



Mike Alexander Lagler, BSc.

Rechnergestützte Analyse eines urbanen 20-kV-Mittelspannungsnetzes

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Dipl.-Ing. Thomas Wieland

Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmutzner

Dipl.-WI (FH) Siegfried Eberhart

Institut für Elektrische Anlagen

“Our greatest weakness lies in giving up.
The most certain way to succeed is always to try just one more time.”
Thomas Alva Edison (1847 – 1931)

Danksagung

Ich möchte mich bei den Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert und Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmautzer für die Möglichkeit bedanken, dass ich diese Arbeit verfassen konnte. Durch die Betreuung von Herrn Dipl.-Ing. Thomas Wieland und den sehr belebenden Diskussionen mit ihm, hat mir diese Arbeit sehr viel Freude bereitet. Des Weiteren möchte ich mich herzlich beim gesamten Team des Institutes für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz für die Unterstützung bedanken.

Bedanken möchte ich mich bei den Herrn Dipl.-WI (FH) Siegfried Eberhart und Dipl.-Ing. Ferdinand Mayrobnig für deren reibungslose und kompetente Betreuung.

Danken möchte ich ganz besonders meinen Eltern Heinz und Margarete Lagler, die mir das Studium ermöglicht haben und welche auch in schweren Zeiten immer an mich geglaubt haben. Auch möchte ich mich bei meiner ganzen Familie, im Speziellen bei meiner Großmutter Frieda Lagler, für deren Unterstützung herzlich bedanken.

Ich widme diese Masterarbeit meinem Großvater Günther Lagler.

Mike Alexander Lagler

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

Kurzfassung

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird ein österreichisches urbanes Mittelspannungsnetz mittels GIS-Daten sowie Betriebsmittelparametern rechnergestützt rekonstruiert und analysiert. Für eine strukturierte Analyse werden die Netzkenndaten aufbereitet und anschließend das urbane Mittelspannungsnetz im Netzberechnungsprogramm NEPLAN nachgebildet. Das urbane Mittelspannungsnetz wird mittels Lastflussberechnungen auf Basis unterschiedlicher Szenarien (Stark- sowie Schwachlast) untersucht. Diese Lastszenarien werden aus lastprofilgezählten Lastdaten sowie aus den rollierend abgelesenen Momentan- und Maximalwerten der Schleppzeiger einzelner Ortsnetzstationen ermittelt.

Ein weiteres Ziel dieser Untersuchung ist es, mögliche Schwachstellen im Mittelspannungsnetz wie z.B. zu hohe Betriebsmittelauslastungen frühzeitig zu erkennen und nachdem entsprechende Lösungsansätze wie z.B. Umschalt-, Ausbau- und Umstrukturierungsmaßnahmen für den zukunftssicheren Betrieb zu erarbeiten. Um das Mittelspannungsnetz für zukünftige Anforderungen zu prüfen, werden zusätzlich die Auswirkungen einer Laststeigerung sowie Netzzuverlässigkeitsberechnungen an ausgewählten Netzknoten herangezogen, um Engpässe frühzeitig zu erkennen und etwaige Abhilfemaßnahmen darzulegen sowie deren wirtschaftlichen Auswirkungen hervorzuheben.

Schlüsselwörter: Lastflussberechnung, Netznachbildung, Netzumstrukturierung, Lastmodellierung, Zuverlässigkeitsberechnung

Abstract

As a part of this master thesis an Austrian urban medium-voltage network is reconstructed and analysed using GIS-Data as well as equipment parameters. For a structured analysis, the characteristics of the network are emulated and the load flow calculations of the urban medium-voltage network are performed using the network calculation software NEPLAN. The medium-voltage network is investigated by the means of load flow calculations based on different load scenarios (low load, high load), which are determined by using the load-data (counted load profile) as well as the instantaneous and maximum values of the drag indicator from local network stations.

Another aim of this master thesis is to identify possible weak points in the reconstructed medium-voltage network (e.g. high equipment load) and to find out possible measures e.g. network improvements, expansions and restructuring. To examine the medium-voltage network for future requirements like the effects of increasing loads as well as network reliability calculation results at selected points are used to find weak points at an early stage. Additionally corrective technical measures and their economic impact are shown.

Keywords: load flow calculation, network reproduction, network restructuring, load modelling, reliability

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	8
1 Aufgaben und Ziele	9
2 Theoretische Grundlagen	10
2.1 Topologien von Mittelspannungsnetzen	11
2.1.1 Strahlen- und Ringnetz	11
2.1.2 Tripel- und Quadrupelnetz	12
2.1.3 Stützpunkt- und Liniennetz	13
2.2 Zulässige Beanspruchung von Betriebsmitteln	14
2.3 Lastflussberechnung	16
2.3.1 Netzgleichungen	18
2.3.2 Newton-Raphson-Verfahren	20
2.4 Versorgungszuverlässigkeit	23
2.4.1 Ausfallstatistik Österreich	25
2.4.2 Hinnehmbare Unterbrechungsdauern unterschiedlicher Störungen	26
3 Rechnergestützte Nachbildung eines urbanen Mittelspannungsnetzes	28
3.1 Netzstruktur und Kenngrößen	28
3.2 Netzkenndaten zur Nachbildung des urbanen Mittelspannungsnetzes	30
3.2.1 Daten des Geoinformationssystems (GIS)	30
3.2.2 Kabel/Freileitungen	32
3.2.3 Regeltransformatoren (110/20 kV)	33
3.2.4 Datenaustausch zwischen MATLAB und NEPLAN	33
3.3 Verifikation der Nachbildung des urbanen Mittelspannungsnetzes	34
4 Lastdaten	35
4.1 Methode - Lastverteilung	36
5 Analyse des urbanen Mittelspannungsnetzes	39
5.1 Simulationsszenarien	39
5.2 Szenario A: IST-Zustand (Ausgangszustand)	40
5.2.1 IST-Zustand - Starklast	40
5.2.2 IST-Zustand - Schwachlast	47
5.3 Szenario B: Anbindung eines zukünftigen Stadtteils	53
5.3.1 Entlastung Umspannwerk WEST durch Netzumschaltungen	55
5.4 Szenario C: 20 % Laststeigerung (zukünftige Auslastung)	60

5.4.1	Beurteilung des urbanen Mittelspannungsnetzes bei einer Laststeigerung von 20 % - Starklast	60
5.4.2	Beurteilung des urbanen Mittelspannungsnetzes bei einer Laststeigerung von 20 % - Schwachlast	66
5.5	Netzzuverlässigkeitsberechnungen	72
5.5.1	Berechnung der IEEE Zuverlässigkeitskennzahlen	75
5.5.2	Netzzuverlässigkeitskennzahlen des urbanen Mittelspannungsnetzes	77
6	Fazit	81
	Literaturverzeichnis	83

Abkürzungsverzeichnis

ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
GIS	Geoinformationssystem
HS	Hochspannung
ID	Identifier
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MS	Mittelspannung
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
PE	Polyethylen
PVC	Polyvinylchlorid
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SQL	Structured Query Language
SS	Sammelschiene
UM	Umspanner
UW	Umspannwerk
VPE	Vernetztes Polyethylen
VZS	Verbraucherzählpfeilsystem

1 Aufgaben und Ziele

Das Ziel dieser Masterarbeit ist die rechnergestützte Analyse eines urbanen 20-kV-Mittelspannungsnetzes mittels der Netzberechnungssoftware NEPLAN. In weiterer Folge werden mit dem Netzmodell Lastfluss- und Zuverlässigkeitsberechnungen unter der Betrachtung verschiedener Belastungs- und Netzzustände durchgeführt. Es werden folgende Szenarien mit dem Netzmodell des urbanen Mittelspannungsnetzes analysiert:

- Szenario A - IST-Zustand (Ausgangszustand)
 - Starklast (95 %-Quantil)
 - Schwachlast (5 %-Quantil)
- Szenario B - Anbindung eines geplanten zukünftigen Stadtteils an das Bestandsnetz (IST-Zustand)
 - Stromversorgungsszenarien für den neuen Stadtteil
 - Analyse der Auslastungen vorhandener Regeltransformatoren (110/20 kV)
 - Entlastung umliegender Regeltransformatoren (110/20 kV) durch mögliche Netzumschaltungen
- Szenario C - 20 %-Laststeigerung (Zukunftsszenario)
 - Starklast (95 %-Quantil)
 - Schwachlast (5 %-Quantil)
- Netzzuverlässigkeitsberechnungen
 - IST-Zustand (Szenario A)
 - Netzzustand unter Berücksichtigung des zukünftigen Netzteils (Szenario B)

Das Ziel der Analyse des urbanen Mittelspannungsnetz ist es, frühzeitig mögliche Schwachstellen der Betriebsmittel - z.B zu hohe Betriebsmittelauslastungen - zu erkennen und demnach entsprechende Lösungsansätze wie Ausbau- und Umstrukturierungsmaßnahmen frühzeitig zu erarbeiten. Zusätzlich werden Netzzuverlässigkeitsberechnungen im IST-Zustand durchgeführt und die Veränderung bei Anbindung eines zukünftigen Stadtteils hinsichtlich der Zuverlässigkeitskennzahlen dargelegt.

2 Theoretische Grundlagen

Elektrische Energie kann im Gegensatz zu anderen Energieformen sehr verlustarm über große Distanzen mittels elektrischer Leitungen, elektrischer Transformatoren und vor allem mittels unterschiedlicher Spannungsebenen übertragen werden. Um die Verluste bei der Übertragung großer elektrischer Energien dennoch möglichst klein zu halten, wird bei gleicher Übertragungsleistung meist eine höhere Spannungsebene gewählt, da eine Verdoppelung des Spannungsniveaus eine Verringerung der Leitungsverluste um den Faktor 4 ergibt [1]. In den österreichischen Übertragungs- und Verteilernetzen sind folgende Spannungsebenen definiert:

- Höchst-/ Hochspannung (400/220/110 kV)
- Mittelspannung (30/25/20/10/6 kV)
- Niederspannung (0,4 kV)

Wobei die Höchst- und Hochspannungsebene als Übertragungsnetz und die Mittel- und Niederspannungsebene als Verteilernetz bezeichnet werden.

Das österreichische Stromnetz ist im Rahmen der Netztarifierung in sieben Netzebenen eingeteilt, welche in der nachfolgenden Tabelle 2.1 aufgelistet werden [2].

Tabelle 2.1: Netzebenen des österreichischen Stromnetzes [2]

Netzebene	Nennspannung
NE1	Höchstspannung (380 kV und 220 kV), einschließlich 380/220-kV-Umspannung
NE2	Umspannung von Höchst- zu Hochspannung
NE3	Hochspannung (110 kV, einschließlich elektrotechnischer Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36 kV und 220 kV)
NE4	Umspannung von Hoch- zu Mittelspannung
NE5	Mittelspannung (mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV sowie Zwischenumspannungen)
NE6	Umspannung von Mittel- zu Niederspannung
NE7	Niederspannung (< 1 kV)

Die elektrische Energie wird laut dem Elektrizitäts-Wirtschafts-Organisations-Gesetz (EIWOG) grundsätzlich von der Höchstspannungsebene (400/220 kV) über die Hoch- (110 kV) und Mittelspannungsebene (6/10/20/25/30 kV) zur Niederspannungsebene (0,4 kV) transportiert. Der Netznutzungstarif ist in den höheren Spannungsebenen geringer als in den niedrigeren Spannungsebenen [1].

2.1 Topologien von Mittelspannungsnetzen

Die Struktur des Mittelspannungsnetzes lässt sich in einfachen geometrischen Formen darstellen, wobei zwischen polaren und unpolaren Mittelspannungsnetzen unterschieden wird. Bei polaren Mittelspannungsnetzen beginnen und enden die Leitungsstrahlen in derselben Umspannstation und in unpolaren beginnen die Leitungsstrahlen in einer Umspannstation und enden in einer anderen Umspannstation [3].

2.1.1 Strahlen- und Ringnetz

Die einfachste polare Bauform ist, wie in Abbildung 2.1 (links) dargestellt, das Strahlennetz. Bei einem Ringnetz (siehe Abbildung 2.1 (rechts)) werden die Strahlen beziehungsweise Leitungsstiche mittels Leistungsschalter oder Lasttrenner zu Ringen geschlossen. Im Allgemeinen sind diese Schaltgeräte geöffnet und das Netz wird in Form von offenen Strahlen betrieben [1].

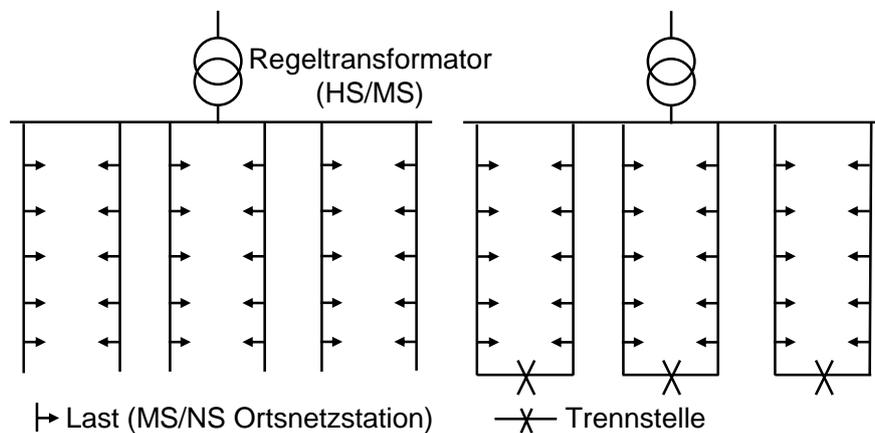


Abbildung 2.1: Einfache Darstellung Strahlennetz (links) und Ringnetz (rechts) [4]

Bei einem Strahlennetz werden die Verbraucher (Ortsnetzstationen) sehr übersichtlich über einen Leitungsstrahl von der Spannungsquelle (Transformatorstation) ausgehend versorgt, womit im Falle einer Störung oder Abschaltung, die dahinterliegenden Verbraucher (Ortsnetzstationen) nicht mehr versorgt werden. Das Ringnetz bietet den Vorteil, dass bei einer Störung oder Abschaltung durch schließen des Ringes (schließen der Lasttrenner/Leistungsschalter, Trennstelle), die ansonsten unversorgten Verbraucher (Ortsnetzstationen) über die benachbarte Seite weiterhin versorgt werden. Durch die Möglichkeit einer Umschaltung wird bei Ringnetzen die Nichtverfügbarkeit im Gegensatz zu den Strahlennetzen verringert [1].

2.1.2 Tripel- und Quadrupelnetz

Bei einem Tripelnetz (siehe Abbildung 2.2 (links)) wird an einer Verteilungsstation eines Ringnetzes ein weiterer Leitungsstrahl an derselben Umspannstation mittels Lasttrenner oder Leistungsschalter angeschlossen. Die in der Abbildung 2.2 (rechts) dargestellte Bauform nennt man Quadrupelnetz, bei dieser besteht eine Verbindung zweier Ringnetze an verschiedenen Verteilungsstationen [3].

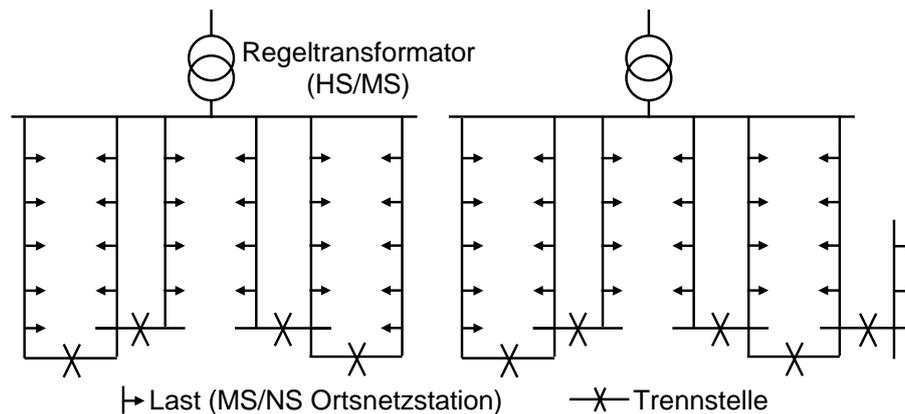


Abbildung 2.2: Einfache Darstellung Tripelnetz (links) und Quadrupelnetz (rechts) [4]

Bei Tripel- und Quadrupelnetzen sind wie bei Ringnetzen die Lasttrenner oder Leistungsschalter (Trennstelle) im Allgemeinen geöffnet und das Netz wird in Form von offenen Strahlen betrieben. Aufgrund der komplexen Struktur besitzen Tripel- und Quadrupelnetze eine höhere Versorgungssicherheit als einfache Ringnetze [3].

2.1.3 Stützpunkt- und Liniennetz

Stützpunktnetze (siehe Abbildung 2.3 (links)) sind spezielle polare Netze und werden bei Versorgungsbereichen mit unterschiedlichen Stationsdichten angewendet. Stationen mit höherer Dichte werden mit mindestens zwei Kabel aus einer kleinen Schaltanlage (Stützpunkt) versorgt. Somit werden die Netzstrahlen nicht mehr durch den gesamten Versorgungsbereich geführt [3].

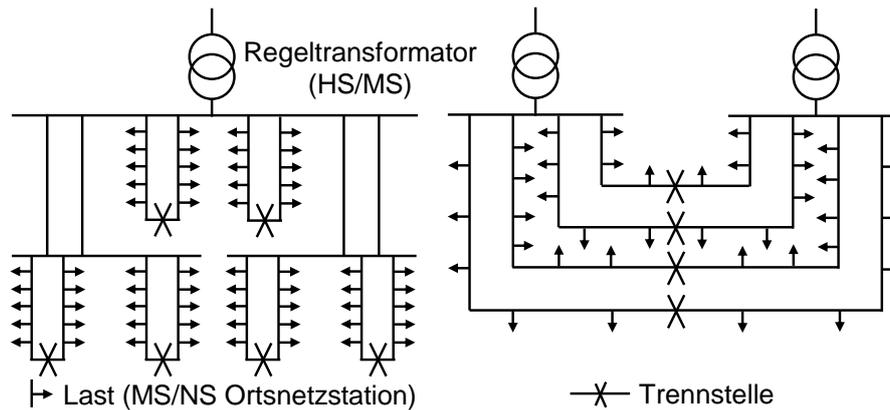


Abbildung 2.3: Einfache Darstellung Stützpunktnetz (links) und Liniennetz (rechts) [4]

Liniennetze (siehe Abbildung 2.3 (rechts)) sind unpolare Netze und verbinden über Stränge (Linien) zwei Umspannstationen miteinander. Wie bei den polaren Netzen werden die Trennstellen bei den Liniennetzen im geöffneten Zustand betrieben. Anders als bei polaren Netzen können bei unpolaren Netzen durch unterschiedliche Spannungsvektoren der verschiedenen Netzeinspeisungen (Regeltransformatoren) Ausgleichsströme auftreten. Der Vorteil von unpolaren Netzen besteht jedoch darin, dass bei großen Störungen wie z.B. ein Ausfall einer Umspannstation, die Netzlast auf die andere Umspannstation verlagert werden kann [3].

2.2 Zulässige Beanspruchung von Betriebsmitteln

In Österreich erfolgt die elektrische Energieversorgung im Mittelspannungsbereich in urbanen Gebieten zum Großteil mittels Kabel, wodurch im Gegensatz zu Freileitungen das Stadtbild weitestgehend unangetastet bleibt. Es ergibt sich bei Störungen von Kabel im Erdreich oder bei Installationen durch die notwendigen Grabungsarbeiten ein erhöhter Investitionsaufwand. Um die Lebensdauer von Leitungen und Kabel nicht unnötig zu verringern ist es erforderlich die zulässige Beanspruchbarkeit der elektrischen Betriebsmittel einzuhalten. Generell wird zwischen der Beanspruchung im Normalbetrieb und dem Betrieb im Störfall unterschieden. In der nachfolgenden Tabelle 2.2 sind die vereinbarten Beanspruchungen von Betriebsmitteln in Prozent bezogen auf den Nennstrom (Bemessungstrom) bzw. die Nennleistung angegeben [3].

Tabelle 2.2: Beispiele für die typischen im Netzbetrieb zulässigen Beanspruchungen [3]

Betriebsmittel	Isolation	Normalbetrieb	Störungsbetrieb
Transformatoren Hsp/Msp	Öl	abhängig von der Betriebsweise	110 %
Mittelspannungskabel	Papier	60 %	120 %
Mittelspannungskabel	VPE	60 %	120 %
Mittelspannungskabel	PVC	50 %	100 %
Transformatoren Msp/Nsp	Öl	130 %	175 %
Transformatoren Msp/Nsp	Gießharz	100 %	110 %
Niederspannungskabel	Papier	60 %	120 %
Niederspannungskabel	VPE	60 %	120 %
Niederspannungskabel	PVC	50 %	100 %

Bei Störungen dürfen bestimmte elektrische Betriebsmittel mit einer höheren Belastung als die Nennbelastung, unter Einbeziehung einer Lebensdauerreduzierung für die Dauer von Reparaturarbeiten, belastet werden [3].

In der nachfolgenden Tabelle 2.3 sind die maximal zulässigen Temperaturen für den Dauerbetrieb ϑ_d sowie im Kurzschlussfall ϑ_c für Kabel unterschiedlicher Isolierungen bei verschiedenen Spannungsebenen angeführt [5].

Tabelle 2.3: Vereinbarte Betriebs- und Kurzschlussstemperaturen für Kabel unterschiedlicher Isolierstoffe [5]

Zulässige Betriebstemperaturen ϑ_d für Kabel unterschiedlicher Isolierstoffe					
Spannung	Papier/Masse	Papier/Öl	PVC	PE	VPE
0.6 kV - 1 kV und 3.5 kV/6 kV	80 °C	-	70 °C	70 °C	90 °C
5.8 kV/10 kV	65 °C/70 °C ¹⁾	-	70 °C	70 °C	90 °C
11.6 kV/20 kV	65 °C	-	-	70 °C	90 °C
17.3 kV/20 kV	60 °C	85 °C	-	70 °C	90 °C
34.7 kV/60 kV	55 °C	85 °C	-	70 °C	90 °C
64 kV/110 kV	-	85 °C	-	70 °C	90 °C

¹⁾ Gürtel- und Radialfeldkabel

zulässige Kurzschlussstemperaturen ϑ_c für Kabel unterschiedlicher Isolierstoffe					
0.6 kV - 1 kV und 3.5 kV/6 kV	180 °C	-	160 °C	150 °C	250 °C ¹⁾
5.8 kV/10 kV	165 °C/170 °C ²⁾	-	160 °C	150 °C	250 °C ¹⁾
11.6 kV/20 kV	155 °C	-	-	150 °C	250 °C ¹⁾
17.3 kV/20 kV	140 °C	145 °C	-	150 °C	250 °C ¹⁾
34.7 kV/60 kV	135 °C	145 °C	-	150 °C	250 °C ¹⁾
64 kV/110 kV	-	145 °C	-	150 °C	250 °C ¹⁾

²⁾ Maximal 160 °C bei weichgelöteten Verbindungen

Bei Kabel werden als Isolation der Leiter untereinander und gegen Erde verschiedenste Materialien wie z.B. Papier, Kunststoff, Natur- oder Kunstgummi verwendet. Heutzutage kommen vorwiegend Kunststoffe wie Polyethylen (PE) oder vernetztes Polyethylen (VPE) sowie Natur- oder Kunstgummi als Isolation zum Einsatz. Des Weiteren sind im Mittelspannungsbereich (bis 30 kV) auch noch Massekabel in Verwendung, diese werden jedoch bei möglichen Umbauarbeiten beziehungsweise Restrukturierungsarbeiten durch Kabel aus Kunststoff (PE, VPE, ...) üblicherweise ersetzt [5].

2.3 Lastflussberechnung

Die Lastflussberechnung ist eine analytische Methode zur Berechnung elektrischer Stromnetze und hat die Aufgabe, bei Annahme eines vorgegebenen Belastungszustandes, die Spannungen in den Netzknoten, die Lastflüsse in den einzelnen Elementen sowie die Wirk- und Blindverluste zu bestimmen. Jedem Netzknoten wird ein bestimmter Knotentyp zugeordnet, wobei sich je nach Problemstellung aufgrund der verschiedenen Knotentypen unterschiedliche Vor- und Nachteile bei der Simulation ergeben. In der nachfolgenden Tabelle 2.4 sind die verschiedenen Knotentypen aufgelistet [6].

Tabelle 2.4: Auflistung der verschiedenen Knotentypen - Lastflussberechnung [6]

Knotentyp	Netzelement	gegeben	berechnet	Anmerkung
Slackknoten, bzw. Referenzknoten	Kraftwerk, Einspeisung aus übergeordnetem Netz	\underline{U} U, ϑ	\underline{S} P, Q	mindestens 1 Slackknoten im Netz $\vartheta = 0$
PQ	Last, Kraftwerk	\underline{S} P, Q $P, \cos(\varphi)$ $Q, \sin(\varphi)$	\underline{U} U, ϑ	nicht lin. Problemstellung
PV	Kraftwerk	P, U	Q, ϑ	nicht lin. Problemstellung Q-Grenzen müssen überwacht werden
I	Last	I $I, \cos(\varphi)$	\underline{U} U, ϑ	lineare Problemstellung selten verwendet

Mit der Lastflussberechnung kann analytisch die Einhaltung der thermischen Grenzen der elektrischen Betriebsmittel wie Kabel, Freileitungen und Transformatoren sowie die Einhaltung der Spannungsgrenzen überprüft werden. Bei Annahme einer Schiefast kleiner 2 % kann das Netz als drehstromsymmetrisch betrachtet werden und es ist ausreichend das Netz einphasig nachzubilden sowie die Berechnung im Mitsystem durchzuführen [6].

Nachfolgend werden die, zur Analyse des urbanen Mittelspannungsnetzes, gewählten Betriebsmittel-, Spannungsgrenzen sowie der für die Modellierung verwendete Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ angeführt:

- Zulässiges Spannungsband in der Mittel- und Niederspannungsebene:

Die nachfolgende Abbildung 2.4 zeigt eine mögliche Spannungsbandaufteilung im Mittel- und Niederspannungsnetz, bei einem Sollwert des Regeltransformators von 1,05 p.u. bezogen auf die Nennspannung.

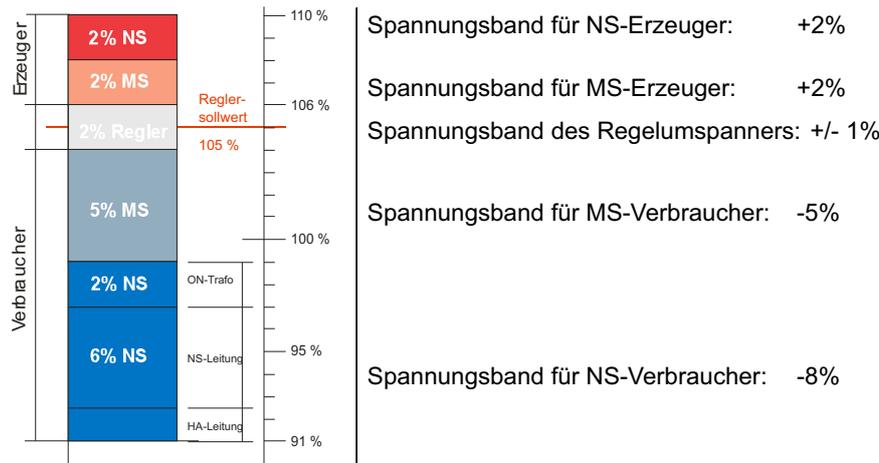


Abbildung 2.4: Aufteilung des Spannungsbandes der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene für Verbraucher und Erzeuger (an den Netzbetrieb angepasst) [7]

Es ergibt sich ein erlaubtes Spannungsband, zusammengesetzt aus Mittelspannungsverbrauchern (-5 %) und Toleranzband des Regeltransformators (+/- 2 %), von 0,99 p.u. bis 1,06 p.u. der Nennspannung (20 kV). Die Spannungsanhebung von 2 % durch die Mittelspannungserzeuger wird im Rahmen dieser Masterarbeit nicht betrachtet.

Aufgrund der Versorgungszuverlässigkeit und den damit verbundenem n-1-Prinzip dürfen offen betriebene Mittelspannungsnetze die nachfolgenden angeführten Betriebsmittelauslastungen nicht überschreiten [8].

- Zulässige Betriebsmittelauslastungen der Regeltransformatoren:

Es wird eine zulässige maximale Betriebsmittelauslastung der Regeltransformatoren (110/20 kV) von 60 % bezogen auf die Nennleistung gewählt [3].

- Zulässige Betriebsmittelauslastungen der Leitungen:

Es wird eine zulässige maximale Betriebsmittelauslastung Leitungen von 60 % bezogen den maximal zulässigen thermischen Dauerstrom gewählt. [3].

- Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$:

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird ein Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ von 0,97 gewählt, da sich im betrachteten Netzgebiet vorwiegend städtische Haushaltskunden befinden [9].

2.3.1 Netzgleichungen

Nachfolgend werden die mathematisch notwendigen Schritte zur Ermittlung der Netzgleichungen näher erläutert. Die Gleichung zur Berechnung der Knotenpunktleistungen \underline{S}_i wird in der Formel (2.1) in Polarkoordinaten umgerechnet bzw. dargestellt [6].

$$\underline{S}_i = \frac{3 \cdot \underline{U}_i \cdot \underline{U}_i^*}{\underline{Z}_{ii}^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ i \neq k}}^n \frac{3 \cdot \underline{U}_i \cdot \underline{U}_k^*}{\underline{Z}_{ik}^*} = \frac{3 \cdot U_i^2}{Z_{ii}} e^{j \cdot (\frac{\pi}{2} - \alpha_{ii})} - \sum_{\substack{k=1 \\ i \neq k}}^n \frac{3 \cdot U_i \cdot U_k}{Z_{ik}} e^{j \cdot (\vartheta_i - \vartheta_k + \frac{\pi}{2} - \alpha_{ik})} \quad (2.1)$$

\underline{S}_i	Knotenpunktscheinleistung [VA]
$\underline{U}_i^{(*)}$	Knotenspannung [V] / (*) konjugiert komplex
\underline{I}	Knotenpunktstrom [A]
$\underline{Z}_{ii}^{(*)}$	Eigenimpedanz [Ω] / (*) konjugiert komplex
$\underline{Z}_{ik}^{(*)}$	Koppelimpedanz [Ω] / (*) konjugiert komplex
α_{ik}	Verlustwinkel zwischen dem Knoten i und Knoten k [$^\circ$]
ϑ_i	Phasenwinkel des Knoten i [$^\circ$]

Die Eigenimpedanz \underline{Z}_{ii} und Koppelimpedanz \underline{Z}_{ik} werden folgendermaßen berechnet:

$$\underline{Z}_{ii} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} = Z_{ii} \cdot e^{j \cdot \psi_{ii}} = Z_{ii} \cdot e^{j \cdot (\frac{\pi}{2} - \alpha_{ii})} \quad (2.2)$$

$$\underline{Z}_{ik} = -\frac{1}{\underline{Y}_{ik}} = Z_{ik} \cdot e^{j \cdot \psi_{ik}} = Z_{ik} \cdot e^{j \cdot (\frac{\pi}{2} - \alpha_{ik})} \quad (2.3)$$

\underline{Y}_{ii}	Eigenadmittanz [S]
\underline{Y}_{ik}	Koppeladmittanz [S]
α_{ik}	Verlustwinkel zwischen dem Knoten i und Knoten k [$^\circ$]
ψ_{ik}	Phasenverschiebung [$^\circ$]

Die Knotenpunktscheinleistungen \underline{S}_i , in Gleichung (2.1) dargestellt, werden in einem Real- und Imaginärteil mit $\vartheta_{ik} = (\vartheta_i - \vartheta_k)$ sowie einem positiven Verlustwinkel α aufgeteilt. Die Wirkleistung P_i und die Blindleistung Q_i der einzelnen Knoten werden laut der Gleichungen (2.4) und (2.5) berechnet [6], [10].

$$\underline{P}_i = \frac{3 \cdot U_i^2}{Z_{ii}} \cdot \sin(\alpha_{ii}) + \sum_{\substack{k=1 \\ i \neq k}}^n \frac{3 \cdot U_i \cdot U_k}{Z_{ik}} \cdot \sin(\vartheta_{ik} - \alpha_{ik}) \quad (2.4)$$

$$\underline{Q}_i = \frac{3 \cdot U_i^2}{Z_{ii}} \cdot \cos(\alpha_{ii}) - \sum_{\substack{k=1 \\ i \neq k}}^n \frac{3 \cdot U_i \cdot U_k}{Z_{ik}} \cdot \cos(\vartheta_{ik} - \alpha_{ik}) \quad (2.5)$$

\underline{P}_i	Knotenpunktwirkleistung [W]
\underline{Q}_i	Knotenpunktblindleistung [VAr]
\underline{U}_i	Knotenspannung [V]
Z_{ii}	Eigenknotenpunktimpedanz [Ω]
Z_{ik}	Knotenpunktimpedanz [Ω]
α_{ik}	Verlustwinkel zwischen dem Knoten i und Knoten k [$^\circ$]
ϑ_{ik}	Übertragungswinkel der Knoten i und k [$^\circ$]

Die Gleichungen (2.4) und (2.5) können aufgrund des kleinen Verlustwinkels ($\alpha \approx 0$) bei Mittelspannungsnetzen vereinfacht werden. Somit ergeben sich aufgrund der durchgeführten Näherung folgende vereinfachte Gleichungen (2.6) und (2.7) für die Wirk- und Blindleistung [6].

$$\underline{P}_i \approx \sum_{\substack{k=1 \\ i \neq k}}^n \frac{3 \cdot U_i \cdot U_k}{Z_{ik}} \cdot \sin(\vartheta_i - \vartheta_k) \quad (2.6)$$

$$\underline{Q}_i \approx \frac{3 \cdot U_i^2}{Z_{ii}} - \sum_{\substack{k=1 \\ i \neq k}}^n \frac{3 \cdot U_i \cdot U_k}{Z_{ik}} \cdot \cos(\vartheta_i - \vartheta_k) \quad (2.7)$$

\underline{P}_i	Knotenpunktwirkleistung [W]
\underline{Q}_i	Knotenpunktblindleistung [VAr]
\underline{U}_i	Knotenspannung [V]
Z_{ii}	Eigenknotenpunktimpedanz [Ω]
Z_{ik}	Knotenpunktimpedanz [Ω]
α_{ik}	Verlustwinkel zwischen dem Knoten i und Knoten k [$^\circ$]
ϑ_i	Phasenwinkel des Knoten i [$^\circ$]

Vergleicht man Wirk- und Blindleistung mit dem Übertragungswinkel $\vartheta_{ik} = (\vartheta_i - \vartheta_k)$ und der Spannung U_i , so ist ein Zusammenhang zwischen der Wirkleistung P_i mit dem Übertragungswinkel ϑ_{ik} und der Blindleistung Q_i mit der Spannung ersichtlich [18].

2.3.2 Newton-Raphson-Verfahren

Im Netzberechnungsprogramm NEPLAN stehen verschiedene Verfahren für die Lastflussberechnungen zur Verfügung, wobei im Rahmen dieser Masterarbeit das Newton-Raphson-Verfahren angewendet wird. Das Newton-Raphson-Verfahren ist ein iteratives Verfahren zur Lösung von nichtlinearen Gleichungen und bietet den Vorteil relativ schnell gegen den Endwert zu konvergieren. In der Abbildung 2.5 wird das Newton-Raphson-Verfahren anhand eines Flussdiagramms erläutert [6].

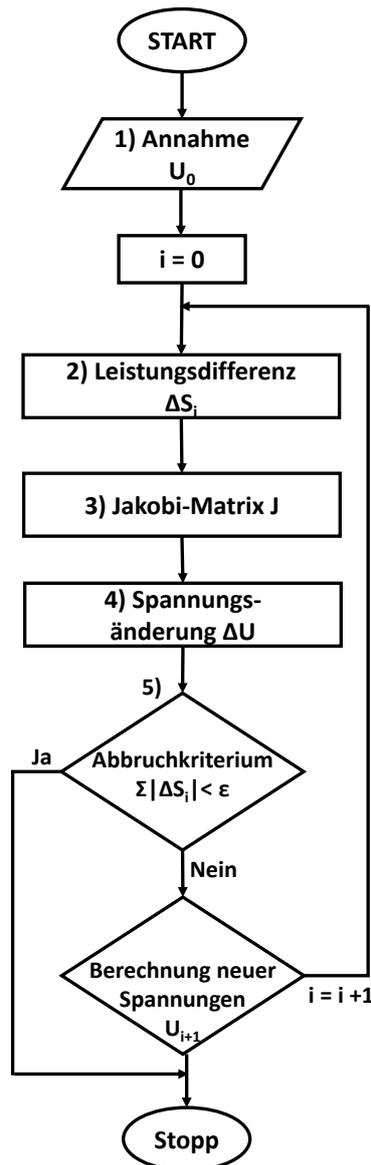


Abbildung 2.5: Flussdiagramm Newton-Raphson-Verfahren (angepasst) [6]

Es ergibt sich der nachfolgende Ablauf zur Lösung des Newton-Raphson-Verfahrens.

1. Startwert der Knotenspannungen:

Zu Beginn des Newton-Raphson-Verfahrens wird ein Startwert der Knotenspannungen (U_0) gewählt.

2. Leistungsdifferenz ΔS_i der Knoten:

Durch die Wahl des Startwertes der Knotenspannungen U_0 beziehungsweise durch die aus der vorhergegangenen Iteration berechneten Knotenspannungen U_{i+1} werden durch die bekannten Wirk- und Blindleistungen der Knoten (siehe Formeln (2.6) und (2.7)) die Knotenpunktleistungen berechnet. Durch Differenzbildung aus den bekannten mit den berechneten Knotenpunktleistungen wird, wie in der Formel (2.8) dargestellt, die Leistungsdifferenz ΔS_i ermittelt [6], [11].

$$\Delta S_i = (P_{soll,i} - j \cdot Q_{soll,i}) - \underline{U}_i \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* \cdot \underline{U}_k^* = (P_{soll,i} - j \cdot Q_{soll,i}) - (P_i - j \cdot Q_i) \quad (2.8)$$

ΔS_i	Leistungsdifferenz eines Knoten [VA]
$P_{soll,i}$	gegebene Knotenpunktwirkleistung [W]
$Q_{soll,i}$	gegebene Knotenpunktblindleistung [VAr]
P_i	berechnete Knotenpunktwirkleistung [W]
Q_i	berechnete Knotenpunktblindleistung [VAr]
\underline{U}_i	Knotenspannung [V]
\underline{Y}_{ik}	Knotenadmittanz [S]

3. Jakobi-Matrix J:

Die Jakobimatrix J setzt sich aus den partiellen Ableitungen einer Funktion zusammen und wird am Beispiel der Lastflussberechnung aus den partiellen Ableitungen der Knotenpunktleistungen und Knotenspannungen gebildet (siehe Formel (2.9)). Bestimmt durch den zu Beginn der Iteration angenommenen Spannungsvektor U_0 oder des vorhergegangenen Spannungsvektors U_{i+1} werden die partiellen Ableitungen der Knotenpunktleistungen (Betrag) und Knotenspannungen (Winkel) linearisiert [6].

$$\begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \vartheta_1} & \dots & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial U_n} \\ \vdots & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \vartheta_1} & \dots & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial U_n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vartheta_1 \\ \vdots \\ \vartheta_n \\ \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{pmatrix} \quad (2.9)$$

4. Knotenspannungsänderungen ΔU

Die Spannungsänderung ΔU der Knoten ergibt sich aus der berechneten Leistungsdifferenz ΔS und der Jakobi-Matrix J [11].

$$\Delta U = J^{-1} \cdot \Delta S \quad (2.10)$$

ΔS	Leistungsdifferenz
J	Jakobi-Matrix
ΔU	Knotenspannungsänderung

5. Abbruchkriterium:

Die Iterationen des Newton-Raphson-Verfahrens werden solange vollzogen, bis die Leistungsdifferenz ΔS das Abbruchkriterium ϵ , (Richtwerte: 10^{-6} p.u. bis 10^{-3} p.u.) unterschreitet [11].

$$\epsilon > \sum_{i=1}^n |\Delta S_i| \quad (2.11)$$

ϵ	Abbruchkriterium
ΔS_i	Leistungsdifferenz eines Knoten [VA]

Ist das Abbruchkriterium ϵ noch nicht erreicht, so wird eine zusätzliche Iteration durchgeführt und es ergibt sich ein neuer Wert für die Knotenspannungen, wie in Formel (2.12) dargestellt.

$$U_{i+1} = U_i - \frac{\Delta S_i}{J|_{U=U_i}} \quad (2.12)$$

U_i	Knotenspannung der aktuellen Iteration[V]
U_{i+1}	Knotenspannung der nächsten Iteration [V]
ΔS_i	Leistungsdifferenz eines Knoten [VA]
J	Jakobi-Matrix

2.4 Versorgungszuverlässigkeit

Unter Versorgungszuverlässigkeit versteht man die Fähigkeit eines elektrischen Systems, unter gewissen Rahmenbedingungen und einer definierten Zeitspanne, störungsfrei zu funktionieren. Indikatoren der Versorgungszuverlässigkeit sind hierbei die mittlere Ausfallhäufigkeit H und die Ausfalldauer T von Kundenanlagen. Diese Zuverlässigkeitskenngrößen ermöglichen nationale und internationale Vergleiche [4], [12]. Nachfolgend werden die von IEEE definierten Zuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASIFI und ASIDI) näher erläutert.

System Average Interruption Duration Index - SAIDI

Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) indiziert die mittlere Unterbrechungsdauer beziehungsweise Nichtverfügbarkeit eines Kunden und wird in min/a oder h/a angegeben [12], [13].

$$SAIDI = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N_S} \quad (2.13)$$

n_j	Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall
t_j	Unterbrechungsdauer je Anlassfall in min
N_S	Gesamtzahl der Netzbenutzer

System Average Interruption Frequency Index - SAIFI

Der System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) gibt die Unterbrechungshäufigkeit eines Kunden an [12], [13].

$$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N_S} \quad (2.14)$$

n_j	Anzahl Versorgungsunterbrechungen
N_S	Gesamtzahl der Netzbenutzer

Customer Average Interruption Duration Index - CAIDI

Der Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI) bildet den Quotienten aus SAIDI und SAIFI und gibt die mittlere Ausfalldauer eines Kunden an. CAIDI wird wie in Formel (2.15) dargestellt berechnet und wird in min/a beziehungsweise h/a angegeben [12], [13].

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.15)$$

Average System Interruption Frequency Index - ASIFI

Der Average System Interruption Frequency Index (ASIFI) gibt die leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit eines Kunden an [12]. Dieser Index wird meist in Gebieten verwendet bei denen eine geringe Anzahl an Kunden große Lastkonzentrationen aufweisen. Bei einer homogenen Lastverteilung ist ASIFI gleichzustellen mit SAIFI [13].

$$ASIFI = \frac{\sum_j l_j}{L_S} \quad (2.16)$$

l_j unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall in kVA
 L_S installierte Scheinleistung in kVA

Average System Interruption Duration Index - ASIDI

Der Average System Interruption Duration Index (ASIDI) indiziert die mittlere leistungsbezogene Unterbrechungsdauer beziehungsweise leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit eines Kunden und wird in min/a oder h/a angegeben [12], [13].

$$ASIDI = \frac{\sum_j l_j \cdot t_j}{L_S} \quad (2.17)$$

l_j unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall in kVA
 t_j Unterbrechungsdauer je Anlassfall in min
 L_S installierte Scheinleistung in kVA

2.4.1 Ausfallstatistik Österreich

Die Ursachen der in Österreich auftretenden Versorgungsunterbrechungen werden in geplante und ungeplante Unterbrechungen unterschieden. Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen handelt es sich um planmäßige Arbeiten im Stromnetz, wobei Kunden auf den Entfall der elektrischen Energieversorgung rechtzeitig hingewiesen werden müssen. Demgegenüber stehen die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen welche durch atmosphärische Einwirkungen, Fremdeinwirkung, Netzbetreiberinterne Störungen hervorgerufen werden. Die nachfolgende Abbildung stellt die Nichtverfügbarkeit der österreichischen Mittelspannungsnetze im Jahr 2014 dar [12].

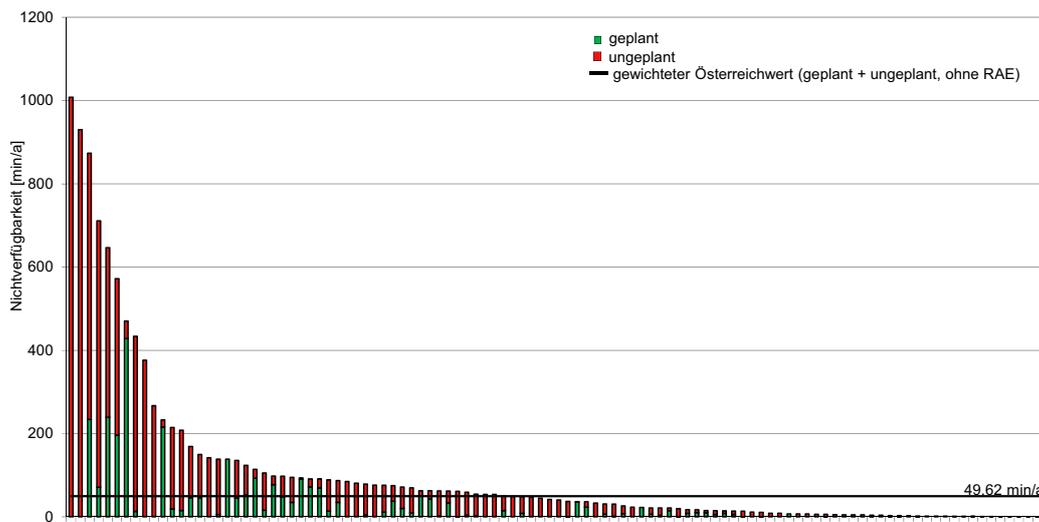


Abbildung 2.6: Nichtverfügbarkeit der österreichischen Mittelspannungsnetze im Jahr 2014 [12]

Die österreichischen Mittelspannungsnetze haben, wie in der Abbildung 2.6 dargestellt, einen mittlere Nichtverfügbarkeit von ca. 50 min/a. Hierbei wird keine Unterscheidung in städtisches, vorstädtischen bzw. ländliches Gebiet durchgeführt. Gerade in städtischen Gebieten sind, aufgrund der eng vermaschten Mittelspannungsnetze, geringere Nichtverfügbarkeiten möglich.

2.4.2 Hinnehmbare Unterbrechungsdauern unterschiedlicher Störungen

Das Risiko eines Ausfalls eines Betriebsmittels kann nicht ausgeschlossen werden. Da die Auswirkung einer Störung je nach Betriebsmittel unterschiedlich ist, werden sogenannte hinnehmbare Unterbrechungsdauern, welche sich von Eintritt der Störung bis zur Wiederversorgung der Kunden erstrecken, definiert (siehe Tabelle 2.5).

Tabelle 2.5: Hinnehmbare Unterbrechungsdauern unterschiedlicher Störungsarten (Fehlerhäufigkeit $0.1 a^{-1}$) [3]

Betriebsmittel	Belastung bei Eintritt der Störung	Unterbrechungsdauer	Maßnahme
Transformatoren Hsp/Msp	63 MVA	$\leq 5 \text{ Minuten}$	Fernsteuerung
Msp Sammelschiene	0,63 MVA	$\leq 20 \text{ Minuten}$	Doppelsammelschiene mit ferngesteuerten Trennern
Msp Sammelschiene	40 MVA	$\leq 30 \text{ Minuten}$	Doppelsammelschiene mit ferngesteuerten Trennern
Msp Sammelschiene	25 MVA	$\leq 40 \text{ Minuten}$	Doppelsammelschiene mit ferngesteuerten Trennern
Msp Kabel (20 kV)	5 MVA	$\leq 40 \text{ Minuten}$	Umschaltung vor Ort
Msp Kabel (10 kV)	3 MVA	$\leq 1 \text{ Stunde}$	Umschaltung vor Ort
Msp Sammelschiene	16 MVA	$\leq 1 \text{ Stunden}$	Einfachsammelschiene und Umschaltung im Netz
Msp Sammelschiene	10 MVA	$\leq 2 \text{ Stunden}$	Einfachsammelschiene und Umschaltung im Netz
Transformatoren Msp/Nsp	1 MVA	$\leq 3 \text{ Stunden}$	Umschaltung vor Ort
Msp Kabel	0,12 MVA	$\leq 5 \text{ Stunden}$	Reparatur
Hausanschlusskabel	0,05 MVA	$\leq 8 \text{ Stunden}$	Reparatur

Aus der Tabelle 2.5 und der nachfolgenden Abbildung 2.7 ist zu erkennen, dass die hinnehmbare Unterbrechungsdauer mit steigender Spannungsebene sinkt. Des Weiteren zeigt die Abbildung 2.7 den Zusammenhang zwischen der hinnehmbaren Unterbrechungszeit und der ausgefallenen Leistung (Defizitleistung) auf. Es ist zu erkennen, dass die akzeptierten Unterbrechungszeiten unterschiedlicher Störungsarten sehr stark von der Defizitleistung abhängen [15].

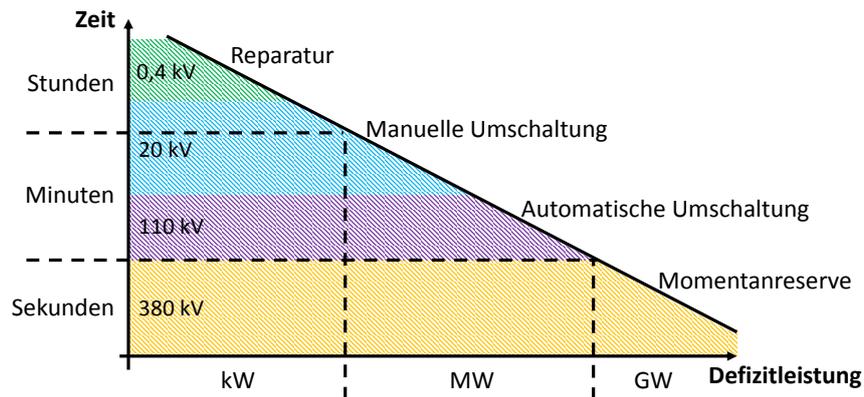


Abbildung 2.7: Hinnehmbare Unterbrechungszeit in Abhängigkeit der Defizitleistung orientiert an empirischer Zollenkopfkurve (angepasst) [3], [14]

Die in der Abbildung 2.7 dargestellte Einteilung der Spannungsebenen nach den hinnehmbaren Unterbrechungsdauern bezieht sich auf den Zusammenhang zwischen der ausgefallenen Leistung (Defizitleistung), wobei zu erkennen ist, dass die bei niedrig ausgefallenen Leistungen auftretende Unterbrechungszeit eine größere Akzeptanz aufweist. Dies lässt sich auch damit erklären, dass bei niedrigen Defizitleistungen weniger Kunden betroffen sind als bei großen Defizitleistungen. Des Weiteren können die Versorgungsunterbrechungen ebenfalls nach den Spannungsebenen differenziert werden, wobei ein direkter Zusammenhang zwischen Defizitleistung und Spannungsebene besteht [15].

3 Rechnergestützte Nachbildung eines urbanen Mittelspannungsnetzes

Für die Nachbildung des urbanen Mittelspannungsnetzes werden die Netzkenndaten mittels der Software MATLAB erfasst, aufbereitet und im Netzberechnungsprogramm NEPLAN nachgebildet. Anschließend wird das Netzmodell mittels des vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellten 20-kV-Netzplan auf Korrektheit überprüft.

3.1 Netzstruktur und Kenngrößen

Das zu untersuchende urbane Mittelspannungsnetz ist in sechs Netzzonen eingeteilt, besteht aus über 700 Ortsnetzstationen sowie 1000 Kabel und Freileitungen mit einer Gesamtlänge von mehr als 400 km. Der Energiebedarf der Kunden in diesem Netz beträgt 1,6 TWh pro Jahr. In der nachfolgenden Abbildung 3.1 ist das urbane Mittelspannungsnetz als NEPLAN-Modell abgebildet.

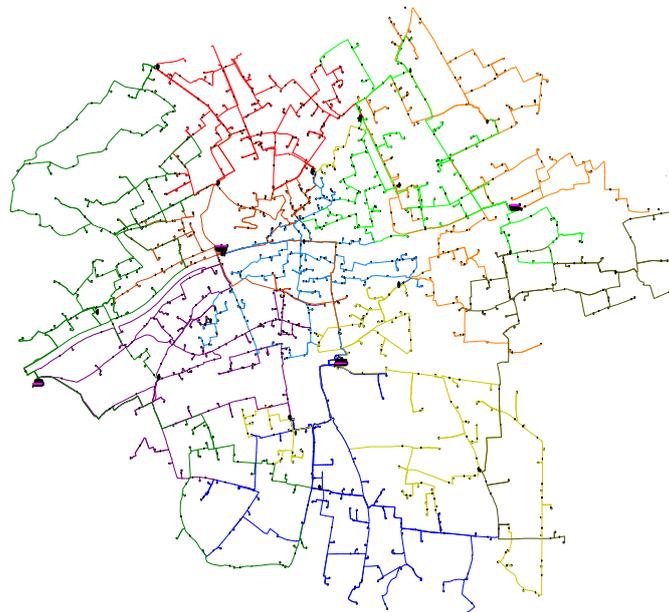


Abbildung 3.1: NEPLAN-Modell des urbanen Mittelspannungsnetzes

Das zu untersuchende urbane Mittelspannungsnetz ist in sechs Netzzonen eingeteilt (siehe Abbildung 3.2).

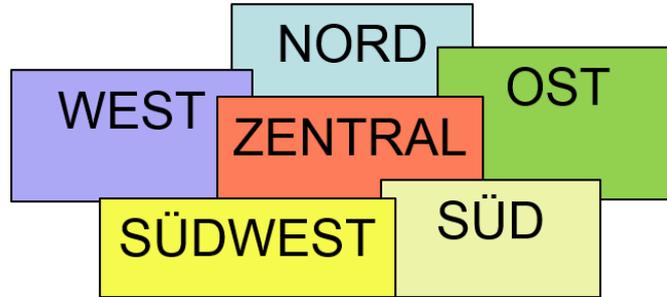


Abbildung 3.2: Netzzonen des urbanen Mittelspannungsnetzes

Aus der übergeordneten 110-kV-Netzebene speisen zehn Regeltransformatoren (110/20 kV) in das Stromnetz ein. Die nachfolgende Tabelle 3.1 listet die Nennleistungen der Regeltransformatoren und deren jeweilige Zuteilung zu den sechs Netzzonen auf.

Tabelle 3.1: Zuteilung der Transformatoren mit den jeweiligen Nennleistungen zu den Netzzonen

Netzzone	Sammelschiene	Name	Nennleistung [MVA]
NORD	SS A	UM3	32
NORD	SS B	UM5	32
OST	SS D	UM3	50
SÜDWEST	SS A	UM2	22
SÜD	SS A	UM1	32
SÜD	SS B	UM3	32
WEST	SS A	UM1	32
WEST	SS D	UM3	32
ZENTRAL	SS A	UM1	32
ZENTRAL	SS D	UM2	32

Die Summe der Nennleistungen bestehend aus den Regeltransformatoren, siehe Tabelle 3.1, ergibt eine installierte Leistung des urbanen Mittelspannungsnetzes von 328 MVA.

3.2 Netzkenndaten zur Nachbildung des urbanen Mittelspannungsnetzes

Für eine strukturierte Analyse des urbanen Mittelspannungsnetzes müssen die Netzkenndaten korrekt erfasst und nachbearbeitet werden. Zur Nachbildung des Stromnetzes stehen folgende Daten zur Verfügung:

- Daten des Geoinformationssystems (GIS)
- Betriebsmittelparameter der Leitungen und Regeltransformatoren

In weiterer Folge werden die Daten des Geoinformationssystem sowie die Betriebsmittelparameter der Leitungen und Transformatoren näher dargestellt.

3.2.1 Daten des Geoinformationssystems (GIS)

Die Daten des Geoinformationssystems, sogenannte GIS-Daten, sind Daten aus einem Datenbanksystem, das geografische Lageinformationen und Spezifikationen der Leitungen sowie der Ortsnetzstationen beinhaltet. Die nachfolgende Abbildung 3.3 zeigt beispielhaft zwei miteinander verbundene Ortsnetzstationen im Netzberechnungsprogramm NEPLAN.

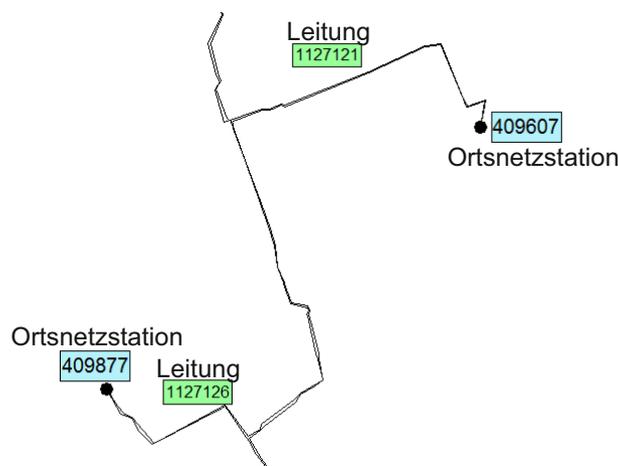


Abbildung 3.3: Darstellung der geografischen Lageinformationen der GIS-Daten in NEPLAN

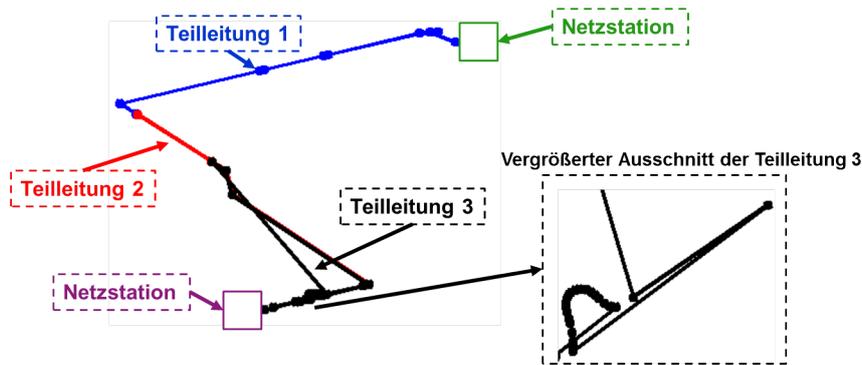
In der Abbildung 3.3 ist zu erkennen, dass Ortsnetzstationen im Netzmodell als Knoten dargestellt werden. Wie bereits angeführt beinhalten die GIS-Daten neben geografischen Koordinaten auch genauere Spezifikationen über Kabel/Freileitungen und Ortsnetzstationen.

Die nachfolgende Tabelle 3.2 zeigt mit Hilfe eines fiktiven Beispiels, den zur Nachbildung des urbanen Mittelspannungsnetzes relevanten Informationsgehalt der Kabel/Freileitung und Ortsnetzstationen.

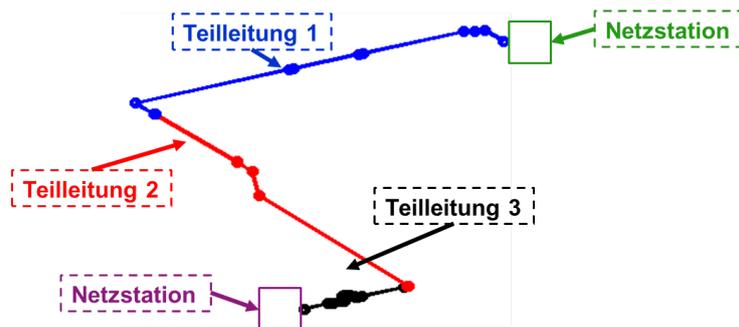
Tabelle 3.2: Relevanter Informationsgehalt der GIS-Daten zur Nachbildung des urbanen Mittelspannungsnetzes

Kabel/Freileitung:		Ortsnetzstation:	
System ID	2062451	System ID	1857498
Koordinaten X,Y	-	Koordinaten X,Y	-
Kabellänge	203,5 m	Stationsart	UST
Stationszuordnung	MU31/MU07	Nennspannung	20 kV
-	-	Kurzbezeichnung	MU31
-	-	Adresse	Mustermannstraße 31

Der in Tabelle 3.2 angeführte Informationsgehalt der GIS-Daten wird mittels der Software MATLAB kontrolliert, um eine korrekte Nachbildung des urbanen Mittelspannungsnetzes zu gewährleisten. Des Weiteren ist es notwendig, die Lageinformationen der Leitungen hinsichtlich der korrekten Reihenfolge einzelner Teilleitungen sowie auf die Richtigkeit der Koordinatenreihenfolge zu überprüfen. In den nachfolgenden Abbildungen 3.4 (a und b) ist eine Leitung bestehend aus 3 Teilleitungen dargestellt.



(a) Inkorrekte Leitungsnachbildung



(b) Korrekte Leitungsnachbildung der Beispielleitung

Abbildung 3.4: Gegenüberstellung einer korrekten Leitungsnachbildung und einer inkorrekten Leitungsnachbildung

In der Abbildung 3.4(a) erkennt man, dass bei der Teilleitung 3 die Koordinatenpunkte, als Knoten abgebildet, sich nicht in der richtigen Reihenfolge befinden und somit die Leitung in NEPLAN nicht korrekt nachgebildet wird. Mittels MATLAB werden die

Koordinatenpunkte der Teilleitungen analysiert und anschließend in einer korrekten Koordinatenreihenfolge neu angeordnet (siehe Abbildung 3.4(b)).

3.2.2 Kabel/Freileitungen

Neben den GIS-Daten werden die notwendigen Betriebsmittelparameter der im urbanen Mittelspannungsnetz vorhandenen Kabel und Freileitungen vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt. Zur Vereinfachung der Zuteilung zu den verschiedenen Kabel und Freileitungen werden die Betriebsmittelparameter zu einer Leitungsdatenbank zusammengefasst. Ein Ausschnitt dieser Leitungsdatenbank ist in Tabelle 3.3 dargestellt.

Tabelle 3.3: Leitungsdatenbank mit unterschiedlichen Betriebsmittelparametern

ID #	Kabeltyp	r'_1 $\frac{\Omega}{km}$	x'_1 $\frac{\Omega}{km}$	c'_1 $\frac{nF}{km}$	r'_0 $\frac{\Omega}{km}$	x'_0 $\frac{\Omega}{km}$	c'_0 $\frac{nF}{km}$	Q mm^2	I_{th} kA	Isolation
1	E-APHMEBU 3x150	0,21	0,12	367	1,5	0,4	367	150	0,28	PAPIER/MASSE
2	E-APHMEBU 3x240	0,13	0,11	445	1,2	0,3	445	240	0,37	PAPIER/MASSE
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
10	E-A2XHCJ2Y 1x150	0,21	0,12	254	0,8	0,3	254	150	0,32	VPE

Die oben angeführte Tabelle 3.3 enthält folgende für die Lastflussberechnung wichtigen Betriebsmittelparameter:

- Widerstand r'_1, r'_0 in $\frac{\Omega}{km}$ (Mit- und Nullsystem)
- Reaktanz x'_1, x'_0 in $\frac{\Omega}{km}$ (Mit- und Nullsystem)
- Kapazität c'_1, c'_0 in $\frac{\Omega}{km}$ (Mit- und Nullsystem)
- Leiterquerschnitt Q in mm^2
- max. thermische Strombelastbarkeit I_{th} in kA
- Art der Isolierung der Leitungen

Den Leitungen des Netzmodells in NEPLAN wird aus der Leitungsdatenbank die benötigten Betriebsmittelparameter aus dem Mit-, Nullsystem, die maximale thermische Strombelastbarkeit und die Art der Isolation der Leitungen zugeordnet. Durch Kenntnis des Isolationsaufbaus wird jeder Leitung ein Zuverlässigkeitsdatentyp der FNN-Störungsstatistik zugeordnet [16]. Die maximal thermische Strombelastbarkeit wird zur Bestimmung der Leitungsauslastungen herangezogen.

3.2.3 Regeltransformatoren (110/20 kV)

Die nachfolgende Tabelle 3.4 führt die in der Netzberechnungssoftware NEPLAN gewählten Betriebsmittelparmeter für die Regeltransformatoren (110/20 kV) an.

Tabelle 3.4: Parameter der verwendeten Regeltransformatoren (110/20 kV)

Parameter	Einstellung
Primärspannung U_{N1}	110 kV
Sekundärspannung U_{N2}	20 kV
Nennleistung S_N	22/32/50 MVA
Kurschlussleistung U_k	12 %
Eisenverluste P_{fe}	14,4 kW
Schaltgruppe	YNyn0
Regelung (Primär)	24 Stufen (-12 bis 12) / $\Delta U = 1,012\%$
Sollwert der Sekundärspannung U_{soll}	1,05 % der Nennspannung
Erdung	Direkt

Das urbane Mittelspannungsnetz besitzt eine Nennspannung von 20 kV und wird mittels der Reglereinstellung lt. dem Netzbetreiber auf 21 kV betrieben. Das Stromnetz wird sowohl zentral an den Sammelschienen der Umspannwerke als auch dezentral im Mittelspannungsnetz mit Petersenspulen über Sternpunktbildner als gelöschtes Netz betrieben. Diese Löschspulen sind für Lastflussberechnungen nicht relevant und werden daher im Netzmodell nicht nachgebildet.

3.2.4 Datenaustausch zwischen MATLAB und NEPLAN

Es ist nicht möglich die in MATLAB aufbereiteten Netzkenndaten direkt in NEPLAN zu importieren. Das bedeutet, dass kein direkter Datenaustausch zwischen MATLAB und NEPLAN möglich ist. Abhilfe schafft hierbei der Datenbanksystem-Server SQL des Unternehmens Microsoft. In Abbildung 3.5 ist der Datenaustausch zwischen MATLAB und NEPLAN grafisch dargestellt.

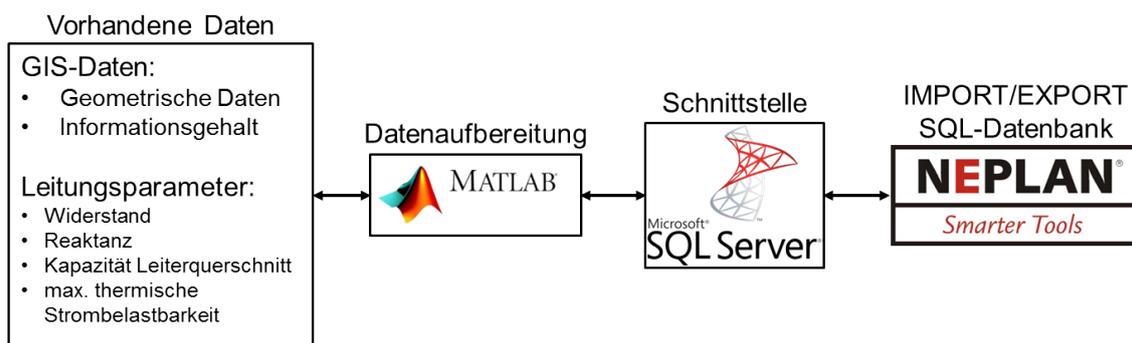


Abbildung 3.5: Datenaustausch zwischen MATLAB und NEPLAN

Die Abbildung 3.5 zeigt exemplarisch den Verlauf der Modellbildung. Wie bereits zuvor erwähnt, werden die Netzkenndaten mittels der Software MATLAB aufbereitet und auf

Vollständigkeit und Korrektheit überprüft. Jene aufbereiteten Daten (MATLAB) werden auf dem SQL-SERVER für NEPLAN in kompatible Tabellen gespeichert worauf NEPLAN mittels Datenimport oder Datenexport zugreifen kann.

3.3 Verifikation der Nachbildung des urbanen Mittelspannungsnetzes

Die Verifikation des Netzmodells erfolgt mittels eines vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellten 20-kV-Netzplans. In diesem Netzplan sind die Netzstationen und Leitungen mit deren Netzzuordnung als auch das Schaltschema der Trenner, Leistungsschalter und Kupplungen des IST-Zustandes gekennzeichnet. Die Netzzuordnung sowie die Eingabe des Schaltschemas erfolgt händisch mittels des 20-kV-Netzplans, wobei während der Eingabe aller Ortsnetzstationen und Leitungen im Netzmodell die Richtigkeit des Informationsgehalts und die Korrektheit des Imports der Daten kontrolliert wird. In der nachfolgenden Abbildung 3.6 ist beispielhaft der Aufbau eines Umspannwerkes bzw. einer Schaltstelle in NEPLAN dargestellt. Dieser besteht aus zwei Sammelschienen (SS), Trennschaltern, Leistungsschaltern und den einzelnen Abgängen der Mittelspannungsnetze.

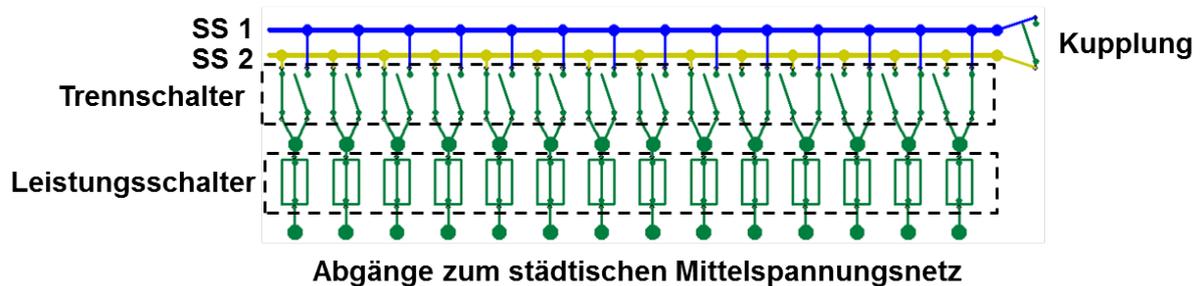


Abbildung 3.6: Aufbau eines in NEPLAN realisierten Umspannwerkes oder Schaltstelle der 20-kV-Ebene

Da bei dem Import der GIS-Daten in NEPLAN außer den Ortsnetzstationen auch Umspannwerke und Schaltstellen als Knoten dargestellt werden, müssen diese händisch nachgebildet werden. Der Aufbau der Umspannwerke und Schaltstellen wird vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt.

4 Lastdaten

Zur Analyse des urbanen Mittelspannungsnetzes stehen lastprofilgezählte Daten von Kunden der Netzebene 5 (NE5) und der Regeltransformatoren (110/20 kV) sowie nicht-lastprofilgezählte Lastdaten (Schleppzeiger) der Netzebene 6 (NE6) zur Verfügung.

Lastprofilgezählte Lastdaten:

- Regeltransformatoren (110/20 kV)
- Netzebene 5 (NE5) Kunden

In der nachfolgenden Abbildung 4.1 sind Lastprofile eines Regeltransformators sowie eines lastprofilgezählten Kunden (NE5) exemplarisch für eine Woche (Montag bis Sonntag) angeführt. Die messtechnische Auflösung der gemessenen Daten beträgt 15-Minuten, wobei sich bei einer Messdauer von einem Jahr 35040 Messwerte ergeben.

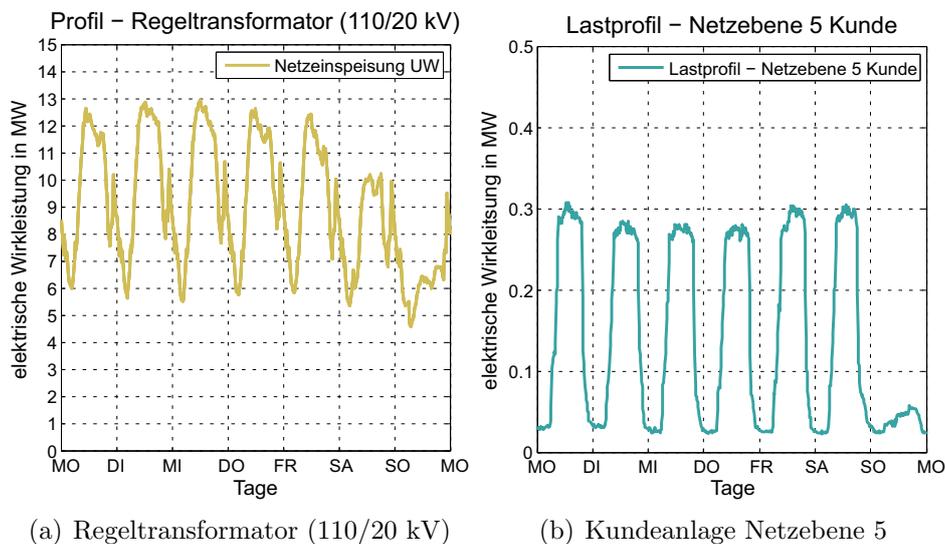


Abbildung 4.1: Lastprofile des Regeltransformators (110/20 kV) und eines Kunden (NE5)

Da es sich bei den lastprofilgezählten Daten um eine gemessene Wirkleistung handelt, wird zur Ermittlung der Blindleistung ein Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 0,97$ gewählt [9]. Des weiteren werden zusätzlich 5 % Verluste im Mittelspannungsnetz angenommen¹ [4].

¹Typische Verluste im Mittelspannungsnetz lt. Netzbetreiber zwischen 3 % und 5 %

Nicht-lastprofilgezählte Lastdaten

Die nicht-lastprofilgezählten Lastdaten der Netzebene 6 ergeben sich aus den rollierenden Ablesungen der Momentan- und Maximalwerte einzelner Schleppzeiger der Ortsnetztransformatoren. Die nachfolgende Tabelle 4.1 zeigt die Momentan- und Maximalwerte der Schleppzeiger anhand zweier beispielhaft dargestellter Ortsnetzstationen.

Tabelle 4.1: Beispiel Momentan- und Maximalwerte der Schleppzeiger

System ID	Kurzbezeichnung	Momentanwert	Maximalwert	ONS-Transformator
-	-	A	A	kVA
1857498	MU31	230	650	1000
1785163	MU07	90	325	630

Zur Ermittlung verschiedener Lastszenarien (Stark- und Schwachlastfall) werden die an der Niederspannungsseite der Ortsnetztransformatoren abgelesenen Momentan- und Maximalwerte der Schleppzeiger im folgendem Kapitel 4.1 verwendet.

4.1 Methode - Lastverteilung

Die Zuordnung der gemessenen Leistung der Regeltransformatoren zu den Ortsnetzstationen des Mittelspannungsnetzes erfolgt mittels einer prozentualen Lastverteilung. Hierbei wird auf Basis des Maximalwertes der Schleppzeiger jeder Ortsnetzstation ein Verteilungsschlüssel für jedes Netzgebiet bzw. jeden einzelnen Regeltransformator ermittelt. In der nachfolgenden Abbildung 4.2 ist die Dauerlinie der gemessenen Wirkleistung eines Regeltransformators abzüglich der Netzebene 5 Kunden dargestellt.

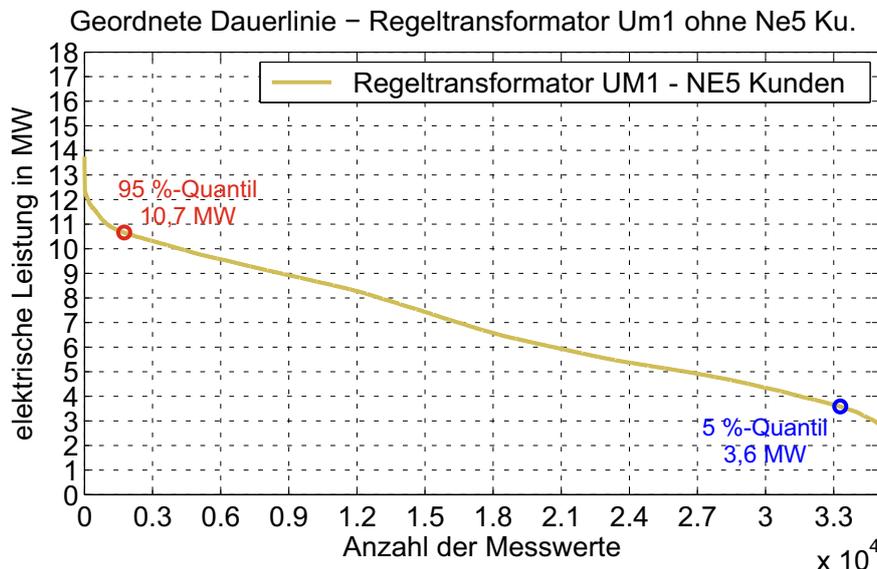


Abbildung 4.2: Dauerlinie - Regeltransformator inklusive Stark- (95 %-Quantil) und Schwachlast (5 %-Quantil)

Bei den Lastflussberechnungen im nachgebildeten urbanen Mittelspannungsnetz werden jeweils der Stark- und Schwachlastfall analysiert. Wobei sich wie in Abbildung 4.2 dargestellt, der Starklastfall beim 95 %-Quantil und der Schwachlastfall beim 5 %-Quantil der gemessenen Leistung der Jahresdauerlinie befindet. Um mögliche Ungenauigkeiten der Lastmodellierung auszuschließen, kommen anstatt der maximal auftretenden Leistung das 95 %-Quantil zur Anwendung [17]. Beispielhaft ist in der nachfolgenden Abbildung 4.3 die Methodik der Lastverteilung mittels der Maximalwerte der Schleppzeiger dargestellt.

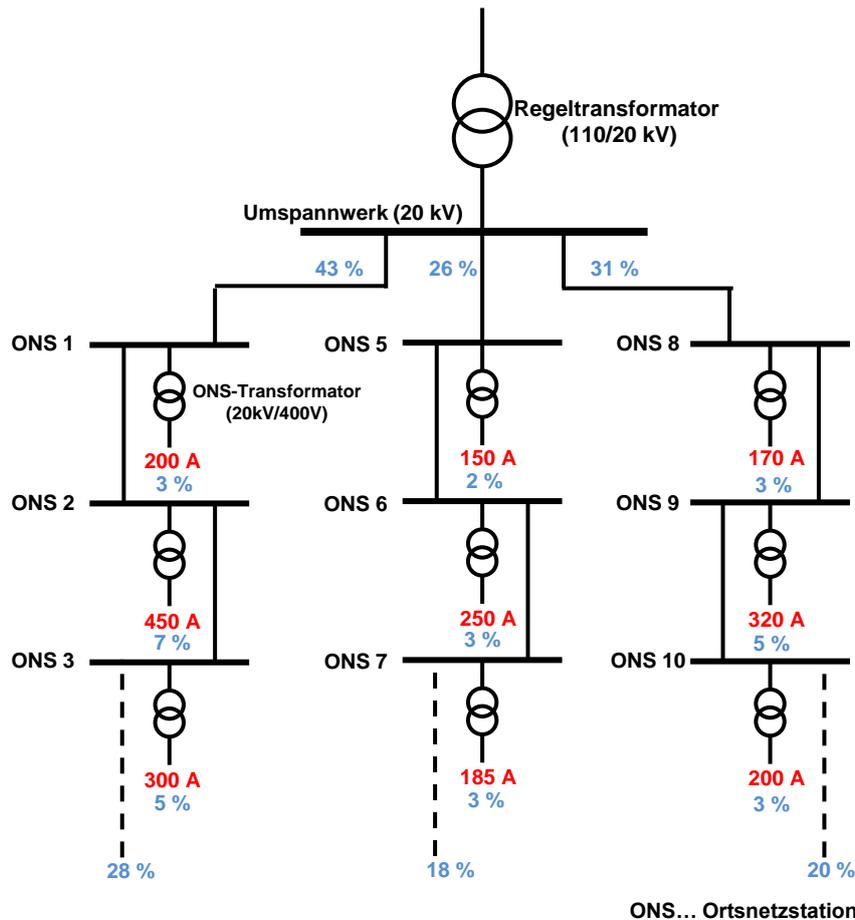


Abbildung 4.3: Beispiel einer Lastverteilung ausgehend von den Regeltransformatoren bis hin zu den einzelnen Ortsnetzstationen mittels der Maximalwerte der Schleppzeiger

Die Abbildung 4.3 zeigt beispielhaft die Lastverteilung mittels Schleppzeiger ausgehend von den Regeltransformatoren bis hin zu den einzelnen Ortsnetzstationen. Wie in der Abbildung 4.3 dargestellt werden zur Bestimmung der verschiedenen Lastszenarien die Maximalwerte der Schleppzeiger herangezogen und mittels der Gesamtsumme der Ma-

ximalwerte eine prozentuale Lastverteilung ermittelt (siehe Formel (4.1)).

$$I_{ONS\%} = \frac{I_{ONS,i}}{\sum_{i=1}^N I_{ONS,i}} \quad (4.1)$$

$I_{ONS\%}$	prozentualer Anteil der Ortsnetzstation (ONS) an Gesamtleistung
$I_{ONS,i}$	Maximalwert Schleppzeiger
N	Anzahl der ONS
ONS	Ortsnetzstation

Durch die in der Formel (4.1) bestimmte prozentuale Aufteilung $I_{ONS\%}$ kann jeder Ortsnetzstation ein Leistungswert bezogen auf die Gesamtleistung der Netzeinspeisung (95 %-Quantil oder 5%-Quantil) zugewiesen werden. Dadurch wird eine entsprechende Lastverteilung im Mittelspannungsnetz erreicht.

5 Analyse des urbanen Mittelspannungsnetzes

Mittels des Netzberechnungsprogramms NEPLAN werden Lastflussberechnungen für den Starklast- (95 %-Quantil) sowie den Schwachlastfall (5 %-Quantil) durchgeführt. Analysiert werden hierbei die Leitungs- und Transformatorauslastungen bezüglich der Einhaltung erlaubter Höchstgrenzen, der zulässigen minimalen Spannungen an jedem Netzknoten sowie die Netzzuverlässigkeitskennzahlen jeder Netzzone.

5.1 Simulationsszenarien

- **Szenario A: IST-Zustand des urbanen Mittelspannungsnetzes (Ausgangszustand)**

Im Szenario A werden Lastflussberechnungen des Gesamtnetzes bei Starklast (95 %-Quantil) und Schwachlast (5 %-Quantil) durchgeführt, wobei der Schwerpunkt der Analysen auf Leitungs-, Transformatorauslastungen sowie der Knotenspannungen der Ortsnetzstationen liegen. Ziel ist es, mögliche Überlastungen der Betriebsmittel beziehungsweise Spannungsprobleme der Ortsnetzstationen zu erkennen und demnach entsprechende Lösungsansätze wie z.B. mögliche Umschalt-, Ausbau- und Umstrukturierungsmaßnahmen zu erarbeiten.

- **Szenario B: Anbindung eines zukünftigen Stadtteils an das UW WEST**

Im Szenario B wird die Möglichkeit einer Anbindung eines zukünftigen Stadtteils an das UW WEST überprüft. Hierbei werden unter Annahme verschiedener Versorgungsszenarien die Auslastungen der Regeltransformatoren (110/20 kV) untersucht. Zusätzlich werden zur Entlastung der Regeltransformatoren etwaige Netzumschaltungen analysiert.

- **Szenario C: 20 % Laststeigerung im urbanen Mittelspannungsnetz (Zukunftsszenario)**

Im Szenario C werden Lastflussberechnungen im urbanen Mittelspannungsnetz bei einer Laststeigerung von 20 % bezogen auf die aktuelle Auslastung (IST-Zustand) durchgeführt. Dieses Szenario soll das Bestandsnetz auf zukünftige Lastflüsse überprüfen und mögliche Engpässe frühzeitig aufzeigen, wobei der Schwerpunkt der Analysen auf Leitungs-, Transformatorauslastungen sowie der zulässigen minimalen Spannungen an jedem Netzknoten liegen.

- **Netzzuverlässigkeitsberechnungen**

Das urbane Mittelspannungsnetz wird auf Netzzuverlässigkeit analysiert. Untersucht werden sowohl der IST-Zustand aus Szenario A sowie das in Szenario B, mittels Netzumschaltungen veränderte urbane Mittelspannungsnetz.

5.2 Szenario A: IST-Zustand (Ausgangszustand)

Im Szenario A wird der IST-Zustand des urbanen Mittelspannungsnetzes mittels Lastflussberechnungen bei Starklast (95 %-Quantil) und Schwachlast (5 %-Quantil) untersucht. Das Ziel ist es, mögliche Überlastungen der Betriebsmittel beziehungsweise Spannungsprobleme der Ortsnetzstationen zu erkennen und demnach entsprechende Lösungsansätze wie z.B. Umschalt-, Ausbau- und Umstrukturierungsmaßnahmen zu erarbeiten.

5.2.1 IST-Zustand - Starklast

Der IST-Zustand des urbanen Mittelspannungsnetzes wird mittels Lastflussberechnungen bei Starklast (95 %-Quantil) hinsichtlich Leitungs-, Transformatorauslastungen sowie auf die minimale Spannung der Ortsnetzstationen analysiert. Die nachfolgende Abbildung 5.1 stellt die gemessene Leistung des Regeltransformators (UM1) im Umspannwerk ZENTRAL angeschlossen an der Sammelschiene A (SS A) als geordnete Dauerlinie dar. Die messtechnische Auflösung der gemessenen Daten beträgt 15-Minuten, wobei sich bei einer Messdauer von einem Jahr 35040 Messwerte ergeben. Zusätzlich zeigt die Abbildung 5.1 das 95 %-Quantil (rot gekennzeichnet) bei einer Leistung von 11,3 MW.

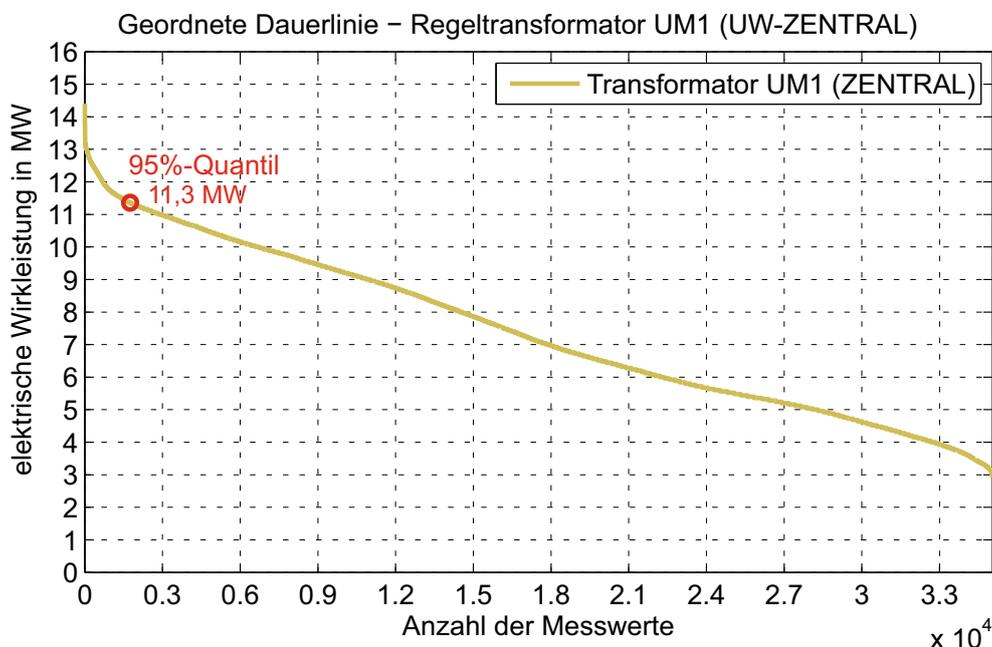


Abbildung 5.1: Geordnete Dauerlinie des Regeltransformators UM1 der Netzzone ZENTRAL

Die eingespeisten Leistungen der Netzzonen bei Starklast (95 %-Quantil) werden, wie in der Abbildung 5.1 dargestellt, aus den Lastdaten der Regeltransformatoren (110/20 kV) entnommen und wie in Kapitel 4 erläutert, auf die in dieser Netzzone vorhandenen Ortsnetzstationen prozentual verteilt.

Der elektrische Leistungsbedarf der einspeisenden Regeltransformatoren (110/20 kV) der Netzzonen (NORD, OST, ...) bei Starklast (95 %-Quantil) werden in der nachfolgenden Tabelle 5.1 aufgelistet.

Tabelle 5.1: 95 %-Quantil der berechneten Leistungen (Starklast) der Regeltransformatoren (110/20 kV)¹

Netzzone	Sammelschiene	Bezeichnung	Wirkleistung P	Blindleistung Q
-	-	-	MW	MVA _r
NORD	SS A	UM3	12,9	1,6
NORD	SS B	UM5	15,1	2,5
OST	SS D	UM3	22,6	4,7
SÜDWEST	SS A	UM2	8,5	-0,1
SÜD	SS A	UM1	17,9	4,1
SÜD	SS B	UM3	17,1	3,0
WEST	SS A	UM1	16,0	2,9
WEST	SS D	UM3	14,8	2,4
ZENTRAL	SS A	UM1	11,3	2,1
ZENTRAL	SS D	UM2	20,4	5,3
GESAMTNETZ	-	-	156,6	28,5

Wie in der Tabelle 5.1 angeführt, zeigt das gesamt betrachtete urbane Mittelspannungsnetz bei Starklast (95 %-Quantil) einen Wirkleistungsbedarf von 156,6 MW und einen Blindleistungsbedarf von 28,5 MVA_r¹.

¹ $Q > 0$: induktiver Blindleistungsverbraucher (VZS)

$Q < 0$: induktiver Blindleistungserzeuger (kapazitiver Blindleistungsverbraucher) (VZS) [18]

Die folgende Tabelle 5.2 stellt die Betriebsmittelauslastungen und Betriebsströme (oberspannungsseitig) der Regeltransformatoren (110/20 kV) der einzelnen Netzzonen dar.

Tabelle 5.2: Auslastungen und Betriebsströme der Regeltransformatoren - Starklast (95 %-Quantil)

Netzzone	Bezeichnung	Nennleistung S_N	Auslastung	Betriebsstrom I
-	-	MVA	%	A
NORD	UM3	32	41	68
NORD	UM5	32	48	80
OST	UM3	50	46	121
SÜDWEST	UM2	22	38	44
SÜD	UM1	32	57	96
SÜD	UM3	32	54	91
WEST	UM1	32	51	85
WEST	UM3	32	47	79
ZENTRAL	UM1	32	36	60
ZENTRAL	UM2	32	66	111

Aus der Tabelle 5.2 erkennt man, dass der Regeltransformator UM2 der Netzzone ZENTRAL den Grenzwert (60 %), mit einer Betriebsmittelauslastung von 66 %, überschreitet. Weiters weisen die Regeltransformatoren UM1 und UM3 des Umspannwerkes SÜD eine Betriebsmittelauslastung von 57 % (UM1) und 54 % (UM3) auf, demnach könnte eine mögliche zukünftige Laststeigerung eine Verletzung des Grenzwertes (60 %) zur Folge haben.

Die Betriebsmittelauslastungen der im urbanen Mittelspannungsnetz vorhandenen Leitungen bei Starklast (95 %-Quantil), bezogen auf deren maximal zulässigen thermischen Dauerstrom I_{th} , sind in der nachfolgenden Abbildung 5.2 als geordnete Dauerlinie dargestellt.

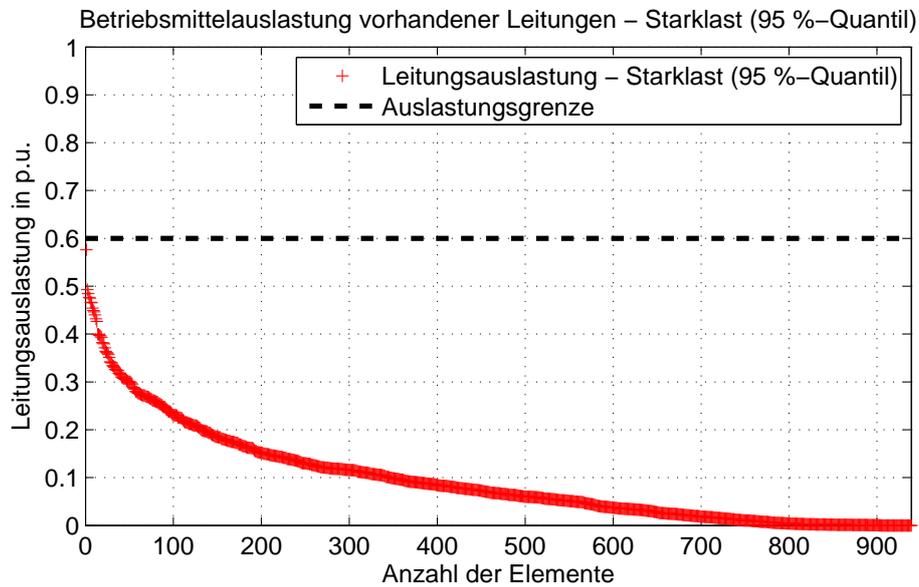


Abbildung 5.2: Betriebsmittelauslastung vorhandener Leitungen bezogen auf den maximal zulässigen thermischen Dauerstrom - Starklast (95 %-Quantil)

Aus der Abbildung 5.2 ist zu erkennen, dass keine Leitung den Grenzwert von 60 % der Betriebsmittelauslastung, bezogen auf den maximal zulässigen thermischen Dauerstrom, im Normalbetrieb überschreitet.

Eine detailliertere Auflistung von den im urbanen Mittelspannungsnetz vorhandenen relativ hoch ausgelasteten Leitungen bei Starklast (95 %-Quantil), sind in der Tabelle 5.3 dargestellt.

Tabelle 5.3: Betriebsmittelauslastung, Betriebsströme, thermischer Dauerstrom ausgewählter Leitungen im urbanen Mittelspannungsnetz bei IST-Zustand - Starklast (95 %-Quantil)

Netzzuordnung	ID	Auslastung	Betriebsstrom I	therm. Strom I_{th}
-	-	%	A	A
UW ZENTRAL - SSD	1262500	58	211	367
UW SÜD - SSA	1126944	49	135	274
UW WEST - SSD	1572734	48	178	367
UW OST	1253087	48	131	275
UW WEST - SSD	2646892	48	174	367
UW OST	1253017	47	128	275
UW WEST - SSD	1572546	47	171	367
UW WEST - SSD	1569796	45	167	367
UW OST	1118144	45	165	367
UW OST	1239943	45	123	275

Im betrachteten Szenario A (IST-Zustand) bei Starklast (95 %-Quantil) überschreiten keine Leitungen den Grenzwert von 60 % der Betriebsmittelauslastung. Es ist jedoch zu erkennen, dass sich einige Leitungen im Bereich einer erhöhten Betriebsmittelauslastung von 40 % bis 60 % Prozent befinden und somit zukünftig, Maßnahmen wie z.B. Ausbau- und Umschaltmaßnahmen notwendig sein könnten.

In der nachfolgenden Abbildung 5.3 sind die Knotenspannungen aller Ortsnetzstationen des urbanen Mittelspannungsnetzes bei Starklast (95 %-Quantil) als geordnete Dauerlinie dargestellt. Zusätzlich zu den Knotenspannungen der Ortsnetzstationen sind in der Abbildung 5.3 der Sollwert des Spannungsreglers lt. Netzbetreiber der Regeltransformatoren (110/20 kV) (grüne Linie), der Mittelwert der Knotenspannungen (rote Linie) sowie das zulässige Spannungsband (schwarze Linien) eingezeichnet.

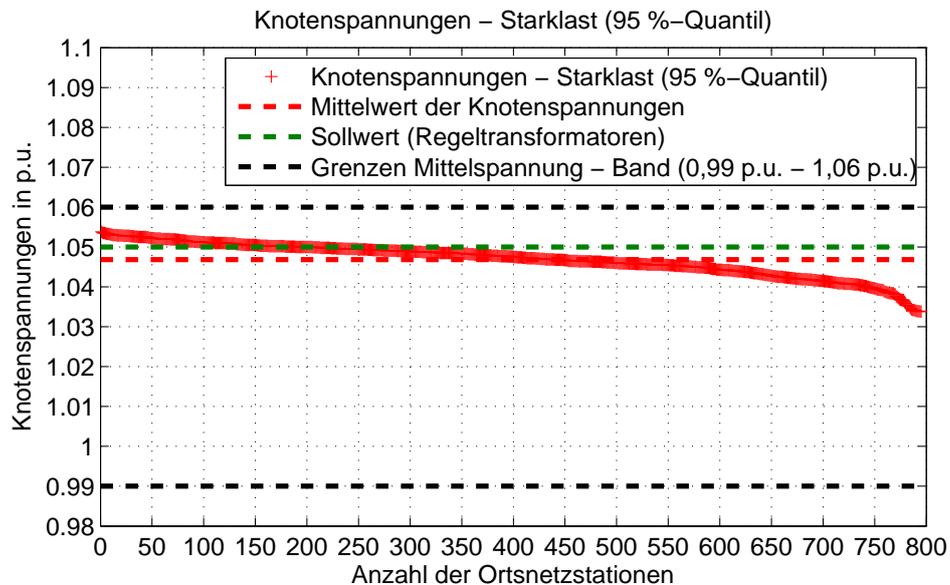


Abbildung 5.3: Knotenspannungen der Ortsnetzstationen des urbanen Mittelspannungsnetzes - Starklast (95 %-Quantil)

In der Abbildung 5.3 ist zu erkennen, dass der Mittelwert der Knotenspannungen bei Starklast (95 %-Quantil) um 0,0032 p.u. (0,32 %) vom Sollwert der Regeltransformatoren abweichen. Der Unterschied der maximalen und minimalen vorhandenen Spannungen der Ortsnetzstationen beträgt 0,02 p.u. (2 %). Zusätzlich ist zu erkennen, dass keine Knotenspannung den minimalen Spannungsgrenzwert von 0,99 p.u. erreicht.

5.2.1.1 Umschaltmaßnahme aufgrund einer Grenzwertverletzung der Netzzone ZENTRAL

Die in der Tabelle 5.2 angeführte Grenzwertverletzung der Betriebsmittelauslastung des Regeltransformators UM2 der Netzzone ZENTRAL kann durch eine interne Lastumschaltung im Umspannwerk ZENTRAL behoben werden. Die Umschaltung erfolgt auf den Regeltransformator UM1 (UW ZENTRAL), dadurch kann eine gleichmäßige Lastaufteilung erzielt werden. Die nachfolgende Tabelle 5.4 zeigt die Ergebnisse der internen Lastumschaltung des Regeltransformators UM2 (ZENTRAL).

Tabelle 5.4: Betriebsmittelauslastungen der Regeltransformatoren der Netzzone ZENTRAL vor und nach durchgeführter Lastumschaltung - Starklast (95 %-Quantil)

Netzzone	Bezeichnung	Nennleistung S_N	Auslastung vor Lastumschaltung	Auslastung nach Lastumschaltung
-	-	MVA	%	%
ZENTRAL	UM1	32	36	51
ZENTRAL	UM2	32	66	51

Wie in der Tabelle 5.4 dargestellt, kann durch eine Lastumschaltung eine Entlastung des Regeltransformators UM2 der Netzzone ZENTRAL von 15 % der Nennleistung erzielt werden, wobei dies eine zusätzliche Belastung des Transformators UM1 zur Folge hat. Die Betriebsmittelauslastungen der beiden Regeltransformatoren UM1 und UM2 der Netzzone ZENTRAL, liegen wie in Tabelle 5.4 dargestellt, bei 51 % (UM1) bzw. 51 % (UM2). Diese Betriebsmittelauslastungen liegen unterhalb des Grenzwertes (60 %). Somit sind keine weiteren Maßnahmen notwendig.

5.2.2 IST-Zustand - Schwachlast

Der IST-Zustand des urbanen Mittelspannungsnetzes wird mittels Lastflussberechnungen bei Schwachlast (5 %-Quantil) hinsichtlich Leitungs-, Transformatorauslastungen sowie auf die minimale Spannung der Ortsnetzstationen analysiert. Die nachfolgende Abbildung 5.4 stellt die gemessene Leistung des Regeltransformators (UM1) im Umspannwerk ZENTRAL angeschlossen an der Sammelschiene A (SS A) als geordnete Dauerlinie dar. Zusätzlich zeigt die Abbildung 5.4 das 5 %-Quantil (blau gekennzeichnet) bei einer Leistung von 3,8 MW.

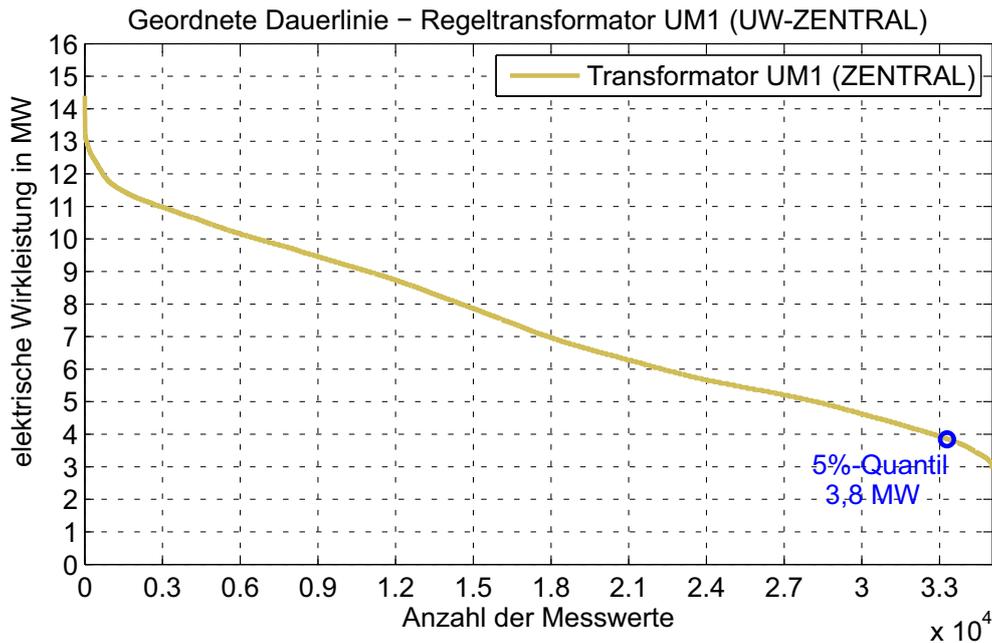


Abbildung 5.4: Geordnete Dauerlinie des Regeltransformators UM1 der Netzzone ZENTRAL

Die eingespeisten Leistungen der Netzzonen bei Schwachlast (5 %-Quantil) werden, wie in der Abbildung 5.4 dargestellt, aus den Lastdaten der Regeltransformatoren (110/20 kV) entnommen und wie in Kapitel 4 erläutert, auf die in einer Netzzone vorhandenen Ortsnetzstationen prozentual verteilt.

Der elektrische Leistungsbedarf der einspeisenden Regeltransformatoren (110/20 kV) der Netzzonen (NORD, OST, ...) werden in der nachfolgenden Tabelle 5.5 aufgelistet.

Tabelle 5.5: 5 %-Quantil der berechneten Leistungen (Schwachlast) der Regeltransformatoren (110/20 kV)¹

Netzzone	Sammelschiene	Name	Wirkleistung P MW	Blindleistung Q MVar
-	-	-		
NORD	SS A	UM3	5,4	-0,9
NORD	SS B	UM5	7,1	-0,2
OST	SS D	UM3	11,1	0,8
SÜDWEST	SS A	UM2	3,6	-1,6
SÜD	SS A	UM1	8,0	0,6
SÜD	SS B	UM3	7,8	-0,2
WEST	SS A	UM1	6,1	-0,5
WEST	SS D	UM3	9,1	0,5
ZENTRAL	SS A	UM1	3,8	-0,2
ZENTRAL	SS D	UM2	9,7	1,4
GESAMTNETZ	-	-	71,7	-0,3

Wie in der Tabelle 5.5 angeführt, zeigt das gesamt betrachtete urbane Mittelspannungsnetz bei Schwachlast (5 %-Quantil) einen Wirkleistungsbedarf von 71,7 MW und einen Blindleistungsbedarf von -0,3 MVar¹.

¹ $Q > 0$: induktiver Blindleistungsverbraucher (VZS)

$Q < 0$: induktiver Blindleistungserzeuger (kapazitiver Blindleistungsverbraucher) (VZS) [18]

Die folgende Tabelle 5.6 stellt die Betriebsmittelauslastungen und Betriebsströme (oberspannungsseitig) der Regeltransformatoren (110/20 kV) der einzelnen Netzzonen dar.

Tabelle 5.6: Auslastungen und Betriebsströme der Regeltransformatoren - Schwachlast (5 %-Quantil)

Netzzone	Bezeichnung	Nennleistung S_N	Auslastung	Betriebsstrom I
-	-	MVA	%	A
NORD	UM3	32	17	29
NORD	UM5	32	22	37
OST	UM3	50	22	59
SÜDWEST	UM2	22	18	20
SÜD	UM1	32	25	42
SÜD	UM3	32	25	41
WEST	UM1	32	19	32
WEST	UM3	32	28	48
ZENTRAL	UM1	32	12	20
ZENTRAL	UM2	32	30	51

Aus der Tabelle 5.2 erkennt man, dass bei Schwachlast (5 %-Quantil) keine Grenzwertverletzung der Betriebsmittelauslastung (60 %) der Regeltransformatoren auftreten. Die höchste Betriebsmittelauslastung weist der Transformator UM2 der Netzzone ZENTRAL mit 30 % bei einer Nennleistung von 32 MVA auf.

In der nachfolgenden Abbildung 5.5 sind Betriebsmittelauslastungen der vorhandenen Leitungen bei Schwachlast (5 %-Quantil), bezogen auf deren maximal zulässigen thermischen Dauerstrom I_{th} , als geordnete Dauerlinie dargestellt.

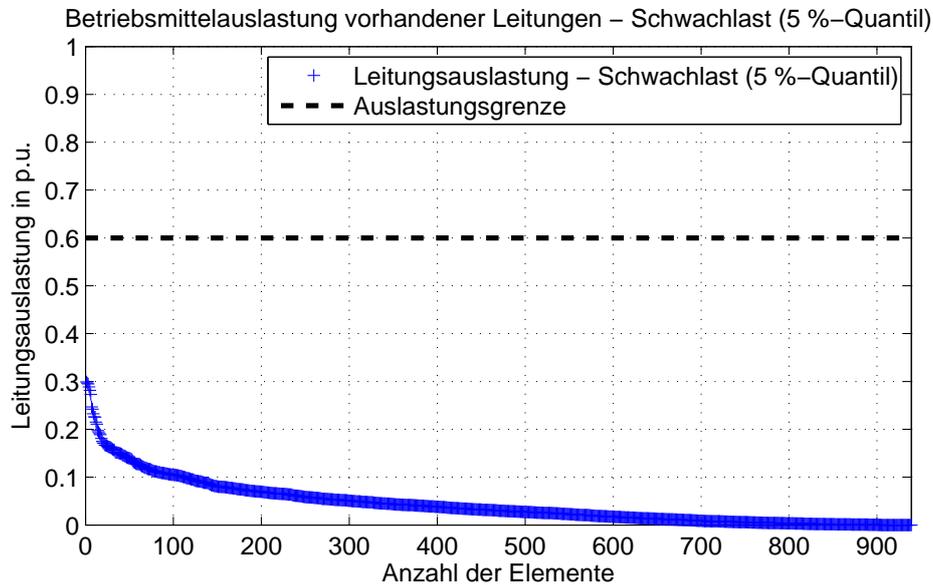


Abbildung 5.5: Betriebsmittelauslastung der Leitungen bezogen auf den maximal thermischen Dauerstrom - Schwachlast (5 %-Quantil)

Aus der Abbildung 5.5 ist zu erkennen, dass keine Leitung den Grenzwert der Betriebsmittelauslastung von 60 % bezogen auf den maximal zulässigen thermischen Dauerstrom, im Normalbetrieb überschreitet.

Eine detailliertere Auflistung der relativ hoch ausgelasteten Leitungen bei Schwachlast (5 %-Quantil) sind in der Tabelle 5.7 dargestellt.

Tabelle 5.7: Betriebsmittelauslastungen, Betriebsströme, thermischer Dauerstrom ausgewählter Leitungen im urbanen Mittelspannungsnetz bei IST-Zustand - Schwachlast (5 %-Quantil)

Netzzuordnung	ID	Auslastung	Betriebsstrom I	therm. Strom I_{th}
-	-	%	A	A
UW WEST - SSD	1572734	30	110	367
UW ZENTRAL- SSD	1262500	30	109	367
UW WEST - SSD	2646892	29	108	367
UW WEST - SSD	1572546	29	106	367
UW WEST - SSD	1569796	28	103	367
UW WEST - SSD	1569793	27	100	367
UW OST	1253087	25	68	275
UW OST	1253017	24	67	275
UW OST	1239943	23	64	275
UW OST	1238965	23	62	275
UW SÜD - SSA	1126944	23	62	274
UW OST	1118144	22	79	367
UW OST	1118873	21	58	275

Im betrachteten Szenario A (IST-Zustand) bei Schwachlast (5 %-Quantil) sind die Betriebsmittelauslastungen der vorhandenen Leitungen kleiner 40 %, und somit im normalen Betriebsbereich.

In der nachfolgenden Abbildung 5.6 sind die Knotenspannungen der Ortsnetzstationen des urbanen Mittelspannungsnetzes bei Schwachlast (5 %-Quantil) als geordnete Dauerlinie dargestellt. Zusätzlich zu den Knotenspannungen der Ortsnetzstationen sind in der Abbildung 5.6 der Sollwert des Spannungsreglers lt. Netzbetreiber der Regeltransformatoren (110/20 kV) (grüne Linie), der Mittelwert der Knotenspannungen (blaue Linie) sowie das zulässige Spannungsband (schwarze Linien) eingezeichnet.

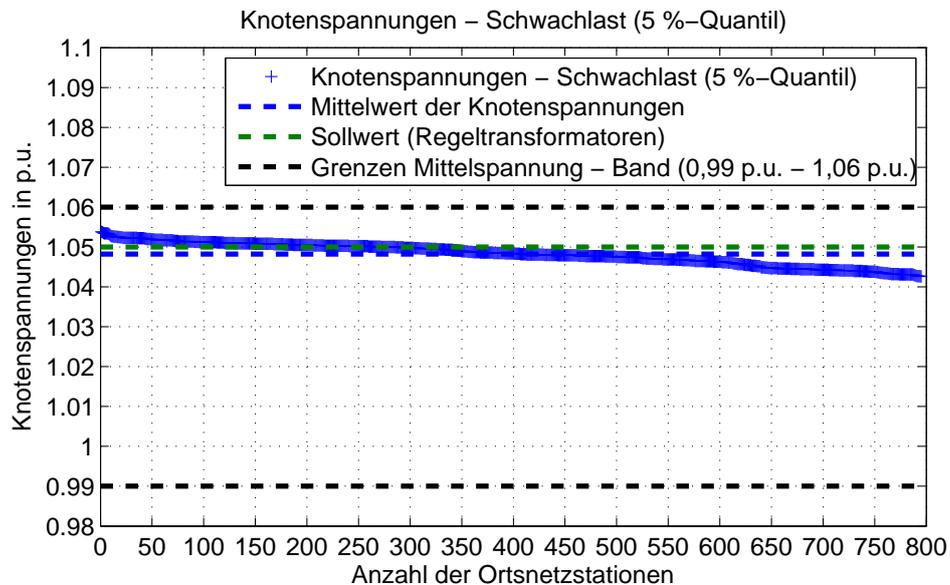


Abbildung 5.6: Knotenspannungen der Ortsnetzstationen des urbanen Mittelspannungsnetzes - Schwachlast (5 %-Quantil)

In der Abbildung 5.6 ist zu erkennen, dass der Mittelwert der Knotenspannungen bei Schwachlast (5 %-Quantil) um 0,0018 p.u. (0,18 %) vom Sollwert der Regeltransformatoren abweichen. Der Unterschied der maximalen und minimalen vorhandenen Spannungen der Ortsnetzstationen beträgt 0,0112 p.u. (1,12 %). Zusätzlich ist zu erkennen, dass keine Knotenspannung den minimalen Spannungsgrenzwert von 0,99 p.u. erreicht.

5.3 Szenario B: Anbindung eines zukünftigen Stadtteils

Im Szenario B wird die Möglichkeit einer Anbindung eines zukünftigen Stadtteils an das Umspannwerk WEST analysiert. Der zukünftige Stadtteil besteht, wie in der Tabelle 5.8 dargestellt, aus zwei Teilnetzen und wird mittels zweier unterschiedlicher Versorgungsszenarien zur Anbindung des zukünftigen Stadtteils hinsichtlich der Betriebsmittelauslastungen (Regeltransformatoren und Leitungen) untersucht [19].

Tabelle 5.8: Versorgungsszenarien zur Anbindung des zukünftigen Stadtteils an das Umspannwerk WEST [19]

Versorgungsszenario	Regeltransformator UM1 (UW WEST)		Regeltransformator UM3 (UW WEST)	
	Teilnetz 1	Teilnetz 2	Teilnetz 1	Teilnetz 2
I	x	-	-	x
II	-	x	x	-

- Versorgungsszenario I:
Der Regeltransformator UM1 (UW WEST) speist den Stadtteil 1 und der Regeltransformator UM3 (UW WEST) speist das Stadtteil 2.
- Versorgungsszenario II:
Der Regeltransformator UM1 (UW WEST) speist den Stadtteil 2 und der Regeltransformator UM3 (UW WEST) speist das Stadtteil 1.

Die Anschlussleistungen der beiden Teilnetze des zukünftigen Stadtteils bestehen aus den Haushalts- und Gewerbelasten sowie den Anschlussleistungen der zu berücksichtigenden Tiefgaragen, Straßenbeleuchtungen, Wärmepumpen, Kältemaschinen unter Miteinbeziehung eines Reservefaktors [19]. In der nachfolgenden Tabelle 5.9 sind die Anschlussleistungen des zukünftigen Stadtteils angeführt.

Tabelle 5.9: Anschlussleistung des zukünftigen Stadtteils [19]

	Anschlussleistung MW
Teilnetz 1	14,3
Teilnetz 2	8,9
Zukünftiger Stadtteil (Gesamt)	23,2

In der nachfolgenden Tabelle 5.10 sind die Regeltransformatorauslastungen (110/20 kV) der verschiedenen Versorgungsszenarien bei Starklast (95 %-Quantil) des IST-Zustandes des urbanen Mittelspannungsnetzes angeführt. In diesem Szenario B wird aufgrund von Restrukturierungsmaßnahmen des UW WEST der bestehende Regeltransformator UM1 mit einer Nennleistung von 32 MVA gegen einen neuen Regeltransformator mit einer Nennleistung von 40 MVA getauscht. Diese Restrukturierungsmaßnahmen werden in dieser Arbeit bereits miteinbezogen.

Tabelle 5.10: Auslastung der Regeltransformatoren des Umspannwerkes WEST bei Anbindung des zukünftigen Stadtteils unterschiedlicher Versorgungsszenarien

Versorgungsszenario	Bez.	Nennleistung S_N MVA	Wirkleistung P MW	Blindleistung Q MVA _r	Betriebsstrom I A	Auslastung %
IST-Zustand	UM1	40	16,0	2,7	85	41
	UM3	32	14,8	2,4	79	47
I (inkl. zukünftigem Stadtteil)	UM1	40	30,3	8,4	165	79
	UM3	32	23,7	6,0	128	76
II (inkl. zukünftigem Stadtteil)	UM1	40	24,9	6,1	135	64
	UM3	32	29,1	8,6	159	95

Aus der Tabelle 5.10 ist ersichtlich, dass in den beiden Versorgungsszenarien (I und II) der Grenzwert (60 %) der Regeltransformatoren (110/20 kV), bezogen auf die Nennleistung von 32 MVA (UM3) beziehungsweise 40 MVA (UM1) verletzt wird. Im Detail bedeutet dies für die beiden Versorgungsszenarien I und II:

- Versorgungsszenario I:

Bei der Aufteilung der beiden zukünftigen Teilnetze auf den Regeltransformator UM1 (Teilnetz 1) und den Regeltransformator UM3 (Teilnetz 2) ist zu erkennen, dass beide Transformatoren über den Grenzwert von 60 % bezogen auf die Nennleistung ausgelastet sind. Dies bedeutet, dass die bestehenden Transformatoren Nennleistungen von größer als 53 MVA (UM1) und 41 MVA (UM3) benötigen würden.

- Versorgungsszenario II:

Bei der Aufteilung der beiden zukünftigen Teilnetze auf den Regeltransformator UM1 (Teilnetz 2) und den Regeltransformator UM3 (Teilnetz 1) ist zu erkennen, dass beide Regeltransformatoren (110/20 kV) den Grenzwert von 60 % bezogen auf die Nennleistung überschreiten. Dies bedeutet, dass die bestehenden Transformatoren Nennleistungen von größer als 43 MVA (UM1) und 51 MVA (UM3) benötigen würden.

5.3.1 Entlastung Umspannwerk WEST durch Netzumschaltungen

Um eine Anbindung des zukünftigen Netzteils bei bestehenden Regeltransformatoren zu ermöglichen, wird die Möglichkeit in Betracht gezogen mittels Netzumschaltungen einzelner Lasten auf andere Umspannwerke das Umspannwerk WEST zu entlasten. In der Tabelle 5.11 sind die an die Umspannwerke je Versorgungsszenario aufzuteilenden Differenzleistungen ΔS_{ab} angegeben, um 60 % Betriebsmittelauslastung bezogen auf die Nennleistung der Bestandstransformatoren zu erreichen.

Tabelle 5.11: Aufzuteilende Differenzleistung bei Anbindung eines zukünftigen Stadtteils an das UW WEST

Versorgungsszenario	Bez.	Nennleistung S_N MVA	Scheinleistung S MVAR	Wirkleistung P MW	Blindleistung Q MVA _r	Auslastung %	Differenzleistung ΔS_{ab} MVA
IST-Zustand	UM1	40	16,2	16,0	2,7	41	-
	UM3	32	15,0	14,8	2,4	47	-
I	UM1	40	31,5	30,3	8,4	79	7,5
	UM3	32	24,4	23,7	6,0	76	5,2
II	UM1	40	25,6	24,9	6,1	64	1,7
	UM3	32	30,3	29,1	8,6	95	11,1

Damit bei beiden Regeltransformatoren (UM1 bzw. UM3) die Auslastungsgrenzen (60 %) nicht überschritten werden, müssen unabhängig von den Versorgungsszenarien 12,7 MVA mittels Netzumschaltungen an andere Netzteile (z.B. UW NORD) beziehungsweise Umspannwerke verteilt werden. Wie in der Tabelle 5.12 ersichtlich ist, besitzt die Netzzone WEST im IST-Zustand bei Starklast (95 %-Quantil) einen Leistungsbedarf von 30,8 MW. Dies würde bedeuten, dass 41 % des aktuellen Leistungsbedarfs im Starklastfall (95 %-Quantil) des Bestandsteilnetzes WEST auf die in Tabelle 5.12 angeführten Umspannwerke verteilt werden, um den Grenzwert von 60 % der einzelnen Transformatoren im UW WEST einzuhalten.

Die nachfolgende Tabelle 5.12 listet die Leistungsreserve $\Delta S_{reserve}$ der umliegenden Umspannwerke des urbanen Mittelspannungsnetzes bei Starklast (95 %-Quantil) bezogen auf die Nennleistung S_N auf.

Tabelle 5.12: Auslastung und Auslastungsleistungsreserve des urbanen Mittelspannungsnetzes - Starklast (95 %-Quantil)

Netzzone	Bezeichnung	S_N	Auslastung	$\Delta S_{reserve}$
-	-	MVA	%	MVA
NORD	UM3	32	41	6,2
NORD	UM5	32	48	3,9
OST	UM3	50	46	6,9
SÜDWEST	UM2	22	38	4,7
SÜD	UM1	32	57	0,9
SÜD	UM3	32	54	1,8
ZENTRAL	UM1	32	36	7,7
ZENTRAL	UM2	32	66	-1,9
GESAMT	-	-	-	30,2

Aus der Tabelle 5.12 ist ersichtlich, dass die umliegenden Umspannwerke eine mögliche Leistungsreserve $\Delta S_{reserve}$ von 30,2 MVA haben. Somit könnte durch mögliche Netzumschaltungen die Entlastung der Transformatoren UM1 und UM3 des Umspannwerks WEST möglich sein. Dies wiederum bedeutet, dass die Transformatoren der umliegenden Umspannwerke an den Grenzwert von 60 % der Nennleistung geführt werden und somit die Transformatoren für etwaige Lastumschaltungen z.B. aufgrund von Störungsfällen (Kurzschluss, Wartungsarbeiten, ...) keine zukünftigen Reserven mehr besitzen.

5.3.1.1 Ergebnisse der Netzumschaltungen zur Entlastung des UW WEST

Durch Netzumschaltmaßnahmen werden beide Regeltransformatoren (110/20 kV) bei Anbindung eines zukünftigen Stadtteils entlastet. Da bei beiden Versorgungsszenarien nahezu dieselben Umschaltmaßnahmen notwendig sind, wird nachfolgend nur das Versorgungsszenario I betrachtet. In der Tabelle 5.13 sind die durch die Netzumschaltung erreichten Betriebsmittelauslastungen bei Starklast (95 %-Quantil) der Regeltransformatoren (110/20 kV) des urbanen Mittelspannungsnetzes dargestellt.

Tabelle 5.13: Auslastungen der Regeltransformatoren (110/20 kV) bei Anbindung eines zukünftigen Stadtteils nach Netzumschaltungen (Versorgungsszenario I) - Starklast (95 %-Quantil)

Netzzone	Bezeichnung	Nennleistung S_N	Auslastung	Betriebsstrom I
-	-	MVA	%	A
NORD	UM3	32	57	96
NORD	UM5	32	54	90
OST	UM3	50	52	136
SÜDWEST	UM2	22	53	61
SÜD	UM1	32	57	96
SÜD	UM3	32	54	91
WEST	UM1	40	59	123
WEST	UM3	32	47	79
ZENTRAL	UM1	32	50	84
ZENTRAL	UM2	32	59	99

Aus der Tabelle 5.13 erkennt man, dass durch Netzumschaltungen eine Entlastung der Regeltransformatoren der Netzzone WEST erreicht wird und kein Transformator des urbanen Mittelspannungsnetzes bei Anbindung den zukünftigen Stadtteils, sowie im Starklastfall (95 %-Quantil) den Grenzwert von 60 % bezogen auf die Nennleistung überschreitet.

Da sich aufgrund der Netzumschaltungen im Mittelspannungsnetz neue Lastflüsse ergeben, sind in der nachfolgenden Abbildung 5.7 die Betriebsmittelauslastungen vorhandener Leitungen bei Starklast (95 %-Quantil) angeführt.

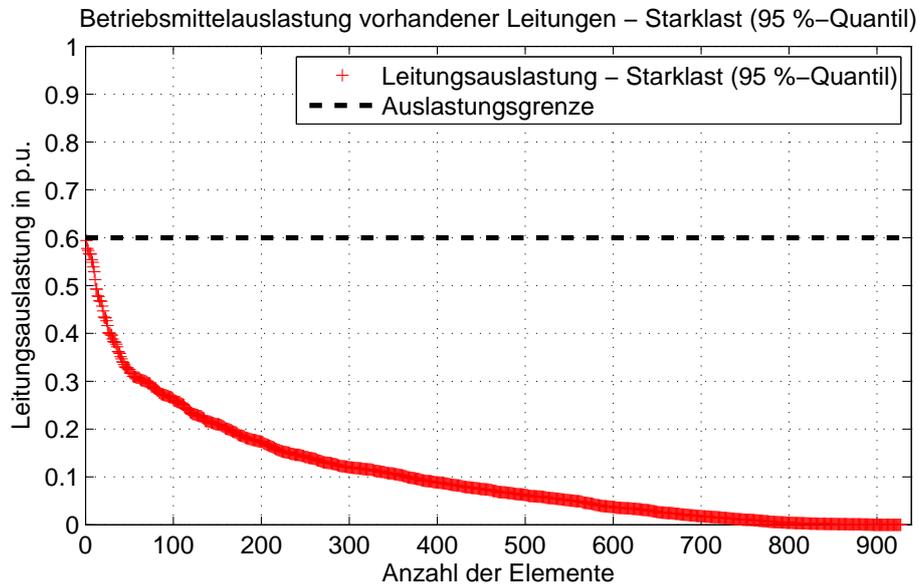


Abbildung 5.7: Betriebsmittelauslastung vorhandener Leitungen bezogen auf den maximal thermischen Dauerstrom - Starklast (95 %-Quantil)

Aus der Abbildung 5.7 ist zu erkennen, dass durch die Netzumschaltung keine Leitung den Grenzwert von 60 %, bezogen auf den maximal zulässigen thermischen Dauerstrom, im Normalbetrieb erlaubten Betriebsmittelauslastung überschreitet.

Eine detailliertere Auflistung der vorhanden relativ hoch ausgelasteten Leitungen bei Anbindung eines zukünftigen Stadtteils und bei Starklast (95 %-Quantil) sind in der Tabelle 5.14 dargestellt.

Tabelle 5.14: Betriebsmittelauslastung, Betriebsströme, thermischer Dauerstrom ausgewählter Leitungen bei Anbindung eines zukünftigen Mittelspannungsnetzes im urbanen Mittelspannungsnetz - Starklast (95 %-Quantil)

Netzzuordnung	ID	Auslastung	Betriebsstrom I	therm. Strom I_{th}
-	-	%	A	A
UW NORD - SSB	1316711	59	218	367
UW NORD - SSA	1316715	58	241	417
UW NORD - SSA	1321002	57	239	417
UW NORD - SSA	1321089	57	236	417
UW NORD - SSA	1997316	57	156	275
UW OST	1118144	57	208	367
UW NORD - SSA	1314644	55	231	417
UW NORD - SSA	1997314	55	151	275
UW NORD - SSA	1322128	54	148	275
UW NORD - SSA	1211621	53	145	274

Im betrachteten Szenario B (Anbindung eines zukünftigen Stadtteils) bei Starklast (95 %-Quantil) überschreiten keine Leitungen den Grenzwert (60 %) der Betriebsmittelauslastung. Die Ergebnisse der durchgeführten Netzumschaltungen, in der Tabelle 5.14 dargestellt zeigen, dass die Leitungen der Netzzone NORD durch die zusätzliche Last nur teilweise bis zur Grenze der Betriebsmittelauslastung (60 %) ausgelastet werden. Somit könnten mögliche zukünftige Laststeigerungen eine erhöhte Auslastung der Leitungen zur Folge haben.

5.4 Szenario C: 20 % Laststeigerung (zukünftige Auslastung)

Im Szenario C werden im Bestandsnetz (IST-Zustand) Lastflussberechnungen bei einer Laststeigerung von 20 % mit einer gleichmäßigen Verteilung auf alle Knoten durchgeführt. Das urbane Mittelspannungsnetz wird auf zukünftige Lastflüsse überprüft, um mögliche Engpässe frühzeitig aufzeigen zu können. Wie in Szenario A werden die Lastszenarien Starklast (95 % Quantil) und Schwachlast (5 %-Quantil) untersucht. Das Ziel ist es, mögliche Überlastungen der Betriebsmittel beziehungsweise Spannungsprobleme bei Ortsnetzstationen zu erkennen und demnach entsprechende Lösungsansätze wie Umschalt-, Ausbau- und Umstrukturierungsmaßnahmen zu erarbeiten.

5.4.1 Beurteilung des urbanen Mittelspannungsnetzes bei einer Laststeigerung von 20 % - Starklast

Die Beurteilung des urbanen Mittelspannungsnetzes bei einer Laststeigerung von 20 % erfolgt mittels Lastflussberechnungen bei Starklast (95 %-Quantil), wobei Leitungs-, Transformatorauslastungen sowie die minimale Spannung der Ortsnetzstationen analysiert wird. Die nachfolgende Abbildung 5.8 stellt die gemessene Leistung des Regeltransformators UM1 der Netzzone ZENTRAL angeschlossen an die Sammelschiene A (SS A) als geordnete Dauerlinie dar. Zusätzlich zeigt die Abbildung 5.8 das 95 %-Quantil (rot gekennzeichnet) bei einer Leistung von 13,6 MW.

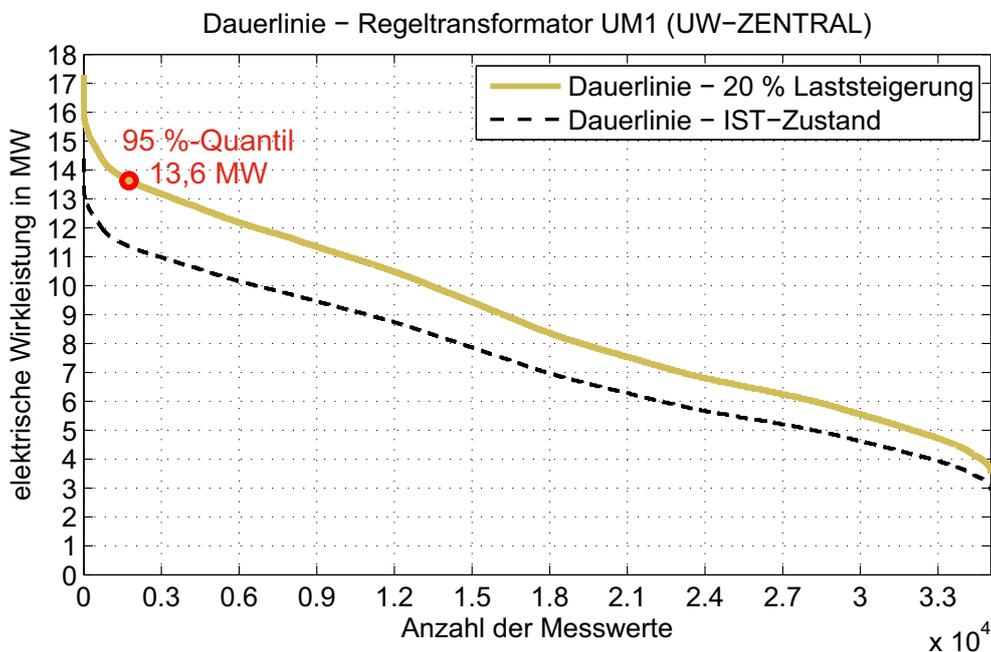


Abbildung 5.8: Geordnete Dauerlinie des Regeltransformators UM1 der Netzzone ZENTRAL bei einer Laststeigerung von 20 %

Die eingespeisten Leistungen der Netzzonen bei Starklast (95 %-Quantil) werden, wie in der Abbildung 5.8 dargestellt, aus den Lastdaten der Regeltransformatoren (110/20 kV) entnommen und eine Laststeigerung von 20% daraus berechnet. Die Lastaufteilung auf die einzelnen Ortsnetzstationen erfolgt analog.

Der elektrische Leistungsbedarf der einspeisenden Regeltransformatoren (110/20 kV) bei einer Laststeigerung von 20 % der Netzzonen (NORD, OST, ...) bei Starklast (95 %-Quantil) werden in der nachfolgenden Tabelle 5.15 aufgelistet.

Tabelle 5.15: 95 %-Quantil der berechneten Leistungen (Starklast) der Regeltransformatoren (110/20 kV) bei einer Laststeigerung von 20 % ¹

Netzzone	Sammelschiene	Bezeichnung	Wirkleistung P	Blindleistung Q
-	-	-	MW	MVA _r
NORD	SS A	UM3	15,5	2,5
NORD	SS B	UM5	18,1	3,7
OST	SS D	UM3	27,2	6,4
SÜDWEST	SS A	UM2	10,2	0,6
SÜD	SS A	UM1	21,4	5,5
SÜD	SS B	UM3	20,5	4,4
WEST	SS A	UM1	19,2	3,9
WEST	SS D	UM3	17,8	3,6
ZENTRAL	SS A	UM1	13,6	2,9
ZENTRAL	SS D	UM2	24,5	7,2
GESAMTNETZ	-	-	188,0	40,7

Wie in der Tabelle 5.5 angeführt, zeigt das gesamt betrachtete urbane Mittelspannungsnetz bei einer Laststeigerung von 20 % und Starklast (95 %-Quantil) einen Wirkleistungsbedarf von 188,0 MW und einen Blindleistungsbedarf von 40,7 MVA_r ¹.

¹ Q > 0: induktiver Blindleistungsverbraucher (VZS)

Q < 0: induktiver Blindleistungserzeuger (kapazitiver Blindleistungsverbraucher) (VZS) [18]

Die folgende Tabelle 5.16 stellt die Betriebsmittelauslastungen und Betriebsströme (oberspannungsseitig) der Regeltransformatoren (110/20 kV) der Netzzonen bei Starklast (95 %-Quantil) dar. Im Szenario C wird aufgrund einer Restrukturierungsmaßnahme des UW WEST der Regeltransformator UM1 mit einer Nennleistung von 40 MVA anstatt 32 MVA getauscht und in dieser Analyse bereits miteinbezogen.

Tabelle 5.16: Auslastungen und Betriebsströme der Regeltransformatoren bei einer Laststeigerung von 20 % - Starklast (95 %-Quantil)

Netzzone	Bezeichnung	Nennleistung S_N	Auslastung	Betriebsstrom I
-	-	MVA	%	A
NORD	UM3	32	49	82
NORD	UM5	32	58	97
OST	UM3	50	56	147
SÜDWEST	UM2	22	46	53
SÜD	UM1	32	69	116
SÜD	UM3	32	66	110
WEST	UM1	40	49	103
WEST	UM3	32	57	95
ZENTRAL	UM1	32	43	73
ZENTRAL	UM2	32	80	134

Aus der Tabelle 5.2 erkennt man, dass die Regeltransformatoren UM2 der Netzzone ZENTRAL den Grenzwert (60 %), mit einer Betriebsmittelauslastung von 80 %, UM1 (SÜD) mit 69 % und UM3 (SÜD) mit 66 % überschreiten. Zur Entlastung dieser Regeltransformatoren können Netzumschaltungen durchgeführt werden. Dies würde jedoch die anderen Transformatoren an deren Auslastungsgrenze (60 %) führen, wodurch bei möglichen Lastumschaltungen im Mittelspannungsnetz keine Auslastungsreserve mehr vorhanden sein könnten.

Die Betriebsmittelauslastungen der im urbanen Mittelspannungsnetzes vorhandenen Leitungen bei einer Laststeigerung von 20 % im Lastfall Starklast (95 %-Quantil), bezogen auf den maximal zulässigen thermischen Dauerstrom I_{th} , sind in der nachfolgenden Abbildung 5.9 als geordnete Dauerlinie dargestellt.

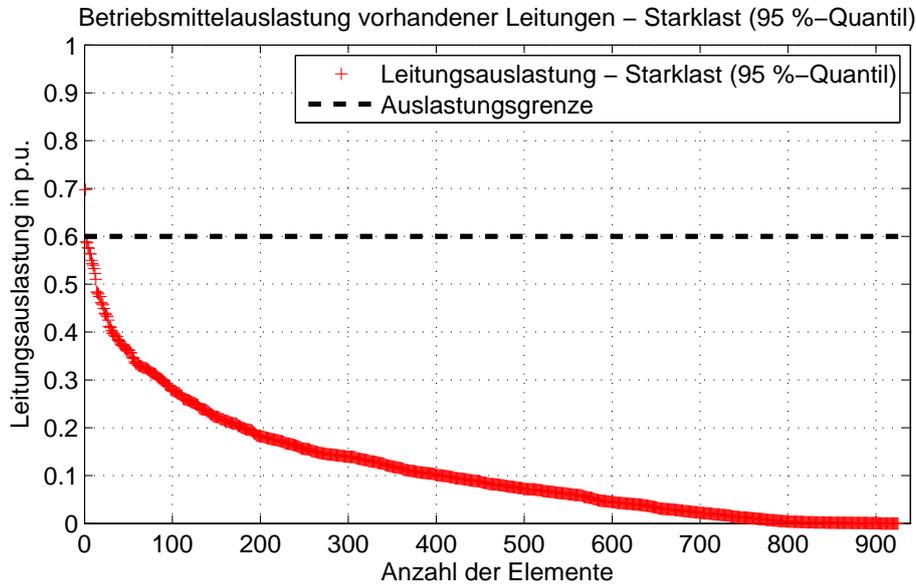


Abbildung 5.9: Betriebsmittelauslastung vorhandener Leitungen bezogen auf maximal zulässigen thermischen Dauerstrom - Starklast (95 %-Quantil)

Aus der Abbildung 5.9 ist zu erkennen, dass ein Kabel den Grenzwert (60 %) der erlaubten Betriebsmittelauslastung überschreitet. Dieses Kabel befindet sich, wie in der Tabelle 5.17 dargestellt, in der Netzzone ZENTRAL und ist an die Sammelschiene B (SS B) angeschlossen.

Eine detailliertere Auflistung, von den im urbanen Mittelspannungsnetz vorhandenen relativ hoch ausgelasteten Leitungen bei einer Laststeigerung von 20 % im Lastfall Starklast (95 %-Quantil), sind in der Tabelle 5.17 dargestellt.

Tabelle 5.17: Betriebsmittelauslastung, Betriebsströme, thermischer Dauerstrom ausgewählter Leitungen im urbanen Mittelspannungsnetz bei einer Laststeigerung von 20 % - Starklast (95 %-Quantil)

Netzzuordnung	ID	Auslastung	Betriebsstrom I	therm. Strom I_{th}
-	-	%	A	A
UW ZENTRAL - SSD	1262500	70	256	367
UW SÜD - SSA	1126944	59	161	274
UW WEST - SSD	1572734	59	215	367
UW OST	1253087	58	159	275
UW WEST - SSD	2646892	58	211	367
UW OST	1253017	56	155	275
UW WEST - SSD	1572546	56	207	367
UW WEST - SSD	1569796	55	202	367
UW OST	1118144	54	199	367
UW OST	1239943	54	148	275
UW WEST - SSD	1569793	53	196	367
UW OST	1238965	52	144	275
UW SÜD - SSA	1299355	51	187	367

Im betrachteten Szenario C (Laststeigerung von 20 %) im Lastfall Starklast (95 %-Quantil) überschreitet ein Kabel (ID: 1262500) den Grenzwert (60 %) der Betriebsmittelauslastung. Des Weiteren ist zu erkennen, dass einige Leitungen im Bereich einer erhöhten Betriebsmittelauslastung zwischen 50 % bis 60 % Prozent des maximalen erlaubten thermischen Strom sind und somit zukünftig weitere Maßnahmen wie Ausbau- und Umschaltmaßnahmen notwendig sein könnten.

In der nachfolgenden Abbildung 5.3 sind die Knotenspannungen der Ortsnetzstationen des urbanen Mittelspannungsnetzes bei einer Laststeigerung von 20 % im Starklastfall (95 %-Quantil) als geordnete Dauerlinie dargestellt. Zusätzlich zu den Knotenspannungen der Ortsnetzstationen sind in der Abbildung 5.3 der Sollwert des Spannungsregler lt. Netzbetreiber der Regeltransformatoren (110/20 kV) (grüne Linie), der Mittelwert der Knotenspannungen (rote Linie) sowie das zulässige Spannungsband (schwarze Linien) eingezeichnet.

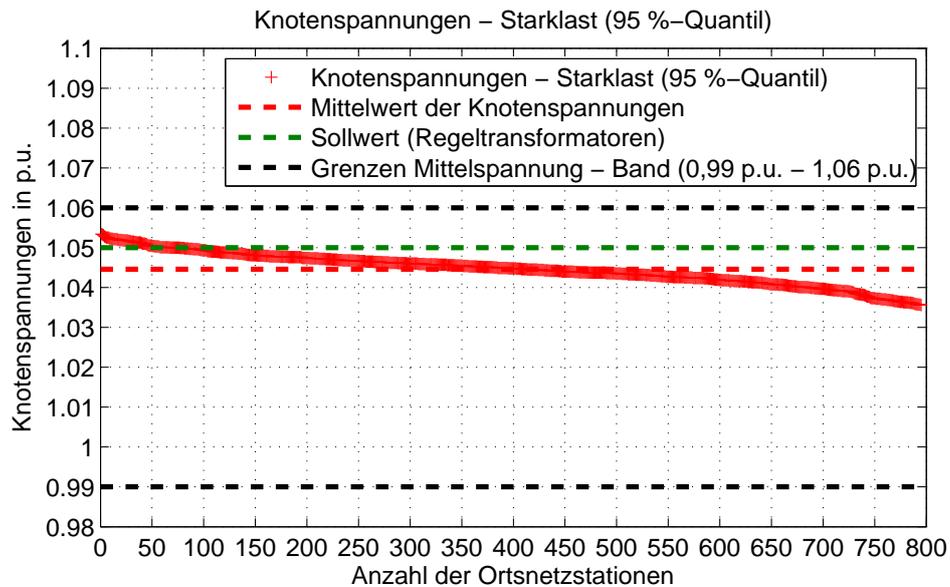


Abbildung 5.10: Knotenspannungen der Ortsnetzstationen des urbanen Mittelspannungsnetzes bei einer Laststeigerung von 20 % - Starklast (95 %-Quantil)

In der Abbildung 5.10 ist zu erkennen, dass der Mittelwert der Knotenspannungen bei Starklast (95 %-Quantil) um 0,0054 p.u. (0,54 %) vom Sollwert der Regeltransformatoren abweichen. Der Unterschied der maximalen und minimalen vorhandenen Spannungen der Ortsnetzstationen beträgt 0,0178 p.u. (1,78 %). Zusätzlich ist zu erkennen, dass keine Knotenspannung den minimalen Spannungsgrenzwert von 0,99 p.u. erreicht.

5.4.2 Beurteilung des urbanen Mittelspannungsnetzes bei einer Laststeigerung von 20 % - Schwachlast

In Szenario C wird das urbane Mittelspannungsnetzes bei einer Laststeigerung von 20 % mittels Lastflussberechnungen im Schwachlastfall (5 %-Quantil) untersucht, wobei Leitungs-, Transformatorauslastungen sowie die minimale Spannung der Ortsnetzstationen analysiert wird. Die nachfolgende Abbildung 5.11 stellt die gemessene Leistung des Regeltransformators UM1 der Netzzone ZENTRAL angeschlossen an die Sammelschiene A (SS A) als geordnete Dauerlinie dar. Zusätzlich zeigt die Abbildung 5.11 das 5 %-Quantil (blau gekennzeichnet) bei einer Leistung von 4,6 MW.

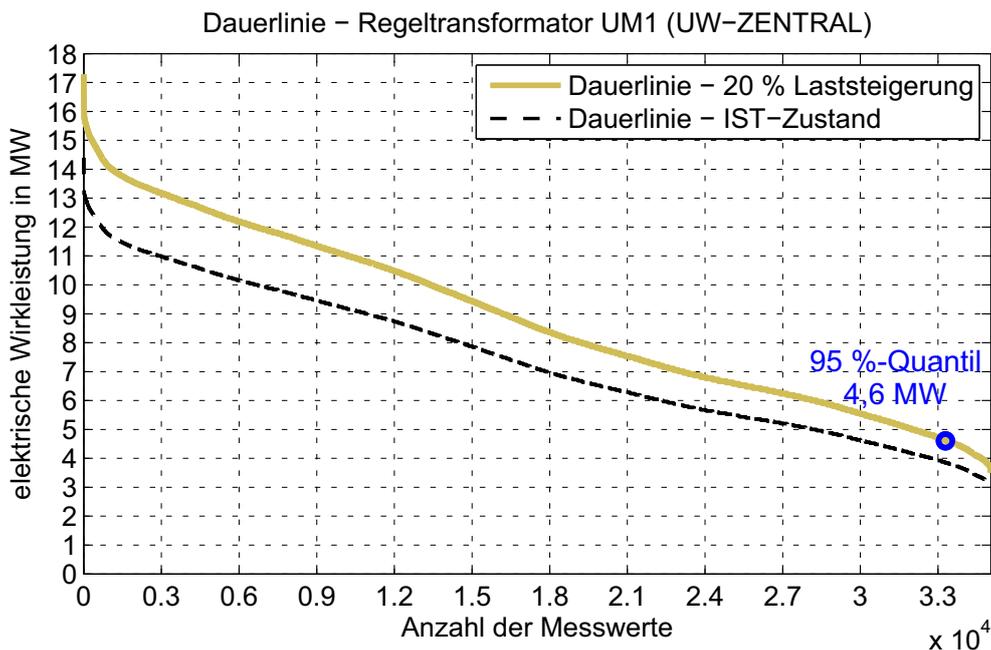


Abbildung 5.11: Geordnete Dauerlinie des Regeltransformators UM1 der Netzzone ZENTRAL bei einer Laststeigerung von 20 %

Die eingespeisten Leistungen der Netzzonen bei einer Laststeigerung von 20 % im Schwachlastfall (5 %-Quantil) werden, wie in der Abbildung 5.11 dargestellt, aus den Lastdaten der Regeltransformatoren (110/20 kV) entnommen und wie in Kapitel 4 erläutert, auf die Ortsnetzstationen prozentual verteilt.

Der elektrische Leistungsbedarf bei einer Laststeigerung von 20% der einspeisenden Regeltransformatoren (110/20 kV) der Netzzonen (NORD, OST, ...) werden in der nachfolgenden Tabelle 5.18 aufgelistet.

Tabelle 5.18: 5 %-Quantil der berechneten Leistungen (Schwachlast) der Regeltransformatoren (110/20 kV) bei einer Laststeigerung von 20 % ¹

Netzzone	Sammelschiene	Name	Wirkleistung P	Blindleistung Q
-	-	-	MW	MVAr
NORD	SS A	UM3	6,4	-0,6
NORD	SS B	UM5	8,5	0,3
OST	SS D	UM3	13,3	0,0
SÜDWEST	SS A	UM2	4,3	1,5
SÜD	SS A	UM1	9,6	0,3
SÜD	SS B	UM3	9,4	1,1
WEST	SS A	UM1	7,3	-1,4
WEST	SS D	UM3	10,9	1,1
ZENTRAL	SS A	UM1	4,6	-0,1
ZENTRAL	SS D	UM2	11,6	0,0
GESAMTNETZ	-	-	85,9	2,2

Wie in der Tabelle 5.5 angeführt, zeigt das gesamt betrachtete urbane Mittelspannungsnetz bei Schwachlast (5 %-Quantil) einen Wirkleistungsbedarf von 85,9 MW und einen Blindleistungsbedarf von 2,2 MVAr ¹.

¹ Q > 0: induktiver Blindleistungsverbraucher (VZS)

Q < 0: induktiver Blindleistungserzeuger (kapazitiver Blindleistungsverbraucher) (VZS) [18]

Die folgende Tabelle 5.19 stellt die Betriebsmittelauslastung und Betriebsströme (oberspannungsseitig) der Regeltransformatoren (110/20 kV) bei einer Laststeigerung von 20 % der Netzzonen dar.

Tabelle 5.19: Auslastungen und Betriebsströme der Regeltransformatoren bei einer Laststeigerung von 20 % - Schwachlast (5 %-Quantil)

Netzzone	Bezeichnung	Nennleistung S_N	Auslastung	Betriebsstrom I
-	-	MVA	%	A
NORD	UM3	32	20	34
NORD	UM5	32	26	45
OST	UM3	50	27	70
SÜDWEST	UM2	22	20	24
SÜD	UM1	32	30	51
SÜD	UM3	32	29	49
WEST	UM1	40	18	38
WEST	UM3	32	34	58
ZENTRAL	UM1	32	14	24
ZENTRAL	UM2	32	37	62

Aus der Tabelle 5.19 erkennt man, dass bei Schwachlast (5 %-Quantil) keine Grenzwertverletzung der Betriebsmittelauslastung (60 %) der Regeltransformatoren auftreten. Die höchste Betriebsmittelauslastung weist der Transformator UM2 der Netzzone ZENTRAL mit 37 % bei einer Nennleistung von 32 MVA auf.

In der nachfolgenden Abbildung 5.12 sind Betriebsmittelauslastungen der vorhandenen Leitungen bei einer Laststeigerung von 20 % im Schwachlastfall (5 %-Quantil), bezogen auf deren maximal zulässigen thermischen Dauerstrom I_{th} , als geordnete Dauerlinie dargestellt.

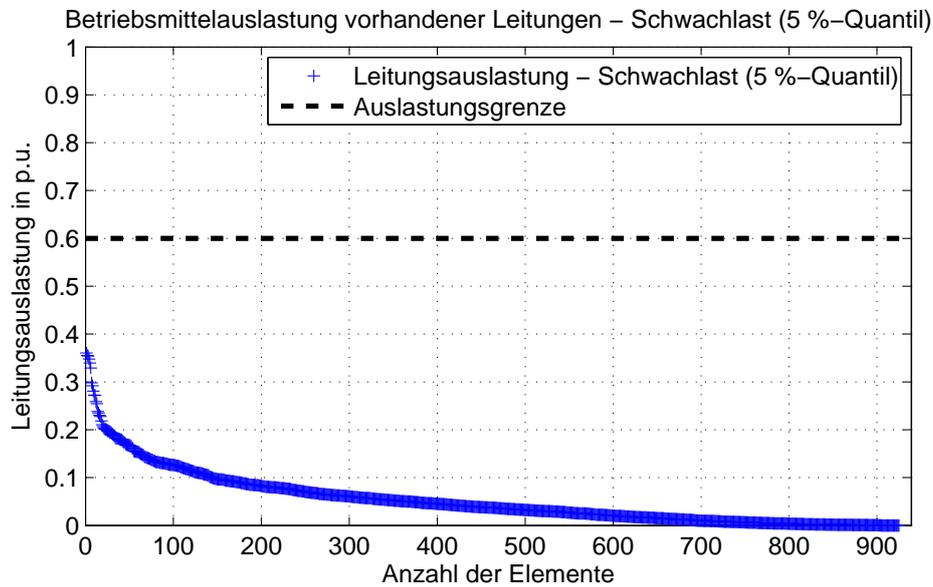


Abbildung 5.12: Betriebsmittelauslastung der Leitungen bezogen auf maximal thermischen Dauerstrom - Schwachlast (5 %-Quantil)

Aus der Abbildung 5.12 ist zu erkennen, dass keine Leitung den Grenzwert von 60 % bezogen auf den maximal zulässigen thermischen Dauerstrom, im Normalbetrieb erlaubten Betriebsmittelauslastung überschreitet.

Eine detailliertere Auflistung von den im urbanen Mittelspannungsnetz vorhandenen relativ hoch ausgelasteten Leitungen bei einer Laststeigerung von 20 % und Schwachlast (5 %-Quantil) sind in der Tabelle 5.20 dargestellt.

Tabelle 5.20: Betriebsmittelauslastungen, Betriebsströme, thermischer Dauerstrom ausgewählter Leitungen im urbanen Mittelspannungsnetz bei einer Laststeigerung von 20 % - Schwachlast (5 %-Quantil)

Netzzuordnung	ID	Auslastung	I	I_{th}
-	-	%	A	A
UW WEST - SSD	1572734	36	132	367
UW WEST - SSD	2646892	36	130	367
UW ZENTRAL - SSD	1262500	35	130	367
UW WEST - SSD	1572546	35	128	367
UW WEST - SSD	1569796	34	125	367
UW WEST - SSD	1569793	33	121	367
UW OST	1253087	30	82	275
UW OST	1253017	29	80	275
UW OST	1239943	28	77	275
UW OST	1238965	27	75	275
UW SÜD - SSA	1126944	27	74	274
UW OST	1118144	26	95	367
UW OST	1118873	25	70	275

Im betrachteten Szenario C (Laststeigerung von 20 %) bei Schwachlast (5 %-Quantil) sind die Betriebsmittelauslastungen der vorhandenen Leitungen kleiner 40 %, und somit im normalen Betriebsbereich.

In der nachfolgenden Abbildung 5.13 sind die Knotenspannungen der Ortsnetzstationen des urbanen Mittelspannungsnetzes bei einer Laststeigerung von 20 % im Schwachlastfall (5 %-Quantil) als geordnete Dauerlinie dargestellt. Zusätzlich zu den Knotenspannungen der Ortsnetzstationen sind in der Abbildung 5.13 der Sollwert des Spannungsreglers lt. Netzbetreiber der Regeltransformatoren (110/20 kV) (grüne Linie), der Mittelwert der Knotenspannungen (rote Linie) sowie das zulässige Spannungsband (schwarze Linien) eingezeichnet.

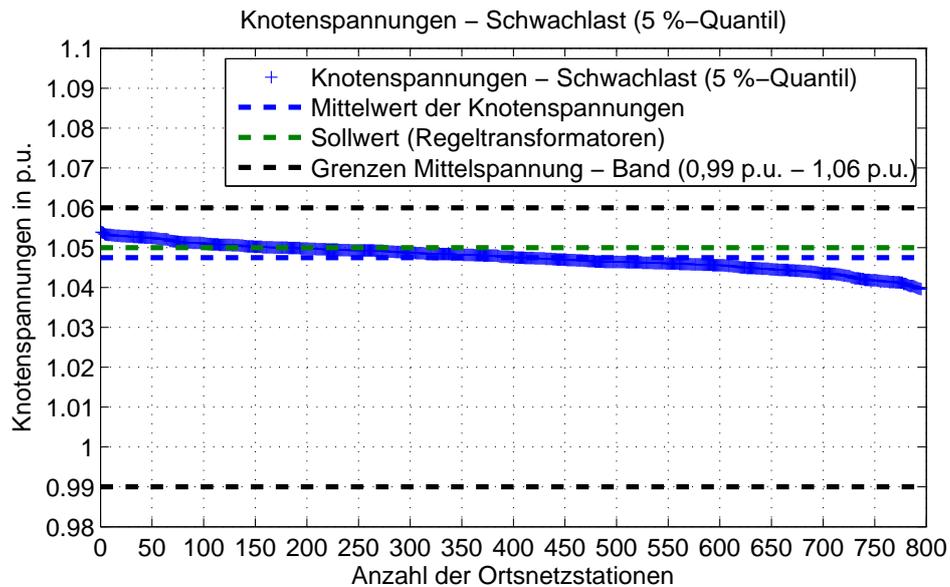


Abbildung 5.13: Knotenspannungen aller Ortsnetzstationen des urbanen Mittelspannungsnetzes bei einer Laststeigerung von 20 % und Schwachlast (5%-Quantil)

In der Abbildung 5.13 ist zu erkennen, dass der Mittelwert der Knotenspannungen bei Schwachlast (5 %-Quantil) um 0,0025 p.u. (0,25 %) vom Sollwert der Regeltransformatoren abweichen. Der Unterschied der maximalen und minimalen vorhandenen Spannungen der Ortsnetzstationen beträgt 0,0142 p.u. (1,42 %). Zusätzlich ist zu erkennen, dass keine Knotenspannung den minimalen Spannungsgrenzwert von 0,99 p.u. verletzt.

5.5 Netzzuverlässigkeitsberechnungen

Das urbane Mittelspannungsnetz wird mittels der Netzberechnungssoftware NEPLAN im Hinblick auf die Netzzuverlässigkeit analysiert. Für die Durchführung einer Zuverlässigkeitsanalyse muss der interne Aufbau (Sammelschiene, Leistungsschalter, Trenner etc.) jedes Umspannwerkes, jeder Ortsnetzstation und jeder Schaltstelle bekannt sein. Für die Zuverlässigkeitsanalyse werden durch NEPLAN folgende unterschiedlichen Fälle von Ausfällen (Einfach- und Mehrfachausfälle) betrachtet.

1. Einfachausfälle:

- Unabhängiger Einfachausfall, kurz/lang:
Bei einem unabhängigen Einfachausfall fällt eine Komponente ohne Zutun bereits hervorgehender Störungen oder Ausfälle anderer Komponenten aus. Unterschieden wird zwischen kurzen (Störungen, Schäden, ...) und langen (Wartungs-, Reparaturarbeiten, ...) Ausfalldauern [16].
- Handabschaltung, unverzüglich:
Um eine Ausdehnung von Störungen sowie Gefahren zu vermeiden, wird bei Eintritt eines Einfachausfalles unverzüglich von Hand abgeschaltet [16].
- Handabschaltung, verzögert:
Bei Eintritt eines Einfachausfalles wird verzögert (beschränkte Zeitspanne) von Hand abgeschaltet, um für eine bestimmte Zeit, die Versorgung von Kunden aufrecht zu erhalten [16].
- Common-Mode-Ausfall:
Ein Common-Mode-Ausfall tritt auf, wenn bei gemeinsamer Ursache mehrere Komponenten ausfallen [16].
- Einpoliger Kurzschluss:
Auftreten eines einpoligen Kurzschlusses in einem kompensierten oder isolierten Netz ohne Versorgungsunterbrechung [16].
- Ungeplantes Schalteröffnen:
Ungewolltes beziehungsweise versehentliches öffnen von Leistungsschaltern oder Trennern [16].

2. Mehrfachausfälle:

Mehrfachausfälle sind Kombinationen bestehend aus Einfachausfällen, wodurch sich bei der Berechnung von Mehrfachausfällen ein sehr hoher Rechenaufwand in der Netzberechnungssoftware NEPLAN ergibt. Im Rahmen dieser Masterarbeit werden aufgrund der erhöhten Rechenzeit bei der durchgeführten Zuverlässigkeitsanalyse die Ergebnisse der Netzzone ZENTRAL betrachtet. Nachfolgend sind die von der Netzberechnungssoftware NEPLAN für die Zuverlässigkeitsberechnung betrachteten Mehrfachausfälle aufgelistet.

- Unabhängige Mehrfachausfälle
- Unabhängiger Einfachausfall + determinierte Abschaltung
- Unabhängiger Einfachausfall + Handabschaltung
- Unabhängiger Einfachausfall + Common-Mode-Ausfall
- Unabhängiger Einfachausfall + einpoliger Erdschluss
- Determinierte Abschaltung + Handabschaltung
- Determinierte Abschaltung + Common-Mode-Ausfall
- Determinierte Abschaltung + einpoliger Erdschluss
- Mehrfach-Handabschaltungen
- Handabschaltung + Common-Mode-Ausfall
- Handabschaltung + einpoliger Erdschluss
- Mehrfach Common-Mode-Ausfälle
- Common-Mode-Ausfall + einpoliger Erdschluss
- Unabhängiger Einfachausfall + Schutzversager
- Unabhängiger Einfachausfall + Schutzüberfunktion

Um in NEPLAN eine Zuverlässigkeitsanalyse durchführen zu können, werden den folgenden Betriebsmitteln des urbanen Mittelspannungsnetzes Zuverlässigkeits-Datentypen hinterlegt:

- Trenner (siehe Tabelle 5.21)
- Leistungsschalter (siehe Anhang)
- Kabel/Freileitung - VPE, Papier/Aldrey (siehe Anhang)
- Sammelschiene (siehe Anhang)

Die nachfolgende Tabelle 5.21 zeigt die für einen Trenner gewählten Zuverlässigkeitskenndaten aus der FNN-Störungsstatistik [16].

Tabelle 5.21: Zuverlässigkeitskenndaten Trenner lt. FNN-Störungsstatistik [16]

	Eintritts- häufigkeit H $1/a$	Bedingte Wahrscheinlichkeit p	Ausfall- dauer T h
Unabhängiger, stoch. Ausfall, kurz	0,00018	-	2,51
Unabhängiger, stoch. Ausfall, lang	0,00004	-	69,17
Determinierte Abschaltung, kurz	0,00005	-	2,70
Wartungsabbruch, kurz	-	-	0
Determinierte Abschaltung, lang	0,00002	-	68,15
Wartungsabbruch, lang	-	-	0
Handabschaltung, verzögert	0,00006	-	4,21
Handabschaltung, unverzüglich	0,00001	-	2,20
Erdschluss (isol./komp. Netze)	0,00001	0	9,93
Versehentliches/spontanes Öffnen	0,00057	-	-
Schutzversager	-	0,00150	-
Schutzüberfunktion	-	0,00198	-

Der unabhängige stochastische Ausfall beschreibt das Auftreten eines Fehlers während des ungestörten Betriebes eines Betriebsmittels, wobei zwischen kurzer (Störungen, Schäden, ...) und langer (Wartungs-, Reparaturarbeiten, ...) Ausfalldauer unterschieden wird [11].

5.5.1 Berechnung der IEEE Zuverlässigkeitskennzahlen

Es werden die von IEEE definierten Zuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI, CAIDI, SAIFI, ...) des städtischen Mittelspannungsnetzes mittels den, aus der Netzberechnungssoftware NEPLAN ermittelten Simulationsergebnissen analysiert, wobei die folgenden relevanten Zuverlässigkeitskenngrößen in NEPLAN berechnet werden.

- Q_i ... Nichtverfügbarkeit je Ortsnetzstation in min/a
- H_i ... Unterbrechungshäufigkeit in 1/a
- T_i ... mittlere Ausfalldauer je Ortsnetzstation in min

Die von IEEE definierten Zuverlässigkeitskennzahlen des urbanen Mittelspannungsnetzes errechnen sich aus den Ergebnissen der Zuverlässigkeitsanalyse der NEPLAN folgendermaßen:

System Average Interruption Duration Index - SAIDI

Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) indiziert die mittlere Unterbrechungsdauer beziehungsweise Nichtverfügbarkeit eines Kunden und wird in min/a oder h/a angegeben [13], [20].

$$SAIDI = \frac{\sum Q_i \cdot K_i}{N_T} \quad (5.1)$$

Q_i	Nichtverfügbarkeit in min/a
K_i	Kundenanzahl je Ortsnetzstation
N_T	Gesamte Kundenanzahl je Netzzone

System Average Interruption Frequency Index - SAIFI

Der System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) gibt die Unterbrechungshäufigkeit eines Kunden an [13], [20].

$$SAIFI = \frac{N_i}{N_T} \quad (5.2)$$

N_i	Produkt aus der Unterbrechungshäufigkeit H und Kundenanzahl je Ortsnetzstation
N_T	Gesamte Kundenanzahl je Netzzone

Customer Average Interruption Duration Index - CAIDI

Der Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI) bildet den Quotienten aus SAIDI und SAIFI und gibt die mittlerer Dauer einer Versorgungsunterbrechung eines Kunden an. CAIDI wird wie in Formel 5.3 dargestellt berechnet und in min/a beziehungsweise h/a angegeben [13], [20].

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (5.3)$$

Average System Interruption Frequency Index - ASIFI

Der Average System Interruption Frequency Index (ASIFI) gibt die leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit eines Kunden an [12]. Dieser Index wird meist in Gebieten verwendet, bei denen eine geringe Anzahl an Kunden eine große Lastkonzentrationen aufweisen wie z.B. in einem Industriegebiet. Bei einer homogenen Lastverteilung ist ASIFI gleichzustellen mit ASIDI [13], [20].

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (5.4)$$

L_i Produkt aus der Unterbrechungshäufigkeit H und der installierten Leistung je Ortsnetzstation
 L_T Gesamte installierte Leistung je Netzzone

Average System Interruption Duration Index - ASIDI

Der Average System Interruption Duration Index (ASIDI) indiziert die mittlere leistungsbezogene Unterbrechungsdauer beziehungsweise leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit eines Kunden und wird min/a oder h/a angegeben [13], [20].

$$ASIDI = \frac{\sum Q_i \cdot S_i}{L_T} \quad (5.5)$$

Q_i Nichtverfügbarkeit in min/a
 S_i Installierte Leistung je Ortsnetzstation
 L_T Gesamte installierte Leistung je Netzzone

5.5.2 Netzzuverlässigkeitskennzahlen des urbanen Mittelspannungsnetzes

Es wird eine Zuverlässigkeitsanalyse des urbanen Mittelspannungsnetzes mittels der Netzberechnungssoftware NEPLAN für das Mittelspannungsnetz im IST-Zustand aus Szenario A und dem durch Netzumschaltungen veränderten Mittelspannungsnetz bei Anbindung eines zukünftigen Stadtteils aus Szenario B untersucht.

5.5.2.1 Zuverlässigkeitsanalyse - IST-Zustand des urbanen Mittelspannungsnetzes (Szenario A)

Die nachfolgende Tabelle 5.22 gibt die berechneten Zuverlässigkeitskennzahlen des urbanen Mittelspannungsnetzes im IST-Zustand je Netzzone an. Es werden bei dieser Betrachtung nur Einfachausfälle miteinbezogen.

Tabelle 5.22: Zuverlässigkeitskennzahlen des urbanen Mittelspannungsnetzes im IST-Zustand (Einfachausfälle)

Netzzuordnung	SAIDI min/a	SAIFI -	CAIDI min/a	ASIFI -	ASIDI min/a
UW ZENTRAL - SSA	4,67	0,056	83	0,056	4,65
UW ZENTRAL - SSD	4,60	0,078	59	0,076	4,66
UW NORD - SSA	6,18	0,090	68	0,091	6,22
UW NORD - SSB	6,73	0,121	55	0,121	6,92
UW OST	6,58	0,137	48	0,131	6,53
UW SÜD - SSA	8,99	0,102	89	0,095	8,66
UW SÜD - SSB	7,60	0,056	136	0,057	7,68
UW SÜDOST	3,22	0,048	67	0,044	3,18
UW WEST - SSA	11,86	0,113	105	0,111	11,46
UW WEST - SSD	10,29	0,119	87	0,124	10,34

Die Tabelle 5.22 gibt die Untersuchungsergebnisse unter Berücksichtigung von Einfachausfällen an. Es ist ersichtlich, dass die Ausfallzeiten aller Netzzonen unter dem österreichischen Durchschnittswert von 50 min/a für Mittelspannungsnetze liegen [12]. Ein Grund dafür ist, dass eine gut verschmachte Struktur des urbanen Mittelspannungsnetzes vorhanden ist. Durch die sehr geringe Differenz zwischen SAIDI und ASIDI kann auf eine homogene Lastverteilung im Mittelspannungsnetz geschlossen werden.

In der nachfolgenden Tabelle 5.23 sind die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse bei Mehrfachausfällen der Netzzone ZENTRAL angeführt.

Tabelle 5.23: Zuverlässigkeitskennzahlen des urbanen Mittelspannungsnetzes im IST-Zustand

Netzzuordnung	SAIDI min/a	SAIFI -	CAIDI min/a	ASIFI -	ASIDI min/a
UW ZENTRAL - SSA	4,72	0,056	84	0,056	4,70
UW ZENTRAL - SSD	4,64	0,078	59	0,076	4,70

Vergleicht man die Zuverlässigkeitskennzahlen bei Betrachtung von Mehrfachausfällen, ersichtlich in Tabelle 5.23, mit denen der Einfachausfälle aus der Tabelle 5.22 so erkennt man, dass die Einfachausfälle keinen wesentlichen Unterschied aufweisen. Die Mehrfachausfälle werden aufgrund des hohen Rechenaufwandes und wegen der Erkenntnis einer geringen Auswirkung auf die Zuverlässigkeitskennzahlen nicht weiter berücksichtigt.

Die nachfolgende Tabelle 5.24 führt den Durchschnittswert der Zuverlässigkeitskennzahlen des Gesamtnetzes basierend auf der Störungsstatistik des Netzbetreibers für die Jahre 2012 bis 2014 an.

Tabelle 5.24: Durchschnittswert der Zuverlässigkeitskennzahlen des urbanen Mittelspannungsnetzes lt. Netzbetreiber für die Jahre 2012 bis 2014 (ungeplante Ausfälle)

SAIDI min/a	SAIFI -	CAIDI min/a	ASIFI -	ASIDI min/a
6,14	-	46	0,127	5,87

Da die Zuverlässigkeitskennzahlen des Netzbetreibers aus der Tabelle 5.24 sich auf das gesamte urbane Mittelspannungsnetz beziehen, sind diese nicht direkt mit den Ergebnissen der Zuverlässigkeitsanalyse der einzelnen Netzzonen (NORD, WEST, ...) aus der Tabelle 5.22 vergleichbar.

5.5.2.2 Zuverlässigkeitsanalyse - Netzumschaltungen durch Anbindung eines zukünftigen Stadtteils an das urbane Mittelspannungsnetzes (Szenario B)

Durch die Anbindung eines zukünftigen Stadtteils an das Umspannwerk WEST und die damit verbundenen Netzumschaltungen im urbanen Mittelspannungsnetz verändern sich die Netzzuverlässigkeitskennzahlen je Netzzone. Es werden wie in Kapitel 5.3 folgende Versorgungsszenarien auf Netzzuverlässigkeit untersucht.

- Versorgungsszenario I:
Der Regeltransformator UM1 (UW WEST) speist den Stadtteil 1 und der Regeltransformator UM3 (UW WEST) speist das Stadtteil 2.
- Versorgungsszenario II:
Der Regeltransformator UM1 (UW WEST) speist den Stadtteil 2 und der Regeltransformator UM3 (UW WEST) speist das Stadtteil 1.

Tabelle 5.25: Versorgungsszenarien zur Anbindung des zukünftigen Stadtteils an das Umspannwerk WEST [19]

Versorgungsszenario	Regeltransformator UM1 (UW WEST)		Regeltransformator UM3 (UW WEST)	
	Teilnetz 1	Teilnetz 2	Teilnetz 1	Teilnetz 2
I	x	-	-	x
II	-	x	x	-

Die nachfolgende Tabelle 5.26 gibt die berechneten von IEEE definierten Zuverlässigkeitskennzahlen des urbanen Mittelspannungsnetzes nach durchgeführten Netzumschaltungen aufgrund der Anbindung eines zukünftigen Stadtteils für das Versorgungsszenario I an.

Tabelle 5.26: Zuverlässigkeitskennzahlen des urbanen Mittelspannungsnetzes bei Anbindung eines zukünftigen Stadtteils - Versorgungsszenario I

Zuordnung	SAIDI min/a	SAIFI -	CAIDI min/a	ASIFI -	ASIDI min/a
UW ZENTRAL - SSA	4,68	0,073	64	0,069	4,67
UW ZENTRAL - SSD	4,68	0,080	58	0,078	4,74
UW NORD - SSA	6,84	0,134	51	0,133	6,94
UW NORD - SSB	6,97	0,126	55	0,126	7,11
UW OST	4,88	0,142	34	0,136	4,83
UW SÜD - SSA	9,02	0,102	89	0,096	8,69
UW SÜD - SSB	7,63	0,056	136	0,057	7,71
UW SÜDWEST	4,84	0,076	64	0,068	4,27
UW WEST - SSA	6,82	0,089	77	0,083	6,67
UW WEST - SSD	6,71	0,096	70	0,098	6,73

In der Tabelle 5.26 erkennt man, dass sich die Zuverlässigkeitskennzahlen durch die Netzumschaltungen wie erwartet verändert haben. Die mittlere Unterbrechungshäufigkeit je Netzkunde konnte in der Netzzone WEST deutlich gesenkt werden. Dies hat den Grund, dass durch die Anbindung des zukünftigen Stadtteils große Netzteile auf andere Umspannwerke geschaltet werden und der geplante Netzaufbau noch nicht im Detail bekannt und in NEPLAN nicht nachgebildet ist. In den durch die Netzumschaltungen betroffenen Netzzonen kann man eine Verschlechterung der mittleren Unterbrechungshäufigkeit je Kunde erkennen. Eine Ausnahme bildet hierbei die Netzzone OST, wo eine Verbesserung durch die Umschaltmaßnahme erzielt wird.

Die Tabelle 5.27 führt die berechneten Zuverlässigkeitskennzahlen des Versorgungsszenarios II an.

Tabelle 5.27: Zuverlässigkeitskennzahlen des urbanen Mittelspannungsnetzes bei Anbindung eines zukünftigen Stadtteils - Versorgungsszenario II

Zuordnung	SAIDI	SAIFI	CAIDI	ASIFI	ASIDI
-	min/a	-	min/a	-	min/a
UW ZENTRAL - SSA	4,68	0,073	64	0,069	4,67
UW ZENTRAL - SSD	4,68	0,080	58	0,078	4,74
UW NORD - SSA	6,84	0,134	51	0,133	6,94
UW NORD - SSB	6,97	0,126	55	0,126	7,11
UW OST	4,88	0,142	34	0,136	4,83
UW SÜD - SSA	9,02	0,102	89	0,096	8,69
UW SÜD - SSB	7,63	0,056	136	0,057	7,71
UW SÜDWEST	4,84	0,076	64	0,068	4,27
UW WEST - SSA	6,89	0,102	68	0,095	6,77
UW WEST - SSD	6,18	0,046	134	0,038	6,10

Da die notwendigen Umschaltmaßnahmen bei Versorgungsszenario I und II nahezu gleiche Ergebnisse aufweisen, ergeben sich beim Szenario II nur geringe Unterschiede hinsichtlich der Zuverlässigkeitsanalyse des Versorgungsszenarios I (siehe Tabelle 5.27). Durch eine zusätzliche interne Lastumschaltung im Szenario II in der Netzzone WEST verschlechtert sich die mittlere Unterbrechungsdauer der Netzzone WEST (SS A) minimal. Jedoch kann man erkennen, dass sich die Wiederversorgungszeit CAIDI bei der Netzzone WEST (SS B) deutlich erhöht.

6 Fazit

Das urbane Mittelspannungsnetz wurde in der Netzberechnungssoftware NEPLAN nachgebildet und im 1.Schritt wurden Lastfluss- und Zuverlässigkeitsanalysen im bestehenden Mittelspannungsnetz durchgeführt. Das Aufbereiten und Kontrollieren der Netzkenndaten sowie die anschließende Nachbildung des urbanen Mittelspannungsnetzes in NEPLAN und die notwendige Verifikation des Netzmodells zeigte sich als ein sehr arbeitsintensiver Teil dieser Masterarbeit.

Szenario A: IST-Zustand des urbanen Mittelspannungsnetzes (Ausgangszustand)

Die Untersuchung des urbanen Mittelspannungsnetzes im IST-Zustand (Szenario A) zeigt, dass bei Starklast bis auf eine Ausnahme keine Überlastungen der Betriebsmittel beziehungsweise Spannungsprobleme an den Ortsnetzstationen zu erkennen sind. Diese Ausnahme bildet der Regeltransformator UM2 der Netzzone ZENTRAL. Mittels einer internen Lastumschaltung im Umspannwerk ZENTRAL ist eine gleichmäßige Lastverteilung erreichbar. Die Knotenspannungen der Ortsnetzstationen befinden sich im erlaubten Toleranzbereich. Dieses Ergebnis ergibt sich auch aus Erfahrungswerten, da urbane Gebiete aufgrund des eng vermaschten Netzaufbaus selten Spannungsprobleme aufweisen [9].

Szenario B: Anbindung eines zukünftigen Stadtteils an das UW WEST

Durch die Anbindung eines zukünftigen Stadtteils an das Umspannwerk WEST sind die vorhandenen Regeltransformatoren in diesem UW durch diese Last überlastet. Durch Netzumschaltungen ist es möglich, die Transformatoren des Umspannwerkes WEST zu entlasten. Dies führt jedoch zu einer erhöhten Auslastung der Regeltransformatoren und Leitungen anderer Umspannwerke des urbanen Mittelspannungsnetzes. Des Weiteren werden aufgrund durchgeführter Umschaltmaßnahmen keine Betriebsmittel der anderen Umspannwerke überlastet. Die Anbindung des betrachteten zukünftigen Stadtteils an das Umspannwerk WEST, ist mit den gewählten Umschaltmaßnahmen theoretisch möglich. Jedoch stehen nur noch geringe Reserven für etwaige Lastumschaltungen zur Verfügung.

Szenario C: 20 % Laststeigerung im urbanen Mittelspannungsnetz (Zukunftsszenario)

Die Analyse bei einer Laststeigerung von 20 % bezogen auf den IST-Zustand (Szenario A) im urbanen Mittelspannungsnetzes zeigt eine Überschreitung des Grenzwerts (60 %) der Betriebsmittelauslastung einiger Regeltransformatoren und Leitungen. Diese Überlastungen können ebenfalls durch Umschaltmaßnahmen im urbanen Mittelspannungsnetz gelöst werden. Da die Auslastungen der betroffenen Regeltransformatoren den Grenzwert von 60 % bezogen auf die Nennleistungen nur geringfügig überschreiten, ist es möglich, Netzumschaltungen zur Entlastung wie in Szenario B durchzuführen. Die Knotenspannungen der Ortsnetzstationen befinden sich, wie im Szenario A, im erlaubten Toleranzbereich. Dieses Ergebnis ergibt sich auch aus Erfahrungswerten, da urbane Gebiete aufgrund des eng vermaschten Netzaufbaus selten Spannungsprobleme aufweisen [9].

Zuverlässigkeitsberechnungen

Die Zuverlässigkeitsanalyse unter der Verwendung der FNN-Störstatistik und der Netzberechnungssoftware NEPLAN zeigt, im Vergleich mit einem ähnlich untersuchten urbanen Mittelspannungsnetzen, eine gute Übereinstimmung der Ergebnisse [20]. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Netzzuverlässigkeitskennzahlen des betrachteten urbanen Mittelspannungsnetz unter dem österreichischen Schnitt für Mittelspannungsnetze mit einer mittleren Unterbrechungshäufigkeit (SAIDI) von 50 min/a liegen. Wie im Kapitel 5.5 gezeigt, kann man durch Umschaltmaßnahmen die Netzzuverlässigkeitskennzahlen der Netzzonen beeinflussen. Die Mehrfachausfälle werden aufgrund des hohen Rechenaufwandes und aufgrund der geringen Mehrkenntnis nicht weiter verfolgt.

Literaturverzeichnis

- [1] L. Fickert, *Grundlagen der elektrischen Energiesysteme*, Skriptum zur Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, Graz, Österreich, 2010.
- [2] APG - Austrian Power Grid, <https://www.apg.at/de/markt/strommarkt/tarife>, zuletzt besucht am: 11.05.2015.
- [3] H. Nagel, *Systematische Netzplanung*, VDE Verlag, Berlin, Deutschland, 2008.
- [4] L. Fickert, *Planung und Betrieb von Energiesystemen*, Skriptum zur Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, Graz, Österreich, 2007.
- [5] D. Oeding, B. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, Springer, Darmstadt und Hannover, Deutschland, 2011.
- [6] L. Fickert, H. Renner, *Elektrische Energiesysteme 1*, Skriptum zur Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, Graz, Österreich, 2008.
- [7] G. Taljan, M. Krasnitzer, F. Stempel, A. Jarz, *Spannungsniveau im 30-kV Netz UW Judenburg/West - Lösungsansätze mit Smart Grids*, Stromnetz Steiermark GmbH, Graz, Österreich, 2012.
- [8] G. Theil, *Versorgungszuverlässigkeit von Mittelspannungsnetzen bei dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen*, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien, Wien, Österreich, 2012.
- [9] T. Wieland, F. Otto, L. Fickert, T. Schuster, *Analyse, Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene*, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, Graz, Österreich, 2013.
- [10] V. Crastan, *"Elektrische Energieversorgung 1"*, Springer, Evillard, Schweiz, 2011.
- [11] Busarello + Cott + Partner Inc., *NEPLAN User's Guide V5*, Erlenbach, Schweiz, 2013.
- [12] E-CONTROL, *Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich*, Wien, 2014.
- [13] *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE Std 1366TM-2012)*, Transmission and Distribution Committee, New York, USA, 2012.
- [14] F. Wirtz, *Zuverlässigkeit in der Stromversorgung*, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, Aachen, Deutschland, 2007.

- [15] CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, *Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung*, Aachen, Deutschland, 2013.
- [16] H. Vennegeerts, C. Schröders, M. Holthausen, D. Quadflieg, A. Moser, *Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik*, FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Aachen und Berlin, Deutschland, 2013.
- [17] O. Feix, R. Obermann, M. Strecker, A. Brötel, *Netzentwicklungsplan Strom 2012*, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, Berlin, Dortmund, Bayreuth und Stuttgart, Deutschland, 2012.
- [18] H. Renner, *Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme*, Skriptum zur Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, Graz, Österreich, 2013.
- [19] P. Neundlinger, *Begleitende Lastflussberechnung zur Integration eines zukünftigen Stadtteils in eine bestehende elektrische Versorgungsstruktur*, Bachelorarbeit, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, Graz, Österreich, 2015.
- [20] E. Hufnagl, M. Aigner, E. Schmautzer, *Evaluation of an urban Medium Voltage Network using Reliability Indices*, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, Graz, Österreich, 2015.
- [21] D. Buchauer, *Analyse eines städtischen Mittelspannungsnetzes*, Masterarbeit, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, Graz, Österreich, 2013.
- [22] H. Renner, *Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit*, Skriptum zur Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, Graz, Österreich, 2008.

Anhang

Der Anhang enthält die gewählten Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel des urbanen Mittelspannungsnetzes.

Tabelle 6.1: Zuverlässigkeitskenndaten Sammelschiene lt. FNN-Störungsstatistik [16]

	Eintritts- häufigkeit H 1/a	Bedingte Wahrscheinlichkeit p -	Ausfall- dauer T h
Unabhängiger, stoch. Ausfall, kurz	0,00006	-	1,94
Unabhängiger, stoch. Ausfall, lang	0,00004	-	34,60
Determinierte Abschaltung, kurz	0,00006	-	1,95
Wartungsabbruch, kurz	-	-	0
Determinierte Abschaltung, lang	0,00003	-	34,39
Wartungsabbruch, lang	-	-	0
Handabschaltung, verzögert	0,00002	-	2,81
Handabschaltung, unverzüglich	0,00001	-	4,70
Erdschluss (isol./komp. Netze)	0,00001	0	8,54

Tabelle 6.2: Zuverlässigkeitskenndaten Kabel (VPE) lt. FNN-Störungsstatistik [16]

	Eintritts- häufigkeit H 1/a	Bedingte Wahrscheinlichkeit p -	Ausfall- dauer T h
Unabhängiger, stoch. Ausfall, kurz	0,001400	-	3,72
Unabhängiger, stoch. Ausfall, lang	0,000154	-	42,91
Determinierte Abschaltung, kurz	0,001260	-	3,79
Wartungsabbruch, kurz	-	-	0
Determinierte Abschaltung, lang	0,001440	-	41,81
Wartungsabbruch, lang	-	-	0
Handabschaltung, verzögert	0,000600	-	8,57
Handabschaltung, unverzüglich	0,000230	-	7,98
Erdschluss (isol./komp. Netze)	0,002660	0,0009	28,55

Tabelle 6.3: Zuverlässigkeitskenndaten Kabel (Papier) lt. FNN-Störungsstatistik [16]

	Eintritts- häufigkeit H 1/a	Bedingte Wahrscheinlichkeit p	Ausfall- dauer T h
Unabhängiger, stoch. Ausfall, kurz	0,00390	-	6,26
Unabhängiger, stoch. Ausfall, lang	0,00683	-	68,62
Determinierte Abschaltung, kurz	0,00267	-	2,80
Wartungsabbruch, kurz	-	-	0
Determinierte Abschaltung, lang	0,00745	-	53,61
Wartungsabbruch, lang	-	-	0
Handabschaltung, verzögert	0,00071	-	27,82
Handabschaltung, unverzüglich	0,00061	-	62,44
Erdschluss (isol./komp. Netze)	0,01090	0,0043	55,34

Tabelle 6.4: Zuverlässigkeitskenndaten Freileitung lt. FNN-Störungsstatistik [16]

	Eintritts- häufigkeit H 1/a	Bedingte Wahrscheinlichkeit p	Ausfall- dauer T h
Unabhängiger, stoch. Ausfall, kurz	0,02139	-	2,33
Unabhängiger, stoch. Ausfall, lang	0,00639	-	38,83
Determinierte Abschaltung, kurz	0,01965	-	2,36
Wartungsabbruch, kurz	-	-	0
Determinierte Abschaltung, lang	0,00598	-	36,31
Wartungsabbruch, lang	-	-	0
Handabschaltung, verzögert	0,00462	-	2,54
Handabschaltung, unverzüglich	0,00214	-	2,70
Erdschluss (isol./komp. Netze)	0,00386	0,0007	6,50

Tabelle 6.5: Zuverlässigkeitskenndaten Leistungsschalter lt. FNN-Störungsstatistik [16]

	Eintritts- häufigkeit H 1/a	Bedingte Wahrscheinlichkeit p	Ausfall- dauer T h
Unabhängiger, stoch. Ausfall, kurz	0,00018	-	2,51
Unabhängiger, stoch. Ausfall, lang	0,00004	-	69,17
Determinierte Abschaltung, kurz	0,00036	-	1,08
Wartungsabbruch, kurz	-	-	0
Determinierte Abschaltung, lang	0,00018	-	39,70
Wartungsabbruch, lang	-	-	0
Handabschaltung, verzögert	0,00014	-	2,83
Handabschaltung, unverzüglich	0,00017	-	2,10
Erdschluss (isol./komp. Netze)	0,00006	0	23,59
Versehentliches/spontanes Öffnen	0,00057	-	-
Schutzversager	-	0,00088	-
Schutzüberfunktion	-	0,00198	-