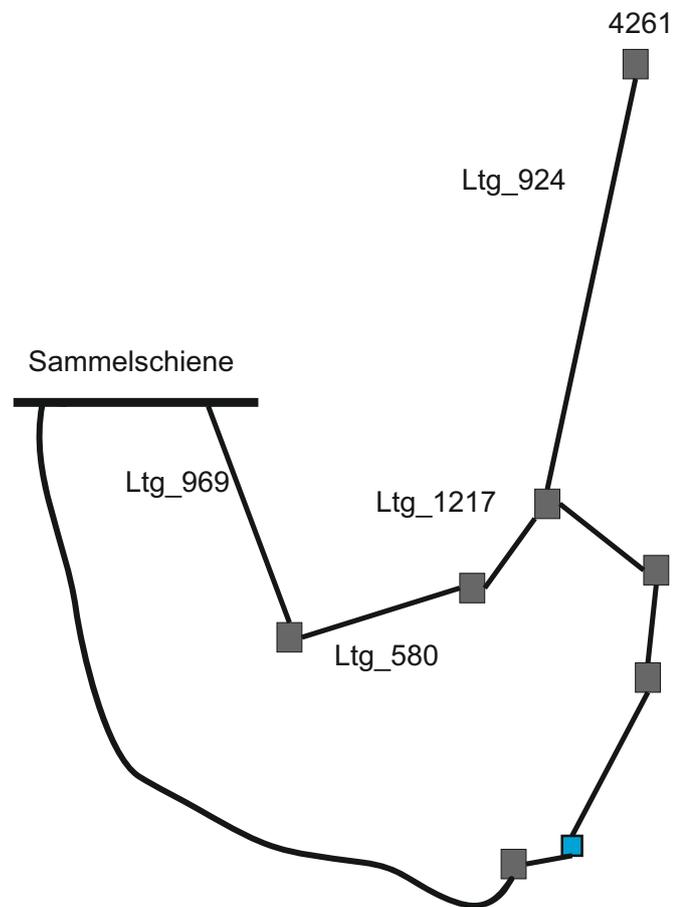


Abbildung 11: Ändern eines Schaltzustandes, um die Leitung_969 zu entlasten

5.2.2 Zusätzliche Leitungsverbindung

Als eine weitere Möglichkeit der Entlastung wird eine zusätzliche Leiterverbindung zwischen dem Umspannwerk und der Station_4216 in das Netzmodell eingefügt (siehe Abbildung 12).

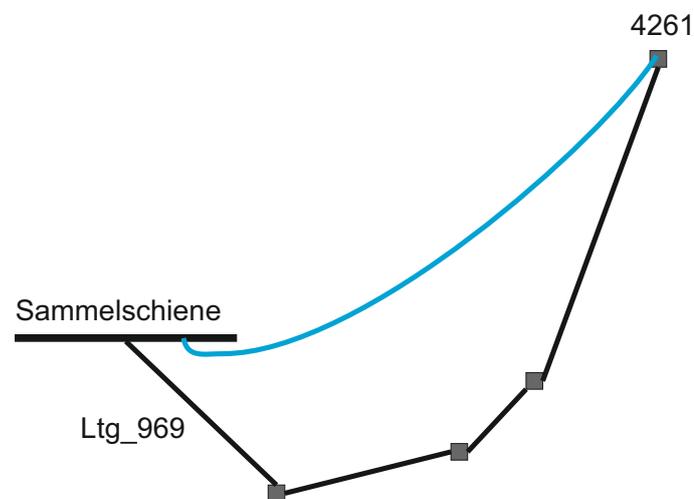


Abbildung 12: Entlastungsszenario - Einfügen einer Zusätzlichen Leitungsverbindung

5.2.3 Ändern eines Schaltzustandes kombiniert mit zusätzlicher Leitungsverbindung

Anhand des folgenden Szenarios wird ermittelt, ob durch die Kombination einer neuen Leitungsverbindung mit der Änderung des Schaltzustandes (siehe Abbildung 13) eine weitere Verbesserung hinsichtlich der Aufteilung des Lastflusses erreicht werden kann.

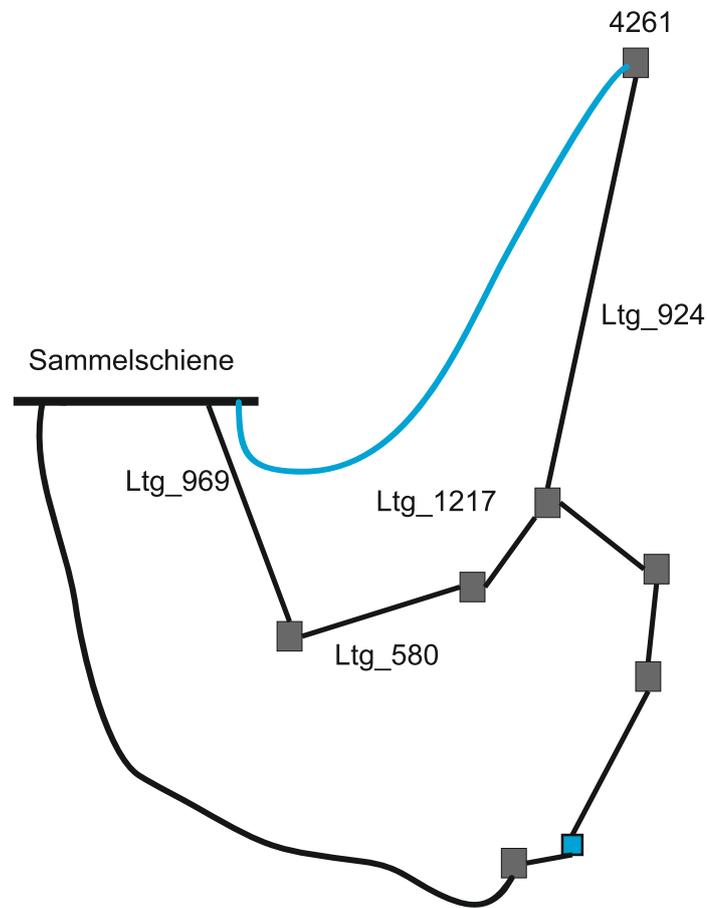


Abbildung 13: Entlastungsszenario - Kombination einer zusätzlichen Leitungsverbindung mit Änderung eines Schaltzustandes

5.2.4 Zusätzliche Leitung mit Querverbindungen zu bestehenden Stationen

Eine weitere Variante der Entlastung der Leitung_969 ergibt sich durch Hinzufügen einer neuen Leitungsverbindung mit zusätzlichen Querverbindungen in Form von T-Abzweigen zu bestehenden Stationen. Diese Schaltung wird mit offenen Leistungsschaltern in den Querverbindungen betrieben und bietet somit im Störfall eine Umschaltmöglichkeit. Es wird neben der zu erzielenden Entlastung des untersuchten Leitungszuges eine Verbesserung der Netzzuverlässigkeit gegenüber dem in Abschnitt 5.2.2 beschriebenen Szenario erwartet. In Abbildung 14 ist die beschriebene Schaltung dargestellt.

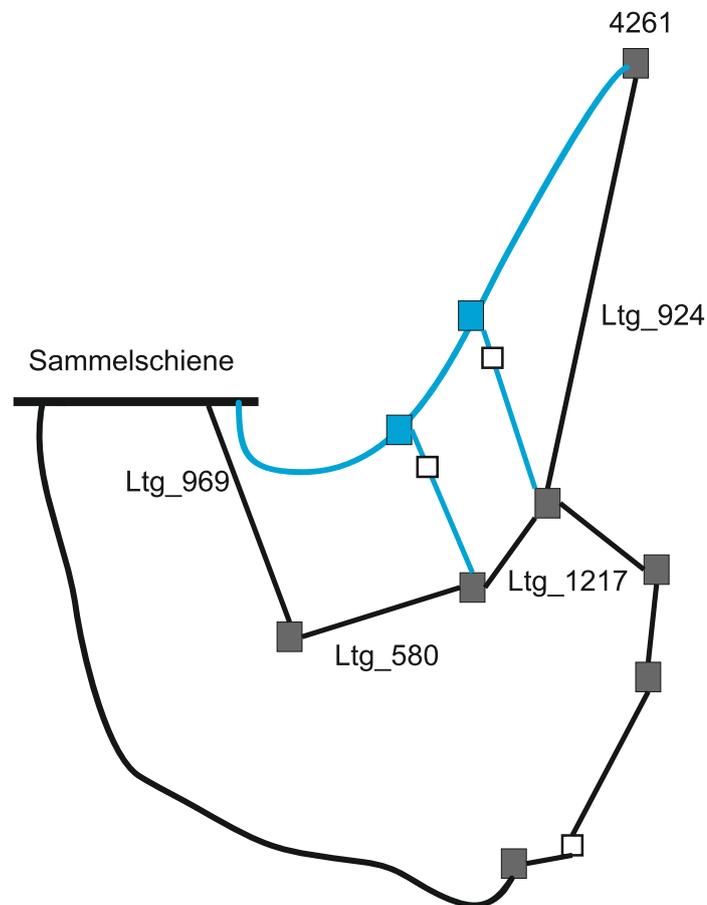


Abbildung 14: Entlastungsszenario - Zusätzliche Leitungsverbindung mit offen betriebenen Querverbindungen zu bestehenden Stationen

5.3 Szenario C: Einbinden einer Dezentralen Erzeugungsanlage (DEA)

In stark belasteten Netzen können laut [22] DEA eine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit bewirken. Aufgrund der Volatilität der dezentralen Einspeisung ist die zu erwartende Verbesserung geringer als bei Steigerung der Leitungskapazität, daher stellen diese längerfristig keine Alternative zur Netzverstärkung dar. [22]

Dieses Szenario erfüllt demnach einerseits einen Punkt der Zielsetzungen dieser Masterarbeit, andererseits kann es als weitere Möglichkeit der Entlastung des in Abschnitt 5.2 beschriebenen Netzabschnittes betrachtet werden, sofern ein zu diesem Zweck geeigneter Standort für die DEA gewählt wird. Neben der Auswirkungen der Einbindung einer Einspeisung in das bestehende Netz werden die Möglichkeiten der Regelung in Form von Wirkleistungsreduktion und $\cos \varphi$ -Regelung gegenübergestellt und beschrieben. Zudem wird der Einfluss der Kabellänge und des Kabelquerschnittes auf die Anordnung erörtert

und mit den Auswirkungen einer Freileitung verglichen.

Da sich das Teilnetz West in den vorangegangenen Untersuchungen als verhältnismäßig unempfindlich gegenüber starken Belastungen ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung und Schwachlastfällen mit zusätzlicher Einspeisung erwiesen hat, beziehen sich die folgenden Überlegungen ausschließlich auf das Teilnetz Nord.

5.3.1 Direkte Einspeisung in die Station 4216

Durch Lastflussberechnung mit unterschiedlich hohen Einspeisungen in die betroffene Station, wird die Möglichkeit eine stark belastete Leitung zu entlasten untersucht. Dabei wird versucht, durch gezielte Platzierung der einspeisenden Anlage, den Lastfluss zu verringern.

5.3.2 Verteilte Einspeisung

Um zu überprüfen, ob ausgewählte Netzknoten unterschiedlich auf eine gleichartige Einspeisung reagieren, wird eine Leistung von 1500 kVA auf fünf Orte verteilt, die jeweils am Rand des Teilnetzes Nord liegen. Es werden somit 300 kVA mit einem $\cos \varphi = 0,95_{kap}$ (um den maximal möglichen Spannungshub zu provozieren) direkt in die jeweilige Station eingespeist und die Auswirkung auf die Knotenspannungen dargestellt. Abbildung 15 zeigt beispielhaft die Aufteilung der negativen Last auf das Netz. Für die jeweiligen Stationsnamen wurden Kürzel gewählt, welche auch in den folgenden Abschnitten Anwendung finden.

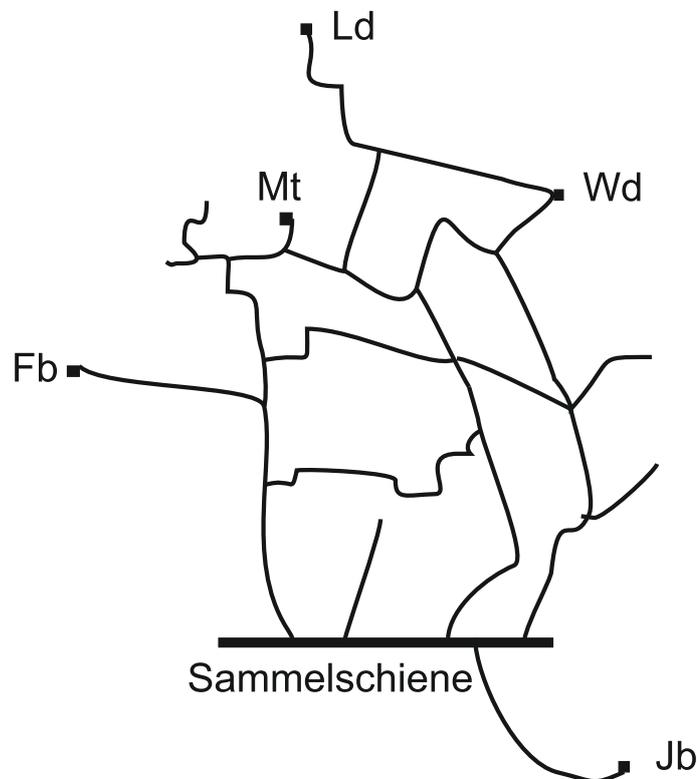


Abbildung 15: Beispielhafte Darstellung - verteilte Einspeisung im Teilnetz Nord

5.3.3 Wirkleistungsreduktion

Durch dezentrale Einspeisungen kann es zu einer unzulässigen Anhebung der Knotenspannungen im Netz kommen, denen es entgegenzuwirken gilt. In dieser Masterarbeit wird von einer DEA in Form einer Photovoltaik (PV)-Anlage ausgegangen, für welche bei Betrieb mit einem Vier-Quadranten-Wechselrichter im Wesentlichen zwei Varianten zur Regelung möglich sind. Zum Einen kann der Spannungshub durch Reduktion der Wirkleistung gesenkt werden, zum Anderen durch Verringerung des Leistungsfaktors $\cos \varphi$. Es wird darauf hingewiesen, dass die Wirkleistungsreduktion laut **bdew** [8] für einen Spannungshub kleiner zwei Prozent ausgehend von der Regler-Sollspannung bei direktem Anschluss an die Sammelschiene des UW nicht zulässig ist. Die Voraussetzung für die Anwendung an einem allgemeinen Anschlusspunkt wird in Abbildung 16 verdeutlicht. Dennoch wird sie im Folgenden zu Vergleichszwecken angewandt.

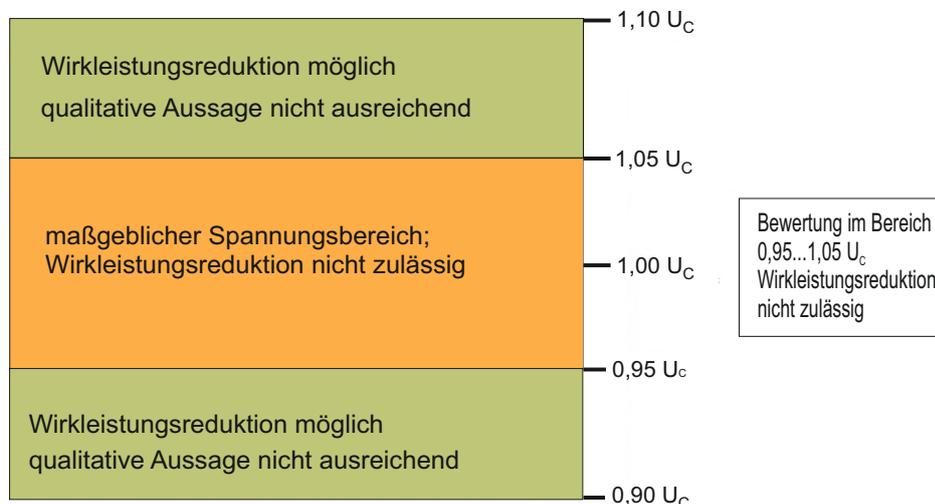


Abbildung 16: Erläuterung der Anforderungen bei Anschluss im MS-Netz, [8]

In diesem Szenario werden die Auswirkungen der Wirkleistungsreduktion auf die Auslastung des betroffenen Kabels zwischen der bestehenden Station des MS-Netzes und der Einspeisung sowie der Einfluss auf die Spannung an den betroffenen Stationen ermittelt.

5.3.4 $\cos \varphi$ -Reduktion

Wie im obigen Abschnitt erwähnt, ist die Wirkleistungsreduktion für einen geringen Spannungshub ($< 2\%$ ausgehend von Regler-Sollspannung bei Anschluss an die Sammelschiene eines UW) nicht zulässig. Um geringen Anhebungen der Knotenspannung entgegenzuwirken, wird daher die $\cos \varphi$ -Regelung angewandt. In diesem Szenario werden die Auswirkungen dieser Variante der Regelung auf die Auslastung des betroffenen Kabels zwischen der bestehenden Station des MS-Netzes und der Einspeisung sowie der Einfluss auf die Spannung an den betroffenen Stationen ermittelt.

5.3.5 Einfluss der Kabel- vs. Freileitungslänge

Für ein ausgewähltes Kabel werden die Abhängigkeit der Auslastung und der Knotenspannungen der umliegenden Stationen von der Kabellänge dargestellt (siehe Abbildung 17). Zu Vergleichszwecken wird die Simulation mit einer Freileitung wiederholt, um eine Unterscheidung zwischen Tendenzen, welche durch das Kabel bedingt sind und jenen die von der Einspeisung beeinflusst sind, zu erleichtern.

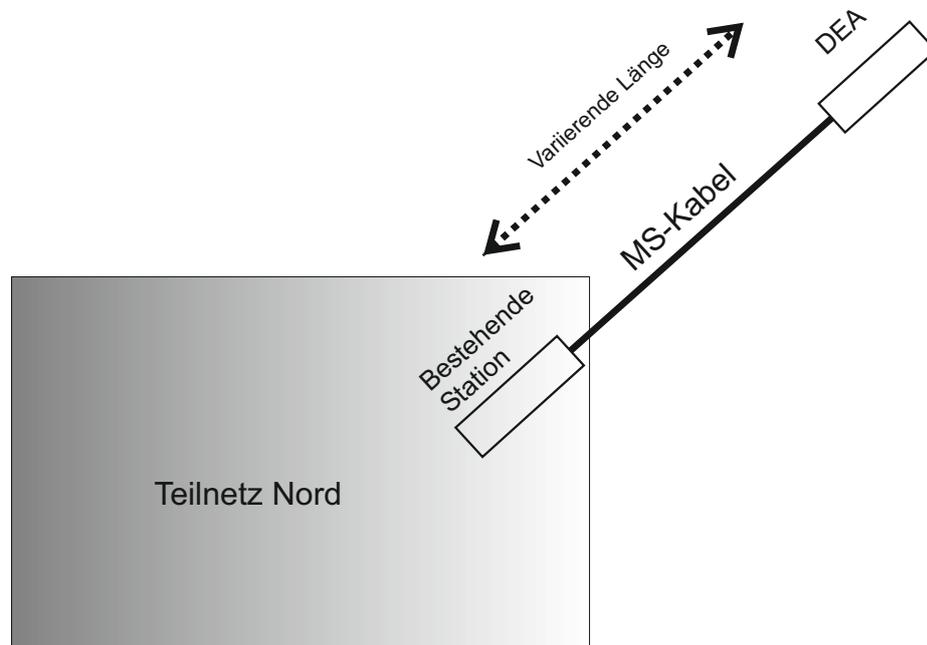


Abbildung 17: Variation der Leitungslänge

5.3.6 Einfluss des Kabelquerschnitts vs. Einfluss des Querschnitts eines Leiterseils

Für ein MS-Kabel werden die Abhängigkeit der Auslastung und der Knotenspannungen der umliegenden Stationen vom Kabelquerschnitt dargestellt. Zu Vergleichszwecken wird auch der Querschnitt einer Freileitung variiert und das Resultat anschließend mit den Ergebnissen für ein Kabel verglichen.

6 Ergebnisse der szenarienbasierten Lastflussberechnung und der Zuverlässigkeitsanalyse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Lastflussberechnungen und der Zuverlässigkeitsanalyse dargestellt und erläutert. In Abschnitt 6.1 werden die Ergebnisse der Untersuchungen am Gesamtnetz angeführt, welche zu weiteren Betrachtungen in den folgenden Abschnitten führen.

6.1 Ergebnisse Szenario A: Lastflussberechnungen für das Gesamtnetz

Das zu untersuchende Netz wird mit den Lastfällen Starklast und Schwachlast jeweils mit und ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung beaufschlagt. Dieses Vorgehen liefert einen Gesamtüberblick über die Betriebsmittelauslastungen und das Verhalten der Knotenspannungen liefern, auf Basis dessen weitere Szenarien und daraus folgende Maßnahmen abgeleitet werden.

6.1.1 Schwachlast ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Bei diesem Lastfall liegen 5% der Lasten unter der gegebenen Last. Die Erzeugungen werden auf eine Einspeisung von Null gesetzt.

Wie in Abbildung 18 zu sehen ist, liegen alle resultierenden Knotenspannungen über 1,02 p.u. Dies ist auf die Einstellung des Spannungsreglers zurückzuführen, dessen Sollwert bei 1,025 p.u. liegt. Jeder blaue Punkt im Diagramm repräsentiert die Spannung an der jeweiligen Station des Mittelspannungsnetzes. Neben den Spannungen an den Stationen ist auch deren Mittelwert (in rot dargestellt), welcher bei 1,028 p.u. liegt sowie die Vorgabe des Reglers (grün) im Diagramm ersichtlich.

Q05OHNE Gesamtnetz

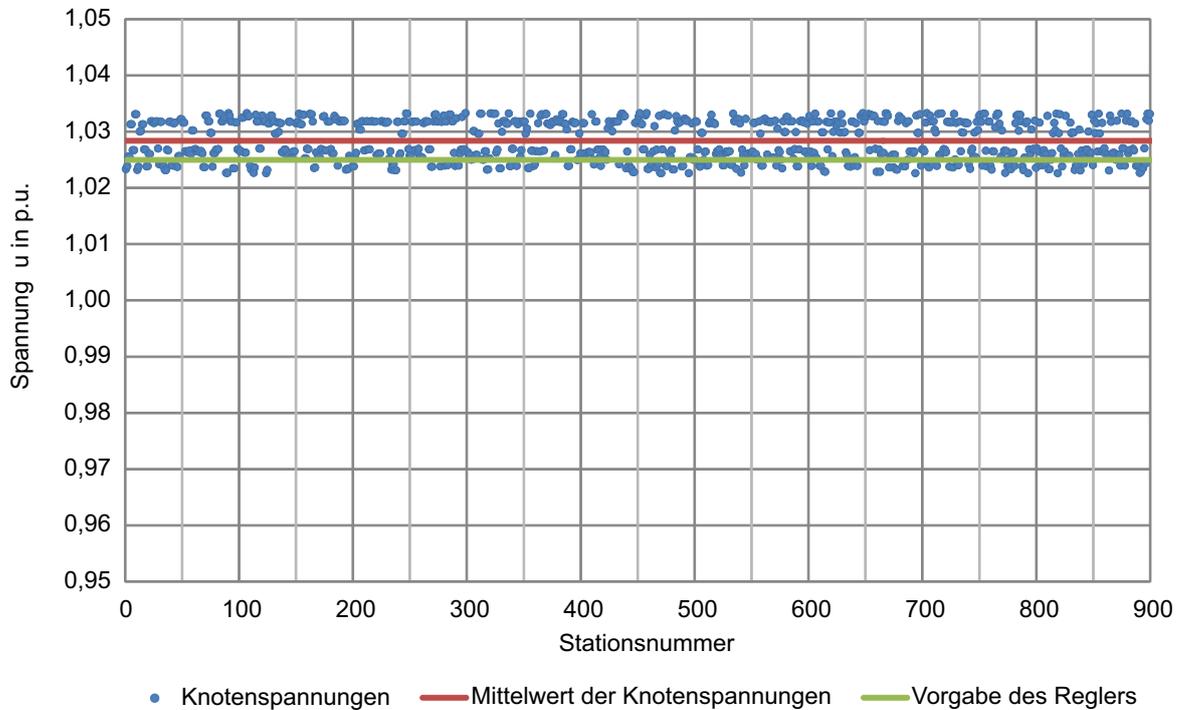


Abbildung 18: Knotenspannungen, Mittelwert der Knotenspannungen und Reglervorgabe bei Schwachlast ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung für das Gesamtnetz

Sämtliche Betriebsmittel sind unter 30 % ausgelastet. Aus diesem Grund werden hier lediglich die Transformatorauslastungen in Tabelle 14 angegeben.

Tabelle 14: Auslastung der Transformatoren bei Schwachlast ohne Eigenerzeugung

Transformator	P	Q	I	Auslastung
Name	kW	kvar	A	%
UW-N2	7257,83	279,28	38,1	18,16
UW-S	6933,50	-588,02	36,5	17,40
UW-N1	6651,64	-627,44	35,1	16,71
UW-O	5669,72	-2695,66	32,9	15,70
UW-W	5722,79	-2251,33	32,3	15,38

6.1.2 Schwachlast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Dieser Lastfall bildet das 5 % - Quantil unter Berücksichtigung der Erzeugungsanlagen nach.

Vergleicht man die Knotenspannungen in Abbildung 19 mit dem in Abbildung 18 dargestellten Fall, so unterscheiden sie sich unwesentlich. Der Mittelwert bleibt unverändert (1,028 p.u.). Anzumerken ist lediglich, dass einige Stationen etwas näher an 1,04 p.u. liegen als zuvor.

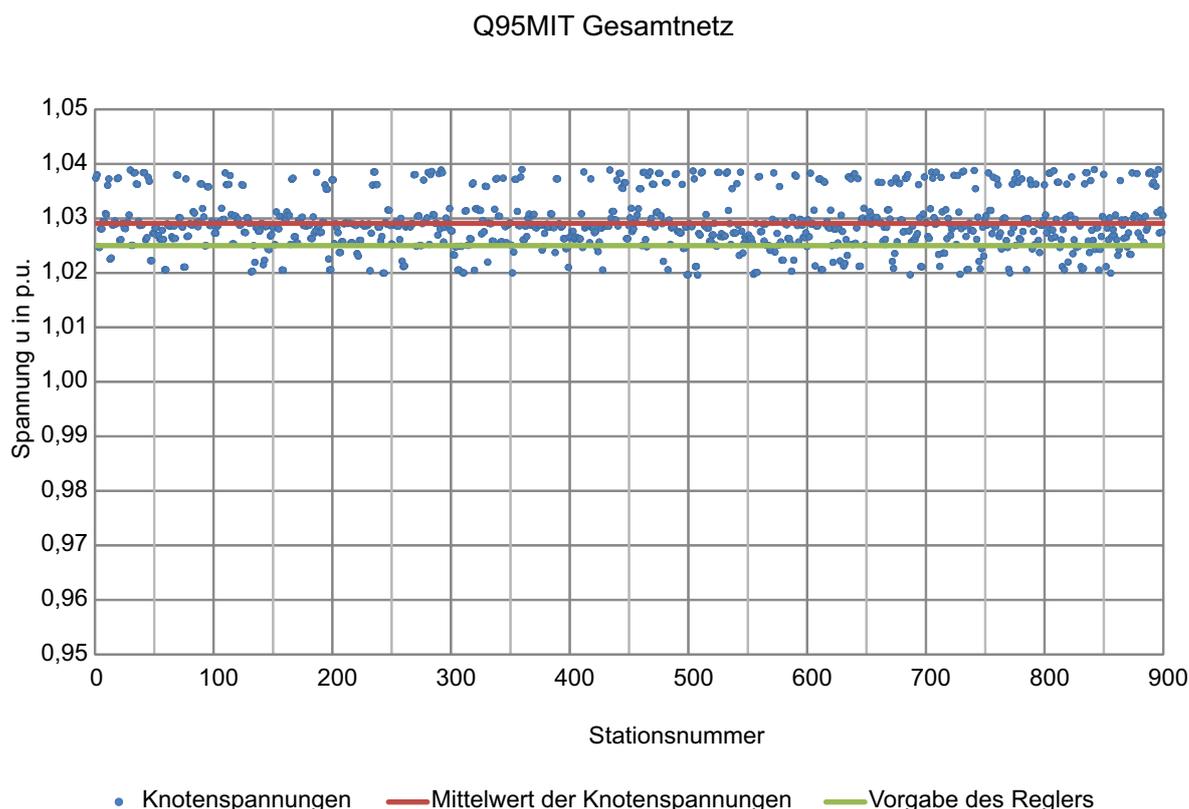


Abbildung 19: Knotenspannungen, Mittelwert der Knotenspannungen und Reglervorgabe bei Schwachlast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung für das Gesamtnetz

Die Auslastungen der Betriebsmittel haben sich im Vergleich zum Schwachlastfall ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung verändert (siehe Tabelle 15). Dies betrifft vor allem die Leitung_402, welche den Lastfluss von der Station_3658 ableitet. Das genannte Kabel ist in diesem Fall zu 44,33 % ausgelastet, dies ist auf die Einspeisung eines BHKW in der zugehörigen Station im Teilnetz Süd zurückzuführen. Die übrigen Leitungen liegen wiederum bei einer Auslastung kleiner 30 %. Die Auslastungen der Transformatoren haben sich ebenfalls entsprechend der neuen Lastsituation verändert. Vergleicht man die Werte der Transformatorauslastungen in Tabelle 15 mit jenen in Tabelle 14 ist ersichtlich, dass der Umspanner im Teilnetz Süd einen deutlich niedrigeren Strom führt (Veränderung von 17,40 A auf 6,64 A).

Tabelle 15: Auslastung der Transformatoren bei Schwachlast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Transformator	P	Q	I	Auslastung
Name	kW	kvar	A	%
UW-N2	7411,11	1370,53	39,6	18,84
UW-S	2631,25	371,68	13,9	6,64
UW-N1	6651,59	424,39	35,0	16,67
UW-O	4438,90	-1859,45	25,3	12,03
UW-W	5722,03	-1348,62	30,9	14,70

6.1.3 Starklast ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung

In diesem Szenario liegen 95 % der Lasten unter dem gegebenen Wert; die Erzeugungsanlagen werden nicht betrieben (Erklärungen bezüglich Lastfall in Abschnitt 5.1.3). Auf diese Weise ergibt sich eine Starklast ohne Einspeisung.

Aufgrund der starken Netzlast fällt das Spannungsband (siehe Abbildung 20) deutlich breiter aus als in den zuvor diskutierten Schwachlast - Szenarien. Einige Knotenspannungen liegen deutlich unter dem vom Spannungsregler vorgegebenen Wert, andere erreichen bis zu 1,04 p.u., diese Netzknoten liegen in der Nähe eines UW und werden vom Regeltransformator anders geregelt. Jene Stationen, deren Knotenspannungen unter 1,02 p.u. liegen, befinden sich am Rand des Netzes, wo der Grad der Vermaschung geringer ist. Der Mittelwert der Knotenspannungen liegt für diesen Lastfall bei 1,030 p.u.

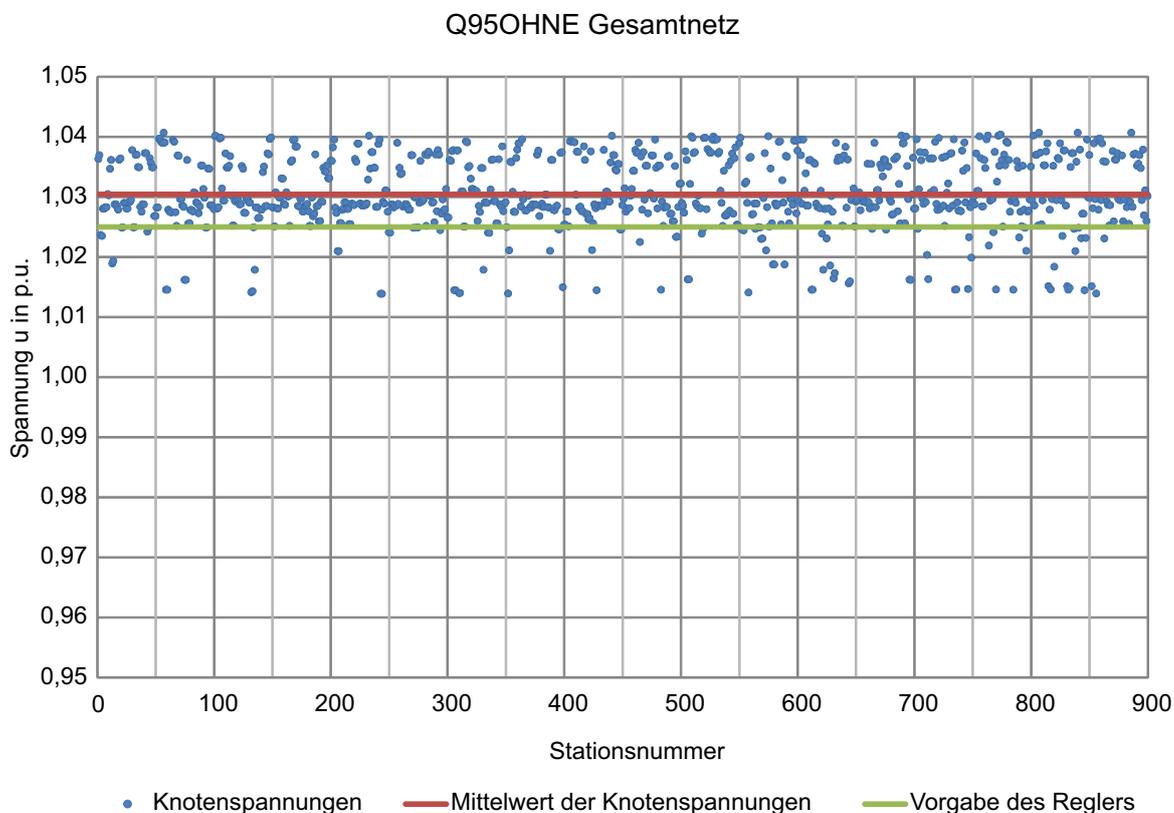


Abbildung 20: Knotenspannungen, Mittelwert der Knotenspannungen und Reglervorgabe bei Starklast ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung für das Gesamtnetz

Beim Starklastfall wird besonders auf die Auslastungen der Betriebsmittel geachtet. Es ergeben sich im Teilnetz Ost Leitungsauslastungen von über 60 %. Da dieses Teilnetz bereits in einer vorangegangenen Arbeit [7] behandelt wurde, wird dem nicht weiter nachgegangen. Auch die Auslastung der Transformatoren steigt der erhöhten Netzlast entsprechend an (siehe Tabelle 16). Die Umspanner der Teilnetze Mitte (UW-N2), Süd, West und Ost liegen im Bereich erhöhter Normalbelastung, allerdings noch deutlich unter dem Grenzwert von 60 %.

Tabelle 16: Auslastung der Transformatoren bei Starklast ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Transformator	P	Q	I	Auslastung
Name	kW	kvar	A	%
UW-N2	18156,26	4618,63	98,4	46,84
UW-S	17906,06	3733,33	96,0	45,74
UW-N1	15254,74	2752,68	81,4	38,78
UW-O	17707,01	2112,28	93,6	44,61
UW-W	18158,06	2712,76	96,4	45,93

6.1.4 Laststeigerung ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Da die Teilnetze Nord und West bei Starklast keine erhöhten Auslastungen zeigen, wird eine 20-prozentige Laststeigerung (ausgehend vom Starklastfall ohne Eigenerzeugung) angenommen, um auch künftige Entwicklungen in die Bewertung des Mittelspannungsnetzes einfließen lassen zu können. Besonderes Augenmerk liegt hier auf der Auslastung der Leitungen und Transformatoren.

Am Spannungsband (siehe Abbildung 21) ist auffällig, dass die Mehrzahl der Knotenspannungen deutlich über 1,03 p.u. liegen. Während nur wenige Knotenspannungen im vom Spannungsregler vorgegebenen Bereich liegen, ist der Mittelwert für diesen Lastfall 1,034 p.u. Dieses Ergebnis ist auf die Funktion des Spannungsreglers zurückzuführen, welcher bei erhöhter Netzlast die Tendenz zu fallenden Spannungswerten ausgleichen soll und in die Gegenrichtung regelt. Auf diese Weise kann es bei starker Netzlast zu einem gegenüber der Schwachlast um gerundet 1,006 p.u. angehobenen Spannungsband kommen.

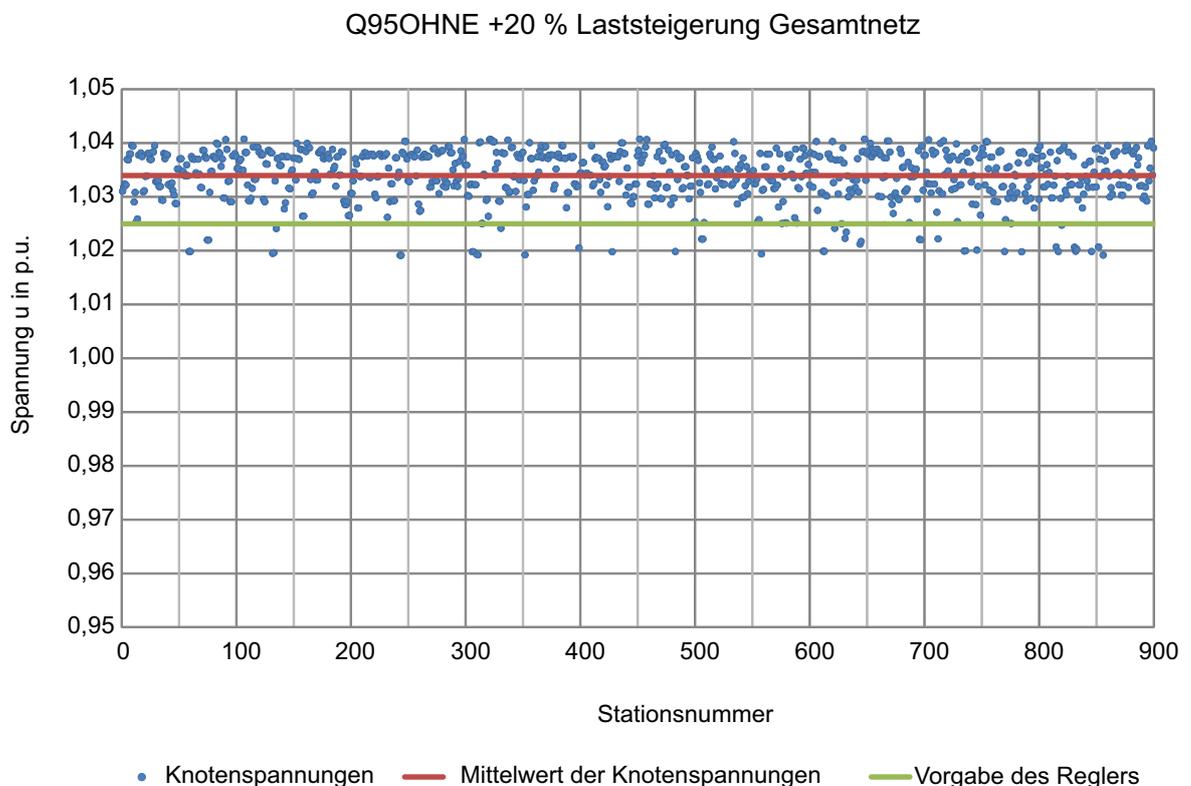


Abbildung 21: Knotenspannungen, Mittelwert der Knotenspannungen und Reglervorgabe bei Starklast unter der Annahme einer Laststeigerung von 20 % ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung für das Gesamtnetz

Bei den Auslastungen der Betriebsmittel zeigen sich im Teilnetz West keine Auffälligkeiten. Der Transformator liegt mit einer Auslastung von 55,58 % im Bereich erhöhter Normalbelastung (siehe Tabelle 17). Bei Betrachtung des Teilnetzes Nord zeigt sich, dass ausgewählte Leitungen (drei Stück) im Bereich erhöhter Normalbelastung liegen.

Tabelle 17: Auslastung der Transformatoren bei Starklast unter Annahme einer Laststeigerung von 20 % ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Transformator	P	Q	I	Auslastung
Name	kW	kvar	A	%
UW-N2	21804,79	6293,65	119,2	56,74
UW-S	21508,62	5384,20	116,4	55,45
UW-N1	18318,61	3997,55	98,5	46,92
UW-O	21274,39	3601,16	113,3	53,99
UW-W	21804,51	4246,69	116,7	55,58

6.1.5 Starklast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse für den Starklastfall unter Berücksichtigung der Eigenerzeugung dargestellt. Für dieses Szenario wird das 95 % - Quantil herangezogen.

Das in Abbildung 22 dargestellte Spannungsband ähnelt jenem des Starklastfalls mit Laststeigerung ohne Erzeugung sehr. Der Mittelwert der Knotenspannungen liegt bei 1,029 p.u.

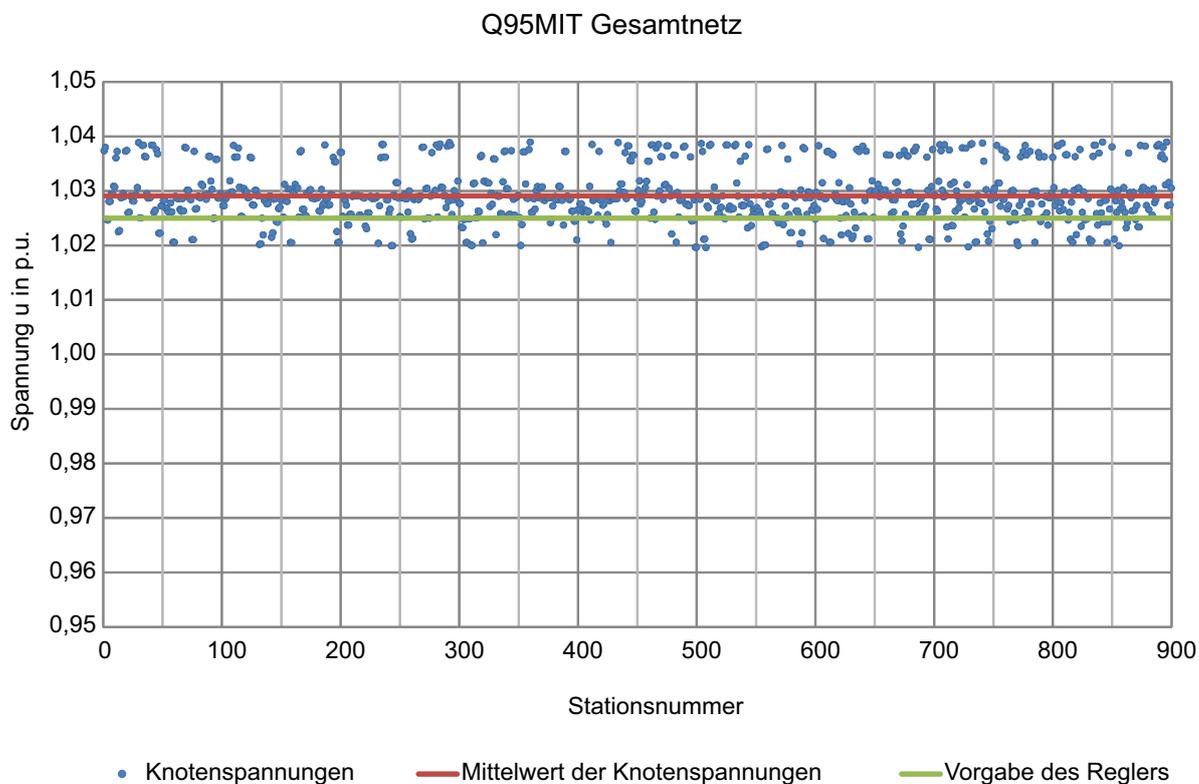


Abbildung 22: Knotenspannungen, Mittelwert der Knotenspannungen und Reglervorgabe bei Starklast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung für das Gesamtnetz

In diesem Szenario ergibt sich eine starke Auslastung der Betriebsmittel. Im Vergleich zum Starklastszenario ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung stellt sich jedoch jeweils ein niedrigerer Strom ein. Dieses Verhalten ist auf die Erzeugungsanlagen zurückzuführen. Betrachtet man beispielsweise die Auslastung des Transformators im Teilnetz Nord, zeigt sich ein deutlicher Unterschied (Vergleich Tabelle 16 mit Tabelle 18). In diesem Fall speist ein Fernheizkraftwerk (FHKW) in das Mittelspannungsnetz ein.

Tabelle 18: Auslastung der Transformatoren bei Starklast mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung

Element	P	Q	I	Auslastung
Name	kW	kvar	A	%
UW-N2	14425,79	4267,01	79,0	37,61
UW-S	13351,58	3425,39	72,4	34,47
UW-N1	10891,07	2419,29	58,6	27,91
UW-O	16698,42	1982,10	88,3	42,06
UW-W	18158,05	2712,20	96,4	45,92

6.2 Ergebnisse Szenario B: Entlastungsszenarien

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse der Lastflussberechnungen für die in Abschnitt 5.2 beschriebenen Szenarien diskutiert. Die Simulationen erfolgten für das Teilnetz Nord für den Starklastfall ohne Eigenerzeugung mit einer Laststeigerung um 20 %. Durch das Anbringen eines Slack - Knotens an die Sammelschiene des UW wird die Knotenspannung an dieser Stelle konstant auf 1,00 p.u. gehalten. Durch die geringe Ausdehnung des betrachteten Teilnetzes weichen die Spannungen der übrigen Stationen kaum von dieser Vorgabe ab. Für die folgenden Überlegungen ist allerdings nur der durch Modifikation des Netzmodelles verursachte Spannungshub (positiv wie negativ) ausgehend vom Ist - Zustand von Interesse, welcher sowohl bei Untersuchungen im Gesamtnetz, wie auch bei den Simulationen im Teilnetz, der selbe ist.

6.2.1 Ändern von ausgewählten Schaltzuständen

Um den in Abschnitt 5.2.1 beschriebenen, mit Leitung_969 beginnenden Leitungszug zu entlasten, wird ein Leistungsschalter geschlossen wie in Abbildung 23 in blau dargestellt. Damit führt ein Teil der erhöht ausgelasteten Leitungen ($>50\%$) einen geringeren Lastfluss, wobei in Kauf genommen wird, dass die Auslastungen der hierfür in Betrieb genommenen Leiterverbindungen um rund 30 % steigen. Die durch diese Maßnahme erzielten Ergebnisse sind in Abbildung 23 dargestellt. Während die roten Zahlen die Auslastung im Ist-Zustand beschreiben, geben die blauen die durch das Schließen des ebenfalls in blau dargestellten Leistungsschalters erzielten Auslastungen an. Wie zu erkennen ist wird die zuvor stark belastete Leitung_969 nun zu weniger als 30 % ausgelastet. Die in Betrieb genommene Querverbindung fällt ebenfalls nicht in den Bereich erhöhter Normalbelastung ($\leq 33\%$). Die zur Station_4216 führende Leitung_924 bleibt jedoch mit 46,8 % relativ hoch ausgelastet.

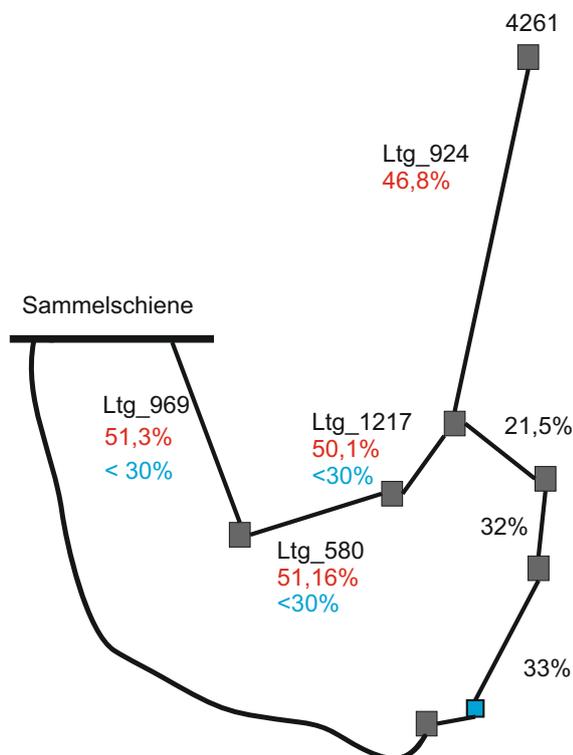


Abbildung 23: Entlastungsszenario - Schließen eines Leistungsschalters

Das Spannungsband (siehe Abschnitt 8 Abbildung 36) zeigt keine Auffälligkeiten. Sämtliche Knotenspannungen liegen zwischen 1,00 p.u. und 0,99 p.u., weswegen das zugehörige Spannungsband an dieser Stelle nicht angeführt wird.

6.2.2 Neue Leitungsverbindung

Zur Entlastung des mit Leitung_969 beginnenden Leitungszuges wird eine zusätzliche Leiterverbindung zwischen dem Umspannwerk und der Station_4216 in das Netzmodell eingefügt und deren Auswirkungen bei Starklast unter Annahme einer 20-prozentigen Laststeigerung ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung dokumentiert. Die sich hieraus ergebende Anordnung inklusive der sich ergebenden Lastflüsse ist in Abbildung 24 zu sehen. Die in blau gehaltenen Zahlen geben die sich durch die Modifikation ergebenden Lastflüsse an. Es ist ersichtlich, dass sich der Lastfluss in diesem Fall auf den bestehenden Leitungszug und die neue Leitung zu gleichen Teilen aufteilt. Diese Variante entlastet die gesamte Kabelstrecke bis zur Station_4261 und könnte durch die vorliegende Redundanz in der Versorgung des nord-östlichen Netzteils zu einer Verbesserung der Netz Zuverlässigkeit führen (siehe Abschnitt 6.4).

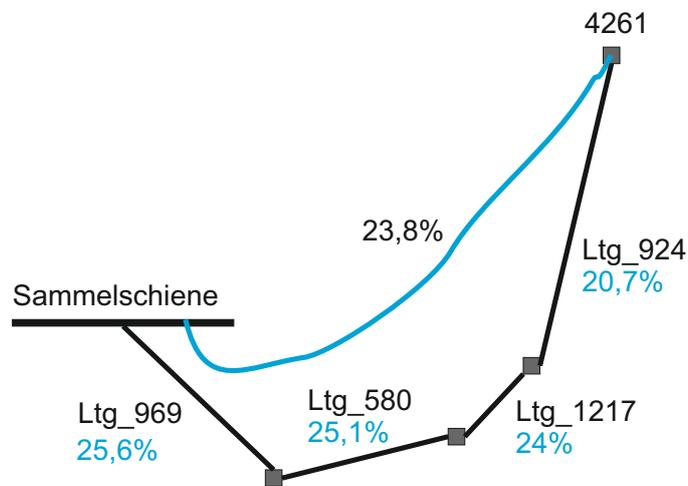


Abbildung 24: Entlastungsszenario - zusätzliche Leitung

Das Spannungsband zeigt wiederum keine Auffälligkeiten (keine Verletzung der vorgegebenen Grenzwerte) und wird daher in Abschnitt 8 Abbildung 37 angeführt.

6.2.3 Ändern eines Schaltzustandes kombiniert mit neuer Leitungsverbindung

Eine weitere Variante ist die Kombination der beiden zuvor beschriebenen Szenarien. Wie in Abbildung 25 dargestellt, kann hier die Auslastung der Leitung_969 auf 16,4 % gesenkt werden.

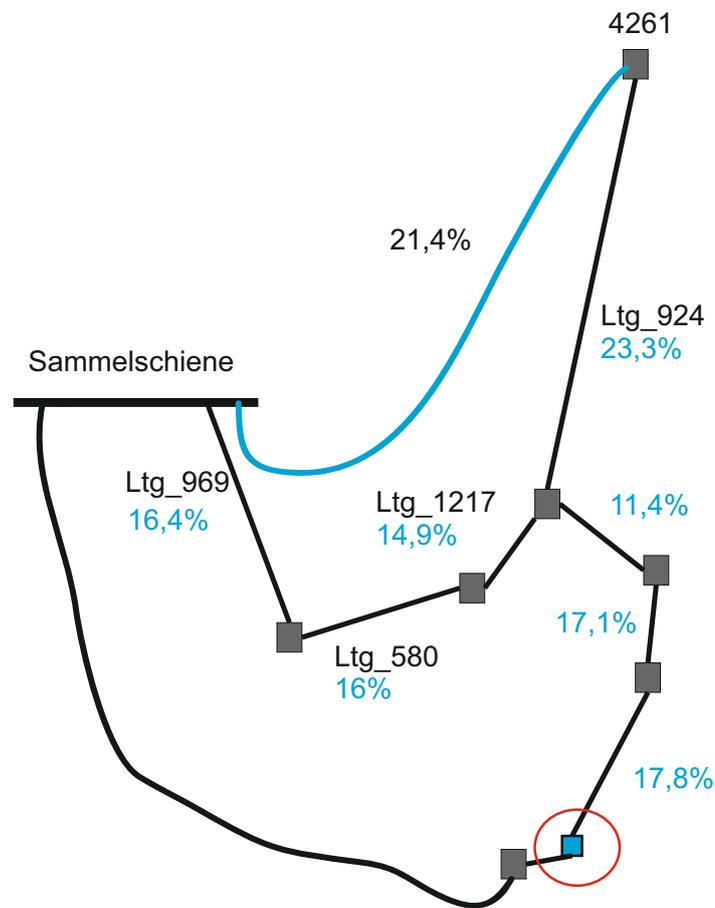


Abbildung 25: Entlastungsszenario - Schließen eines Leistungsschalters kombiniert mit zusätzlicher Leitungsverbindung

Das Spannungsband (siehe Abschnitt 8 Abbildung 38) zeigt keine Auffälligkeiten. Sämtliche Knotenspannungen liegen zwischen 1,00 p.u. und 0,99 p.u., weswegen das zugehörige Diagramm an dieser Stelle nicht angeführt wird.

6.2.4 Zusätzliche Leitung mit Querverbindungen zu bestehenden Stationen

Dieses Ausbauszenario bringt bei offen betriebenen Querverbindungen im Hinblick auf den Lastfluss keine nennenswerten Veränderungen gegenüber den in Abschnitt 6.2.2 beschriebenen Ergebnissen. Die Auslastung der Teilabschnitte des hinzugefügten Leitungszuges unterscheidet sich durch das Unterteilen in durch neue Stationen verbundene Abschnitte geringfügig von einer ununterbrochenen Leitungsverbindung. Es ist anzumerken, dass hier ein deutlich höherer Aufwand betrieben werden muss, allerdings ist auch eine Verbesserung der Netzzuverlässigkeit zu erwarten (vergleiche Abschnitt 6.4).

6.3 Ergebnisse Szenario C: Einbinden einer DEA

Neben der Auswirkungen der Einbindung einer Einspeisung in das bestehende Netz werden die Möglichkeiten der Regelung in Form von Wirkleistungsreduktion und $\cos \varphi$ -Regelung gegenübergestellt und beschrieben. Zudem wird der Einfluss der Kabellänge und des Kabelquerschnittes auf die Anordnung erörtert und mit den Auswirkungen bedingt durch eine Freileitung verglichen.

6.3.1 Direkte Einspeisung in die Station_4216

Durch Lastflussberechnung mit unterschiedlich hohen Einspeisungen in die betroffene Station, wird die Möglichkeit eine stark belastete Leitung zu entlasten untersucht. Dieses Szenario wird bei Starklast mit 20-prozentiger Laststeigerung ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung simuliert. Die Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 19 zusammengefasst. Bei den Auslastungen ist zu beachten, dass der Ist-Wert bei 51,3 % liegt. Die Einspeisung erfolgt jeweils unter Berücksichtigung eines $\cos \varphi = 1$.

Tabelle 19: Auswirkungen verschiedener Einspeiseleistungen in die Station_4261

Einspeisung	Spannungsband	Auslastung der Leitung_969
kW	Beschreibung	%
0	zwischen 1,00 p.u. und 0,99 p.u.	51,3
100	zwischen 1,00 p.u. und 0,99 p.u.	50,75
500	zwischen 1,00 p.u. und 0,99 p.u.	47,22
1000	zwischen 1,00 p.u. und 0,99 p.u.	42,84
1500	zwischen 1,00 p.u. und 0,99 p.u.	38,47
2000	zwischen 1,00 p.u. und 0,99 p.u.	34,13

Um die Auswirkungen solch hoher Einspeisungen im Teilnetz Nord beurteilen zu können, wird die Simulation mit einer zusätzlichen Erzeugung von 2 MVA für den Schwachlastfall mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung wiederholt. Für dieses Belastungsszenario ergibt sich der maximal mögliche Spannungshub. Das sich ergebende Spannungsband liegt zwischen 1,0006 p.u. und 0,9991 p.u. (siehe Abschnitt 8, Abbildung 40). Es ist ersichtlich, dass der resultierende Spannungshub unter den laut TOR [11] erlaubten 2 % liegt und somit tolerierbar ist. Eine Einspeisung in diese Station wäre demnach möglich, sofern die hierzu notwendige Fläche für den Bau der Erzeugungsanlage zur Verfügung steht. Für eine signifikante Entlastung des erwähnten Leitungszuges sind jedoch verhältnismäßig hohe Einspeisungen notwendig, welche allerdings auch im Schwachlastfall nicht zu einer Verletzung des Spannungsbandes führen.

6.3.2 Verteilte Einspeisung

In diesem Szenario wird eine Einspeisung von gesamt 1500 kVA auf fünf Orte verteilt, die jeweils am Rand des Teilnetzes Nord liegen. Für die fünf betroffenen Stationen wurden die Kürzel Wd, Ld, Mt, Fb und Jb gewählt. Es werden jeweils 300 kVA bei einem $\cos \varphi = 0,95_{kap.}$ (für einen $\cos \varphi = 0,95_{ind}$ würde sich ein noch geringerer Spannungshub ergeben) direkt in die Station eingespeist und die Auswirkung auf die Knotenspannungen des Teilnetzes beobachtet. In Tabelle 20 wird der relative Spannungshub Δu für die jeweiligen Stationen angeführt.

Tabelle 20: Spannungshub an den jeweiligen Stationen bei örtlich verteilter Einspeisung im Teilnetz Nord

Station Nummer	Bezeichnung -	Δu %
4313	Wd	0,28
1391	Ld	0,47
1355	Mt	0,25
1041	Fb	0,13
1121	Jb	0,03

Aus Tabelle 20 wird deutlich, dass die getesteten Netzknoten verhältnismäßig unempfindlich auf Einspeisungen reagieren. Lediglich der Knoten Ld, welcher zugleich der am weitesten von der Sammelschiene des UW entfernt ist, zeigt eine höhere Sensitivität. Dies ist auf die größere Entfernung zum Slack-Knoten und die geringere Vermaschung an diesem nördlichsten Punkt des Teilnetzes zurückzuführen. Für den Knoten Jb ergibt sich der geringste relative Spannungshub von $\Delta u = 0,03 \%$. Dies hängt direkt mit der großen Nähe zum Slack-Knoten zusammen (siehe Abbildung 15 in Abschnitt 5.3.2), dessen Einfluss dementsprechend groß ist.

In Abbildung 26 sind die höchste und die niedrigste auftretende Knotenspannung eingetragen. Bei Ersterer handelt es sich um die Spannung am Netzknoten Ld, Letztere liegt an einer Station mit verhältnismäßig hoher Last an, welche von einer einzigen Kabelverbindung versorgt wird.

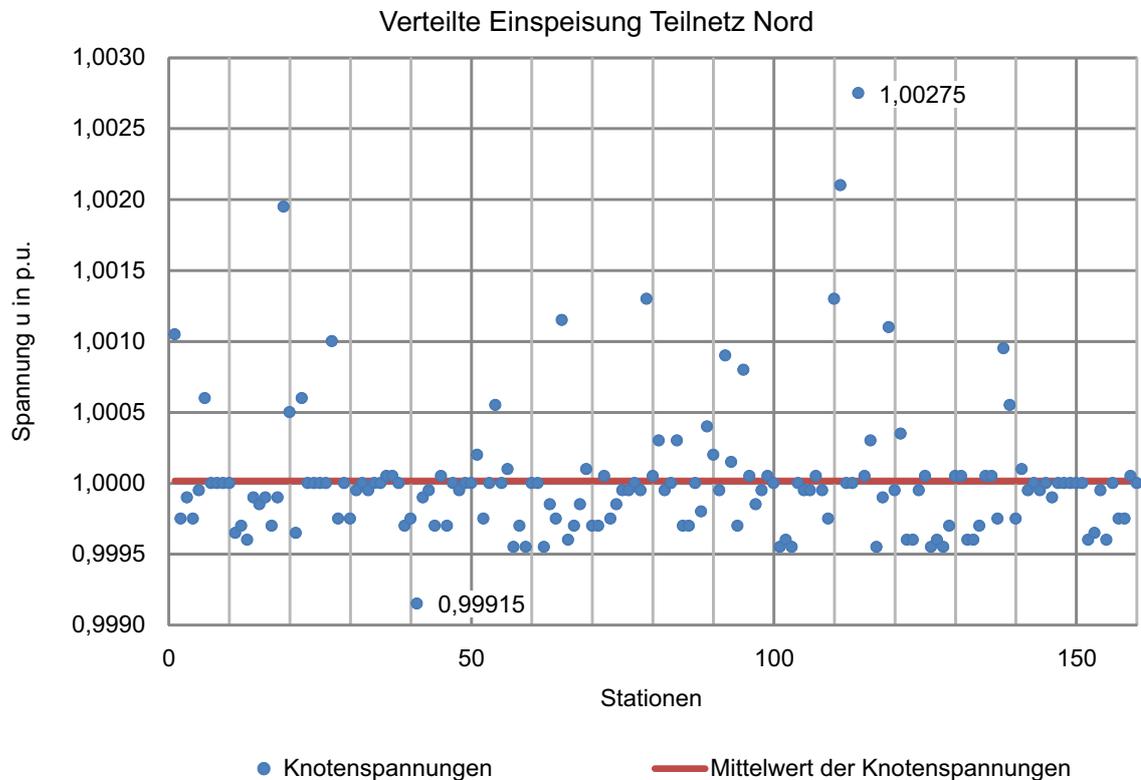


Abbildung 26: Knotenspannungen und deren Mittelwert bei verteilter Einspeisung im Schwachlastfall ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung

6.3.3 Wirkleistungsreduktion

Um den maximal möglichen Spannungshub durch die Erzeugungsanlage bewerten zu können, wird die Simulation unter der Annahme eines Schwachlastfalles mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung durchgeführt. Dieses Lastszenario stellt nebenbei auch den realistischsten Lastfall dar, da ein Schwachlasttag typischerweise in den Sommermonaten vorkommt, die gleichzeitig durch die Sonneneinstrahlung auch zu Spitzenerzeugungen durch PV-Anlagen führen. Die Einspeisung erfolgt jeweils über ein MS-Kabel mit einem Querschnitt von 25 mm^2 und der Länge 500 m in die Station_4313. Des Weiteren wurde die Simulation jeweils für kapazitives wie induktives Verhalten der Erzeugungsanlage bei einem $\cos \varphi = 0,95$ durchgeführt. Die folgenden Ergebnisse liegen sowohl für eine Erzeugung von 500 kVA (siehe Abschnitt 8), als auch für 1500 kVA vor. Im Folgenden werden die Ergebnisse für die höhere PV-Erzeugung (1500 kVA) beschrieben.

Abbildung 27 zeigt die Auswirkungen einer Wirkleistungsreduktion bei kapazitivem Verhalten der Erzeugungsanlage (im VZP) auf die Auslastung jenes MS-Kabels, welches die

bestehende Station des Teilnetzes Nord (Station_4313) mit der PV-Einspeisung verbunden und die Auswirkungen auf die Knotenspannungen der bestehenden Station (u_{Wd}) und der PV-Station (u_{PV}). Die eingezeichneten Spannungen beziehen sich auf die linke y-Achse, welche den Wert in p.u. angibt. Die Auslastungen sind auf der rechten y-Achse aufgetragen und sind in % angegeben. Um den relativen Spannungshub bewerten zu können, ist auch jene Knotenspannung dargestellt, welche an der bestehenden Station_4313 (hier Wd) im Ist-Zustand anliegt (siehe u_{OHNE} in Abbildung 27). Für diese Anordnung ergibt sich an der Station Wd ein maximaler Spannungshub von 0,4 %. Die Knotenspannung der Station PV liegt gegenüber u_{Wd} um 0,14 % höher.

Vergleicht man Abbildung 27 mit Abbildung 28, welches die Auswirkungen einer Wirkleistungsreduktion bei induktivem Verhalten der Erzeugungsanlage (im VZP) darstellt, so ist zu erkennen, dass die Knotenspannungen der Stationen Wd und der PV-Einspeisung rund 0,002 p.u. niedriger liegen. Dies ist durch den zusätzlichen Spannungshub bei kapazitiver Einspeisung bedingt. In der Auslastung des die Stationen verbindenden Kabels ist kein Unterschied festzustellen.

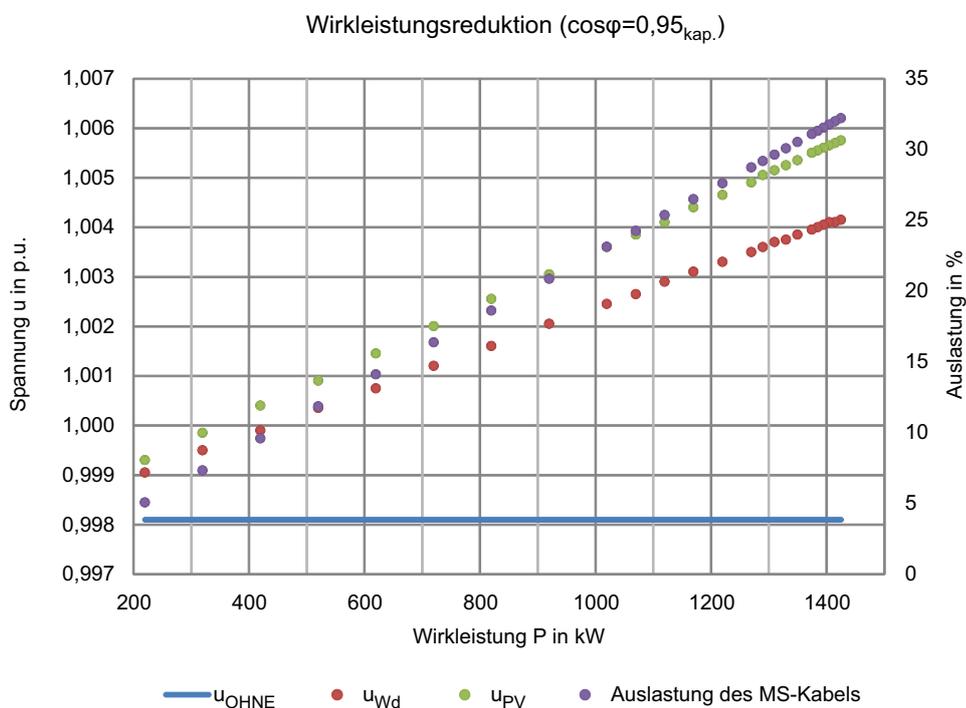


Abbildung 27: Wirkleistungsreduktion bei einer Einspeisung von 1500 kVA bei einem $\cos\varphi = 0,95_{kap.}$

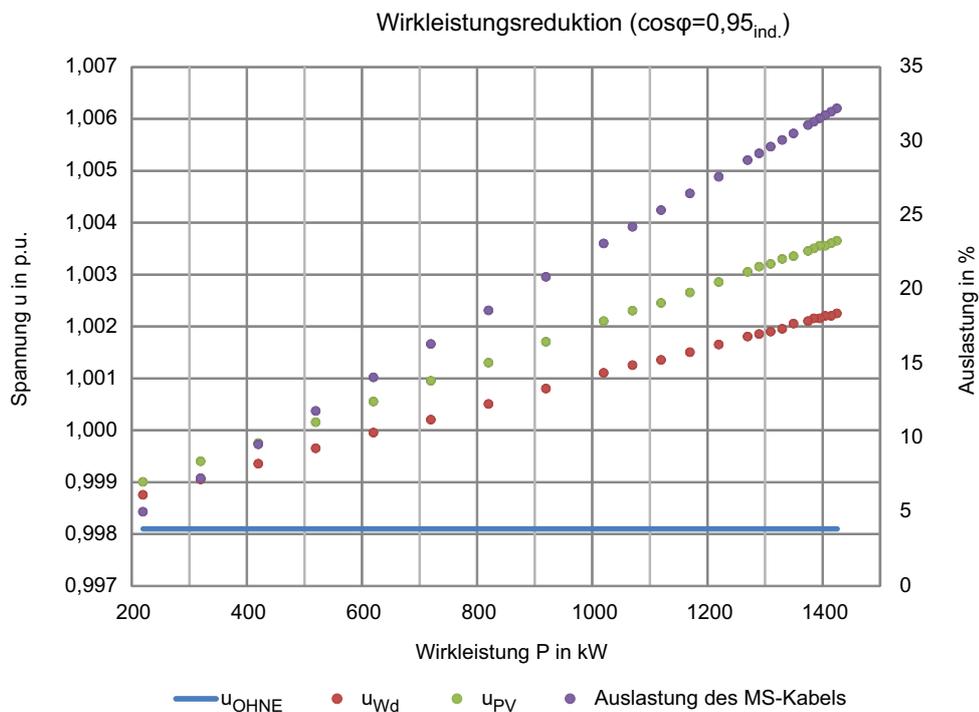


Abbildung 28: Wirkleistungsreduktion bei einer Einspeisung von 1500 kVA bei einem $\cos\varphi = 0,95_{ind.}$

6.3.4 $\cos \varphi$ -Reduktion

Die Simulation wird unter der Annahme eines Schwachlastfalles mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung durchgeführt um den maximal möglichen Spannungshub durch die Erzeugungsanlage bewerten zu können. Die PV-Einspeisung erfolgt jeweils über ein MS-Kabel mit einem Querschnitt von 25 mm^2 und der Länge 500 m in die Station_4313. Des Weiteren wurde die Simulation jeweils für induktives wie kapazitives Verhalten der Erzeugungsanlage durchgeführt. Die folgenden Ergebnisse liegen sowohl für eine Erzeugung von 500 kVA (siehe Abschnitt 8) als auch für 1500 kVA vor. Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf eine Einspeisung von 1500 kVA.

Abbildung 29 zeigt die Auswirkungen einer $\cos \varphi$ -Reduktion bei kapazitivem Verhalten der Erzeugungsanlage (im VZP) auf die Auslastung jenes MS-Kabels, welches die bestehende Station des Teilnetzes Nord mit der PV-Einspeisung verbindet und die Auswirkungen auf die Knotenspannungen der bestehenden Station_4313 (u_{Wd}) und der PV-Station (u_{PV}). Um den relativen Spannungshub bewerten zu können, ist auch jene Knotenspannung dargestellt, welche an der bestehenden Station im Ist-Zustand anliegt (siehe u_{OHNE}).

Vergleicht man Abbildung 29 mit Abbildung 30, welche die Auswirkungen einer $\cos \varphi$ – Reduktion bei induktivem Verhalten der Erzeugungsanlage (VZP) darstellt, so erkennt man, dass sich die Verläufe in einigen Punkten unterscheiden. Der auffälligste Unterschied liegt im Verlauf der Knotenspannungen u_{Wd} und u_{PV} . Während bei kapazitivem Verhalten die Knotenspannungen kurzfristig mit sinkendem $\cos \varphi$ steigen und erst anschließend abfallen, sinken sie bei induktivem Verhalten kontinuierlich ab. Die Verläufe der Knotenspannungen liegen bei induktiver Einspeise-Charakteristik mit Ausnahme des Wertes bei $\cos \varphi = 1$ unter jenen bei kapazitivem Verhalten. Bei kapazitiver Charakteristik verbleiben die Knotenspannungen über dem Spannungswert des Ist-Zustandes, bei induktivem Verhalten können sie mit sinkendem $\cos \varphi$ auch unter diesen Ausgangswert fallen. Die Auslastung des MS-Kabels hingegen verläuft für beide Charakteristiken gleich.

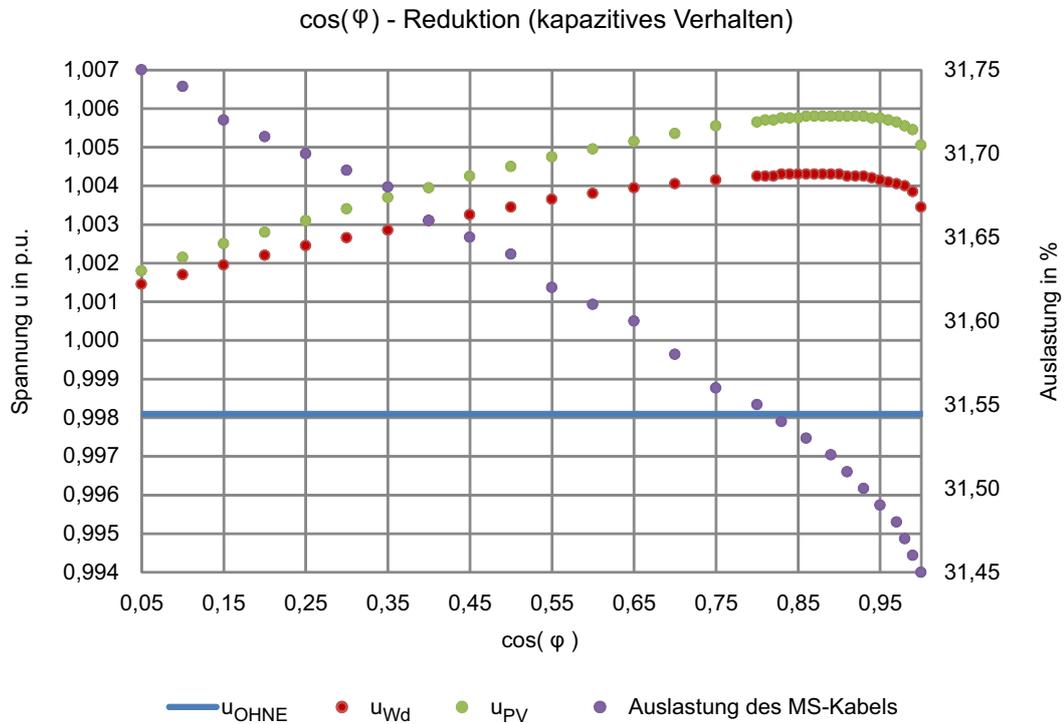


Abbildung 29: $\cos \varphi$ – Reduktion bei einer Einspeisung von 1500 kVA bei kapazitivem Verhalten

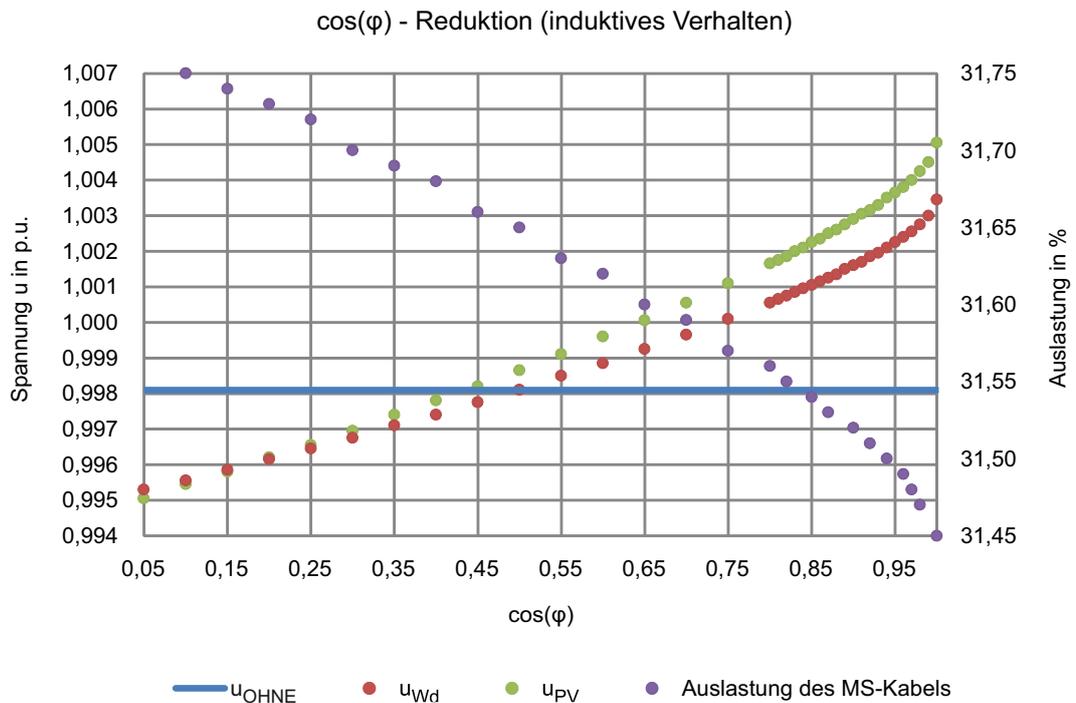


Abbildung 30: $\cos \varphi$ – Reduktion bei einer Einspeisung von 1500 kVA bei induktivem Verhalten

6.3.5 Einfluss der Kabellänge vs. Freileitungslänge

Für ein ausgewähltes Kabel sollen die Abhängigkeit der Auslastung und der Knotenspannungen der umliegenden Stationen von der Kabellänge dargestellt werden. Zu Vergleichszwecken wird die Simulation mit einer Freileitung wiederholt, um eine Unterscheidung zwischen Tendenzen, welche durch das Kabel bedingt sind und jenen, die von der Einspeisung beeinflusst sind, möglich zu machen. Die Erzeugungsanlage ist über ein Kabel variabler Länge und dem Querschnitt 25 mm^2 mit der Station verbunden. Die Spannung u_{OHNE} bezeichnet jene Knotenspannung, welche die Station_4313 (im Folgenden als Wd bezeichnet) im Ist-Zustand ohne zusätzliches Kabel oder eine Einspeisung für den angenommenen Lastfall aufweist. Die Simulationen wurden für verschiedene Lastfälle durchgeführt. Hier werden die Ergebnisse für den Schwachlastfall mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung angeführt, da diese die Beurteilung des maximal möglichen Spannungshubes ermöglichen. Als Einspeiseleistung wird - wie in den vorangegangenen Szenarien - 1500 kVA mit einem $\cos \varphi = 0,95_{\text{kap}}$ angenommen.

Wie in Abbildung 31 ersichtlich ist, steigt die Auslastung des Kabels mit dessen Länge, da der Kapazitätsbelag groß ist und somit mit der Leitungslänge die kapazitive Ladeleistung zunimmt. Die Spannung am einspeisenden Knoten PV steigt mit der Kabellänge. Bei diesen Beobachtungen ist allerdings auf die Größenordnungen zu achten, da die Anhebungen in einem vernachlässigbar geringem Ausmaß auftreten (siehe Skalierung der Sekundärachse).

In Abbildung 32 ist die Charakteristik einer StAlu-Freileitung mit Querschnitt 25 mm^2 dargestellt. Die Auslastung der Freileitung fällt mit steigender Leitungslänge. Auch hier sei darauf hingewiesen, dass es sich um sehr geringe Schwankungen handelt und somit nur die Tendenz beurteilt werden kann. Das Verhalten der Knotenspannungen entspricht jenem in Abbildung 31 und unterscheidet sich lediglich in der Höhe der Spannungsanhebung an der einspeisenden Station.

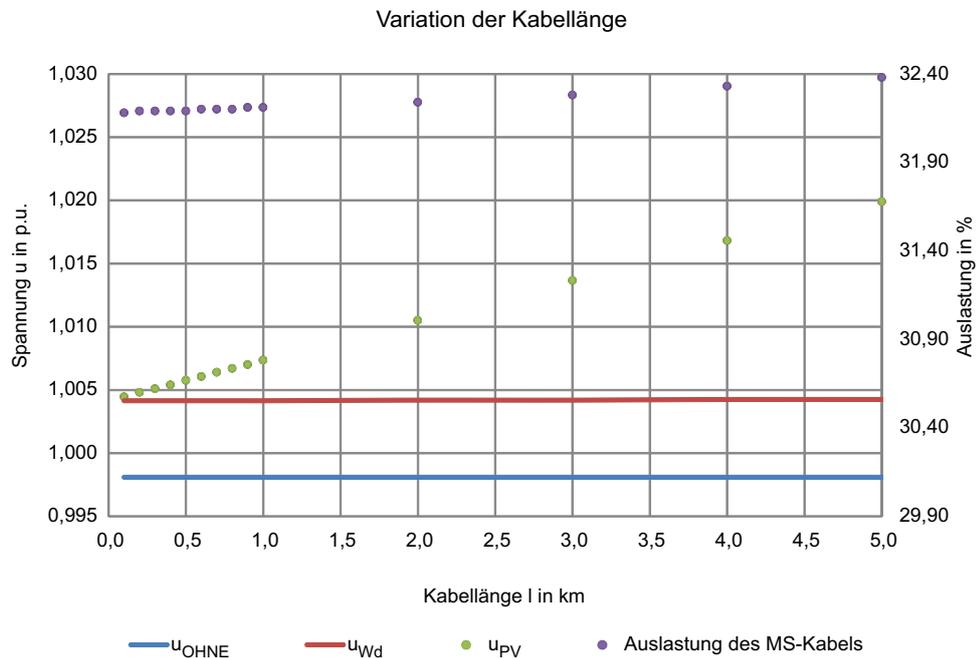


Abbildung 31: Abhängigkeit der Knotenspannungen und der Auslastung des verwendeten MS-Kabels von der Kabellänge bei einer Einspeisung von 1500 kVA mit einem $\cos \varphi = 0,95_{kap}$ im Schwachlastfall mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung

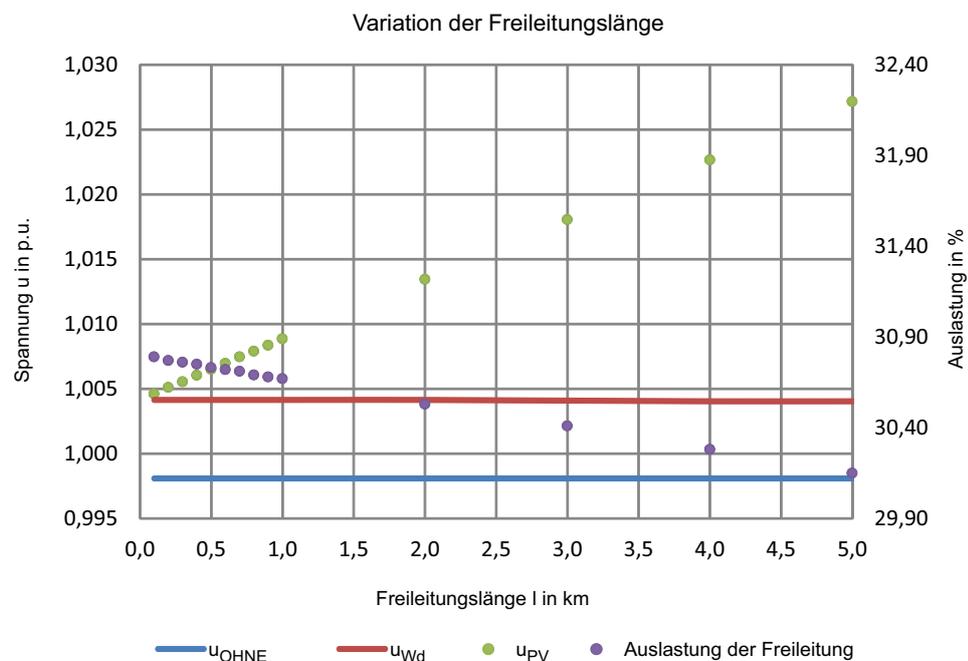


Abbildung 32: Abhängigkeit der Knotenspannungen und der Auslastung der verwendeten Freileitung von der Freileitungslänge bei einer Einspeisung von 1500 kVA mit einem $\cos \varphi = 0,95_{kap}$ im Schwachlastfall mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung

6.3.6 Einfluss des Kabelquerschnitts vs. Einfluss des Querschnitts eines Leiterseils

Für ein MS-Kabel werden die Abhängigkeit der Auslastung und der Knotenspannungen der umliegenden Stationen vom Kabelquerschnitt dargestellt. Zu Vergleichszwecken wird auch der Querschnitt einer StAlu-Freileitung variiert. Die Ergebnisse der Simulationen werden miteinander verglichen.

Die Erzeugungsanlage ist über ein Kabel der Länge 500 m mit der Station verbunden. Die Spannung u_{OHNE} bezeichnet jene Knotenspannung, welche die Station_4313 (im Folgenden als Wd bezeichnet) im Ist-Zustand ohne zusätzliches Kabel oder eine Einspeisung für den angenommenen Lastfall aufweist. Die Simulationen wurden für verschiedene Lastfälle durchgeführt. Hier werden die Ergebnisse für den Schwachlastfall unter Berücksichtigung der Eigenerzeugung angeführt, da diese die Beurteilung des maximal möglichen Spannungshubes ermöglicht.

Abbildung 33 zeigt die Knotenspannungen der einspeisenden Station und des benachbarten Knotens sowie die Auslastung des Kabels abhängig von dessen Querschnitt bei gegebener Kabellänge und einer Einspeisung von 1500 kVA mit einem $\cos \varphi = 0,95_{\text{kap}}$. Im Zusammenhang mit dieser Simulation sei angemerkt, dass zwei NS-Kabel (10 mm^2 und 16 mm^2) mit einbezogen wurden, um mehr Vergleichswerte darstellen zu können. Die genannten Kabel weisen nicht die notwendige Spannungsfestigkeit für den Einsatz im untersuchten MS-Netz auf, auch wenn sich die Auslastung auf tolerierbare Werte einstellt. Die Auslastung des MS-Kabels sinkt mit steigendem Querschnitt. Die Knotenspannung der einspeisenden Station PV nähert sich mit steigendem Querschnitt der an der Nachbarstation Wd anliegenden Spannung an.

Für die Simulation der Abhängigkeiten vom Freileitungs-Querschnitt stehen weniger Normquerschnitte zur Verfügung, da hierfür die vom Institut zur Verfügung gestellten Freileitungsmodelle für NEPLAN[®] verwendet werden, während die Kenndaten für die zur Simulation verwendeten Kabel aus dem BRUGG-Kabelkatalog [6] stammen. Die Verläufe in Abbildung 34 unterscheiden sich kaum von den oben beschriebenen.

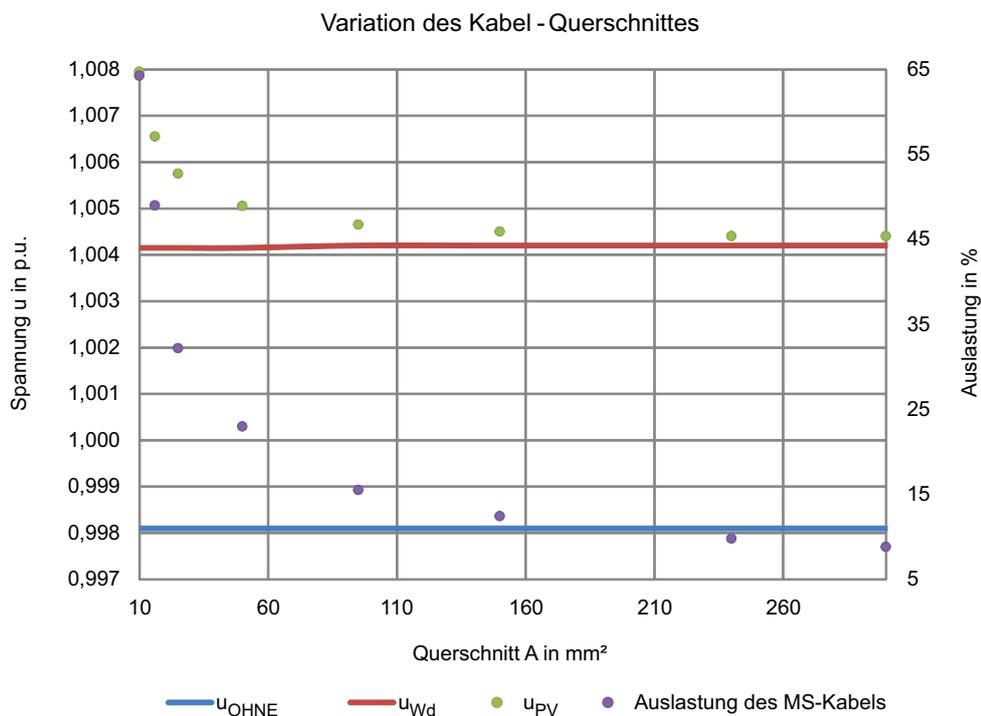


Abbildung 33: Abhängigkeit der Knotenspannungen und der Auslastung des verwendeten Kabels vom Kabelquerschnitt

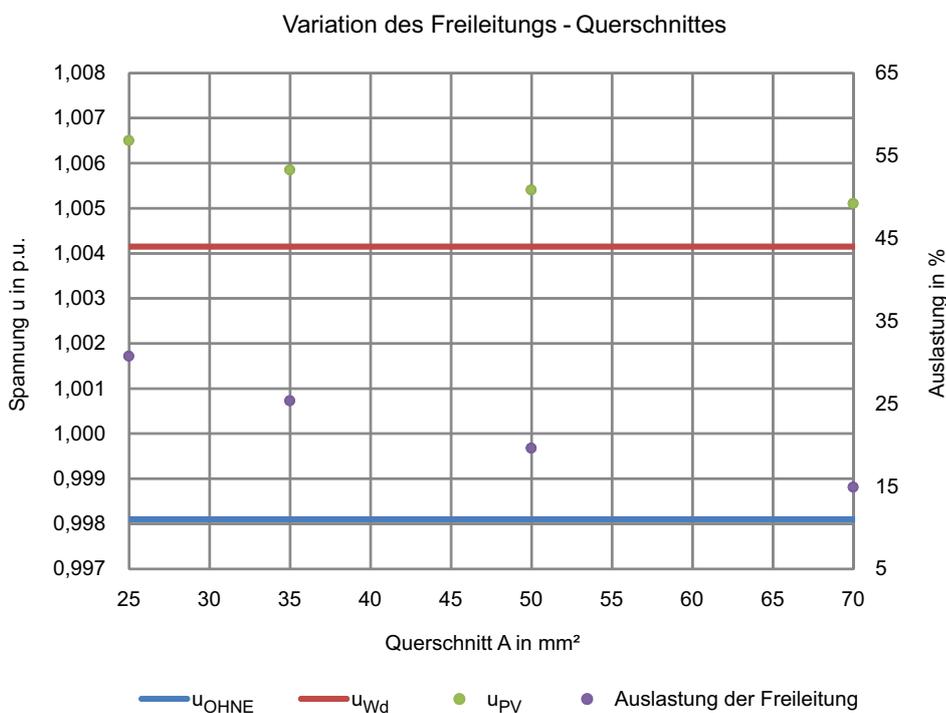


Abbildung 34: Abhängigkeit der Knotenspannungen und der Auslastung der verwendeten Freileitung vom Freileitungs-Querschnitt

6.4 Zuverlässigkeitsanalyse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse mit Hilfe von NEPLAN[®] und dem in Abschnitt 2.3.4 beschriebenen Vorgehen zusammengefasst. In dieser Arbeit wird zwischen Einfachausfällen und Mehrfachausfällen unterschieden. Unter Ersteren versteht man im Zusammenhang mit der Simulation in NEPLAN[®] folgende Ausfallarten [5]:

- Unabhängiger Einfachausfall, kurz
- Unabhängiger Einfachausfall, lang
- Handabschaltung, verzögert
- Handabschaltung, unverzüglich
- Common-Mode-Ausfall¹
- Einpoliger Erdschluss
- Ungeplante Schalteröffnung

Um eine Simulation mit Einfachausfällen durchzuführen, wurden die Zuverlässigkeitsdatentypen im Netzmodell mit den entsprechenden Werten aus der FNN-Störungsstatistik [23] eingepflegt. Ein Beispiel für die so erstellten Zuverlässigkeits-Datentypen ist in Abbildung 35 dargestellt.

¹Gleichartige Ausfälle, die durch einen gleichen Ablauf gekennzeichnet sind; im Gegensatz zu Common-Cause-Ausfällen: Ausfälle aufgrund gemeinsamer Ursache

	H 1/a	Prob	T h
<input checked="" type="checkbox"/> Ideal			
Unabhängiger, stochast. Ausfall, kurz:	0,00036		1,08
Unabhängiger, stochast. Ausfall, lang:	0,00018		39,7
Determinierte Abschaltung, kurz:	0,2		8
Wartungsabbruch, kurz:			1
Determinierte Abschaltung, lang:	0,1		8
Wartungsabbruch, lang:			3
Handabschaltung, verzögert:	0,00014		2,83
Handabschaltung, unverzüglich:	0,00017		2,1
Erdschluss (isol./komp. Netze):	0,00022	0,0005	0
Versehentliches/spontanes Öffnen:	0		
Schutzversager:		0,0049	
Schutzüberfunktion:		0	

Abbildung 35: Beispiel für einen Zuverlässigkeits-Datentyp: Leistungsschalter

In weiterer Folge werden Mehrfachausfälle, welche im Wesentlichen eine Kombination aus einem unabhängigen Einfachausfall und einem weiteren Ausfalltyp darstellen, berechnet. Hierfür sind keine zusätzlichen Informationen im Netzmodell notwendig, jedoch erhöht sich die Rechenzeit signifikant. Die auf diesem Weg erhaltenen Ergebnisse unterscheiden sich bei Netzen geringer Ausdehnung nur geringfügig von jenen, welche durch eine Überlagerung von Einfachausfällen (Mehrfachausfälle) erzielt werden. Mit Hilfe des erstellten Netzmodelles können folgende Mehrfachausfälle berücksichtigt werden [5]:

- Mehrere unabhängige Einfachausfälle
- Unabhängiger Einfachausfall + Handabschaltung
- Unabhängiger Einfachausfall + Common-Mode-Ausfall
- Unabhängiger Einfachausfall + Erdschluss
- Mehrfach Handabschaltungen
- Handabschaltung + Common-Mode-Ausfall
- Handabschaltung + einfacher Erdschluss
- Mehrfache Common-Mode-Ausfälle
- Common-Mode-Ausfall + einfacher Erdschluss

In Tabelle 21 sind die Ergebnisse der Untersuchungen unter Berücksichtigung aller Einfachausfälle dargestellt. Die Teilnetze Nord und West weisen bereits im Ist-Zustand (ohne Umstrukturierungsmaßnahmen) sehr geringe Ausfallzeiten auf. Dies ist als Zeichen dafür zu interpretieren, dass das vorliegende Mittelspannungsnetz sehr gut ausgebaut ist und aufgrund der teilvermaschten Struktur eine gute Netz Zuverlässigkeit aufweist.

Die zugehörigen Ergebnisse sind in Tabelle 21 unter Simulation Nr. 1 und Nr. 9 angeführt. Indem das in Abschnitt 5.2.1 beschriebene Szenario (Schalter schließen) umgesetzt wird, kann eine Verbesserung der Nichtverfügbarkeit SAIDI erzielt werden (siehe Simulation Nr. 2). Da gleichzeitig die Ausfallhäufigkeit geringfügig steigt, verringert sich auch die Wiederversorgungszeit CAIDI. Weil das untersuchte Teilnetz bereits eine gute Netz Zuverlässigkeit aufweist, kann jedes zusätzlich in Betrieb genommene Betriebsmittel zu einer Verschlechterung der Ausfallzeiten führen, was anhand des Ergebnisses für die in Abschnitt 5.2.2 beschriebene Maßnahme unter Simulation Nr. 3 ersichtlich ist. Eine Kombination der zusätzlichen Leitungsverbindung mit dem Schließen eines ausgewählten Schalters wirkt sich sowohl auf die Aufteilung des Lastflusses sowie auf die Zuverlässigkeit positiv aus.

In Abschnitt 5.2.4 wird der Einbau einer zusätzlichen Kabelverbindung in Kombination mit Querverbindungen zu bestehenden Stationen beschrieben. Die Zuverlässigkeitsanalyse hat ergeben, dass sich durch diese Maßnahme eine, im Verhältnis zu den bereits geringen Werten, deutliche Verbesserung sowohl für die Nichtverfügbarkeit als auch für die Ausfallhäufigkeit einstellt. In Simulation Nr. 7 wurden die Querverbindungen geschlossen, um zu zeigen, dass für die Berechnung im Wesentlichen die Möglichkeit einer Umschaltung ausschlaggebend ist. Ob ein vorhandener Ring prinzipiell geschlossen betrieben wird, hat bei einem vermaschten Netz dieses Ausbaugrades keinen großen Einfluss.

Um die Ergebnisse der vorgenommenen Untersuchungen auf die Richtigkeit ihrer Tendenz zu überprüfen, werden auch Szenarien simuliert, in denen zwar vorgeschlagene Maßnahmen umgesetzt, jedoch der Beginn des zu entlastenden Leitungszugs in Form von Leitung_969 ausgeschaltet wird (siehe Simulation Nr. 5 und Nr. 8). Da sich die untersuchten Kennzahlen durch den angenommenen Ausfall durchwegs verschlechtern, kann von der Richtigkeit des Vorgehens ausgegangen werden.

Tabelle 21: Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse mit Hilfe von NEPLAN[®] bei Berücksichtigung aller Einfachausfälle

Simulation Nr	Beschreibung Kurzform	Zuverlässigkeitskennzahl				
		SAIDI	SAIFI	CAIDI	ASIDI	ASIFI
-	-	$\frac{\min}{a}$	1	$\frac{\min}{a}$	$\frac{\min}{a}$	1
1	Teilnetz Nord im Ist-Zustand	6,590	0,096	68,791	6,273	0,094
2	Teilnetz Nord: Ausgewählten Schalter schließen Abschnitt 5.2.1	4,754	0,072	66,0254	4,530	0,072
3	Teilnetz Nord: Zusätzliche Leitungsverbindung Abschnitt 5.2.2	6,955	0,090	76,901	6,534	0,089
4	Teilnetz Nord: Kombination aus Nr. 2 und Nr. 3 Abschnitt 5.2.3	4,838	0,0674	71,752	4,597	0,0664
5	Teilnetz Nord: Zusätzliche Leitungsverbindung und Leitung_969 ausgefallen	7,215	0,093	77,532	6,773	0,092
6	Teilnetz Nord: Querverbindungen offen Abschnitt 5.2.4	4,841	0,067	71,835	4,599	0,066
7	Teilnetz Nord: Querverbindungen geschlossen	4,841	0,067	71,847	4,598	0,066
8	Teilnetz Nord: Querverbindungen offen und Leitung_969 ausgefallen	5,043	0,071	71,129	4,797	0,070
9	Teilnetz West im Ist-Zustand	5,593	0,066	84,736	5,885	0,067

Aufgrund der langen Rechenzeit wurden die Mehrfachausfälle für die beiden Teilnetze nur für jeweils einen Fall ermittelt.

Da im Teilnetz West - in dem keine Auffälligkeiten festgestellt werden konnten - keine Umstrukturierungsmaßnahmen vorgeschlagen wurden, wird der Ist-Zustand bewertet. Die Ergebnisse für dieses Szenario sind in Tabelle 22 zusammengefasst.

Tabelle 22: Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse unter Berücksichtigung der Mehrfachausfälle für das Teilnetz West im Ist-Zustand

Simulation	Beschreibung	Zuverlässigkeitskennzahl				
Nr	Kurzform	SAIDI	SAIFI	CAIDI	ASIDI	ASIFI
-	-	$\frac{\min}{a}$	1	$\frac{\min}{a}$	$\frac{\min}{a}$	1
1	Teilnetz West im Ist-Zustand	5,378	0,066	81,455	5,642	0,067

Für das Teilnetz Nord wurden die Zuverlässigkeitskennzahlen für den in Abschnitt 5.2.4 (Querverbindungen offen) beschriebenen Fall ermittelt. Die Ergebnisse für dieses Szenario sind in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 23: Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse unter Berücksichtigung der Mehrfachausfälle für das Teilnetz Nord

Simulation	Beschreibung	Zuverlässigkeitskennzahl				
Nr	Kurzform	SAIDI	SAIFI	CAIDI	ASIDI	ASIFI
-	-	$\frac{\min}{a}$	1	$\frac{\min}{a}$	$\frac{\min}{a}$	1
1	Teilnetz Nord: Querverbindungen offen Abschnitt 5.2.4	4,814	0,068	70,616	4,573	0,067

Wenn man die Werte aus Tabelle 23 mit den Ergebnissen in Tabelle 21 für Simulation Nr. 6 und die erzielte Ausfallzeit in Tabelle 22 mit der in Tabelle 21 für Simulation Nr. 9 vergleicht, wird deutlich, dass sich für das vorliegende Mittelspannungsnetz keine signifikanten Unterschiede zwischen den Resultaten für Einfachausfälle und jenen unter Berücksichtigung von überlagerten Einfachausfällen ergeben.

Abschließend werden die Zuverlässigkeitskennzahlen, welche basierend auf der Störungsstatistik des Verteilernetzbetreibers berechnet wurden, in Tabelle 24 für das Jahr 2012 angeführt. Die berechneten Kennzahlen beziehen sich auf das gesamte städtische Mittelspannungsnetz, daher ist ein direkter Vergleich mit den Ergebnissen in Tabelle 21, Tabelle 22 und Tabelle 23 nicht zulässig. Die Größenordnung der jeweiligen Kennzahlen stimmt allerdings überein, womit deutlich wird, dass Simulationen der Ausfälle anhand der Ausfalldaten gemäß FNN-Störungsstatistik [23] zu realitätsnahen Ergebnissen führen.

Somit kann eine objektive Bewertung der Netzzuverlässigkeit auch anhand eines Netzmodelles - unter Berücksichtigung der entsprechenden Ausfallmodelle - erfolgen.

Tabelle 24: Zuverlässigkeitskennzahlen des Gesamtnetzes des Verteilernetzbetreibers im Jahr 2012

Jahr	SAIDI	SAIFI	CAIDI	ASIDI	ASIFI
-	min	1	min	min	1
2012	6,822	0,229	22,783	4,231	0,176

7 Fazit

Bei den Lastflussberechnungen im Gesamtnetz hat sich gezeigt, dass sämtliche Grenzwerte bezüglich Spannungsband und thermischer Auslastung in den zu untersuchenden Teilnetzen eingehalten werden. Vergleicht man einen Lastfall ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung mit einem Szenario, in dem dieselbe Belastung vorliegt, jedoch die Erzeugungsanlagen in Betrieb sind, können Unterschiede in den Betriebsmittelauslastungen festgestellt werden, welche sich auch auf die Auslastungen der Transformatoren auswirken.

Aufgrund der im Betrieb befindlichen Längsregeltransformatoren verlagert sich das Spannungsband bei Starklast weiter nach oben, da durch den höheren Laststrom auf eine andere Schaltstufe gewechselt wird.

Unter der Annahme einer 20-prozentigen Laststeigerung wird im Teilnetz Nord ein Leitungszug erhöht ausgelastet, welcher in seinem Verlauf das gesamte nord-östliche Netz versorgt. Durch die in dieser Masterarbeit vorgeschlagenen Maßnahmen kann der Lastfluss erfolgreich aufgeteilt werden, wodurch sich geringe Betriebsmittelauslastungen und unter Umständen auch Verbesserungen in der Netzzuverlässigkeit einstellen. Das Teilnetz West hat sich als sehr robust gegenüber hohen Netzlasten erwiesen. Lediglich der Transformator weist unter der Annahme einer Laststeigerung erhöhte Normalbelastung auf.

Beim Vergleich verschiedener Einspeiseorte wird deutlich, dass die Nähe zu einem Umspannwerk die Sensibilität eines Netzknotens bezüglich des Spannungshubes maßgeblich beeinflusst. Die Beurteilung eines maximal möglichen Spannungshubes ist nur bei Untersuchungen unter Annahme eines Schwachlast-Szenarios mit Berücksichtigung der Eigenerzeugung sinnvoll.

Eine hohe Einspeisung in der Station 4313 (Kürzel Wd) hat eine wesentliche Entlastung der Leitung 969 zur Folge. Diese Leitung kann unter der Annahme einer Laststeigerung von 20 % - ausgehend von einem Starklastfall ohne Berücksichtigung der Eigenerzeugung - eine erhöhte Auslastung aufweisen. Durch das Einbinden einer DEA könnte auf diese Entwicklung eingegangen werden und gleichzeitig mit Erneuerbaren Energien gearbeitet werden.

Da das Spannungsband nicht verletzt wird, ein Kabel geringen Querschnitts verwendet werden kann (Kosten) und eine Entlastung erreicht wird spricht einiges für eine entsprechend leistungsstarke Einspeisung in Form einer DEA, sofern die notwendige Fläche zur Verfügung steht.

Die Gegenüberstellung der Wirkleistungsreduktion mit der $\cos \varphi$ -Regelung hat ergeben, dass die Kennlinie der Wirkleistungsreduktion einen steileren Verlauf aufweist. Demnach kann unter Anwendung dieses Verfahrens eine wirksamere Senkung der Knotenspannung erreicht werden. Während die Auslastung des verwendeten Kabels bei einer Wirkleistungsreduktion proportional sinkt, bleibt sie bei Anwendung der $\cos \varphi$ -Regelung nahezu stetig. Auffällig ist die sich unter der Annahme eines induktiven Verhaltens der Erzeugungsanlage und Anwendung der $\cos \varphi$ -Regelung bietenden Möglichkeit, die Knotenspannungen der Erzeugungsanlage und deren Nachbarstation unter jene Spannung zu regeln, welche im Ist-Zustand anliegt (siehe Abbildung 30). Vergleicht man bei Einspeisungen induktives mit kapazitivem Verhalten, zeigt sich, dass unter Berücksichtigung eines kapazitiven $\cos \varphi$ ein geringfügig höherer Spannungshub realisierbar ist. Es konnte ebenfalls gezeigt werden, dass die Auslastung des untersuchten Mittelspannungskabels nur geringfügig mit der Kabellänge steigt. Die Tendenz kann jedoch mittels Simulationen für deutlich größere Kabellängen bestätigt werden. Die Auslastung einer Freileitung zeigt im Gegensatz dazu eine mit der Leitungslänge abnehmende Tendenz. Die Variation der Kabel- und Freileitungsquerschnitte hat ergeben, dass die Auslastung mit steigendem Querschnitt sinkt. Die Knotenspannung an der einspeisenden Station nähert sich mit zunehmendem Querschnitt jener an der Nachbarstation (u_{Wd}) an.

Es wurde gezeigt, dass anhand eines Netzmodelles in NEPLAN[®] und den Daten der FNN-Störungsstatistik [23] eine Berechnung der Zuverlässigkeitskennzahlen mit sehr guter Genauigkeit möglich ist. Die in der vorliegenden Masterarbeit vorgeschlagenen Umstrukturierungsmaßnahmen wurden abschließend auf ihre Auswirkungen auf die Netz-zuverlässigkeit untersucht und die Plausibilität der Ergebnisse geprüft. Die erzielten Resultate weisen darauf hin, dass in einem gut ausgebauten Netz, jedes zusätzliche Betriebsmittel zu einer Verschlechterung der Ausfallzeiten führen kann. Das Einplanen von zusätzlichen Umschaltmöglichkeiten wirkt sich hingegen positiv auf die Netzzuverlässigkeit aus. Der Vergleich zwischen Simulationsergebnissen mit und ohne Berücksichtigung der Überlagerungen von Einfachausfällen bestätigt die Annahme, dass bei Netzen geringer Ausdehnung, eine Vernachlässigung von Mehrfachausfällen zulässig ist.

8 Anhang

Der Anhang enthält Diagramme, welche im Hauptteil der Arbeit aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht angeführt werden. Im Sinne der Vollständigkeit werden die betreffenden Darstellungen an dieser Stelle angefügt.

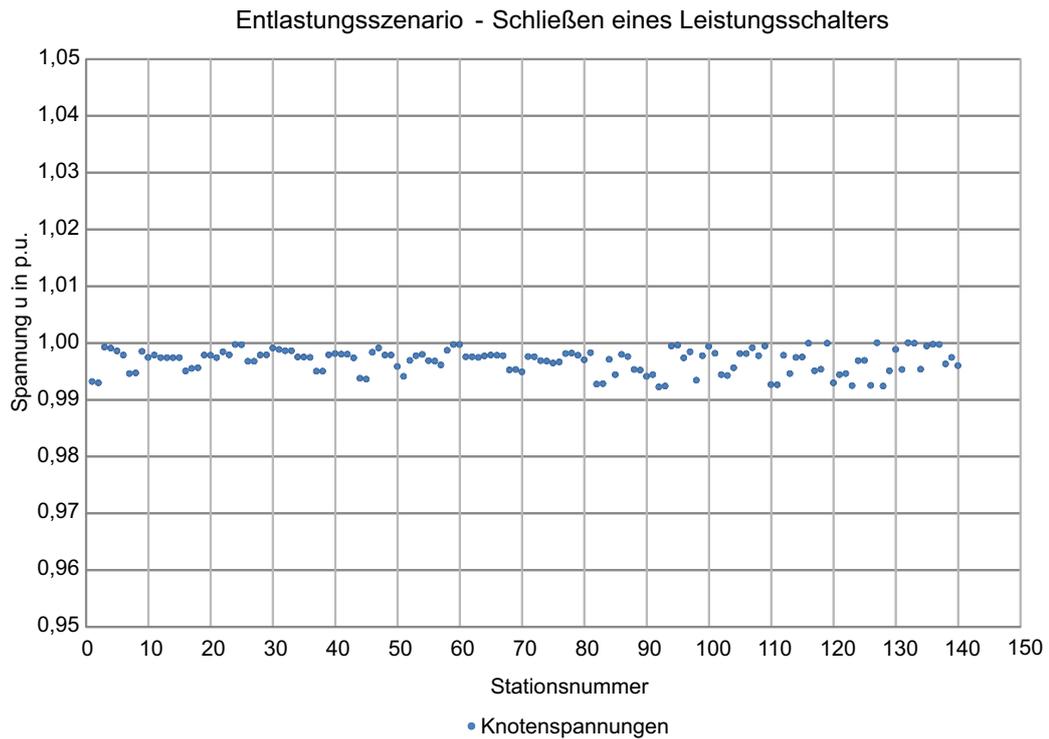


Abbildung 36: Knotenspannungen des Teilnetzes Nord bei Schließen eines ausgewählten LS als Entlastungsszenario

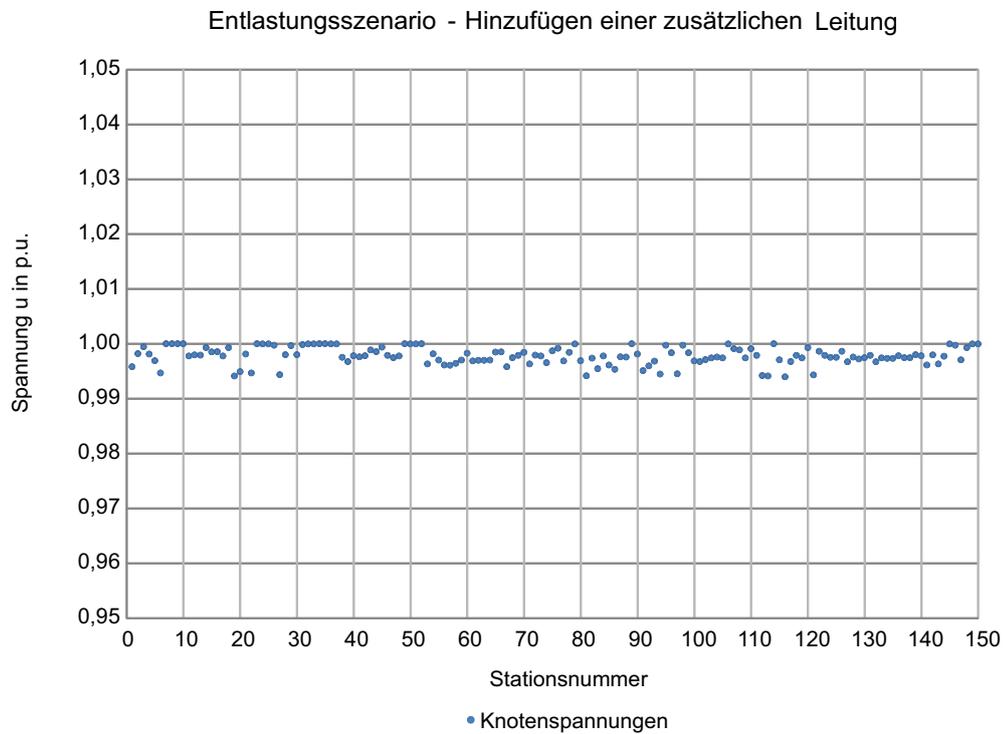


Abbildung 37: Knotenspannungen des Teilnetzes Nord bei Hinzufügen einer zusätzlichen Leitung als Entlastungsszenario

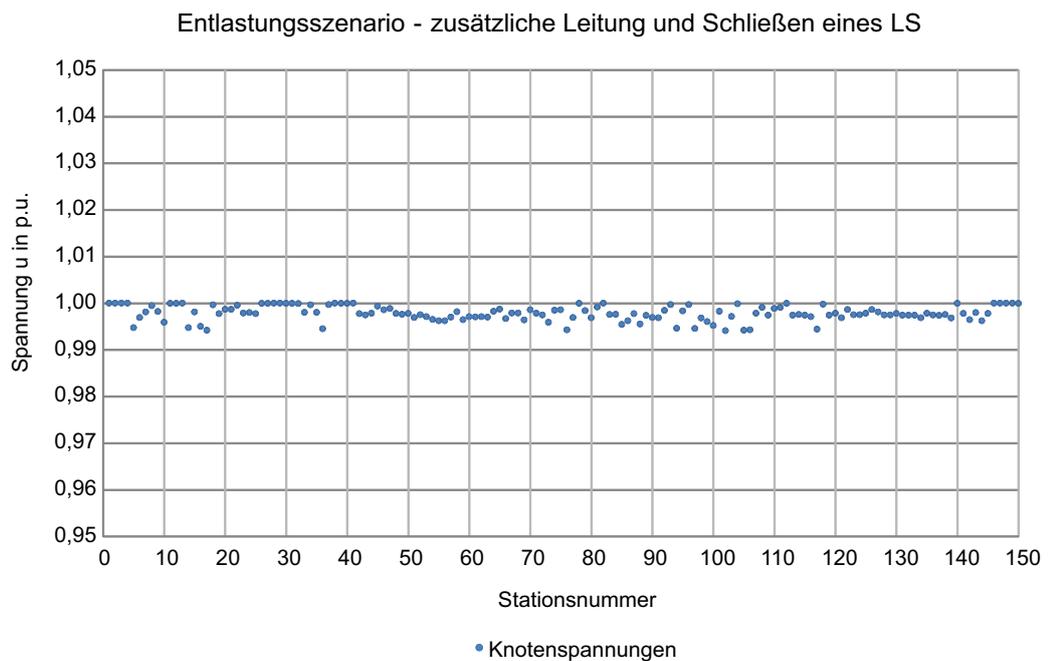


Abbildung 38: Knotenspannungen des Teilnetzes Nord bei Hinzufügen einer zusätzlichen Leitung und Schließen eines ausgewählten Schalters als Entlastungsszenario

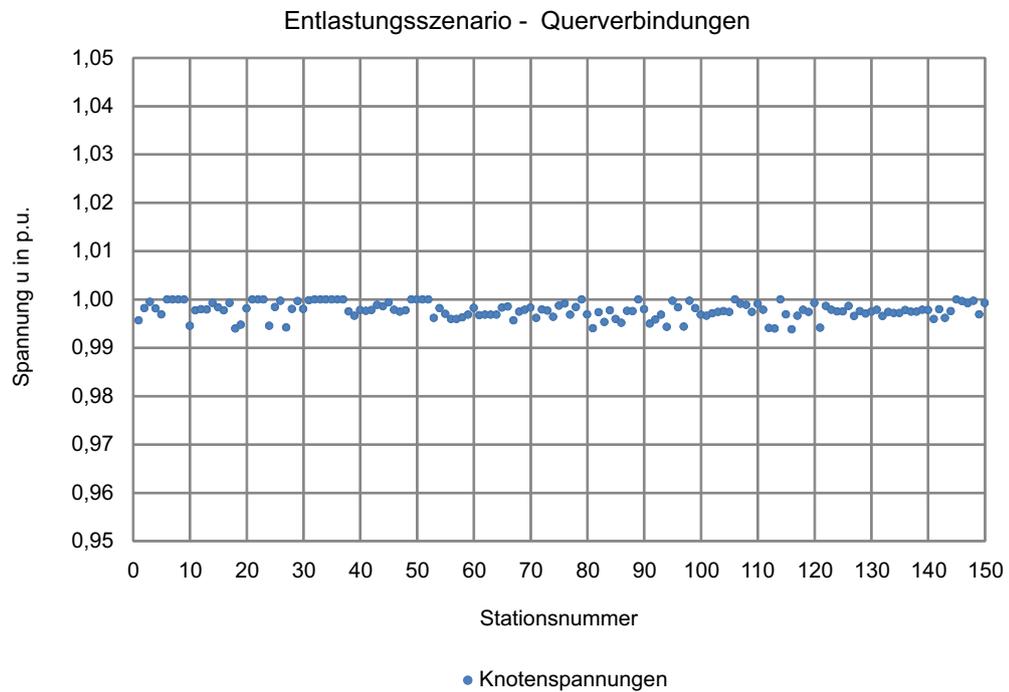


Abbildung 39: Knotenspannungen des Teilnetzes Nord bei Hinzufügen einer zusätzlichen Leitung mit Querverbindungen zu bestehenden Stationen

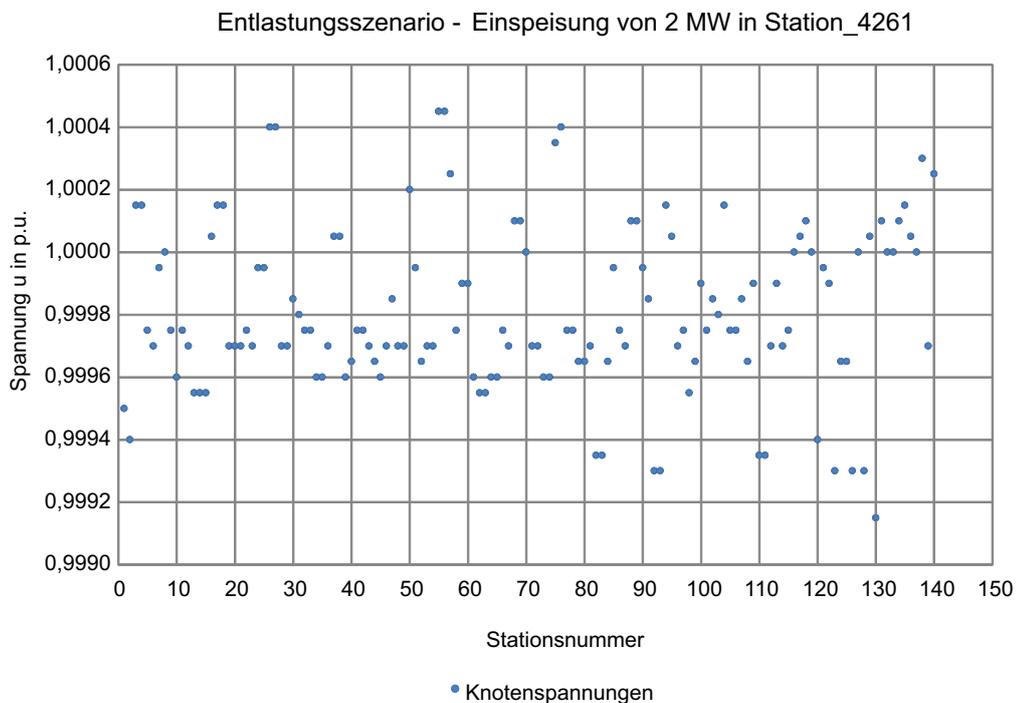


Abbildung 40: Knotenspannungen des Teilnetzes Nord bei Einspeisung von 2 MW in Station_4261

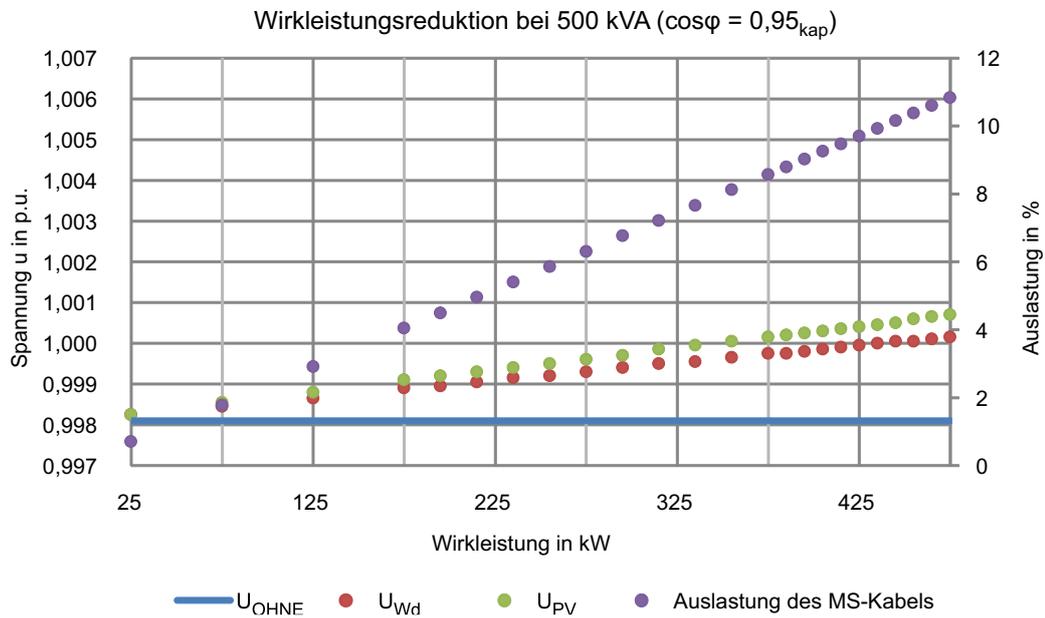


Abbildung 41: Wirkleistungsreduktion bei einer Einspeisung von 500 kVA bei einem $\cos \varphi = 0,95_{kap}$.

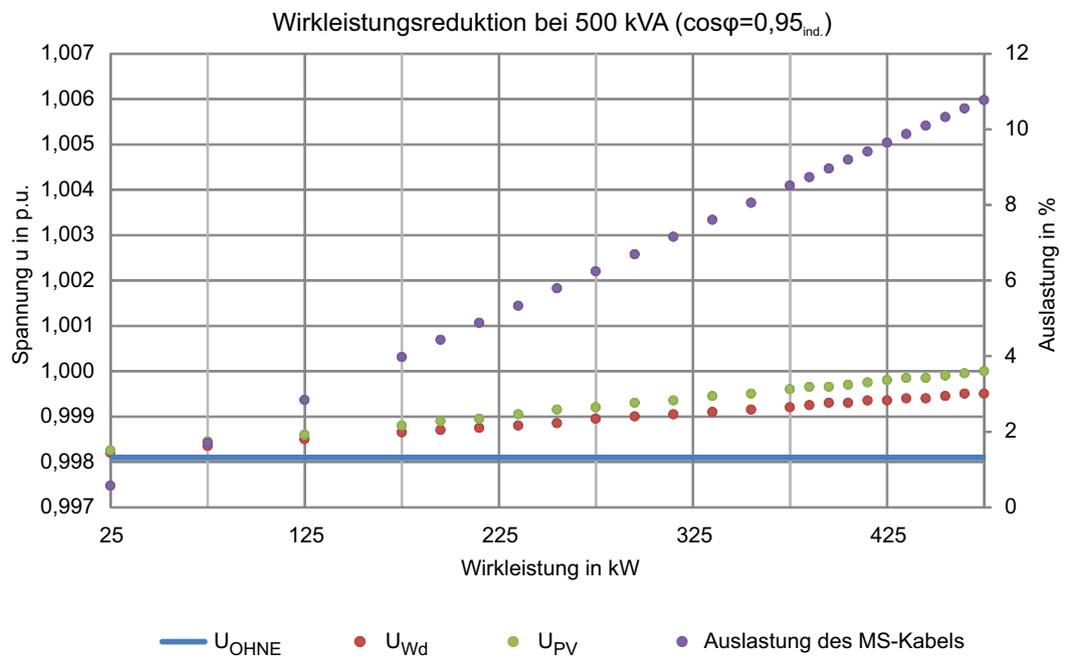


Abbildung 42: Wirkleistungsreduktion bei einer Einspeisung von 500 kVA bei einem $\cos \varphi = 0,95_{ind.}$

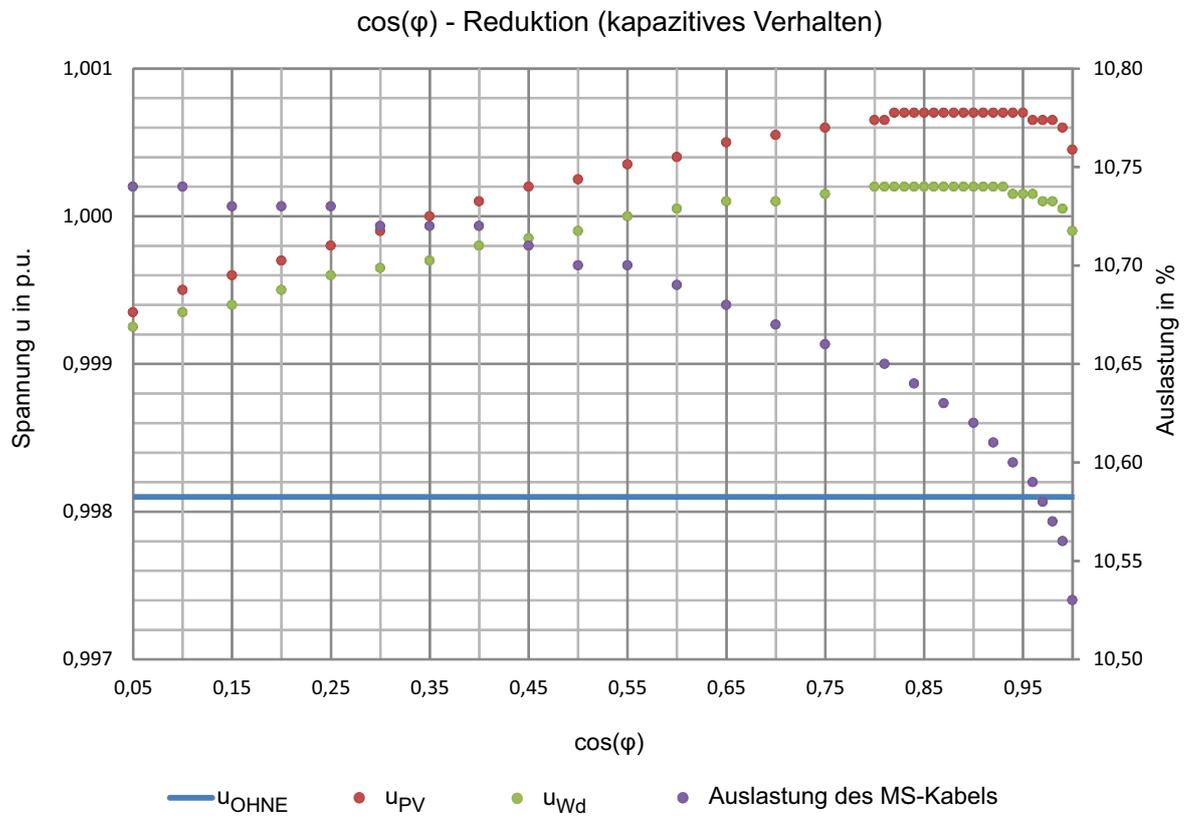


Abbildung 43: $\cos \varphi$ -Reduktion bei einer Einspeisung von 500 kVA bei einem $\cos \varphi = 0,95_{kap}$.

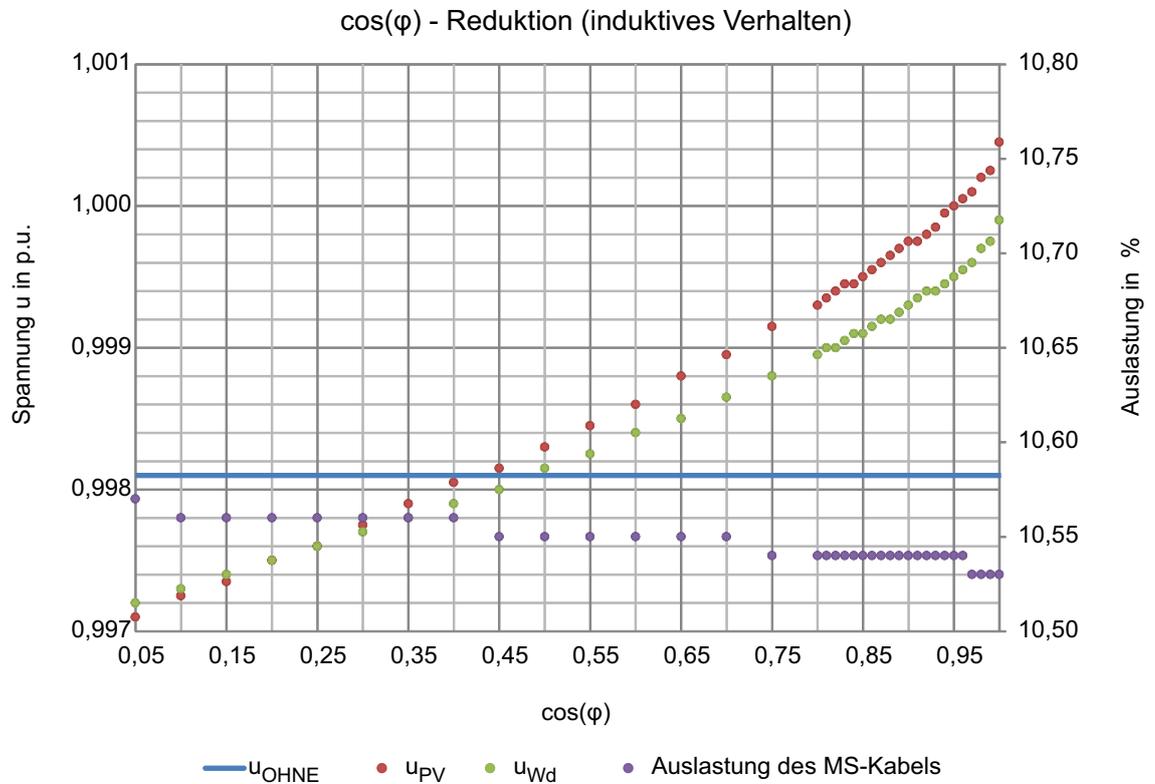


Abbildung 44: $\cos \varphi$ -Reduktion bei einer Einspeisung von 500 kVA bei einem $\cos \varphi = 0,95_{ind.}$

Die für die Erstellung der Zuverlässigkeits-Datentypen für die Simulation mit der Netzberechnungssoftware NEPLAN[®] notwendigen Daten stammen aus der FNN-Störungsstatistik [23]. Die verwendeten Tabellen werden im Folgenden angegeben.

FNN-Störungsstatistik - Berichtsjahre 2004 - 2011
Auswertung von Zuverlässigkeitskenndaten

Stand: April 2013

Ausfallmodell	Komponente		20 kV kompensiert							
			N		H [1/a] ¹⁾		T [h]	p ¹⁾		
			2004-2011	1994-2001	2004-2011	1994-2001	2004-2011	2004-2011	1994-2001	
UNE	Freileitung		17999	16919	0,02777	0,02926	10,72			
	Kabel	Alle	6732	6228	0,00666	0,01195	28,33			
		Papier/Masse	1666	2242	0,01073	0,01491	45,95			
		Öl	86	52	0,01185	0,12573	19,74			
		PE	1375	1240	0,01549	0,03113	30,46			
		PVC/Kunststoff sonst	120	104	0,03286	0,29967	51,15			
		VPE	1819	1130	0,00293	0,00553	24,24			
		sonst	1665		0,01225		12,55			
	Trafo	Alle	2947	2407	0,00207	0,00293	5,14			
		Einbau	45	42	0,00117	0,00092	2,33			
		Gebäude	691	733	0,00125	0,00162	5,82			
		Kompakt	280	222	0,00070	0,00155	11,92			
		Mast	1399	1096	0,00695	0,00593	1,95			
		sonstige ONS	143	95	0,00068	0,00458	2,83			
	ONS-Feld	Einbau	25	46	0,00018	0,00032	2,83			
		Gebäude	635	1084	0,00036	0,00083	15,02			
		Kompakt	277	209	0,00024	0,00054	17,68			
		Mast	581	1075	0,00228	0,00437	2,10			
	UW/SA	sonstige ONS	266	78	0,00046	0,00152	2,60			
		SS-AB	399	653	0,00010	0,00023	13,89			
		F-AA	1213	484	0,00029	0,00265	9,71			
		F-SS	936	467	0,00022	0,00562	15,00			
	UNE - kurz	Freileitung		13861		0,02139		2,33		
		Kabel	Alle	3281		0,00324		3,41		
			Papier/Masse	606		0,00390		6,26		
			Öl	10		0,00131		1,32		
			PE	469		0,00528		3,38		
PVC/Kunststoff sonst			69		0,01882		1,42			
VPE			866		0,00140		3,72			
sonst			1129		0,00830		2,17			
Trafo		Alle	2406		0,00169		1,79			
		Einbau	45		0,00117		2,33			
		Gebäude	516		0,00094		2,07			
		Kompakt	189		0,00047		2,22			
		Mast	1399		0,00695		1,95			
		sonstige ONS	143		0,00068		2,83			
ONS-Feld		Einbau	8		0,00006		0,14			
		Gebäude	448		0,00026		1,54			
		Kompakt	181		0,00016		2,19			
		Mast	581		0,00228		2,10			
		sonstige ONS	266		0,00046		2,60			
UW/SA		SS-AB	253		0,00006		1,94			
		F-AA	928		0,00022		1,37			
		F-SS	761		0,00018		2,51			
UNE - lang		Freileitung		4138		0,00639		38,83		
		Kabel	Alle	3451		0,00341		52,02		
			Papier/Masse	1060		0,00683		68,62		
			Öl	76		0,01054		22,03		
			PE	906		0,01021		44,48		
	PVC/Kunststoff sonst		51		0,01404		117,81			
	VPE		953		0,00154		42,91			
	sonst		536		0,00394		34,38			
	Trafo	Alle	541		0,00038		20,00			
		Einbau	0							
		Gebäude	175		0,00032		16,87			
		Kompakt	91		0,00023		31,95			
		Mast	0							
		sonstige ONS	0							
	ONS-Feld	Einbau	17		0,00012		4,07			
		Gebäude	187		0,00011		47,23			
		Kompakt	96		0,00008		46,85			
		Mast	0							
		sonstige ONS	0							
	UW/SA	SS-AB	146		0,00004		34,60			
		F-AA	285		0,00007		36,83			
		F-SS	175		0,00004		69,17			

¹⁾ Angabe der Häufigkeiten und bedingten Wahrscheinlichkeiten bei Freileitungen und Kabeln in 1/(km a) bzw. 1/km

²⁾ Keine Daten aufgrund zu geringen Datenumfangs oder Fehleingabe

³⁾ Störungsanzahl für Unterscheidung kurz/lang zu gering - Aus-Dauer-Berechnung per Exponentialfunktion, keine Daten in den Modellen UNE kurz/lang und EAS kurz/lang

FNN-Störungsstatistik - Berichtsjahre 2004 - 2011
Auswertung von Zuverlässigkeitskenndaten

Stand: April 2013

Ausfallmodell	Komponente		20 kV kompensiert						
			N		H [1/a] ¹⁾		T [h]	p ¹⁾	
			2004-2011	1994-2001	2004-2011	1994-2001	2004-2011	2004-2011	1994-2001
EAS	Freileitung		16612	14841	0,02563	0,02567	10,28		
	Kabel	Alle	6391	5911	0,00632	0,01135	27,51		
		Papier/Masse	1571	2165	0,01012	0,01440	40,22		
		Öl	83	48	0,01143	0,11606	19,48		
		PE	1309	1196	0,01474	0,03002	31,28		
		PVC/Kunststoff sonst	120	99	0,03286	0,28526	51,15		
		VPE	1679	1076	0,00271	0,00526	24,05		
		sonst	1629		0,01198		11,95		
	Trafo	Alle	2684	2280	0,00188	0,00277	5,15		
		Einbau	43	39	0,00112	0,00086	2,22		
		Gebäude	636	693	0,00115	0,00153	5,79		
		Kompakt	249	212	0,00062	0,00148	13,12		
		Mast	1270	1036	0,00631	0,00560	1,95		
		sonstige ONS	136	92	0,00065	0,00443	2,78		
	ONS-Feld	Einbau	17	44	0,00012	0,00030	3,69		
		Gebäude	522	1018	0,00030	0,00078	14,56		
		Kompakt	220	199	0,00019	0,00051	19,18		
		Mast	485	970	0,00190	0,00394	2,22		
		sonstige ONS	224	74	0,00039	0,00145	2,65		
	UW/SA	SS-AB	369	599	0,00009	0,00021	13,62		
		LS	170	103	0,00054	0,00204	14,13		
TR-AA		811	420	0,00021	0,00413	8,82			
TR-SS		249	364	0,00007	0,00358	21,16			
EAS - kurz	Freileitung		12736		0,01965		2,36		
	Kabel	Alle	3085		0,00305		3,33		
		Papier/Masse	414		0,00267		2,80		
		Öl	9		0,00119		1,39		
		PE	467		0,00526		3,61		
		PVC/Kunststoff sonst	69		0,01882		1,42		
		VPE	784		0,00126		3,79		
		sonst	1098		0,00808		2,13		
	Trafo	Alle	2193		0,00154		1,80		
		Einbau	43		0,00112		2,22		
		Gebäude	469		0,00085		2,06		
		Kompakt	163		0,00041		2,13		
		Mast	1270		0,00631		1,95		
		sonstige ONS	136		0,00065		2,78		
	ONS-Feld	Einbau	17		0,00012		3,69		
		Gebäude	370		0,00021		1,71		
		Kompakt	149		0,00013		2,49		
		Mast	485		0,00190		2,22		
		sonstige ONS	224		0,00039		2,65		
	UW/SA	SS-AB	236		0,00006		1,95		
		LS	113		0,00036		1,08		
TR-AA		633		0,00017		1,38			
TR-SS		179		0,00005		2,70			
EAS - lang	Freileitung		3876		0,00598		36,31		
	Kabel	Alle	3306		0,00327		50,07		
		Papier/Masse	1157		0,00745		53,61		
		Öl	74		0,01024		21,59		
		PE	842		0,00948		46,63		
		PVC/Kunststoff sonst	51		0,01404		117,81		
		VPE	895		0,00144		41,81		
		sonst	531		0,00390		32,26		
		sonstige ONS	0						
	Trafo	Alle	491		0,00034		20,11		
		Einbau	0						
		Gebäude	167		0,00030		16,24		
		Kompakt	86		0,00022		33,87		
		Mast	0						
		sonstige ONS	0						
	ONS-Feld	Einbau	0						
		Gebäude	152		0,00009		45,83		
		Kompakt	71		0,00006		54,23		
		Mast	0						
		sonstige ONS	0						
	UW/SA	SS-AB	133		0,00003		34,39		
LS		57		0,00018		39,70			
TR-AA		178		0,00005		35,31			
TR-SS		70		0,00002		68,15			

¹⁾ Angabe der Häufigkeiten und bedingten Wahrscheinlichkeiten bei Freileitungen und Kabeln in 1/(km a) bzw. 1/km

²⁾ Keine Daten aufgrund zu geringen Datenumfangs oder Fehleingabe

³⁾ Störungsanzahl für Unterscheidung kurz/lang zu gering - Aus-Dauer-Berechnung per Exponentialfunktion, keine Daten in den Modellen UNE kurz/lang und EAS kurz/lang

FNN-Störungsstatistik – Berichtsjahre 2004 – 2011
Auswertung von Zuverlässigkeitskenndaten

Stand: April 2013

Ausfallmodell	Komponente		20 kV kompensiert						
			N		H [1/a] ¹⁾		T [h]	p ¹⁾	
			2004-2011	1994-2001	2004-2011	1994-2001	2004-2011	2004-2011	1994-2001
UHA	Freileitung		1387	2078	0,00214	0,00359	2,70		
	Kabel	Alle	341	317	0,00034	0,00061	20,40		
		Papier/Masse	95	77	0,00061	0,00051	62,44		
		Öl	3	4	0,00041	0,00967	21,46		
		PE	66	44	0,00074	0,00111	19,69		
		PVC/Kunststoff sonst	0	5		0,01441			
		VPE	140	54	0,00023	0,00026	7,98		
		sonst	36		0,00027		8,12		
	Trafo	Alle	263	127	0,00018	0,00015	2,40		
		Einbau	2	3	0,00005	0,00007	3,12		
		Gebäude	55	40	0,00010	0,00009	2,78		
		Kompakt	31	10	0,00008	0,00007	3,31		
		Mast	129	60	0,00064	0,00032	1,61		
		sonstige ONS	7	3	0,00003	0,00014	2,79		
	ONS-Feld	Einbau	8	2	0,00006	0,00001	0,71		
		Gebäude	113	66	0,00006	0,00005	1,70		
		Kompakt	57	10	0,00005	0,00003	3,28		
		Mast	96	105	0,00038	0,00043	1,56		
		sonstige ONS	42	4	0,00007	0,00008	2,07		
	UW/SA	SS-AB	30	54	0,00001	0,00002	4,70		
		LS	55	4	0,00017	0,00008	2,10		
		TR-AA	246	31	0,00007	0,00031	2,04		
		TR-SS	55	29	0,00001	0,00029	2,20		
VHA	Freileitung		2993	1812	0,00462	0,00313	2,54		
	Kabel	Alle	744	4099	0,00074	0,00787	14,87		
		Papier/Masse	110	1340	0,00071	0,00891	27,82		
		Öl	7	75	0,00096	0,18134	6,30		
		PE	135	856	0,00152	0,02149	12,11		
		PVC/Kunststoff sonst	10	61	0,00274	0,17577	17,39		
		VPE	375	925	0,00060	0,00453	8,57		
		sonst	107		0,00079		16,27		
	Trafo	Alle	518	377	0,00036	0,00046	2,49		
		Einbau	7	7	0,00018	0,00015	2,71		
		Gebäude	73	93	0,00013	0,00021	3,73		
		Kompakt	64	46	0,00016	0,00032	3,96		
		Mast	288	179	0,00143	0,00097	1,71		
		sonstige ONS	23	21	0,00011	0,00101	4,46		
	ONS-Feld	Einbau	14	7	0,00010	0,00005	3,14		
		Gebäude	267	186	0,00015	0,00014	4,48		
		Kompakt	99	41	0,00009	0,00011	3,72		
		Mast	141	202	0,00055	0,00082	1,45		
		sonstige ONS	63	17	0,00011	0,00033	2,18		
	UW/SA	SS-AB	66	57	0,00002	0,00002	2,81		
		F-AA	303	199	0,00007	0,00109	2,17		
		F-SS	347	150	0,00008	0,00082	3,43		
		LS	45	26	0,00014	0,00052	2,83		
TR-AA		278	173	0,00007	0,00170	2,17			
TR-SS		238	150	0,00006	0,00148	4,21			

¹⁾ Angabe der Häufigkeiten und bedingten Wahrscheinlichkeiten bei Freileitungen und Kabeln in 1/(km a) bzw. 1/km

²⁾ Keine Daten aufgrund zu geringen Datenumfangs oder Fehleingabe

³⁾ Störungsanzahl für Unterscheidung kurz/lang zu gering - Aus-Dauer-Berechnung per Exponentialfunktion, keine Daten in den Modellen UNE kurz/lang und EAS kurz/lang

FNN-Störungsstatistik - Berichtsjahre 2004 - 2011
Auswertung von Zuverlässigkeitskenndaten

Stand: April 2013

Ausfallmodell	Komponente		20 kV kompensiert							
			N		H [1/a] ¹⁾		T [h]	p ¹⁾		
			2004-2011	1994-2001	2004-2011	1994-2001	2004-2011	2004-2011	1994-2001	
E1P	Freileitung		2499	2617	0,00386	0,00453	6,50			
	Kabel	Alle	6204	6804	0,00613	0,01306	32,55			
		Papier/Masse	1693	2409	0,01090	0,01602	55,34			
		Öl	87	124	0,01198	0,29981	27,45			
		PE	1487	1335	0,01675	0,03351	35,22			
		PVC/Kunststoff sonst	92	93	0,02519	0,26797	38,77			
		VPE	1649	1454	0,00266	0,00711	28,55			
		sonst	1196		0,00880		14,22			
	Trafo	Alle	154	416	0,00011	0,00051	5,43			
		Einbau	2	6	0,00005	0,00013	2,00			
		Gebäude	26	825	0,00005	0,00018	7,00			
		Kompakt	34	30	0,00009	0,00021	10,34			
		Mast	46	263	0,00023	0,00142	3,59			
		sonstige ONS	20	14	0,00010	0,00067	3,86			
	ONS-Feld	Einbau	6	8	0,00004	0,00006	129,42			
		Gebäude	64	205	0,00004	0,00016	19,21			
		Kompakt	32	43	0,00003	0,00011	21,72			
		Mast	53	190	0,00021	0,00077	2,50			
	UW/SA	sonstige ONS	27	13	0,00005	0,00025	8,58			
		SS-AB	56	79	0,00001	0,00003	8,54			
		F-AA	138	101	0,00003	0,00055	4,99			
		F-SS	78	79	0,00002	0,00043	17,46			
		LS	20	13	0,00006	0,00026	23,59			
		TR-AA	88	101	0,00002	0,00099	4,01			
	MEM	Freileitung	TR-SS	40	66	0,00001	0,00065	9,93		
			Alle	499	576			6,39	0,00070	0,00070
			Kabel	Alle	2100	2114			37,11	0,00190
Papier/Masse				739	464			47,75	0,00430	0,00180
Öl				28	25			60,65	0,00350	0,03430
PE				435	279			32,27	0,00450	0,00040
PVC/Kunststoff sonst				16	19			15,15	0,00400	0,31100
VPE		593		715			38,42	0,00090	0,00200	
sonst		289					21,07	0,00190		
Trafo		Alle	31	46			10,81	0,00000	0,00000	
		Einbau	0	0						
		Gebäude	7	9			9,92	0,00000	0,00000	
		Kompakt	8	7			13,96	0,00000	0,00000	
		Mast	10	19			12,81	0,00000	0,00010	
		sonstige ONS	2	6			1,86	0,00000	0,00020	
ONS-Feld		Einbau	3	4			2,02	0,00000	0,00000	
		Gebäude	42	125			23,45	0,00000	0,00010	
		Kompakt	24	16			45,20	0,00000	0,00000	
		Mast	17	98			7,11	0,00010	0,00020	
		sonstige ONS	12	11			16,09	0,00000	0,00010	
UW/SA		Einbau	3	4			2,02	0,00000	0,00000	
		SS-AB	27	33			25,50	0,00000	0,00000	
		F-AA	60	291			26,10	0,00000	0,00022	
		F-SS	64	582			18,44	0,00000	0,00047	
		LS	10	291			11,59	0,00000	0,00090	
		TR-AA	38	291			25,54	0,00000	0,00040	
COM		Freileitung	TR-SS	22	291			50,62	0,00000	0,00040
	Alle		124		0,00215		23,30			
	SUE			67				0,00198		
	SVS			51	182			0,00150	0,00511	
	LVS			30				0,00088		
	SPS			180		0,00057				

¹⁾ Angabe der Häufigkeiten und bedingten Wahrscheinlichkeiten bei Freileitungen und Kabeln in 1/(km a) bzw. 1/km

²⁾ Keine Daten aufgrund zu geringen Datenumfangs oder Fehleingabe

³⁾ Störungsanzahl für Unterscheidung kurz/lang zu gering - Aus-Dauer-Berechnung per Exponentialfunktion, keine Daten in den Modellen UNE kurz/lang und EAS kurz/lang

Literatur

- [1] IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. *IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003)*, pages 1–43, May 2012.
- [2] Austrian Power Grid. Installierte Kraftwerksleistung, 2014. <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/installierte-leistung>; (aufgerufen am 19. September 2014).
- [3] Austrian Power Grid. Tarife, 2014. <http://www.apg.at/de/markt/strommarkt/tarife>; (aufgerufen am 17. September 2014).
- [4] Hans-Jochen Bartsch. *Taschenbuch Mathematischer Formeln für Ingenieure und Naturwissenschaftler*. Number 23. Carl Hanser Verlag, 2014.
- [5] BCP BUSARELLO + COTT + PARTNER AG. *NEPLAN User's Guide V5*.
- [6] BRUGG CABLES. Kabel und Zubehör für Nieder- und Mittelspannung. http://www.bruggcables.com/domains/bruggcables_com/data/free_docs/Katalog_MSNS_de.pdf; (aufgerufen am 28. August 2014).
- [7] Domenik Buchauer. Analyse eines städtischen Mittelspannungsnetzes. Diplomarbeit, Technische Universität Graz, 2013.
- [8] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz- Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2008. http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/bdew-msrl_ergaenzung4_2013-01.pdf; (aufgerufen am 6. Oktober 2014).
- [9] Valentin Crastan. *Elektrische Energieversorgung 1*. Number Bd. 1. Springer London, Limited, 2007.
- [10] e-control. Dezentrale Erzeugung in Österreich, 2005. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/DEA_STUDIE_ECONTROL2005.PDF; (aufgerufen am 19. September 2014).
- [11] e-control. Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. In *Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen*. 2006.

- [12] e-control. ERHEBUNGSBOGEN STROMNETZBETREIBER - TEIL ENERGIEWIRTSCHAFT, 2009. <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/erhebungsbogen-strom-2009-ausfuellhinweise-technischer-t.pdf>.
- [13] e-control. Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. In *Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen*. 2013.
- [14] e-control. Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich, 2014. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/AuSD_Ver%C3%B6ffentlichung2014_v1.0.pdf; (aufgerufen am 17. September 2014).
- [15] e-control. Der österreichische Elektrizitätsmarkt, 2014. <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/verbraucherstruktur>.
- [16] e-control. Trassen- und Systemlängen zum 31. Dezember 2013, 2014. <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik>; (aufgerufen am 17. September 2014).
- [17] Lothar Fickert. Planung und Betrieb von Energiesystemen. Vorlesungsskript, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2007.
- [18] Lothar Fickert. Elektrische Energiesysteme 1. Vorlesungsskript, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2008.
- [19] Hermann Nagel. *Systematische Netzplanung*. Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze. VDE-Verlag, 2008.
- [20] Herwig Renner. Regelung und Stabilität Elektrischer Energiesysteme. Vorlesungsskript, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2010.
- [21] Herwig Renner and Manfred Sakulin. Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit. Vorlesungsskript, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2008.
- [22] Gerhard Theil. Versorgungszuverlässigkeit von Mittelspannungsnetzen bei dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen. Technical report, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien.

-
- [23] Hendrik Vennegeerts, Christian Schröders, Michael Holthausen, Dieter Quadflieg, and Albert Moser. Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik, 2013. http://www.fgh.rwth-aachen.de/verein/publikat/veroeff/FGH_IAEW_Eingangsdaten_Zuverlaessigkeitsberechnung_2013.pdf; (aufgerufen am 10. September 2014).