

Masterarbeit

# Einfluss der Integration von verteilten PV-Anlagen auf die Alterung von Verteiltransformatoren

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines  
Diplom Ingenieurs (Dipl.-Ing.)  
unter der Leitung von

Associate Prof. Dipl.-Ing. Dr.in techn. Albana Ilo

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der

Technischen Universität Wien

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Christoph Blöschl, BSc



Wien, im April 2024

---



# Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 10. April 2024

---



# Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all jenen bedanken, die mich bei der Ausarbeitung dieser Diplomarbeit unterstützt haben, aber auch bei all jenen, die mich in der gesamten Zeit an der TU Wien begleitet haben.

An erster Stelle möchte ich natürlich meiner Hauptbetreuerin Associate Prof. Dipl.-Ing. Dr.in techn. Albana Ilo danken, die meine Arbeit mit ihrer fachlichen Kompetenz begleitet hat. Erst durch ihr stetiges und konstruktives Feedback war es mir möglich, die Arbeit in der jetzigen Form abzuschließen.

Weiters möchte ich meinen Dank auch meinen Eltern, meinem Bruder und meinen Freunden aussprechen, die mich während meines Studiums stets unterstützt und ermutigt haben.



# Kurzfassung

Durch die beschlossenen Klimaziele, besonders die Klimaneutralität in der Stromversorgung bis 2030, kommen große Herausforderungen auf die elektrische Infrastruktur zu. Jedoch sind es nicht nur die zukünftigen Herausforderungen, die die Netzbetreiber beschäftigen, sondern auch der Erhalt der elektrischen Infrastruktur und die Sicherung der zuverlässigen Energieversorgung. Ein Großteil der heutigen elektrischen Infrastruktur wurde in der Nachkriegszeit und den darauffolgenden Jahrzehnten errichtet und ist damit oft kurz vor dem Ende der erwarteten Lebensdauer. Gealterte elektrische Betriebsmittel, wie Ortsnetz- und Leistungstransformatoren, erhöhen nicht nur das Risiko von Störungen sondern machen auch eine Verkürzung des Wartungsintervall notwendig. Somit steigen die laufenden Kosten des Netzbetreibers mit steigendem Alter seiner elektrischen Infrastruktur.

Eine Folge der Abkehr von kalorischen Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, ist der Ausbau von verteilten Photovoltaikanlagen, die oft im Niederspannungsnetz integriert werden. Dadurch kommt es zu einer Veränderung des Lastflusses im Netz und somit auch zu einer Änderung der Auslastung von Ortsnetz- und Leistungstransformatoren.

In dieser Arbeit wurde untersucht inwieweit sich die Durchdringung von verteilter Photovoltaik im Niederspannungsnetz auf die Alterung der Ortsnetztransformatoren auswirkt. Die Alterung wurde in vier verschiedenen Szenarien, keine installierte Photovoltaik, 3 kWp Photovoltaik pro Haushalt mit reinem Eigenverbrauch, 3 kWp Photovoltaik pro Haushalt mit Einspeisung in das Netz und größtmöglicher Photovoltaik pro Haushalt mit Einspeisung in das Netz, ermittelt. Mit Hilfe von PSS Sincal wurden für die verschiedenen Szenarien eine Lastprofilsimulation durchgeführt. Mit dem daraus gewonnen Lastfaktor des Ortsnetztransformators wurde mit dem Heißpunktmodell nach DIN 60076-7 der Lebensdauerverbrauch berechnet und damit die verschiedenen Szenarien bewertet und anschließend in Matlab direkt oder in MS Excel die Ergebnisse dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass es durch einen moderaten Ausbau von Photovoltaik im Niederspannungsnetz zu einer erhöhten Lebensdauer von Ortsnetztransformatoren kommt. Bei starkem Ausbau von Photovoltaik und daraus folgender erhöhter Einspeisung an überschüssiger PV-Leistung in das Netz, kommt es zu einer Verkürzung der Lebensdauer des Ortsnetztransformators.



# Abstract

The climate goals that have been decided, particularly climate neutrality in the electricity supply by 2030, pose major challenges for the electrical infrastructure. However, it is not only the future challenges that concern system operators, but also the maintenance of the electrical infrastructure and securing a reliable energy supply. Much of today's electrical infrastructure was built in the post-war period and the decades that followed and is therefore already close to the end of the expected life time. Aged electrical equipment, such as power and distribution transformers, not only increases the risk of malfunctions but also makes it necessary to shorten the maintenance interval. This means that the system operator's running costs increase as its electrical infrastructure ages.

One consequence of the move away from caloric power plants that run on fossil fuels is the expansion of distributed photovoltaic systems, which are often integrated into the low-voltage network. This leads to a change in the load flow in the network and thus also to a change in the utilization of distribution and power transformers.

The extent to which the penetration of distributed photovoltaics in the low-voltage network affects the aging of distribution transformers was examined in this work. The aging of the distribution transformer was determined in four different scenarios, no installed photovoltaics, 3 kWp photovoltaics per household with pure self-consumption, 3 kWp photovoltaics per household with feed into the grid and the largest possible photovoltaics per household with feed into the grid. With the help of PSS Sincal, a load profile simulation was carried out for the various scenarios. With the resulting load factor of the distribution transformer, the service life consumption was calculated, using the hot spot model according to DIN 60076-7. The various scenarios were evaluated and the results were then illustrated in Matlab directly or in MS Excel.

The results show that a moderate integration of photovoltaics in the low-voltage network leads to an increased service life of distribution transformers. When too much excess PV power is fed into the grid, the service life of the distribution transformer is shortened.



# Abkürzungen

AM	Air Mass
HS	Hochspannung
DIN	Deutsche Institut für Normung
DP	Polymerisationsgrad
IEC	International Electrotechnical Commission
KA	Kundenanlage
LF	Lastfaktor
LV	Lebensdauerverbrauch
MPP	Maximum Power Point
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PE	Polyethylen
PV	Photovoltaik
STC	Standard Test Condition
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft

# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung</b>	<b>v</b>
<b>Abstract</b>	<b>vii</b>
<b>Abkürzungen</b>	<b>ix</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Hintergrund . . . . .	1
1.2 Motivation . . . . .	1
1.3 Umfang und Ziele . . . . .	2
1.4 Thesis Struktur . . . . .	2
<b>2 Alternde Stromversorgungsinfrastruktur</b>	<b>3</b>
2.1 Kurze geschichtliche Übersicht . . . . .	3
2.2 Alterung der Betriebsmittel . . . . .	3
2.3 Alterungseffekte im Betrieb . . . . .	5
<b>3 Methodik</b>	<b>7</b>
<b>4 Theoretische Grundlagen</b>	<b>9</b>
4.1 Aufbau des Stromversorgungsnetzes . . . . .	9
4.1.1 Spannungsebenen . . . . .	9
4.1.2 Netztopologien . . . . .	9
4.2 Transformatoren . . . . .	11
4.2.1 Aufbau von Transformatoren . . . . .	11
4.2.2 Verluste und Wirkungsgrad . . . . .	13
4.2.3 Alterungsmechanismen . . . . .	17
4.2.4 Temperaturberechnung . . . . .	20
4.2.5 Lebensdauerverbrauch . . . . .	21
4.2.6 Berechnungsbeispiel . . . . .	22
4.3 Photovoltaikanlagen . . . . .	26
4.3.1 Funktionsweise einer Solarzelle . . . . .	26
4.3.2 Aufbau einer Photovoltaikanlage . . . . .	27
4.3.3 Einflüsse auf die Energiegewinnung . . . . .	28
4.4 Leitungen . . . . .	31
4.4.1 Beschreibung einer homogenen Leitung . . . . .	31
4.4.2 Freileitungen . . . . .	32
4.4.3 Kabel . . . . .	33

<b>5</b>	<b>Testnetze, Modellierung und Berechnungsverfahren</b>	<b>35</b>
5.1	Testnetze . . . . .	35
5.1.1	Transformatormodellierung . . . . .	36
5.1.2	Leitungsmodellierung . . . . .	37
5.2	Haushaltsmodellierung . . . . .	38
5.2.1	Lastmodellierung . . . . .	38
5.3	Erzeugungsmodellierung . . . . .	41
5.4	Behandlung von Spannungsgrenzwertverletzungen . . . . .	43
5.5	Berechnungsalgorithmus . . . . .	43
<b>6</b>	<b>Szenarien</b>	<b>45</b>
6.1	Szenario 1: Keine Photovoltaikintegration . . . . .	46
6.1.1	Ländliches Niederspannungsnetz . . . . .	46
6.1.2	Städtisches Niederspannungsnetz . . . . .	47
6.2	Szenario 2: Photovoltaikintegration mit reinem Eigenverbrauch . . . . .	49
6.2.1	Ländliches Niederspannungsnetz . . . . .	49
6.2.2	Städtisches Niederspannungsnetz . . . . .	50
6.3	Szenario 3: Moderate Photovoltaikintegration . . . . .	52
6.3.1	Ländliches Niederspannungsnetz . . . . .	52
6.3.2	Städtisches Niederspannungsnetz . . . . .	53
6.4	Szenario 4: Hohe Photovoltaikintegration . . . . .	55
6.4.1	Ländliches Niederspannungsnetz . . . . .	55
6.4.2	Städtisches Niederspannungsnetz . . . . .	56
6.5	Jahresvergleich . . . . .	58
6.5.1	Ländliches Niederspannungsnetz . . . . .	58
6.5.2	Städtisches Niederspannungsnetz . . . . .	60
6.5.3	Vergleich . . . . .	62
<b>7</b>	<b>Schlussfolgerung</b>	<b>65</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>69</b>
<b>A</b>	<b>Netzdaten</b>	<b>73</b>
A.1	Ländliches Niederspannungsnetz . . . . .	73
A.2	Städtisches Niederspannungsnetz . . . . .	77
<b>B</b>	<b>Transformatorauslastung</b>	<b>87</b>



# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund

Im alltäglichen Leben ist Elektrizität allgegenwärtig. Gerade für die Wirtschaft in Österreich, die die Wertschöpfung vor allem durch Dienstleistungen und Produktion erzielt, ist die hohe Verfügbarkeit elektrischer Energie grundlegend. Durch das stetigen Wirtschaftswachstum wird der Bedarf an elektrischer Energie weiter ansteigen, wenn auch nicht so stark wie in der Vergangenheit, da energieintensive Prozesse optimiert werden und immer mehr Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz ergriffen werden. Somit ist die Qualität der elektrischen Infrastruktur und die Verfügbarkeit an elektrischer Energie direkt mit dem Wohlstand einer Gesellschaft verbunden. Der Erhalt der elektrischen Infrastruktur ist damit unerlässlich. Ein Großteil der Energieinfrastruktur in Europa und auch in Österreich wurde in den 1960er Jahren und den darauffolgenden Jahrzehnten erbaut. Die typische Lebenszeit eines Leistungstransformator beträgt zwischen vier und fünf Jahrzehnten. Das führt dazu, dass viele Leistungstransformatoren gealtert und am Ende ihrer durchschnittlichen Lebensdauer sind. Bei Leistungstransformatoren die sich dem Ende ihrer Lebensdauer nähern, sind Betriebsausfälle, sei es durch auftretende Fehler oder auch geplante Reparaturen, wahrscheinlicher. Dadurch entstehen erhöhte Betriebskosten bis zu einem Punkt an dem eine Neuanschaffung wirtschaftlicher wird. [1] Jedoch kommen durch den bevorstehenden Energiewandel auch neue Herausforderungen auf das elektrische Netz zu, die einen weiteren Ausbau notwendig machen. Der immer weiter voranschreitende Klimawandel zwingt zu einer Reduktion der Treibhausgase und nicht zu letzt zu einem Umdenken in der Energiepolitik. Die Reduzierung von Treibhausgasen und vor allem  $CO_2$  geht Hand in Hand mit der Reduzierung fossiler Brennstoffe. Somit müssen konventionelle, mit fossilen Brennstoffen betriebene, Kraftwerke durch den Ausbau von erneuerbaren Energiequellen ersetzt werden. Teilweise sind erneuerbare Energiequellen, wie Photovoltaik oder Windkraft, nicht wie konventionelle Kraftwerke mit dem Hoch- und Höchstspannungsnetz verbunden sondern mit dem Mittel- und Niederspannungsnetz, vor allem verteilte Photovoltaik z.B. auf Dächern von Wohnhäusern ist im Niederspannungsnetz integriert. Die damit hervorgerufene Änderung des Lastflusses stellt neue Herausforderungen für den Netzbetreiber und die Netzinfrastruktur, wie Leitungen und Transformatoren dar.

## 1.2 Motivation

In Österreich waren 2021 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund  $2.783 MW_{peak}$  installiert, wobei alleine in 2021  $739,7 MW_{peak}$  installiert wurden. Der österreichische Plan, eine Stromversorgung aus 100% erneuerbarer Energien bis 2030 zu erreichen, erfordert eine zusätzliche Erzeugung aus Wasserkraft-, Windkraft-, Biomasse-, und PV-Anlagen von 27 TWh. Dies bedeutet eine zusätzlich installierte Gesamtleistung von 16,9 GW, wobei

## 1 Einleitung

11 GW von PV-Anlagen abgedeckt werden sollen. Gerade für das (ländliche) Niederspannungsnetz und dessen Betriebsmittel, die nur für unidirektionalen Leistungsfluss ausgelegt sind, bedeutet dies starke Auswirkungen. [2] [36]

Als Folge des sich ändernden Leistungsflusses, ändern sich auch die Spannungsniveaus an den Stickleitungen. Um die Qualität der Stromversorgung zu gewährleisten, wurde in der Europäischen Norm EN50160 eine  $\pm 10\%$  - Toleranz festgelegt in der die Versorgungsspannung von der Nennspannung abweichen darf. Damit die Spannungsgrenzen bei immer steigender installierter Photovoltaik-Leistung eingehalten werden können, ist oft eine Spannungsregelung mit Hilfe von Blindleistung notwendig. Dies kann mit unterschiedlichen Methoden z.B. einer Q/U-Regelung erreicht werden. Jedoch kann die Lastflussänderung auch zu einer Entlastung des Transformators führen und somit auch positive Effekte für den Netzbetreiber mit sich bringen.

### 1.3 Umfang und Ziele

In dieser Arbeit sollen die Auswirkungen der Energiewende, vor allem der Ausbau von PV-Anlagen im Niederspannungsnetz und die daraus folgenden Veränderungen im Lastfluss, auf die Lebensdauer von Ortsnetztransformatoren betrachtet werden. Ziel dabei ist es in einem realen Niederspannungsnetz möglichst viel Photovoltaik-Leistung zu installieren, ohne dabei die Grenzen des Spannungsbandes zu verletzen. Falls notwendig soll dazu auch eine Spannungsregelung mit Blindleistung verwendet werden. Schlussendlich soll analysiert werden wie sich der daraus resultierende Wirk- und Blindleistungsfluss auf die Lebensdauer des Ortsnetztransformator auswirkt.

### 1.4 Thesis Struktur

Zu Beginn dieser Arbeit werden die Geschichte der elektrischen Infrastruktur und die Auswirkungen der fortschreitenden Alterung der Betriebsmittel beschrieben. Im folgenden Kapitel werden die notwendigen theoretischen Grundlagen erarbeitet. Zuerst wird der Aufbau des Stromnetzes erklärt, danach wird der Aufbau eines Transformators betrachtet, wobei hier besonderes Augenmerk auf Teile, die für den Altersprozess eines Transformators wichtig sind, gelegt wird. Anschließend wird die Altersberechnung und die dazu notwendige Temperaturberechnung eines Transformator erläutert. In Kapitel 5 werden die verwendeten Modelle für Erzeugung und Verbrauch, sowie die verwendeten Testnetze beschrieben. Anschließend werden die verschiedenen Szenarien, für die die Berechnungen durchgeführt werden, beschrieben und die Berechnungen durchgeführt. Abschließend werden die Ergebnisse ausgearbeitet und bewertet.

## 2 Alternde Stromversorgungsinfrastruktur

### 2.1 Kurze geschichtliche Übersicht

Die Geschichte einer flächendeckenden Stromversorgung beginnt Ende des 19. Jahrhunderts. Kleine verteilte Kraftwerke wurden zur Versorgung von Glühbirnen oder Straßenbeleuchtung errichtet. Die Energieübertragung basierte vorerst auf Gleichstrom und somit befanden sich die Kraftwerke nahe an den Verbrauchern und konnten nur eine geringe Fläche abdecken. Die Netze waren als Inselnetze ausgeführt und nicht miteinander verbunden, so beruhte die Versorgungssicherheit auf der Ausfallsicherheit des einzelnen Kraftwerkes, wobei Wasserkraftanlagen zu dieser Zeit die leistungsstärksten Kraftwerke waren. [9]

Mit der Weiterentwicklung der Wechselstromtechnik, der Dampfmaschinen- und Generatortechnik um die Jahrhundertwende, war es möglich größere Kraftwerke mit Leistungen im Megawattbereich und an strategisch guten Verteilungspunkten zu errichten. Somit begann die Verbreitung und auch der Siegeszug der fossilen Energieversorgung. Zudem entstanden aufgrund der unzureichenden Versorgungssicherheit die ersten Kraftwerksverbände mit zwei oder mehreren verbundenen Kraftwerke. Die erste Fernübertragung von Wechselstrom wurde 1891 im Zuge der 1. Internationalen Elektrotechnischen Ausstellung in Frankfurt demonstriert. Über eine 175 km lange 15-25 kV Leitung wurde vom Kraftwerk Lauffen am Neckar Strom bis nach Frankfurt am Main übertragen. [9]

In den ersten Jahrzehnten des 20. Jahrhunderts entstanden in Europa und den USA die ersten vermaschten Stromnetze. Im Jahr 1922 wurde in Deutschland die erste 220kV-Leitung, die 33 km lang war, zwischen Letmathe und Ronsdorf errichtet. Kurze Zeit später wurde in den USA eine 434 km lange 220 kV Freileitung errichtet. Damit begann das Zeitalter der Hochspannungstechnik und das Stromnetz wurde zunehmend engmaschiger. In den Jahrzehnten nach dem Zweiten Weltkrieg wurden die nationalen Grenzen von dem Stromnetz überschritten und so entstand das europäische Netz von heute bei dem Strom über die Landesgrenzen hinaus gehandelt und transportiert wird. Heute liegt die Höchstspannung in Netzebene 1 bei 380 und 220 kV. Darunter liegen die Netzebene 3 mit 110 kV, Netzebene 5 mit 30, 20 oder 10kV und die Niederspannung, Netzebene 7, mit 0,4 kV.[9]

### 2.2 Alterung der Betriebsmittel

Ein Teil der Stromversorgungsinfrastruktur in Europa und den USA hat Probleme die Anforderungen der Kunden, bzw. der Regularien zu erfüllen und vorgegebene Kostengrenzen einzuhalten. Dies ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass ein Großteil der Stromversorgungsinfrastruktur veraltet ist. Veraltete Stromversorgungsinfrastruktur, ist jeder Teil der Versorgungsinfrastruktur, deren Durchschnittsalter höher als die Lebensdauer ist, für die es geplant wurde. Neben dem Alter der Betriebsmittel gibt es noch weitere Faktoren die zu einer veralteten Stromversorgungsinfrastruktur und deren Probleme führen. Diese Faktoren sollen nun näher beschrieben werden. [34]

### *Veraltete Betriebsmittel*

Wie bereits beschrieben sind veraltete Betriebsmittel der stärkste Einflussfaktor auf eine veraltete Stromversorgungsinfrastruktur. Bei jedem Betriebsmittel wird es während seines Betriebes zu einem Fehlverhalten kommen, sei es durch Abnutzung oder Überbelastung. Veraltete Betriebsmittel arbeiten in der Regel zwar wie neue Betriebsmittel fehlerfrei, jedoch ist die Wahrscheinlichkeit eines Fehlers und daraus folgendem Ausfall bei veralteten Betriebsmitteln zwischen drei bis zehn Mal so wahrscheinlich. Daraus folgt unmittelbar eine schlechtere Versorgungsqualität für Verbraucher. Weiters steigen auch die Aufwände und Kosten für die Instandhaltung und mögliche Reparaturen nach Ausfällen. [34]

### *Obsolete System Layouts*

Ein Großteil der Topologie der Stromversorgungsinfrastruktur ist genau so alt wie die Betriebsmittel, wenn nicht sogar älter. Die Infrastruktur wurde für die damalige Situation und für das Wachstum der nächsten Jahrzehnte geplant und optimiert. Dies hat zur Folge, dass die Auslastung der Betriebsmittel stetig gestiegen sind. In den 80er-Jahren stieg die typische Auslastung eines Verteiltransformators auf rund 80%. Der weitere Anstieg des Strombedarfs der letzten Jahrzehnte führte dazu, dass viel Betriebsmittel an ihren Leistungsgrenzen betrieben werden und dies nur mit zusätzlichem Aufwand möglich ist. Die Folge eines obsoleten System Layouts und der daraus oft resultierenden hohen Auslastung der Betriebsmittel ist eine schnellere Alterung der Betriebsmittel. Weiters sinken dadurch aber auch die Notfallkapazitäten, sollte z.B. ein Betriebsmittel ausfallen, muss die Last durch umliegende Betriebsmittel, die bereits an ihren Leistungsgrenzen betrieben werden, aufgefangen werden. Dies führt zu einer komplexeren und oft langsameren Fehlerbehandlung. [34]

### *Alte Planungsmethoden*

Viele Planungsmethoden die in den 70er-Jahren gut funktioniert und eine zuverlässige Stromversorgung möglich gemacht haben, können in dem heutigen Netz, in dem die Betriebsmittel zu Spitzenzeiten an ihre Lastgrenzen kommen, keine zuverlässige Stromversorgung garantieren. Ein gutes Beispiel dafür ist das N-1-Kriterium, das bei einem Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels die Aufrechterhaltung der Stromversorgung garantiert. Das N-1-Kriterium ist zwar nach wie vor eine notwendige Anforderung an jedes Versorgungsnetz, jedoch ist es nicht mehr ausreichend. Bei der heutigen hohen Grundauslastung der Betriebsmittel ist die Reserveleistung die für das N-1-Kriterium notwendig ist oft nur mit einer Überschreitung der Nennleistung der Betriebsmittel möglich. Die daraus entstehenden Fragen, wie dies die weitere Stabilität und auch Qualität der Stromversorgung beeinträchtigt, aber auch wie oft dies überhaupt eintreten wird, werden durch das N-1-Kriterium nicht gelöst. [34]

Mit den oben angeführten Faktoren kann eine veraltete Stromversorgungsinfrastruktur nun als ein Bereich der Stromversorgung verstanden werden, bei der der Großteil der Betriebsmittel das Ende ihrer geplanten Lebensdauer erreicht haben und in einem veralteten Layout, das den heutigen Ansprüchen nicht mehr vollkommen gerecht wird, angeordnet sind. Gerade alte Planungsmethoden und eine immer steigende Nachfrage nach

elektrischer Energie führen zu einer höheren Auslastung der Betriebsmittel und dies beschleunigt wiederum ihre Alterung. Ohne entsprechende Maßnahmen kann eine veraltete Strominfrastruktur zu Zuverlässigkeits-, Wartungs-, und schlussendlich zu wirtschaftlichen Problemen für Verteilnetzbetreiber führen. [34]

## 2.3 Alterungseffekte im Betrieb

Wie das vorherige Kapitel vermuten lässt, kann eine "veraltete Infrastruktur" mehrere Bedeutungen haben. Die Betriebsmittel können physisch alt sein, und nicht mehr im normalen Betrieb verwendet werden. Weiters können Betriebsmittel technisch veraltet sein, zum Beispiel wird eine neue Technologie entwickelt und das alte Betriebsmittel ist nicht mehr kompatibel oder wird vom Hersteller nicht mehr durch Ersatzteile unterstützt. Betriebsmittel können auch wirtschaftlich veraltet sein, obwohl sie physisch noch verwendbar wären. Einerseits vermindert sich der Wert elektrischer Betriebsmittel mit der Zeit, bei Erreichen von Null gilt das Betriebsmittel als wirtschaftlich veraltet. Andererseits steigen mit der Zeit auch die Betriebs- und Instandhaltungskosten, sollten die Kosten nun den Wert des Betriebsmittel überschreiten, sind diese nicht wirtschaftlich zu betreiben und gelten als wirtschaftlich veraltet. Im folgenden Teil wird nur auf die physische Alterung Bezug genommen. [19]

Möchte man nun bewerten ob ein Betriebsmittel alt ist, muss man das derzeitige Alter und die mittlere Lebensdauer des Betriebsmittels kennen. Grundsätzlich gibt der Hersteller eine mittlere Lebensdauer des Betriebsmittels vor. Die mittlere Lebensdauer kann sich jedoch durch die Verwendungsart und die Umweltbedingungen verändern. Zur Bestimmung der mittleren Lebensdauer von elektrischen Betriebsmitteln werden die Weibull- und die Normalverteilung verwendet, die nicht nur ausgefallene sondern auch sich noch in Betrieb befindende Betriebsmittel mit einbezieht. Kennt man nun den Alterungsstatus des Betriebsmittels, kann auch die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalles am Lebensende bestimmt werden. Der Zusammenhang zwischen Alterungsstatus und Ausfallrate kann mit der Badewannenkurve (Abbildung 2.1) dargestellt werden.

Nun ist es natürlich im Interesse des Netzbetreibers, die normale Betriebsphase so lang wie

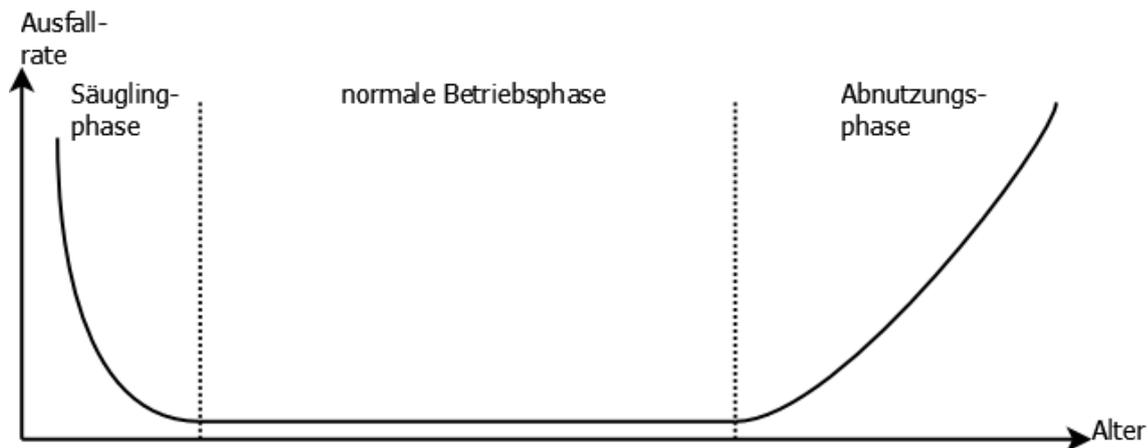


Abbildung 2.1: Badewannenkurve für die Ausfallrate von elektrischen Betriebsmitteln [19]

möglich zu erhalten. Die Alterung des Betriebsmittels kann durch Instandhaltungsmaß-

nahmen verzögert werden, wobei zwischen korrigierenden und präventiven Maßnahmen unterschieden wird. Korrigierende Wartung wird nach einem Ausfall der Betriebsmittel ausgeführt, präventive Wartung wird vor einem Ausfall zur Überprüfung und möglichem Service ausgeführt. Durch präventive Instandhaltung wird der Alterungsprozess verlangsamt und somit nimmt auch der Wert des Betriebsmittel nicht so schnell ab. Abbildung 2.2 zeigt beispielhaft den Unterschied zwischen dem Wertverfall eines gewarteten und eines nicht gewarteten Betriebsmittels. Sieht man sich die Badewannenkurve an, ist ein verlang-

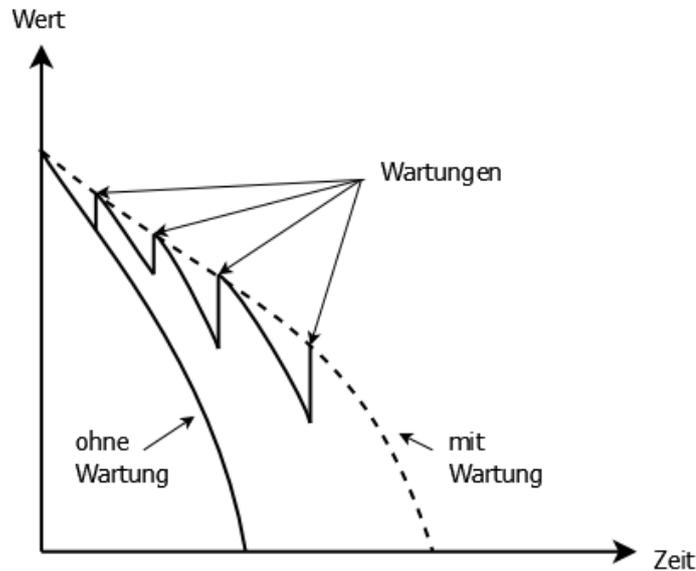


Abbildung 2.2: Einfluss von Wartung auf den Werterhalt eines Betriebsmittels [19]

samer Wertverfall auch gleichbedeutend mit einer verlängerten normalen Betriebsphase. Präventive Wartung wird häufig zyklisch mit festen Intervallen durchgeführt, ohne die tatsächliche Notwendigkeit zu kennen. Dies verursacht einerseits hohe Kosten und andererseits besteht das Risiko, dass notwendige Wartungen nicht rechtzeitig stattfinden. Eine andere Form der präventiven Wartung ist die zuverlässigkeitsorientierte Wartung, die sich auf Zustandsüberwachung und mathematische Modelle stützt. Dadurch ist der Zustand des Betriebsmittels bekannt und notwendige Wartungen können rechtzeitig durchgeführt werden. [19]

Sieht man sich Leistungstransformatoren an, hängt die Alterung von verschiedenen Parametern, wie z.B. Auslastung und Umgebungstemperatur, ab. Durch den vermehrten Ausbau von verteilten Erzeugungsanlagen ändert sich nun oft die Auslastung von Leistungstransformatoren, das wiederum den Alterungsprozess und dadurch die Phase des normalen Betriebs verändern kann. Wie sich der veränderte Lastfluss durch den Ausbau von Photovoltaik im Niederspannungsnetz auf die Alterung von Ortsnetztransformatoren auswirkt wird im Kapitel 6 näher betrachtet.

### 3 Methodik

Im folgenden Kapitel werden die Arbeitsschritte und Methoden, die in dieser Arbeit verwendet wurden, näher erläutert.

Begonnen wurde mit einer umfassenden Literaturrecherche, um die theoretischen Grundlagen, die für diese Arbeit notwendig sind, zu erarbeiten. Besonderes Augenmerk wurde dabei auf die Alterungsberechnung von Transformatoren und die dazu notwendige Berechnung der Temperaturverteilung in Transformatoren gelegt.

Zu Beginn des praktischen Teils der Arbeit war es notwendig ein Testnetz zu finden, in dem die Simulationen durchgeführt werden konnten. Durch Analyse der Literaturrecherche konnte ein passendes Testnetz gefunden werden, das dann in PSS Sincal von Siemens aufgebaut wurde. In diesem Testnetz wurden mehrere Lastprofilsimulationen mit unterschiedlichen Last- und Erzeugungsprofilen durchgeführt. Dadurch kann der unterschiedliche Leistungsbedarf aber auch der unterschiedliche Ertrag aus Photovoltaik für die verschiedenen Jahreszeiten und Wochentage abgebildet werden. Mit den Ergebnissen der Lastprofilsimulationen, besonders des Lastfaktors des Transformators, konnte die Temperaturberechnung des Transformators durchgeführt werden und schlussendlich die Alterung des Transformators bestimmt werden. Sowohl für die Temperaturberechnung als auch die Alterungsberechnung des Transformators wurde die Vorgehensweise nach Deutsche Institut für Normung (DIN) 60076-7, die in den Kapiteln 4.2.4 und 4.2.5 näher beschrieben wird, angewandt.

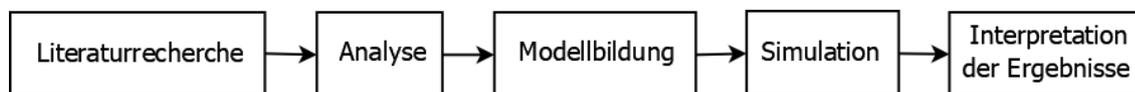


Abbildung 3.1: Vorgangsweise der Diplomarbeit

Um den Einfluss der Photovoltaik auf die Alterung des Transformators zu erfassen, wurde die oben erklärte Vorgangsweise für verschiedene Szenarien, die sich unter anderem durch unterschiedlich hohen Photovoltaikausbau und unterschiedliche Transformatorgrundauslastung unterscheiden, durchgeführt und miteinander verglichen.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# 4 Theoretische Grundlagen

## 4.1 Aufbau des Stromversorgungsnetzes

In jedem Bereich des Lebens ist elektrische Energie allgegenwärtig und nicht mehr weg zu denken. Die Verfügbarkeit und Stabilität der elektrischen Energie wird als selbstverständlich betrachtet, ist aber nur durch das gut ausgebaute Stromversorgungsnetz, das wir heute in Europa haben, möglich. Das Stromversorgungsnetz ist hierarchisch aufgebaut, Abbildung 4.1 zeigt die verschiedenen Spannungsebenen. Das Netze besteht grundsätzlich aus Erzeugungsanlagen, Transformatoren, Leitungen, Schaltanlagen und Verbrauchern. [5]

### 4.1.1 Spannungsebenen

Das Stromnetz kann grob in Übertragungs- und Verteilnetz eingeteilt werden. Höchstspannungsnetze mit 380 kV und 220 kV zählen zu den Übertragungsnetzen und werden von einem Übertragungsnetzbetreiber betrieben, wohingegen die unteren Spannungsebenen, aber auch teilweise 220 kV Leitungen von Verteilnetzbetreibern betrieben werden. Diese hohen Spannung sind notwendig, da die wirtschaftlich übertragbare Leistung proportional mit dem Quadrat der Spannung steigt. Große Kraftwerke, die für die überregionale Stromproduktion eingesetzt werden, speisen in die Höchstspannungsnetze ein. Der Energiefluss kann je nach Bedarf und tagesabhängigen Fahrplänen der Kraftwerke die Richtung wechseln und Energie in die nachgelagerten Hochspannungsnetze befördern.

Hochspannungsnetze liefern die Energie weiter an die Verteilnetzbetreiber, aber auch an große Industrieunternehmen oder Krankenhäuser mit eigenen Übergabestationen.

Mittelspannungsnetze haben eine ähnliche Aufgabe wie Hochspannungsnetze lediglich mit geringerer Übertragungsleistung und über geringere Distanzen. Über Ortsnetzstationen beziehen die Niederspannungsnetze die Energie aus dem Mittelspannungsnetz und versorgen so die Endkunden. Das Niederspannungsnetz ist im Gegensatz zu den anderen Spannungsebenen als Vierleiternetz (Neutralleiter bzw. Sternpunkt wird mitgeführt) ausgeführt, höhere Spannungsebenen werden üblicherweise als Dreileiternetze ausgeführt. Wie in Abbildung 4.1 ersichtlich, gibt es nicht zuletzt wegen der Energiewende und dem stetigen Ausbau erneuerbarer Energien in jeder Spannungsebene Erzeugungsanlagen. Im Hoch- und Mittelspannungsnetz sind dies überwiegend Wasserkraftwerke, Biomassekraftwerke oder Windparks und im Niederspannungsnetz Photovoltaikanlagen. [28]

### 4.1.2 Netztopologien

Je nach Spannungsebene, Verbraucherdichte, Anforderung an Versorgungssicherheit und geographische Gegebenheiten kann das elektrische Netz viele verschiedene Formen haben. Die Grundformen sind Strahlennetz, Ringnetz und Maschennetz, wobei der Übergang oft fließend ist.

#### 4 Theoretische Grundlagen

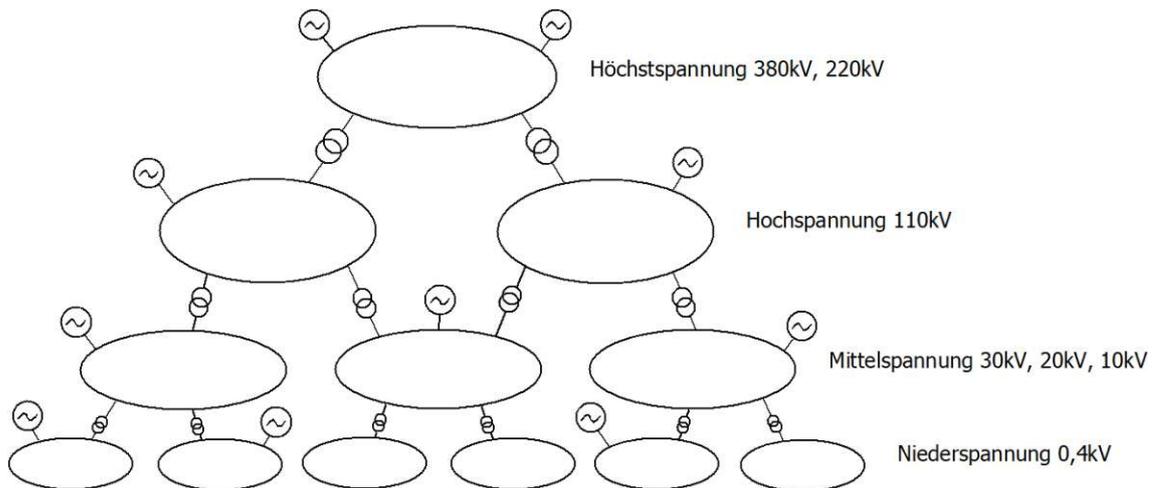


Abbildung 4.1: Spannungsebenen im Stromnetz

Bei Strahlennetzen gehen die Versorgungsleitungen (auch Stichleitungen genannt) strahlenförmig vom Einspeisepunkt weg. Strahlennetze werden meist in Niederspannungsnetzen im ländlichen Bereich mit einer geringen Verbraucherdichte eingesetzt. Der Schutzaufwand kann durch die einfache Struktur einfach gehalten werden, jedoch leidet die Ausfallsicherheit, da nur von einer Seite aus eingespeist wird. Weiters kommt es mit zunehmender Länge einer Stichleitung zu einem höheren Spannungsabfall, weshalb sie in städtischen Gebieten möglichst kurz gehalten werden. [21]

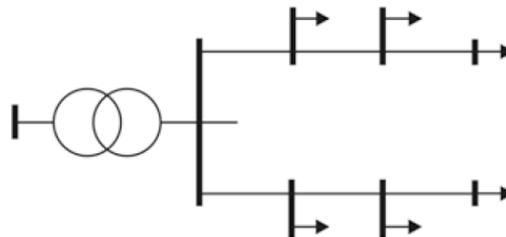


Abbildung 4.2: Strahlennetz mit zwei Stichleitungen [21]

Durch ein Ringnetz wird die Ausfallsicherheit des Netzes erhöht, da jeder Punkt im Ring von zwei Seiten gespeist werden kann. Im Normalbetrieb werden Ringnetze jedoch offen betrieben und wirken wie Strahlennetze. Erst bei einer Leitungsunterbrechung wird der Ring geschlossen um die Versorgung an jedem Punkt wieder herstellen zu können. In Abbildung 4.3 sieht man beispielhaft einen Fehler zwischen  $S_1$  und  $S_2$ , durch Freischalten des fehlerhaften Leitungsteils und Schließen des Schalters  $S$  kann der Betrieb für jeden Verbraucher aufrechterhalten werden. Durch Zusammenschluss mehrerer Ringe kann eine weitere Vermaschung erzielt werden und somit die Ausfallsicherheit weiter erhöht werden. Ringnetze kommen bei höheren Verbraucherdichten im Niederspannungsnetz, aber vor allem auch im Mittelspannungsnetz zum Einsatz. [21]

Können nun alle Stationen von mindestens zwei Seiten gespeist werden, spricht man von

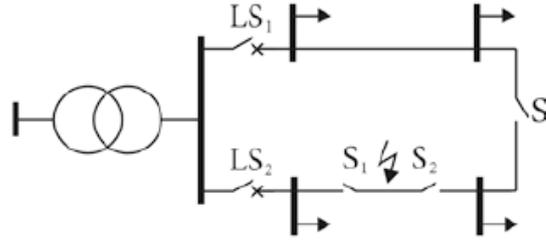


Abbildung 4.3: Ringnetz mit zwei Halbringen [21]

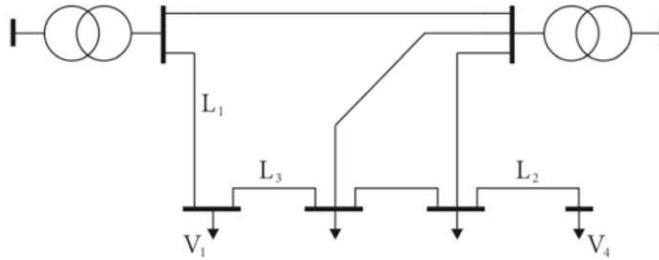


Abbildung 4.4: Maschennetz mit n-1 Sicherheit [21]

einer vollständigen Vermaschung des Netzes. Daraus folgt, dass jedes beliebige Betriebsmittel ausfallen kann ohne dass eine Versorgungsunterbrechung entsteht, man spricht dann von einer n-1 Versorgungssicherheit. Aus wirtschaftlichen und Sicherheitsgründen werden alle Hoch- und Höchstspannungsnetze vermascht betrieben, wohingegen Mittel- und Niederspannungsnetze sehr selten vermascht betrieben werden. [28]

## 4.2 Transformatoren

In diesem Kapitel wird der Aufbau von Leistungstransformatoren behandelt, wobei besonderes Augenmerk auf die Transformatoralterung, bzw. auf Bereiche die diese beeinflussen, gelegt wird. Als Leistungstransformatoren werden Einphasentransformatoren mit Bemessungsleistung größer 1kVA und Dreiphasentransformatoren mit Bemessungsleistung größer 5kVA bezeichnet. Transformatoren zur Anspeisung des Niederspannungsnetzes werden Ortsnetztransformatoren genannt und besitzen Bemessungsleistungen bis zu wenigen MVA.[7]

### 4.2.1 Aufbau von Transformatoren

Um verschiedene Spannungsebenen im Drehstromnetz zu verbinden, können drei Einphasentransformatoren, jeweils ein Transformator für eine Phase, in einer sogenannten Transformatorenbank verwendet werden. Verbindet man nun den magnetischen Kreis der Einphasentransformatoren, indem man jeweils nur einen Schenkel bewickelt und die nicht bewickelten Schenkel zusammenführt, erhält man einen Dreiphasentransformator der für Leistungen bis zu 1500MVA ausgeführt werden kann (Abb.4.5).

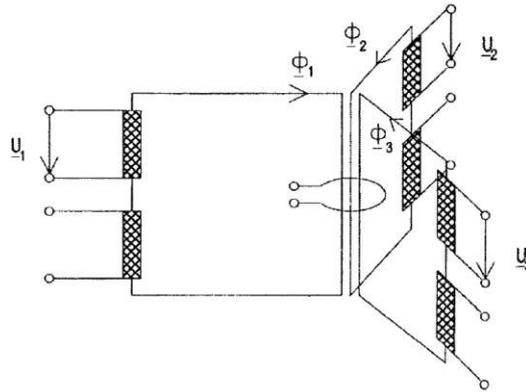


Abbildung 4.5: Prinzip eines Dreiphasentransformators [22]

### Eisenkern

Der Eisenkern dient zur Führung des magnetischen Flusses. Um Wirbelstromverluste zu verringern, wird der Eisenkern aus geschichteten Blechen zusammengesetzt. Die in Abb. 4.5 schematisch dargestellte Bauform eines symmetrischen Dreiphasentransformators wird Tempeltyp genannt, ist jedoch konstruktiv ungünstig. Legt man alle drei Schenkel in eine Ebene erhält man die heute meist verbreitete Ausführungsform, den unsymmetrischen Drehstrom-Kerntransformator, der als Drei- bzw. Fünfschenkelkerntransformator ausgeführt werden kann (Abb. 4.6). Für Leistungstransformatoren wird häufiger der Fünfschenkelkern ausgeführt, da hier ein Teil des magnetischen Flusses auf dem zusätzlichen, äußeren Rückschlussschenkel geführt wird und somit der Jochquerschnitt um bis zu 40% reduziert werden kann.[12]

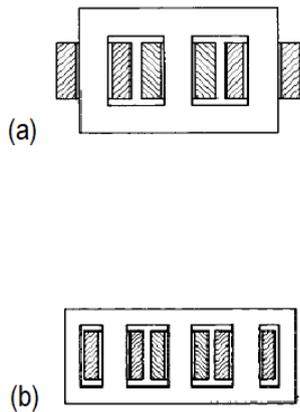


Abbildung 4.6: (a) Dreischenkelkern (b) Fünfschenkelkern [12]

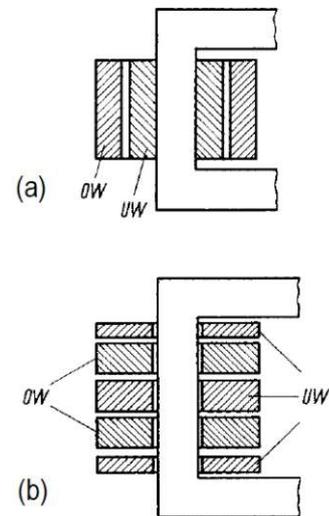


Abbildung 4.7: (a) Zylinderwicklung (b) Scheibenwicklung [12]

## Wicklung

Es gibt zwei Hauptwicklungsarten die zu unterscheiden sind, einerseits die Zylinderwicklung und andererseits die seltener eingesetzte Scheibenwicklung, wobei sich die konstruktiven Ausführungen, je nach Spannungsebene und Bezugsleistungen, weiter unterscheiden können. Die Unterschiede in der Konstruktion liegen vor allem an den unterschiedlich eingesetzten Kühlungsarten. Bei der Kühlung wird zwischen dem Kühlmittel, wobei hier Mineralöl (O), Wasser (W) und Luft (A) die wichtigsten Kühlmittelarten sind, und der Kühlmittelbewegung, natürliche (N) oder erzwungene (F) Bewegung, unterschieden. Für Transformatoren mit einer Leistung größer 100 kVA kommen fast ausschließlich Öltransformatoren zum Einsatz. Wobei das Öl einerseits zusammen mit dem Isolierpapier die Isolierung übernimmt und andererseits für die Kühlung der Wicklung und des Blechpakets sorgt. [22] Bei höheren Spannungen wird die Zylinderwicklung aus übereinander liegenden Spulen, die durch Hartpapierscheiben getrennt sind, zusammengesetzt. Um Streuungen der magnetisch gekoppelten Wicklungsstränge möglichst klein zu halten sind Ober- und Unterspannungswicklung auf einem Schenkel angeordnet, wobei aus isolationstechnischen Gründen die Unterspannungswicklung innen am Schenkel liegt. [12]

## Isolierung

Die Wichtigkeit einer zuverlässigen elektrischen Isolierung im Transformator ist unbestritten. Fehlerhafte Isolierung im Transformator kann zu hohen Kurzschlussströmen und folglich zu Schäden am Transformator führen, die hohe Kosten verursachen können. Papier ist einer der günstigsten und besten elektrischen Isolierwerkstoffe die wir kennen. Die elektrischen Eigenschaften hängen direkt von den physikalischen und chemischen Eigenschaften ab, wobei die folgenden elektrischen Eigenschaften hohe Bedeutung haben:

- hohe Spannungsfestigkeit
- passende Dielektrizitätskonstante - in ölgekühlten Transformatoren sollten die Dielektrizitätskonstanten von Papier und Öl nicht stark voneinander abweichen
- geringer Leistungsfaktor (geringe dielektrischen Verluste)
- keine Einschlüsse von elektrisch leitenden Partikeln

In ölgekühlten Transformatoren wird zumeist laminiertes Kraftpapier verwendet. Es besteht aus ungebleichtem Langfaserzellstoff, das mit dem Sulfat- oder Kraftprozess aus Weichholz gewonnen wird. Mit der Zugabe von stickstoffhaltigen Verbindungen können die thermischen Eigenschaften des Isolierpapiers verbessert werden, man spricht dann von thermisch stabilisiertem Papier. Pressspan, der auch für die Isolierung verwendet wird, besteht aus mehreren Lagen des Isolierpapiers. Die einzelnen Papierlagen können entweder mit zusätzlichem Klebstoff verbunden werden oder im noch nassen Zustand ohne Klebstoff verbunden werden. [15]

### 4.2.2 Verluste und Wirkungsgrad

Auch wenn der Transformator im Vergleich zu anderen elektrischen Maschinen hohe Wirkungsgrade ( $\eta \geq 97\%$ ) erreicht, treten wie bei jedem Energieumwandlungsprozess Verluste

auf. Diese Verluste sind jener Teil der vom Transformator aufgenommenen Wirkleistung die in Wärme umgewandelt werden. [12]

### Eisenverluste

Durch die sich ständig wechselnde Richtung des magnetischen Flusses werden die Elementarmagnete, die den Eisenkern durchsetzen, ständig umorientiert. Die dazu notwendige Energie, die Ummagnetisierungsenergie, überwindet die inneren Reibungskräfte und der Eisenkern erwärmt sich. Diese wächst ungefähr mit dem Quadrat des Scheitelwertes der magnetischen Flussdichte.

$$W \sim \hat{B}^2 \quad (4.1)$$

Nun hängt die Flussdichte von dem Fluss und dieser wiederum von der Spannung an der Wicklung ab und somit ist die Ummagnetisierungsenergie proportional zum Quadrat der Eingangsspannung.

$$W \sim \hat{U}^2 \quad (4.2)$$

Um die nötige Leistung für den Ummagnetisierungsvorgang zu erhalten, muss die Ummagnetisierungsenergie durch die, für die Ummagnetisierung benötigte Zeit, dividiert werden. Dies entspricht der Periodendauer  $T$  der Spannung an der Wicklung (Formel 4.3), drückt man nun die Periodendauer durch die Frequenz aus, erhält man (Formel 4.4) und man sieht, dass die zur Ummagnetisierung nötige Leistung proportional zur Frequenz und dem Quadrat der Eingangsspannung ist. [29]

$$P_H = \frac{W}{T} \sim \frac{U^2}{T} \quad (4.3)$$

$$P_H \sim U^2 \cdot f \quad (4.4)$$

Um die Hystereseverluste klein zu halten, wird die Magnetisierungskurve  $B = f(H)$  (Abbildung 4.8) des verwendeten Eisens betrachten. Die Fläche die von der Hystereseschleife eingeschlossen wird, entspricht genau der Arbeit die für einen Ummagnetisierungsvorgang notwendig ist. Folglich muss für die Verringerung der Hystereseverluste ein Material mit einer möglichst schmalen Hystereseschleife verwendet werden. [29]

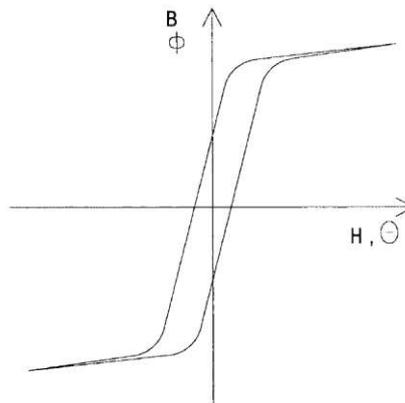


Abbildung 4.8: Magnetisierungskurve [29]

Die Ummagnetisierungsverluste oder auch Hystereseverluste sind nicht der einzige Grund für die Erwärmung des Eisenkerns. Eine weitere Ursache sind die Wirbelstromverluste. Diese entstehen durch die endliche Leitfähigkeit des Eisens, das den magnetischen Fluss führt. Durch das sich periodisch ändernde magnetische Feld wird nach dem Induktionsgesetz im Eisen, das wie eine Kurzschlusswindung wirkt, eine Spannung induziert. Durch den endlichen Widerstand des Eisens entstehen durch die Spannung Ströme, die wegen ihres wirbelartigen Verlaufs Wirbelströme genannt werden (Abbildung 4.9).

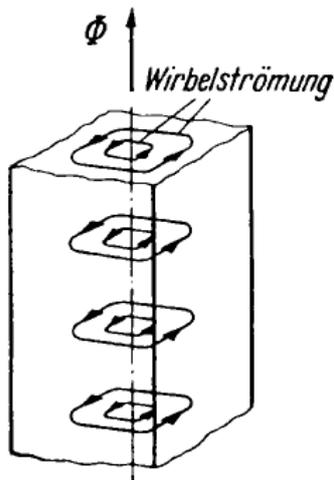


Abbildung 4.9: Wirbelströme in einem magnetischen Kreis [22]

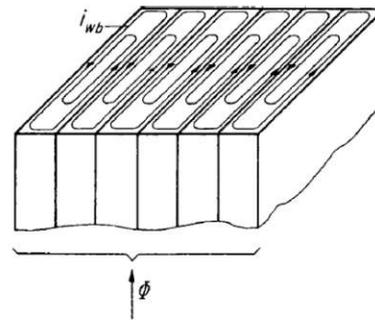


Abbildung 4.10: Eisenkern aus isolierten Blechen mit verringertem Wirbelstrom [22]

Da die induzierte Spannung, der magnetische Fluss  $\Phi$  und dessen Frequenz über das Induktionsgesetz (Formel 4.5) verbunden sind, erhält man mit der Spannungsgleichung des Kurzschlusskreises im Eisen den Zusammenhang der auftretenden Wirbelströme und des magnetischen Flusses (Formel 4.6).

$$\underline{u}_{wb} = -j\omega\Phi \quad (4.5)$$

$$\underline{i}_{wb} = \frac{\underline{u}_{wb}}{R_{wb}} = -j \frac{\omega}{R_{wb}} \Phi \quad (4.6)$$

Somit werden in dem Widerstand  $R_{wb}$  (der Bahn des Wirbelstromes) vom Wirbelstrom die Wirbelstromverluste wie in Formel 4.7 angeführt, hervorgerufen.

$$P_W = R_{wb} \cdot I_{wb}^2 = \frac{\omega^2}{2R_{wb}} \hat{\Phi}^2 \quad (4.7)$$

Um die Wirbelströme und somit auch deren Verluste klein zu halten, werden Eisenkerne aus zu einander isolierten Blechen ausgeführt (Abbildung 4.10). Die Blechpakete werden parallel zum magnetischen Fluss ausgerichtet, somit werden die Wirbelströme eingeschränkt. Eine weitere Methode ist das Erhöhen des spezifischen Widerstandes des Eisens. Dies wird mit der Einbringung von Silizium erreicht, jedoch wird das Eisen bei einem zu hohem Siliziumgehalt spröde und erschwert somit die Blechverarbeitung. [29] Zusammen

mit den Hystereseverlusten ergeben die Wirbelstromverluste die gesamten Eisenverluste. Da diese unabhängig vom Laststrom sind und auch im Leerlauf auftreten, werden die Eisenverluste auch Leerlaufverluste genannt. [22]

$$P_{Fe} = P_H + P_W \quad (4.8)$$

#### Kupferverluste

Nicht nur der Eisenkern erwärmt sich während des Betriebes, auch die stromdurchflossenen Wicklungen tragen zu einer Erwärmung des Transformators bei. Durch den ohmschen Widerstand der Wicklungen, die meistens aus Kupfer gefertigt sind (daher Kupferverluste), ruft der Strom, der durch die Wicklung fließt, eine Spannung hervor. Das Produkt von Strom und Spannung an der Wicklung sind die Kupferverluste, welche auch Stromwärmeverluste genannt werden (Formel 4.9).

$$P_{Cu} = U_R \cdot I = I^2 \cdot R_{Cu} \quad (4.9)$$

Die Kupferverluste wachsen also proportional mit dem Quadrat des Stromes und sind, anders als die Eisenverluste, belastungsabhängig und somit der begrenzende Faktor für die Belastbarkeit des Transformators. [29]

Die gesamten Verlusten die in einem Transformator auftreten können mit Formel 4.10 zusammengefasst werden.

$$P_V = P_{Fe} + P_{Cu} + P_Z \quad (4.10)$$

Die mit  $P_Z$  angegebenen zusätzlichen Verluste setzen sich aus Verlusten in den Wicklungen die durch Stromverdrängung hervorgerufen werden, aus Wirbelströmen in nicht zu dem magnetischen Kreis gehörenden Teilen, wie z.B. dem Gehäuse welche durch Streuflüsse entstehen und dielektrischen Verlusten in z.B. der Wicklungsisolierung zusammen. Da die Zusatzverluste in spannungs- bzw. stromabhängige Verluste unterteilt werden können, werden diese in der Praxis auf die Eisen- und Kupferverluste aufgeteilt. [22]

#### Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad gibt das Verhältnis von abgegebener Wirkleistung zu aufgenommener Wirkleistung an. Mit der aufgenommenen Wirkleistung  $P_1$

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1 \quad (4.11)$$

und den Verlusten  $P_V$

$$P_V = P_{FeN} + P_{CuN} \left( \frac{P_1}{P_{1N}} \right)^2 \quad (4.12)$$

erhält man den Wirkungsgrad

$$\eta = 1 - \frac{P_V}{P_1} \quad (4.13)$$

Für elektrische Maschinen wurde das Verlustverhältnis  $a$  eingeführt, das das Verhältnis zwischen Leerlaufverlusten und Verlusten bei Bemessungsstrom angibt.

$$a = \frac{P_{FeN}}{P_{CuN}} \quad (4.14)$$

Setzt man nun die Gleichungen 4.12 und 4.14 in Gleichung 4.13 ein erhält man die Abhängigkeit des Wirkungsgrades vom Verlustverhältnis. Abbildung 4.11 zeigt den Einfluss des Verlustverhältnisses auf den Wirkungsgrad und die relativen Teillastverluste. [12]

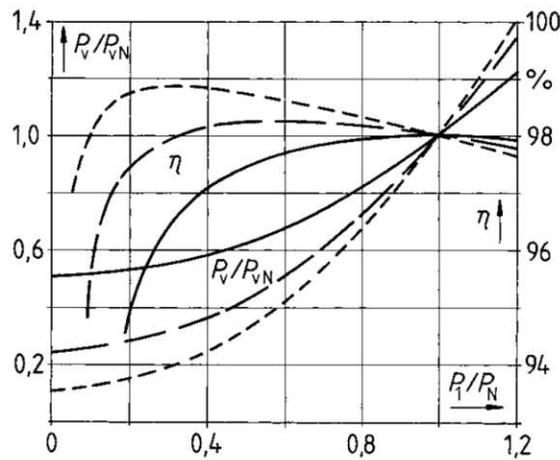


Abbildung 4.11: Relative Teillastverluste und Wirkungsgrad von Transformatoren mit  $\eta = 0,98$  und  $a = 0,1$ ;  $a = 0,3$ ;  $a = 1$  [12]

Das Verlustverhältnis bestimmt einerseits die Lage und andererseits den Verlauf der Wirkungsgradkurve und der relativen Teillastverluste. Mit einem kleinen Verlustverhältnis, sprich geringen Nenneisenverlusten, ist ein hoher Wirkungsgrad bei geringem Lastfaktor möglich.

### 4.2.3 Alterungsmechanismen

Wie bei jedem elektrischen Betriebsmittel sind alle Teile des Transformators von Alterungsprozessen betroffen. In Abbildung 4.12 sind die Hauptursachen für die Transformatoralterung und die davon betroffenen Bauteile dargestellt. Weiters sind die Einflussfaktoren, die für den jeweiligen Alterungsmechanismus hauptsächlich verantwortlich sind, festgehalten. Daraus ist zu erkennen, dass die Alterung des Transformators ein komplexes Zusammenspiel von mehreren Einflussfaktoren, die verschiedene Alterungsmechanismen anstoßen, ist und so gut wie alle Bestandteile von Alterung betroffen sind.

Die Alterung der Isolierung ist für die Lebensdauer des Transformators meist der begrenzende Faktor, daher wird hauptsächlich auf die Alterung von Isolierpapier eingegangen. [18] Bei Isolierpapier ist mit Alterung, nicht nur die Verschlechterung der dielektrischen Eigenschaften gemeint sondern auch die der mechanischen Eigenschaften. Gerade bei Kurzschlüssen ist das Isolierpapier erheblichen Scherspannungen ausgesetzt. [8] Weiters kann durch das abgebaute Papier eine Art Schlamm entstehen, der sich um die Wicklungen legen und so die Kühlung negativ beeinflussen kann. [18] In Abbildung 4.13 sind verschiedene Degradationsstufen bis hin zu einem Riss des Isolierpapiers erkennbar.

Die mechanische Stabilität kann einerseits mit Zug- und Biegetests ermittelt werden, da diese bei verbauter Isolierung nicht anwendbar sind, wird der Polymerisationsgrad (DP)

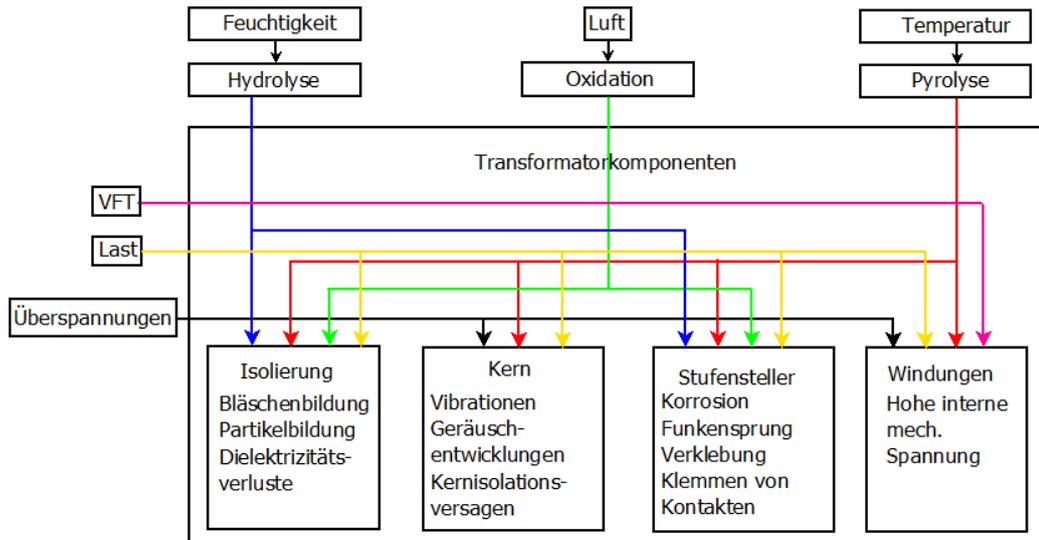


Abbildung 4.12: Alterungsursachen des Transformators [16]



Abbildung 4.13: Gealterte Isolierung in einem alten Transformator, Foto: I.A.R. Gray; Transformer Chemistry Services

herangezogen. Dieser Wert gibt die durchschnittliche Länge der Celluloseketten im Papier an. Mit der Alterung des Isolierpapiers nimmt auch der Polymerisationsgrad ab bzw. kommt es zu Kettenrissen der Cellulose, wobei Gleichung 4.15 den Zusammenhang zwischen Polymerisationsgrad  $DP$  und Kettenrissen  $\eta$  beschreibt.

$$\eta = DP_0 / DP_t - 1 \quad (4.15)$$

$DP_0$  ist hierbei der Polymerisationsgrad von neuem Papier und  $DP_t$  der Polymerisations-

grad nach einer Zeit  $t$ . Der Polymerisationsgrad lässt sich mit der Arrhenius Gleichung beschreiben.

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = A \cdot e^{\frac{-E}{RT}} \cdot t \quad (4.16)$$

$A$  ist eine Konstante die die chemische Umgebung beschreibt,  $E$  die Aktivierungsenergie,  $T$  die absolute Temperatur in Kelvin und  $R$  die Gaskonstante. [13]

Die wichtigsten Faktoren, die die Alterung des Isolierpapiers beeinflussen, sind Temperatur, Feuchtigkeit, Sauerstoff und Säuren. [24] Im Folgenden werden die drei Prozesse, die dadurch hervorgerufen werden, näher beschrieben.

### Oxidation

Oxidation tritt in Verbindung mit Sauerstoff auf, somit ist der Sauerstoffgehalt des Mediums das das Isolierpapier umgibt, maßgebend für die Abbaureaktion durch Oxidation. Liegt der Sauerstoffgehalt des Öls in geschlossenen Systemen niedriger als 2000 ppm ist der Abbau des Isolierpapiers bis zu fünf mal geringer als bei frei atmenden Transformatoren, bei denen der Sauerstoffgehalt des Öls bei ca. 20000 ppm liegt. Die Oxidation wird durch Hydroxy-Radikale, welche durch die Zersetzung von Wasserstoffperoxid,  $H_2O_2$  und organischen Hydroperoxid entstehen, katalysiert. [13]

### Hydrolyse

Bei der Hydrolyse von Isolierpapier handelt es sich um saure Hydrolyse, die säurekatalysiert ist. Das heißt, dass es ein rein von Wasserstoffionen aus dissoziierten Säuren katalysierter Prozess ist und rein von der  $H_+$ -Konzentration abhängt. Wasser spielt also keine unmittelbare Rolle bei der sauren Hydrolyse, hat jedoch sehr wohl einen Einfluss auf die Dissoziation von Carbonsäuren, was wiederum die  $H_+$ -Konzentration beeinflusst. [20]

Isolierpapier hat nach der Produktion einen ungefähren Wassergehalt von weniger als 0,5%, der sich über die Lebensdauer jedoch auf bis zu 5% steigern kann. Bei einem Wassergehalt von 4% beschleunigt sich die Hydrolyse um das 20-fache im Vergleich zu einem Wassergehalt von 0,5%. [13]

### Pyrolyse

Pyrolyse ist unabhängig von Wasser, Sauerstoff oder anderen Stoffen und rein von der Temperatur abhängig. Erst bei hohen Temperaturen von über  $140^\circ$  kommt es zu Degradation des Isolierpapiers durch Pyrolyse. Temperaturen über  $140^\circ$  werden jedoch nur bei Defekten wie z.B. lokalen Kurzschlüssen erreicht und sind im Normalbetrieb nicht realistisch, somit spielt die Pyrolyse eine untergeordnete Rolle. [13]

Die beschriebenen Prozesse laufen in einem Transformator alle gleichzeitig ab und können nicht isoliert erfasst werden. Welcher Prozess wann am stärksten für die Alterung verantwortlich ist, hängt von der Temperatur und den restlichen Einflussfaktoren ab. Die gesamte Alterung kann mit einer nichtlinearen Arrhenius Gleichung angenähert werden (Gleichung 4.17).

$$\eta_{Tot} = (A_{oxi} \cdot e^{\frac{-E_{oxi}}{RT}} + A_{hyd} \cdot e^{\frac{-E_{hyd}}{RT}} + A_{pyr} \cdot e^{\frac{-E_{pyr}}{RT}}) \cdot t \quad (4.17)$$

#### 4.2.4 Temperaturberechnung

Zur Berechnung der Lebensdauer bzw. des Lebensdauerverbrauches ist die Kenntnis der Temperatur unabdingbar. Die Temperaturverteilung im Transformator ist jedoch inhomogen, deshalb wird zur Berechnung die Temperatur an der heißesten Stelle, die Heißpunkttemperatur herangezogen. Zur Ermittlung der Heißpunkttemperatur kann eine Messung mit Lichtwellenleitern, die in den Wicklungen angebracht werden, durchgeführt werden. Diese Messung ist aufgrund ihrer Komplexität jedoch mit sehr hohem Aufwand und Kosten verbunden. Deshalb wurden zur Berechnung der Temperatur in Leistungstransformatoren verschiedene thermische Modelle entwickelt. [8]

Für die Temperaturberechnung und den daraus folgenden relativen Lebensdauerverbrauch wird in dieser Arbeit das Berechnungsverfahren nach DIN IEC 60076-7 verwendet und im Folgenden erläutert. Die Heißpunkttemperatur wird auf die Temperatur der obersten Ölschicht in der Wicklung bezogen, da diese bis zu 15 K höher sein kann als die Mischtemperatur der obersten Ölschicht im Kessel. Die Temperaturverteilung im Transformator ist vereinfacht in Abbildung 4.14 dargestellt, wobei auf der Abszisse die Übertemperatur und auf der Ordinate die vertikale Position aufgetragen sind. Mit den Eingangsparametern Lastfaktor  $K$  und Umgebungstemperatur  $\theta_a$  erhält man mit Differentialgleichung 4.18 die Temperatur der obersten Ölschicht der Wicklung  $\theta_o$ . Die Übertemperatur des Heißpunktes erhält man aus der Summe (Gleichung 4.19) der beiden Differentialgleichungen 4.20, 4.21 und somit die Heißpunkttemperatur mit Gleichung 4.22. [8]

$$\left(\frac{1 + K^2 R}{1 + R}\right)^x \cdot (\Delta\theta_{or}) = k_{11} \tau_o \cdot \frac{d\theta_o}{dt} + (\theta_o - \theta_a) \quad (4.18)$$

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \quad (4.19)$$

$$k_{21} \cdot K^y \cdot (\Delta\theta_{hr}) = k_{22} \cdot \tau_w \cdot \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1} \quad (4.20)$$

$$(k_{21} - 1) \cdot K^y \cdot (\Delta\theta_{hr}) = (\tau_o/k_{22}) \cdot \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2} \quad (4.21)$$

$$\theta_h = \theta_o + \Delta\theta_h \quad (4.22)$$

$K$  ... Lastfaktor

$R$  ... Verlustfaktor

$x$  ... Ölexponent

$y$  ... Wicklungsexponent

$k_{11}$  ... thermische Zeitkonstante der obersten Ölschicht

$k_{21}$  ... thermische Zeitkonstante

$k_{22}$  ... thermische Zeitkonstante

$\tau_w$  ... Wicklungszeitkonstante

$\tau_o$  ... Ölzeitkonstante

$\theta_o$  ... Temperatur der obersten Ölschicht [K]

$\theta_h$  ... Heißpunkttemperatur [K]

$\Delta\theta_{or}$  ... Übertemperatur der obersten Ölschicht im Kessel [K]

$\Delta\theta_{hr}$  ... Übertemperatur des Heißpunktes [K]

Die Zeitkonstanten  $k_{11}, k_{21}, k_{22}, \tau_w, \tau_o$  sind transformator-spezifisch und werden bei einer Erwärmungsprüfung ermittelt. Sollte diese nicht möglich sein, bzw. keine transformator-spezifischen Werte bekannt sein, sind in der Norm empfohlene Werte festgelegt.

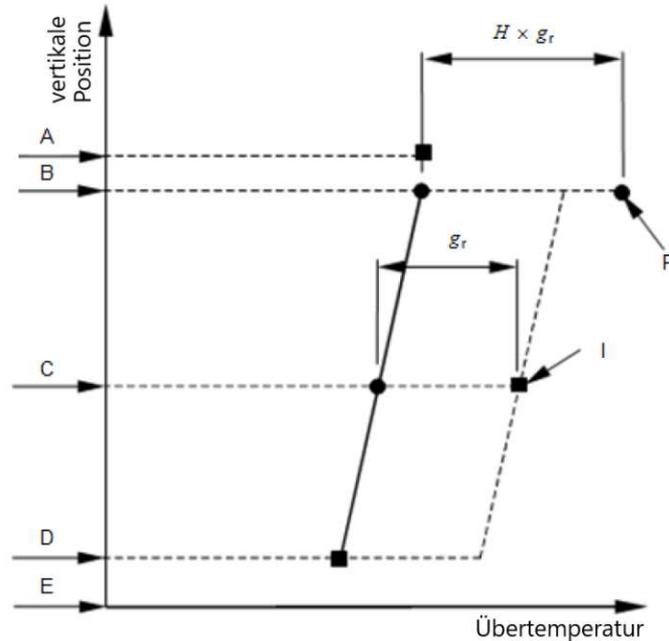


Abbildung 4.14: Vereinfachtes Bild der Temperaturverteilung im Transformator [8]

- A ... Temperatur der obersten Ölschicht
- B ... Ölmischtemperatur an der Wicklungsoberkante
- C ... mittlere Öltemperatur im Kessel
- D ... Öltemperatur am Einlass des Kessels
- E ... Kesselboden
- $g_r$  ... Gradient der mittleren Wicklungstemperatur zur mittleren Öltemperatur (im Kessel) bei Bemessungsstrom
- H ... Heißpunktfaktor
- P ... Heißpunkttemperatur
- I ... mittlere Wicklungstemperatur

#### 4.2.5 Lebensdauerverbrauch

Die Alterung des Isolierpapiers und somit der Lebensdauerverbrauch des Transformators kann mit Hilfe eines Modelles erster Ordnung, der Arrhenius Gleichung 4.23, berechnet werden. Ausschlaggebend ist die Änderung des Grades der Polymerisation und somit die mechanischen Eigenschaften des Isolierpapiers. [8]

$$\frac{1}{DP_{end}} - \frac{1}{DP_{start}} = A \cdot t \cdot e^{-\frac{E_A}{R \cdot (\Theta_h + 273)}} \quad (4.23)$$

$DP_{end}$  ... Grad der Polymerisation zum Zeitpunkt der Probeentnahme

$DP_{start}$  ... Grad der Polymerisation nach Produktion

## 4 Theoretische Grundlagen

A ... der präexponentielle Faktor in 1/h  
 $E_A$  ... die Aktivierungsenergie in kJ/mol  
t ... die Lebensdauer eines Transformators in h  
R ... die Gaskonstante in  $J/(K \cdot mol)$   
 $\Theta_h$  ... die Heißpunkttemperatur in  $^{\circ}C$

Der präexponentielle Faktor A und die Aktivierungsenergie  $E_A$  bestimmen die Reaktionsgeschwindigkeit mit der der chemische Zersetzungsprozess des Isolierpapiers abläuft. Die beiden Faktoren sind von Umgebungsbedingungen, wie z.B. Luftfeuchte, abhängig und in der Norm angegeben.

Eine vereinfachte Form zur Berechnung des Lebensdauerverbrauches berücksichtigt nur die Heißpunkttemperatur. Hierbei wird festgelegt, dass ein relativer Lebensdauerverbrauch von  $V = 1,0$  einer Heißpunkttemperatur von  $\Theta_h = 98^{\circ}C$ , bei nicht thermisch stabilisiertem Isolierpapier, entspricht. Für thermisch stabilisiertes Papier beträgt die Normaltemperatur  $110^{\circ}C$ . [8]

Der relative Lebensdauerverbrauch für nicht thermisch stabilisiertes Isolierpapier wird mit

$$V = 2^{(\Theta_h - 98)/6} \quad (4.24)$$

berechnet, für thermisch stabilisiertes Isolierpapier mit

$$V = e^{\left( \frac{15000}{110 + 273} - \frac{15000}{\Theta_h + 273} \right)} \quad (4.25)$$

Damit ergibt sich der Lebensdauerverbrauch für einen Zeitabschnitt zu

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad (4.26)$$

### 4.2.6 Berechnungsbeispiel

Im Folgenden soll ein Rechenbeispiel, wie es auch in DIN 60076-7 beschrieben ist, zur Transformatoralterung anhand des Lastfaktors über einen kleinen Zeitraum gebracht werden. Dazu werden die Differentialgleichungen aus dem vorigen Kapitel in Differenzgleichungen überführt. Weiters müssen die transformatorpezifischen Parameter festgelegt werden. Hierzu werden typische Werte, die auch in DIN 60076-7 verwendet werden, angenommen und in Tabelle 4.1 aufgelistet.

Die Übertemperatur der obersten Ölschicht im Kessel und die des Heißpunktes werden so

Tabelle 4.1: Transformatorparameter

$\Delta\Theta_{or} = 45 \text{ K}$	$\tau_o = 150 \text{ min}$	$R = 8$	$y = 1,3$	$k_{21} = 2$
$\Delta\Theta_{hr} = 35 \text{ K}$	$\tau_w = 7 \text{ min}$	$x = 0,8$	$k_{11} = 0,5$	$k_{22} = 2$

gewählt, dass bei einer Umgebungstemperatur von  $30^{\circ}C$  die Bemessungs-Heißpunkttemperatur  $110^{\circ}C$  beträgt. Im nächsten Schritt werden die Eingangsdaten festgelegt, dazu wird ein Zeitabschnitt einer in Kapitel 6 durchgeführten Simulation verwendet. Als nächstes werden die Anfangsbedingungen festgelegt. Vereinfachend wird von einem statischen Zustand ausgegangen - auch wenn dies nicht der Fall ist, ist der daraus entstehende Fehler sehr gering. Damit ergeben sich aus den Gleichungen 4.18 bzw. 4.27, 4.20 bzw. 4.28, 4.21 bzw.

Tabelle 4.2: Eingangsdaten

Schritt	Zeit	Lastfaktor %	Umgebungstemperatur
0	18:00	76,867415	30,00
1	18:15	83,072037	29,75
2	18:30	88,079130	29,50
3	18:45	94,396242	29,2
4	19:00	98,218588	28,60
5	19:15	102,065730	28,00
6	19:30	104,644580	27,60
7	19:45	104,644580	27,15
8	20:00	103,353730	26,70
9	20:15	99,498183	26,35
10	20:30	94,396242	26,00
11	20:45	89,337306	25,65
12	21:00	84,320009	25,30

4.29 die Anfangswerte für die Temperaturberechnung, außerdem wird der Anfangswert für den Lebensdauerverbrauch  $LL_0 = 0$  gesetzt, da der Lebensdauerverbrauch für den betrachteten Zeitraum ermittelt werden soll.

$$\theta_{o(0)} = \left( \frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right)^x \cdot \Delta\theta_{or} + \theta_a = 54,82^\circ C \quad (4.27)$$

$$\Delta\theta_{h1(0)} = k_{21} \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{hr} = 49,72^\circ C \quad (4.28)$$

$$\Delta\theta_{h2(0)} = (k_{21} - 1) \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{hr} = 24,86^\circ C \quad (4.29)$$

Mit den Anfangswerten kann nun die erste Iteration  $n = 1$ , zum Zeitpunkt  $t = 15$  min durchgeführt werden. Die Temperatur der obersten Ölschicht wird mit Gleichung 4.18 bzw. 4.30 und 4.31 berechnet.

$$D\theta_{o(1)} = \frac{Dt}{k_{11} \cdot \tau_o} \left( \left( \frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right)^x \cdot \Delta\theta_{or} - (\theta_{o(0)} - \theta_a) \right) = 1,94^\circ C \quad (4.30)$$

$$\theta_{o(1)} = \theta_{o(0)} + D\theta_{o(1)} = 54,82^\circ + 1,94^\circ C = 56,76^\circ C \quad (4.31)$$

Weiters ergeben sich die beiden Terme für die Heißpunkt-Übertemperatur zu

$$D\Delta\theta_{h1(1)} = \frac{Dt}{k_{22} \cdot t_w} \cdot (k_{21} \cdot \Delta\theta_{hr} \cdot K^y - \Delta\theta_{h1(0)}) = 5,66^\circ C \quad (4.32)$$

$$\Delta\theta_{h1(1)} = \Delta\theta_{h1(0)} + D\Delta\theta_{h1(1)} = 49,72^\circ C + 5,66^\circ C = 55,38^\circ C \quad (4.33)$$

und

$$D\Delta\theta_{h2(1)} = \frac{Dt}{(1/k_{22}) \cdot \tau_o} \cdot ((k_{21} - 1) \cdot \Delta\theta_{hr} \cdot K^y - \Delta\theta_{h2(0)}) = 0,53^\circ C \quad (4.34)$$

#### 4 Theoretische Grundlagen

$$\Delta\theta_{h2(1)} = \Delta\theta_{h2(0)} + D\Delta\theta_{h2(1)} = 24,86^{\circ}\text{C} + 0,53^{\circ}\text{C} = 25,39^{\circ}\text{C} \quad (4.35)$$

Somit ist die gesamte Heißpunkt-Übertemperatur

$$\Delta\theta_{h(1)} = \Delta\theta_{h1(1)} - \Delta\theta_{h2(1)} = 55,38^{\circ}\text{C} - 25,39^{\circ}\text{C} = 29,99^{\circ} \quad (4.36)$$

und die Heißpunkttemperatur

$$\theta_{h(1)} = \theta_{o(1)} + \Delta\theta_{h(1)} = 56,76^{\circ}\text{C} + 29,99^{\circ}\text{C} = 86,75. \quad (4.37)$$

Die Berechnung des Lebensdauerverbrauches kann ebenfalls durch Überführung in Differenzgleichungen durchgeführt werden.

$$DL_{(1)} = V_{(1)} \cdot Dt = \left( e^{\left( \frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\Theta_{h(1)}+273} \right)} \right) \cdot 15 = 1,276\text{min} \quad (4.38)$$

Damit ergibt sich der Lebensdauerverbrauch nach den ersten 15 min zu

$$L_{(1)} = L_{(0)} + DL_{(1)} = 0 + 1,276\text{min} = 1,276\text{min}. \quad (4.39)$$

In Abbildung 4.15 sind der Lastfaktor und der daraus resultierende Lebensdauerverbrauch des Berechnungsbeispiels dargestellt.

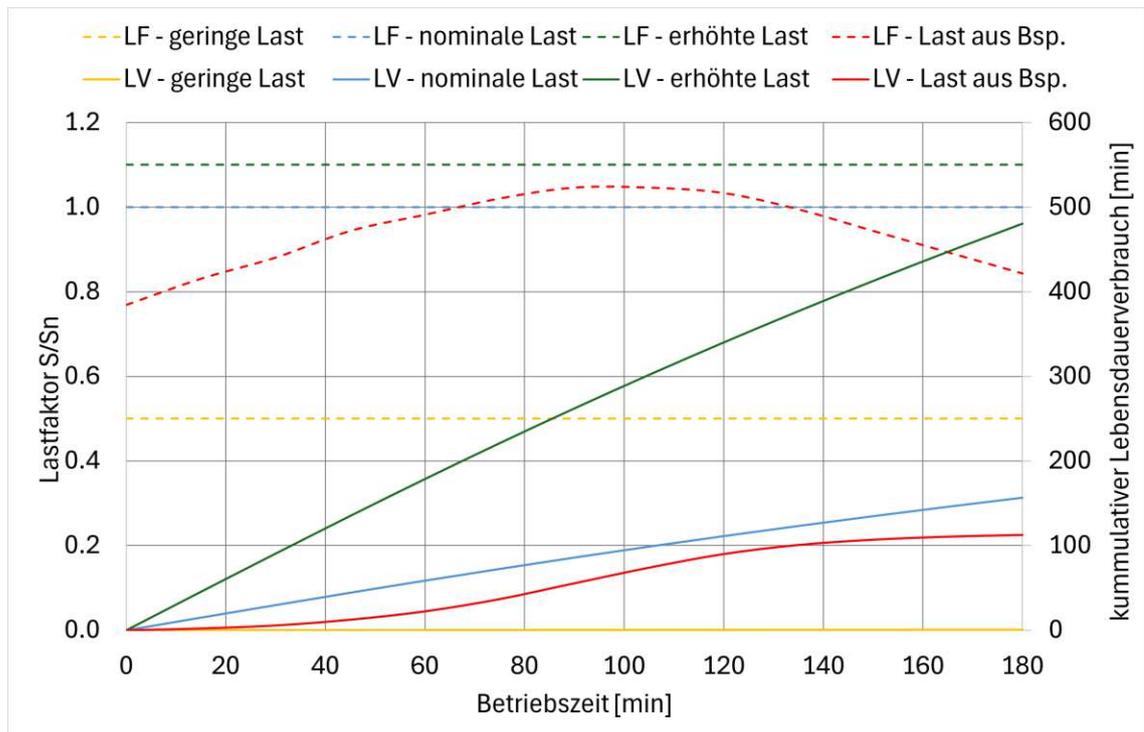


Abbildung 4.15: Einfluss des Lastfaktors (LF)  $S/S_n$  auf den Lebensdauerverbrauch (LV). Strichliert ist der Lastfaktor und durchgezogen der Lebensdauerverbrauch dargestellt.

Bei gegebener Belastung würde der Lebensdauerverbrauch bei thermisch stabilisiertem Isolierpapier innerhalb von drei Stunden 112,35 min betragen, das entspricht einem relativen Lebensverbrauch von  $112,35/180$ , also dem 0,624-fachen des nominellen Lebensdauerverbrauch. Auffällig ist jedoch, dass der Lebensdauerverbrauch sehr empfindlich auf eine Belastung über Nennleistung, das gleichbedeutend mit einer erhöhten Heißpunkttemperatur ist, reagiert. Zum Vergleich sind in Abbildung 4.15 noch drei weitere Lastgänge mit dem zugehörigen Lebensdauerverbrauch dargestellt. Bei einer geringen Belastung, die weit unter der Nennscheinleistung liegt, kommt es zu so gut wie keinem Lebensdauerverbrauch. Bei einer Belastung mit 50% der Nennscheinleistung beträgt der Lebensdauerverbrauch über 180 min nur 0,6 min. Die Belastung mit Nennscheinleistung ruft einen Lebensdauerverbrauch von 156,4 min hervor. Dies liegt einerseits daran, dass die Berechnung für thermisch stabilisiertes Papier durchgeführt wurde und andererseits an der Umgebungstemperatur die unter  $30^{\circ}\text{C}$  liegt. Wird der Transformator mit dem 1,1-fachen der Nennscheinleistung belastet steigt der Lebensdauerverbrauch in den 180 min auf 480,4 min an, das würde einem 2,667-fachen Anstieg des Lebensdauerverbrauchs bedeuten. Hier wird deutlich wie stark der Lebensdauerverbrauch auf eine Überlast reagiert.

## 4.3 Photovoltaikanlagen

### 4.3.1 Funktionsweise einer Solarzelle

Die Funktionsweise der Solarzelle beruht auf dem Photoeffekt. Die Solarzelle ist ein Halbleiterbauelement mit einem großflächig ausgeführten pn-Übergang. Durch Bestrahlung werden Elektronen, durch die Energie der Photonen, in der Raumladungszone des pn-Übergangs aus dem Valenzband in das Leitungsband gehoben und werden durch das elektrische Feld in das n-Gebiet gezogen. Der Stromkreis kann mit einem außen angeschlossenen Verbraucher geschlossen werden und es kann eine Spannungsdifferenz gemessen werden. Eine unbeleuchtete Solarzelle hat die Strom-Spannungs-Kennlinie einer idealen Diode nach Formel 4.40. Erst durch den Photostrom  $I_{PH}$ , der abhängig von der Bestrahlungsstärke ist, wird die Kennlinie so verschoben (Formel 4.41), dass die Solarzelle als Energiequelle wirkt. Deutlich wird dies mit der Kennlinie in Abbildung 4.16. [32]

$$I_D = I_S \cdot \left( e^{\frac{U}{U_T}} - 1 \right) \quad (4.40)$$

$$I = I_{PH} - I_D = I_{PH} - I_S \cdot \left( e^{\frac{U}{U_T}} - 1 \right) \quad (4.41)$$

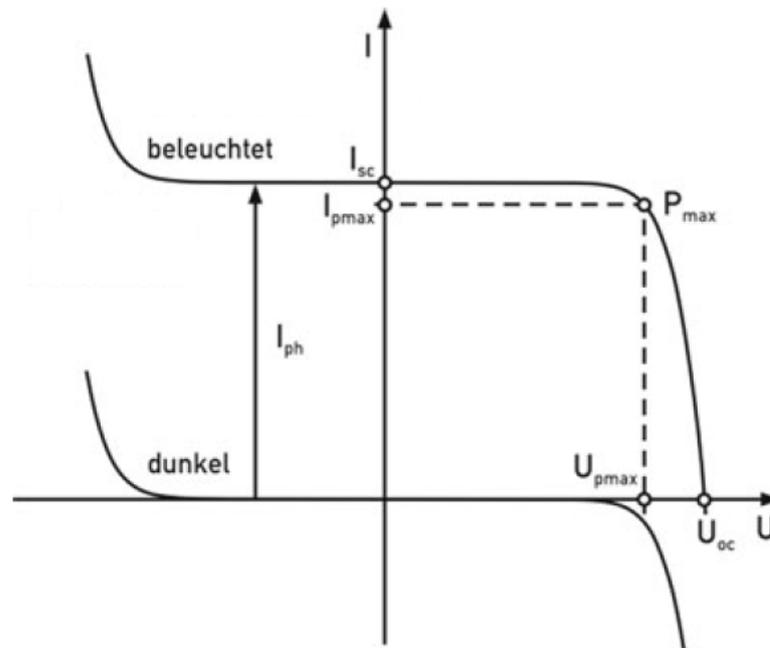


Abbildung 4.16: Kennlinie einer beleuchteten und unbeleuchteten Solarzelle [32]

Aus der Kennlinie können die Kennwerte einer Solarzelle, einerseits der Kurzschlussstrom  $I_{sc}$  und die Leerlaufspannung  $U_{oc}$  und andererseits die Spannung  $U_{pmax}$  und der Strom  $I_{pmax}$  im Punkt der maximalen Leistung (MPP) aus der sich die Peakleistung ergibt, entnommen werden. Die Kennlinie bzw. die Kennwerte einer Solarzelle werden unter Standard Test Conditions (STC), Einstrahlung  $1000W/m^2$ , Temperatur  $25^\circ C$ , Air Mass

(AM) 1,5g, ermittelt. Weitere wichtige Kenndaten für Solarzellen sind Füllfaktor und Wirkungsgrad der für Solarzellen nach Gleichung 4.43 beschrieben wird. Der Füllfaktor ist das Verhältnis zwischen Leistung im MPP und dem Produkt aus Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung (Gleichung 4.42).

$$FF = \frac{P_{MPP}}{U_L \cdot I_K} = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_L \cdot I_K} \quad (4.42)$$

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{E \cdot A} = \frac{FF \cdot U_L \cdot I_K}{E \cdot A} \quad (4.43)$$

$P_{MPP}$  ... Leistung im MPP [W]

$E$  ... Einstrahlungsstärke [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]

$A$  ... Solarzellenfläche [ $\text{m}^2$ ]

### 4.3.2 Aufbau einer Photovoltaikanlage

Kommerzielle Solarzellen werden aus kristallinem Silizium hergestellt, jedoch kommen auch andere Halbleiterwerkstoffe, wie z.B. Galliumarsenid (GaAs) in Frage. Für die Herstellung von Solarzellen ist „solar grade“ Silizium (SOG-Si) notwendig. Dieses Silizium weist eine hohe Reinheit auf und kann mit Hilfe des Silan-Prozesses aus Quarzsand gewonnen werden. Bei dem Silan-Prozess wird metallurgisches Silizium, das durch Reduktion aus Quarzsand gewonnen wurde, mit Chlorwasserstoff versetzt. Das dabei entstehende Trichlorsilan wird danach nach dem Chemical-Vapor-Prinzip, durch Zugabe von hochreinem Wasserstoff, bei Temperaturen von mehr als  $1000^\circ\text{C}$  reduziert und man erhält hochreine Siliziumstäbe. Aus diesem hochreinen Silizium lassen sich nun polykristalline Solarzellen herstellen. An den Korngrenzen der unterschiedlich ausgerichteten Siliziumkristalle entstehen jedoch Verluste, die bei monokristallinen Solarzellen nicht auftreten. Monokristallines Silizium kann durch einen weiteren Verarbeitungsschritt aus polykristallinem Silizium gewonnen werden. Das Ergebnis der Silizium Herstellung sind jedoch immer dünne Siliziumscheiben, die Wafer genannt werden. Nach der Dotierung mit dem Gasdiffusionsverfahren, bei dem Fremdatome wie Phosphor oder Bor in das Silizium eingebracht werden, werden mit dem Siebdruckverfahren die Front- und Rückseitenkontakte aufgetragen. Zum Abschluss wird auf die Vorderseite noch eine Antireflexionsschicht angebracht, da das metallische Silizium Licht sehr gut reflektieren würde. Abbildung 4.17 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer Solarzelle. [26]

Je nach Halbleitermaterial und Ausführung liegt der Wirkungsgrad von Solarzellen zwischen 10 und 25 %. Dünnschichtzellen die vor allem amorphes Silizium verwenden, haben mit ca. 10 % einen geringeren Wirkungsgrad als Solarzellen mit polykristallinem Silizium, die Wirkungsgrade bis zu 20 % erreichen. Der höchste Wirkungsgrad bei kommerziellen Solarzellen, mit bis zu 25 % wird mit monokristallinem Silizium erreicht. Typische Zellenspannungen bewegen sich zwischen 0,5 V und 0,7 V. Aufgrund der geringen Spannung einer einzelnen Solarzelle werden mehrere Solarzellen seriell zu Solarmodulen verbunden. Je nach Anforderung können somit unterschiedliche Ausgangsspannungen und Ströme erreicht werden. [26]

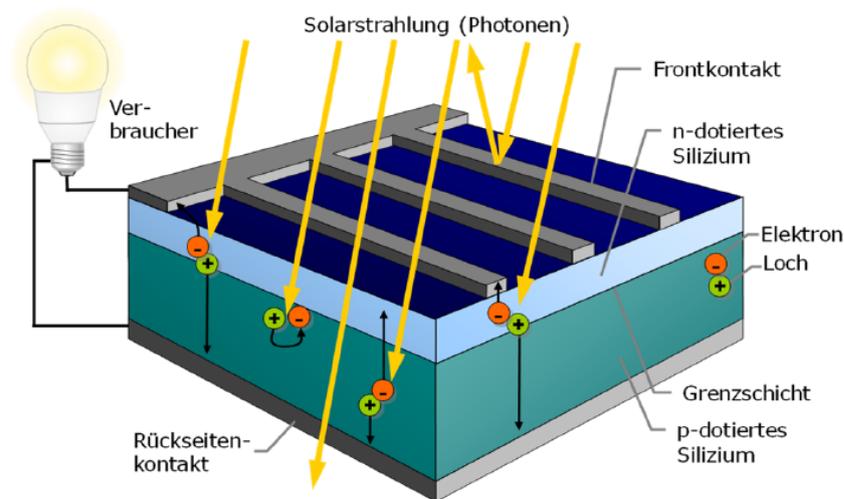


Abbildung 4.17: Prinzipieller Aufbau einer Solarzelle mit Vorder- und Rückseitenkontakten [26]

### 4.3.3 Einflüsse auf die Energiegewinnung

#### Einstrahlung

Wie im vorigen Kapitel erwähnt, ist der Strahlungsfluss auf die Solarzelle maßgebend für den Photostrom und somit für die elektrische Leistung, die die Solarzelle abgibt. Der Strahlungsfluss ergibt sich aus der Bestrahlungsstärke über die Solarzellenfläche. Die Bestrahlung auf eine geneigte Ebene setzt sich aus der direkten, diffusen und der reflektierten Bestrahlungsstärke zusammen. Im Vergleich zum Weltall kommt es auf der Erde durch die Erdatmosphäre zu einer Reduktion der Bestrahlungsstärke in verschiedenen Wellenlängenbereichen. Die Reduktion wird durch Absorption verschiedener Bestandteile der Atmosphäre, wie z.B. Wasserdampf oder Ozon verursacht. Weiters reduzieren die Rayleigh-Streuung, die an bestimmten molekularen Bestandteilen der Luft auftritt und die Mie-Streuung, die an Staubteilchen oder Verunreinigungen in der Luft auftritt, die Bestrahlungsstärke. Durch den Faktor AM wird die Abschwächung der Bestrahlungsstärke quantifiziert. In Abbildung 4.18 ist das Spektrum des Sonnenlichtes im Weltall AM0 und das Spektrum AM1,5g aufgetragen, wobei das Spektrum AM1,5g als Referenz für die Kennwertbestimmung eingesetzt wird. [26]

Der wirksame Strahlungsfluss hängt vom Einfallswinkel der Bestrahlung ab. Der Einfallswinkel kann mit Formel 4.45 aus der geographischen Lage (geographische Breite  $\varphi$  und Länge  $\lambda$ ), dem Stundenwinkel  $\omega$  (Tageszeit), Deklination  $\delta$  (Stellung der Erdachse), Neigungswinkel  $s$  der Solarzelle und Azimutwinkel  $a$  (Ausrichtung nach Himmelsrichtung Nord= $0^\circ$ ) berechnet werden. [32]

$$\Phi = E \cdot A \cdot \cos\Theta \quad (4.44)$$

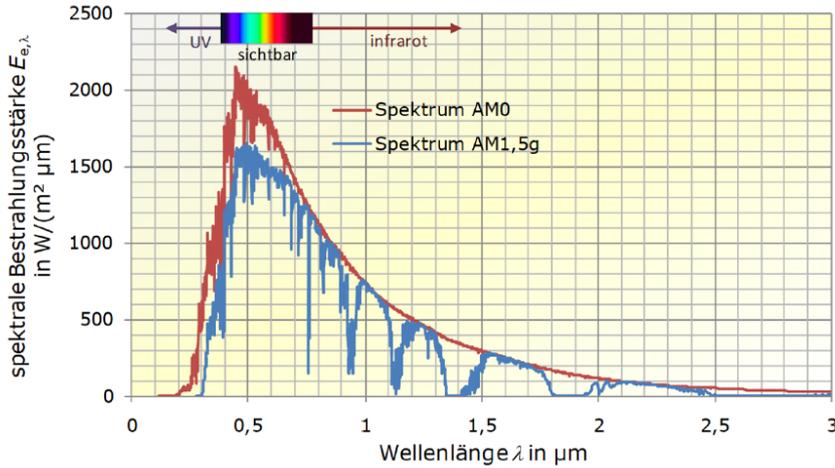


Abbildung 4.18: Spektrum des Sonnenlichtes im Weltall AM0 und auf der Erde bei einer Sonnenhöhe von  $41,8^\circ$  auf einer um  $37^\circ$  in Richtung der Sonne geneigten Ebene [26]

$$\begin{aligned}
 \cos \Theta &= \sin \delta \cdot \sin \varphi \cdot \cos s \\
 &+ \sin \delta \cdot \cos \varphi \cdot \sin s \cdot \cos a \\
 &+ \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos s \cdot \cos \omega \\
 &- \cos \delta \cdot \sin \varphi \cdot \sin s \cdot \cos a \cdot \cos \omega \\
 &+ \cos \delta \cdot \sin s \cdot \sin a \cdot \sin \omega
 \end{aligned} \tag{4.45}$$

### Temperatur

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Leistung einer Solarzelle ist die Zelltemperatur. Einerseits kann die Temperaturspannung aus Gleichung 4.41 nicht mehr als konstant angenommen werden und berechnet sich aus Gleichung 4.46 mit der Boltzmann-Konstanten  $k$ , der Temperatur  $T$  und der Elementarladung  $e$ .

$$U_T = \frac{k \cdot T}{e} \tag{4.46}$$

Andererseits erhöhen sich mit steigender Temperatur die Sättigungsströme, wodurch die Leerlaufspannung sinkt. Weiters sinkt der Bandabstand mit steigender Temperatur wodurch sich der Photostrom erhöht. Die Temperaturabhängigkeit des Kurzschlussstromes und der Leerlaufspannung lassen sich mit Gleichung 4.47 und 4.48 zusammenfassen, wobei  $\xi$  und  $\mu$  die jeweiligen Temperaturkoeffizienten sind und  $T_{ref}$  die Temperatur bei STC also  $25^\circ C$  ist. Da der Temperatureinfluss, wie in Abbildung 4.19 dargestellt, auf die Leerlaufspannung größer ist als auf den Kurzschlussstrom sinkt die Leistung einer Solarzelle mit steigender Zelltemperatur. [6] Die Temperaturabhängig unterscheidet sich je nach Zellentyp, Dünnschichtzellen oder Zellen aus amorphem Silizium zeichnen sich durch geringere Leistungsverluste bei steigender Temperatur aus. Typische Temperaturkoeffizienten sind in Tabelle 4.3 angeführt. Die Zelltemperatur übersteigt in der Regel die Umgebungstemperatur. Ausschlaggebende Faktoren sind hierfür die Bestrahlungsstärke

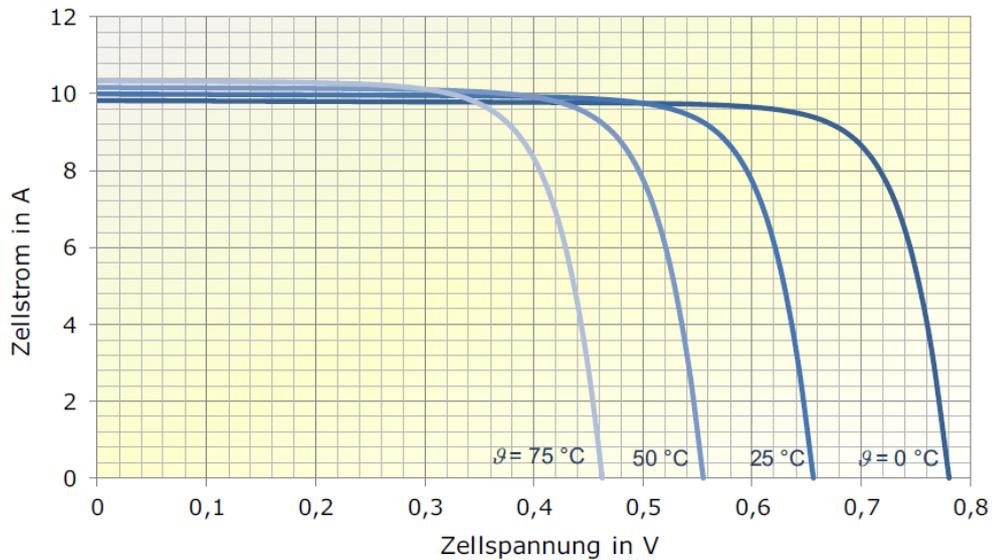


Abbildung 4.19: Temperaturabhängigkeit einer Solarzelle [26]

und die Einbausituation die oftmals die Belüftung der Solarzelle bestimmt. Aber auch der Wirkungsgrad hat einen Einfluss auf die Zelltemperatur, mit höherem Wirkungsgrad sinkt der Anteil an Bestrahlung der für die Erwärmung der Solarzelle verantwortlich ist. [26]

Tabelle 4.3: Typische Werte für Temperaturkoeffizienten von Leerlaufspannung  $\mu$ , Kurzschlussstrom  $\xi$  und Leistung [26]

Zellentyp	$\mu$	$\xi$	Leistungskoeffizient
Mono-Si	-0,21 ... -0,48	+0,02 ... +0,08	-0,30 ... -0,51
Poly-Si	-0,29 ... -0,42	+0,03 ... +0,07	-0,32 ... -0,51
$\mu$ c-Si /a-Si	-0,30	+0,07	-0,24

$$I_{ph}|_T = I_{ph}|_{T_{ref}} + \xi(T - T_{ref}) \quad (4.47)$$

$$U_{oc}|_T = U_{oc}|_{T_{ref}} + \mu(T - T_{ref}) \quad (4.48)$$

### Matchverluste

Wie in Kapitel 4.3.2 erwähnt ist für den Bau einer Photovoltaikanlage die Zusammenschaltung, seriell und parallel, von mehreren Solarzellen notwendig. Zwei Solarzellen, auch wenn diese vom selben Typ sind, werden Aufgrund von Fertigungstoleranzen nie exakt gleich sein. Somit unterscheidet sich ihr MPP, sprich sie geben ihre maximale Leistung nicht im selben Arbeitspunkt, bzw. nicht bei demselben Strom und derselben Spannung

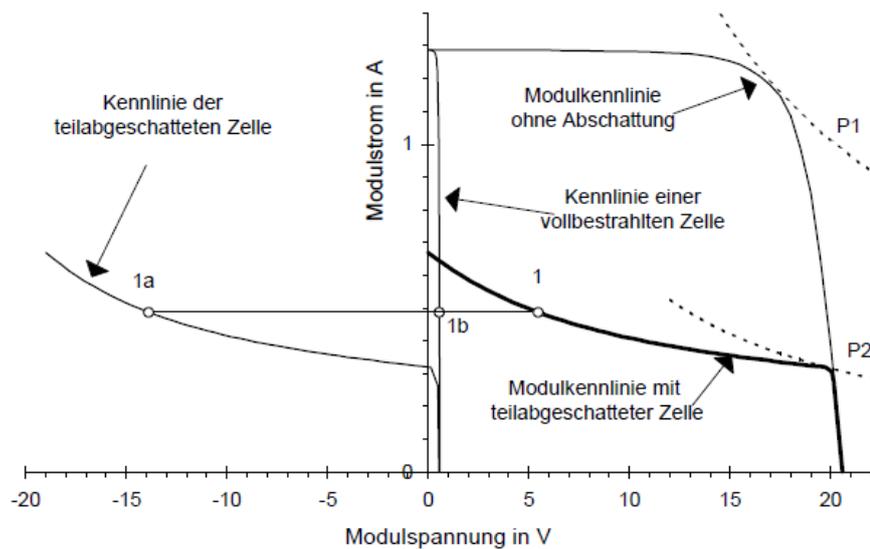


Abbildung 4.20: Kennlinie eines Solarmoduls mit 36 Zellen mit und ohne Abschattung [25]

ab. Dies hat zur Folge, dass bei einer Serienschaltung von einzelnen Solarzellen zu einem Solarmodul Matchverluste entstehen und die maximale Modulleistung stets kleiner als die Summe der maximalen Einzelleistungen ist. [32]

Weitere Matchverluste treten bei Teilabschattung eines Moduls auf. Bei einer Serienschaltung ist der Strom jeder Solarzelle gleich und die Gesamtspannung setzt sich aus den Einzelspannungen zusammen. Ist nun eine Solarzelle abgeschattet verringert sich die Ausgangsleistung des gesamten Solarmoduls drastisch. Durch Konstruktion der Zellenkennlinie im teilabgeschattenden Zustand und verschieben dieser um die Gesamtspannung des Moduls erhält man die Kennlinie des Moduls mit einer abgeschatteten Zelle. Dies bedeutet jedoch auch, dass die abgeschattete Zelle als Verbraucher betrieben wird und die aufgenommene Leistung in Wärme umwandelt (Hot-Spot-Effekt). In Abbildung 4.20 ist die Kennlinie eines Solarmoduls mit 36 Zellen, davon eine teilabgeschattet dargestellt. Um diesen Effekt zu vermeiden werden Dioden antiparallel zu den Solarzellen geschaltet. Die sogenannten Bypass-Diode werden leitend sobald eine Spannung größer ihrer Sperrspannung anliegt. [25]

## 4.4 Leitungen

In der elektrischen Energietechnik erfolgt der Transport der Energie über Leitungen oder Kabel, wobei die einfachste Leitung eine starre Schiene wäre, die z.B. in Schaltanlagen eingesetzt wird.

### 4.4.1 Beschreibung einer homogenen Leitung

Hat eine Leitung über ihre gesamte Länge die selben Eigenschaften, wird diese als homogene Leitung bezeichnet. Sie kann mit einer Reihenschaltung von infinitesimal kleinen differentiellen Längenelementen dargestellt werden 4.21. Diese bestehen aus den längenbezogenen

Induktivitäten  $L'$ , Kapazitäten  $C'$ , Widerständen  $R'$  und den Leitwerten  $G'$ . [5] Das diffe-

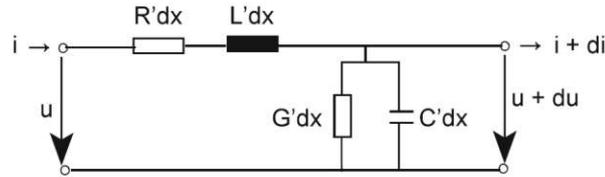


Abbildung 4.21: Differentielles Längenelement [5]

rentielle Längenelement kann mit der Telegraphengleichung 4.49 beschrieben werden.

$$\frac{\delta u}{\delta x^2} = R'G' \cdot u + (R'C' + L'G') \cdot \frac{\delta u}{\delta t} + L'C' \frac{\delta^2 u}{\delta t^2} \quad (4.49)$$

bzw. für den Strom

$$\frac{\delta i}{\delta x^2} = R'G' \cdot i + (R'C' + L'G') \cdot \frac{\delta i}{\delta t} + L'C' \frac{\delta^2 i}{\delta t^2} \quad (4.50)$$

Im stationären Zustand kann die Telegraphengleichung mit dem Exponentialansatz gelöst werden. Mit Einführung der Ausbreitungskonstante  $\gamma$  (4.51), wobei  $\alpha$  Dämpfungskonstante und  $\beta$  Phasenkonstante heißt, und des Wellenwiderstandes  $Z_w$  (4.52), ist eine Matrixdarstellung 4.4.1 von Strom und Spannung am Anfang der Leitung und bei der Leitungslänge  $x$  möglich. [14]

$$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Z}' \cdot \underline{Y}'} = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} = \alpha + j\omega\beta \quad (4.51)$$

$$\underline{Z}_w = \frac{R' + j\omega L'}{\underline{\gamma}} = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad (4.52)$$

$$\begin{pmatrix} \underline{U}(x) \\ \underline{Z}_w \underline{I}(x) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\underline{\gamma}x) & -\sinh(\underline{\gamma}x) \\ -\sinh(\underline{\gamma}x) & \cosh(\underline{\gamma}x) \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{Z}_1 \underline{I}_1 \end{pmatrix}$$

Nun ist es möglich mit der Länge  $x$ , der Spannung  $U_1$  und des Stromes  $I_1$  am Anfang der Leitung, Strom und Spannung am Ort  $x$  zu berechnen.

#### 4.4.2 Freileitungen

Freileitungen werden vor allem im Hoch- und Höchstspannungsnetz eingesetzt. Freileitungen haben wesentlich geringere Investitionskosten und sind durch ihre leichte Erreichbarkeit auch einfacher in der Instandhaltung und Reparatur. Freileitungen werden an Masten, die im 380-kV-Netzen ca. 300 m Abstand haben, in etwa 50 m geführt, wobei die Höhe unter anderem durch den Seildurchhang und den Landschaftsschutz bestimmt wird. Zur Aufhängung dienen Isolatoren aus Porzellan, Glas oder Gießharz. Die Leitung selbst besteht meist aus einem Stahlkern, der die mechanische Last trägt und einem Mantel aus Aluminiumdrähten zur Stromleitung. Bei 220 kV oder 380 kV werden zwei oder drei der Leiterseile zu einem Bündel zusammengefasst um die Randfeldstärke zu senken. [21]

### 4.4.3 Kabel

Im Mittel- und Niederspannungsbereich werden oft Kabel, die unterirdisch geführt werden, eingesetzt. Durch die geringeren Leiterabstände haben Kabel geringere Induktivitäten, aber höhere Kapazitäten als Freileitungen. Durch die Isolation kann Wärme schlechter abgeführt werden, dadurch darf der Kabelquerschnitt nicht so hoch wie bei Freileitungen belastet werden. Die Leiter, die meist aus Kupfer oder Aluminium bestehen, sind entweder massiv oder mehrdrähtig aufgebaut. Die Kabel sind, bis auf Hochspannungskabel, drei oder vieradrig ausgeführt, wobei die Adern auch sektorförmig angeordnet sein können. Die einzelnen Adern sind meist aus mit Bitumen getränktem Papier, wobei dies zunehmend von Polyethylen abgelöst wird. Für die Schirmung wird um die Aderisolation eine Folie aus leitendem Material gewickelt. Je nach Einsatzgebiet folgt eine Stahldrahtbewehrung, die für die mechanische Stabilität sorgt, darüber folgt ein PE-Mantel als Korrosionsschutz. Abbildung 4.22 zeigt verschiedene Kabelaufbauten. [5]



Abbildung 4.22: (a) Niederspannungskabel mit sektorförmigen Adern; (b) Dreileiterkabel 10 kV; (c) Einleiterkabel 10 kV; (d) Einleiterkabel mit Hohlleiter für Ölkühlung 80 kV; (e) Gleichspannungskabel 400 kV (Kabel Rheydt AG, Siemens AG, Business Wire) [21]

Kabel werden in einer Tiefe zwischen 60-100 cm in einem Sandbett verlegt. Das Sandbett sorgt für eine gleichmäßige Wärmeabgabe. Bodenaustrocknung oder auch eine vermehrte Anzahl nebeneinander verlegter Kabel, sorgen für eine größere Erwärmung und führen zu einer geringeren Strombelastbarkeit der Kabel. Die Investitionskosten bei gleicher Übertragungskapazität betragen bei Kabeln das 5- (bei 110 kV) bzw. 10-fache (bei 380 kV) im Vergleich zu der Errichtung von Freileitungen. [21]



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# 5 Testnetze, Modellierung und Berechnungsverfahren

## 5.1 Testnetze

Für die Simulation werden zwei reale Niederspannungsnetze, eines im ländlichen und eines im städtischen Bereich verwendet. Beide Netze sind jeweils als Strahlennetze ausgeführt, weisen jedoch die typischen Merkmale eines ländlichen bzw. städtischen Niederspannungsnetzes auf. Das ländliche Netz hat einen Kabelanteil von 59% mit 63 angeschlossenen Haushalten, das städtische Netz hat hingegen einen Kabelanteil von 96% mit 183 angeschlossenen Haushalten. Wie die Einliniendiagramme in Abbildung 5.1 und 5.2 zeigen, ist die Haushaltsdichte im städtischen Netz wesentlich höher. Die genauen Netzpläne können Anhang A entnommen werden. [27]

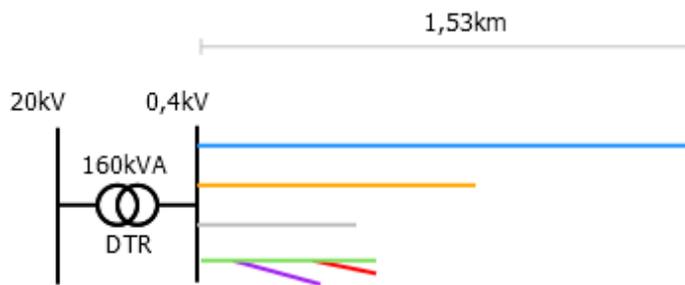


Abbildung 5.1: Vereinfachtes Einliniendiagramm des ländlichen Netzes

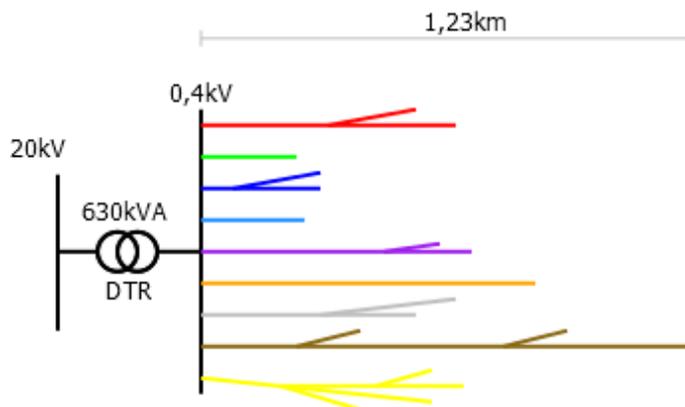


Abbildung 5.2: Vereinfachtes Einliniendiagramm des städtischen Netzes

### 5.1.1 Transformatormodellierung

Der Transformator kann mit dem  $\Pi$ -Ersatzschaltbild (Abbildung 5.3) als Vierpol dargestellt werden.

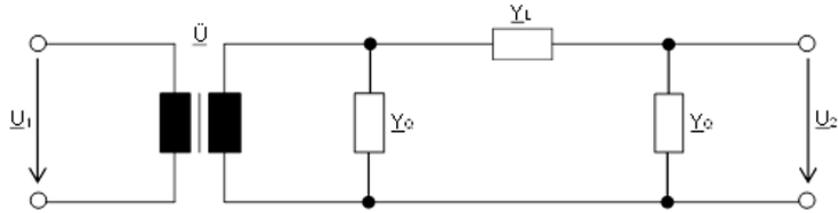


Abbildung 5.3:  $\Pi$ -Ersatzschaltbild des Transformators - Darstellung aus PSS Sincal

Wobei sich die Werte für Längs- und Querschnittadmittanzen sowie Übersetzung wie folgt berechnen:

$$\underline{Y}_L = \left[ \frac{U_{net2}}{U_{trafo2}} \right]^2 \cdot 100 \cdot \frac{S_n}{u_r + j\sqrt{u_k^2 - u_r^2}} \quad (5.1)$$

$$\underline{Y}_Q = \frac{1}{2} \cdot \left[ \frac{U_{net2}}{U_{trafo2}} \right]^2 \cdot \left( V_{fe} \cdot 10^{-3} - j\sqrt{(i_0 \cdot 10^{-2} \cdot S_n)^2 - (V_{fe} \cdot 10^{-3})^2} \right) \quad (5.2)$$

$$\underline{\ddot{U}} = \frac{U_{trafo1}}{U_{net1}} \cdot \frac{U_{net2}}{U_{trafo2}} \cdot (1 + u_z \cdot (\cos\alpha + jsin\alpha)) \quad (5.3)$$

In PSS Sincal wird das Vierpol Ersatzschaltbild aus Abbildung 5.4 verwendet.

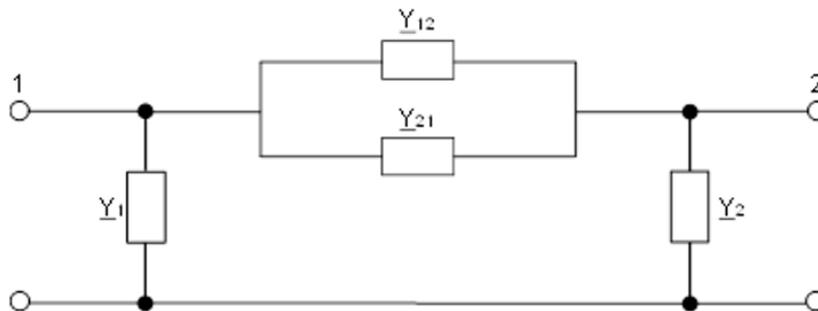


Abbildung 5.4: Verwendetes Vierpol Ersatzschaltbild des Transformators in PSS Sincal - Darstellung aus PSS Sincal

Mit

$$\underline{Y}_1 = \underline{Y}_L \left[ \frac{1}{\underline{\ddot{U}} \cdot \underline{\ddot{U}}^*} - \frac{1}{\underline{\ddot{U}}^*} \right] + \underline{Y}_Q \cdot \frac{1}{\underline{\ddot{U}}} \cdot \underline{\ddot{U}}^* \quad (5.4)$$

$$\underline{Y}_2 = \underline{Y}_L \left[ 1 - \frac{1}{\underline{\ddot{U}}} \right] + \underline{Y}_Q \quad (5.5)$$

$$\underline{Y}_{12} = \underline{Y}_L \cdot \frac{1}{\underline{\ddot{U}}} \quad (5.6)$$

$$\underline{Y}_{21} = \underline{Y}_L \cdot \frac{1}{\underline{\ddot{U}}^*} \quad (5.7)$$

Der Transformator im ländlichen Niederspannungsnetz hat folgende Daten:

- Nennscheinleistung  $S_n = 160$  kVA
- Nennoberspannung  $U_{N1} = 20$  kV
- Nennunterspannung  $U_{N2} = 0,4$  kV
- Kurzschlussspannung  $u_k = 4,04$
- Ohmsche Kurzschlussspannung  $u_r = 1,00$  %
- Schaltgruppe Yzn5

Der Transformator im städtischen Niederspannungsnetz hat folgende Daten:

- Nennscheinleistung  $S_n = 630$  kVA
- Nennoberspannung  $U_{N1} = 20$  kV
- Nennunterspannung  $U_{N2} = 0,4$  kV
- Kurzschlussspannung  $u_k = 4,00$  %
- Ohmsche Kurzschlussspannung  $u_r = 1,00$  %
- Schaltgruppe Dyn5

### 5.1.2 Leitungsmodellierung

Für die Lastflusssimulation in PSS Sincal wird das II-Ersatzschaltbild nach Abbildung 5.5 verwendet. Die Daten für die Leitungsparameter können Anhang A entnommen werden.

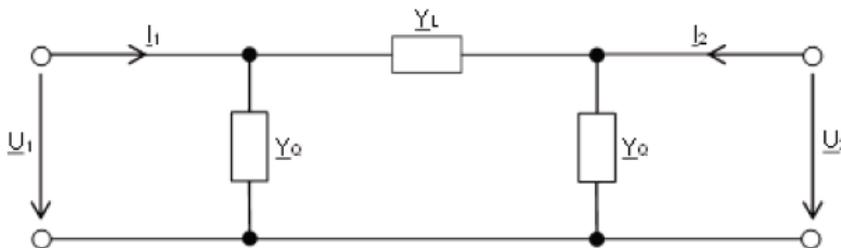


Abbildung 5.5: Verwendetes Vierpol Ersatzschaltbild der Leitungen in PSS Sincal - Darstellung aus PSS Sincal

Mit

$$\underline{Y}_L = \frac{1}{(R + j\omega L) \cdot l} \cdot U_n^2 \quad (5.8)$$

$$\underline{Y}_Q = \frac{(G' + j\omega C) \cdot l}{2} \cdot U_n^2 \quad (5.9)$$

## 5.2 Haushaltsmodellierung

Für eine Lastprofilsimulation ist die Kenntnis des Verbraucherprofils jeder Last und des Erzeugerprofils jedes Erzeugers notwendig. Da in einem Haushalt mit installierter PV-Anlage sowohl Verbrauch als auch Erzeugung stattfindet, kann der Haushalt als Prosumer modelliert werden. Dieser setzt sich einerseits aus Verbrauchern, die Wirkleistung aufnehmen und Blindleistung je nach Typ aufnehmen oder abgeben, und andererseits aus einer PV-Anlage als Erzeuger, die Wirkleistung abgibt und Blindleistung aufnehmen oder abgeben kann, zusammen. In Abbildung 5.6 ist ein Haushalt als Prosumer dargestellt.

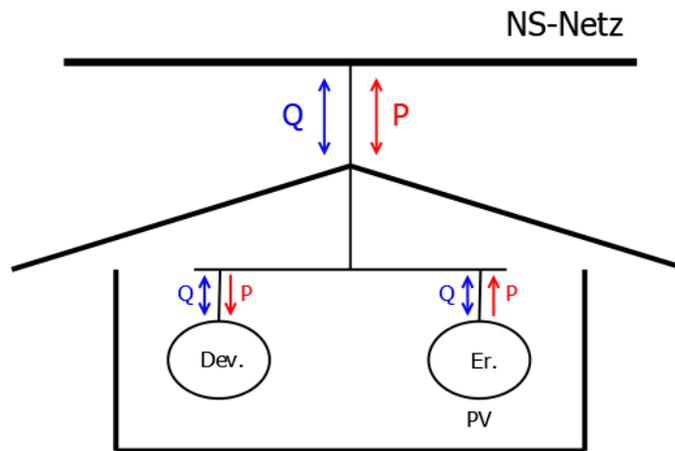


Abbildung 5.6: Leistungsfluss eines Haushaltes als Prosumers

### 5.2.1 Lastmodellierung

Lastprofile werden unter anderem auch zum Fahrplanmanagement einer Bilanzgruppe benötigt. Zu diesem Zweck wurde die BTU Cottbus vom Verband der Elektrizitätswirtschaft

Tabelle 5.1: VDEW Lastprofile

Lastprofil	Verbrauchertyp
H0	Haushalt
G0	Gewerbe allgemein
G1	Gewerbe Werktags 8-18 Uhr
G2	Gewerbe mit starkem überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
G3	Gewerbe durchlaufend
G4	Laden/Friseur
G5	Bäckerei mit Backstube
G6	Wochenendbetrieb
L0	Landwirtschaft (sofern keine Einteilung in L1 und L2)
L1	Landwirtschaftsbetrieb mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs - Tierzucht
L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe

(VDEW) beauftragt standardisierte Lastprofile zu erstellen. Diese erstellte aus rund 1500

Lastgängen Lastprofile, die aus 15-Minuten-Werten bestehen. In Tabelle 5.1 sind die Lastprofile, die für verschiedene Verbrauchertypen vom VDEW eingeführt wurden, angeführt. [31]

Eine weitere Unterscheidung im Verbrauch wurde für die verschiedenen Verbrauchsperioden festgelegt. In Tabelle 5.2 sind die drei definierten Verbrauchsperioden festgehalten. Durch die zeitliche Einteilung wird der unterschiedliche Bedarf an Beleuchtung, aber auch der Wärme- bzw. Kältebedarf, der sich über das Jahr verändert, abgebildet. Wie stark sich

Tabelle 5.2: VDEW Lastprofile - Verbrauchsperioden

Periode	Dauer
Winter	01.11 bis 20.03
Sommer	15.05 bis 14.09
Übergang	21.03 bis 14.05 und 15.09 bis 31.10

die Lastprofile in den drei Lastperioden unterscheiden zeigt Abbildung 5.7. Ein weiterer wichtiger Unterscheidungsfaktor bei Lastprofilen ist der Wochentag. Abbildung 5.8 zeigt den Unterschied zwischen einem Haushaltsprofil an einem Werktag und an einem Sonntag im Winter.

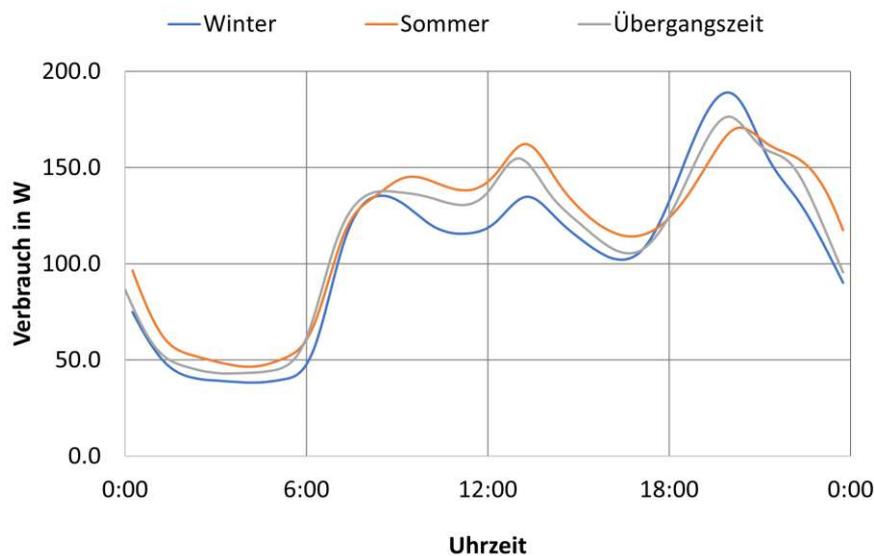


Abbildung 5.7: Unterschiedlicher Verbrauch je Jahreszeit

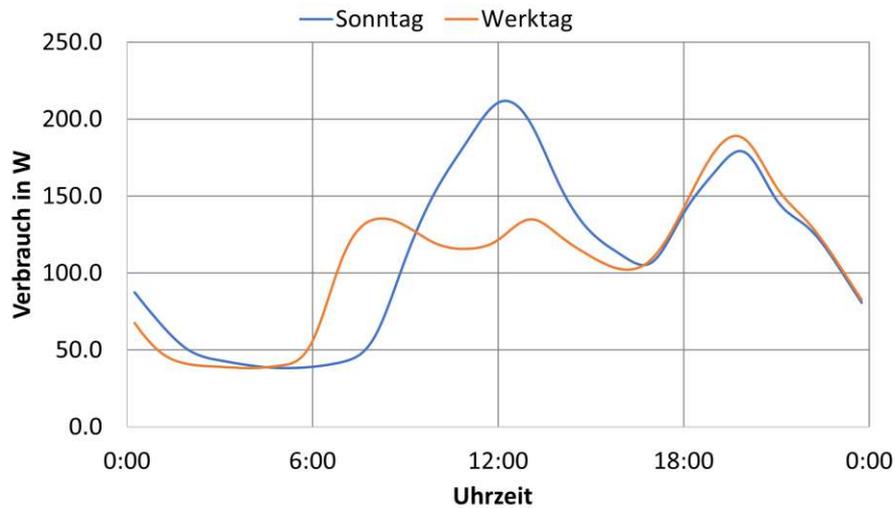


Abbildung 5.8: Unterschiedlicher Verbrauch je Wochentag

### ZIP-Modell

Für die Qualität einer Lastprofilsimulation ist die Genauigkeit der Lastprofile von großer Bedeutung. Daher ist es erforderlich mit mathematischen Modellen das Verhalten von Lasten so genau wie möglich abzubilden. Das ZIP-Modell hilft dabei die Abhängigkeit der Wirk- und Blindleistungsaufnahme von der Spannung zu beschreiben. Das ZIP-Modell hat drei Koeffizienten: konstante Impedanz ( $Z$ ), konstanter Strom ( $I$ ) und konstante Leistung ( $P$ ). Das ZIP-Modell ist eine Polynomdarstellung, in der das jeweilige Element eine quadratische, eine lineare und eine konstante Funktion der Spannung darstellt. Die spannungsabhängige Wirk- und Blindleistung ergeben sich nach Gleichung 5.10 und 5.11. [3]

$$P = P_0 \left[ Z_p \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + I_p \left( \frac{U}{U_0} \right) + P_p \right] \quad (5.10)$$

$$Q = Q_0 \left[ Z_q \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + I_q \left( \frac{U}{U_0} \right) + P_q \right] \quad (5.11)$$

Wobei  $P$  die Wirkleistung,  $Q$  die Blindleistung,  $U$  die Spannung,  $P_0$  die Nennwirkleistung,  $Q_0$  die Nennblindleistung,  $U_0$  die Nennspannung ist.  $Z_p$ ,  $I_p$ ,  $P_p$  sind die Wirkleistungs ZIP Koeffizienten und  $Z_q$ ,  $I_q$ ,  $P_q$  sind die Blindleistungs ZIP Koeffizienten. Diese Koeffizienten können experimentell mit numerischen Methoden bestimmt werden. Die Koeffizienten für Wirk- und Blindleistung erfüllen jeweils Gleichung 5.12 und 5.13.

$$Z_p + I_p + P_p = 1 \quad (5.12)$$

$$Z_q + I_q + P_q = 1 \quad (5.13)$$

Für einen Haushalt mit einem jährlichen Verbrauch zwischen 5239 kWh und 7741 kWh wurden in [4] folgende ZIP Koeffizienten bestimmt.

Über ein Modell (Abbildung 5.9), das in PSS Netomac erstellt wurde, kann das ZIP-Modell in der Lastprofilsimulation in PSS Sincal implementiert werden. Wobei der Ausgang von

Tabelle 5.3: ZIP Koeffizienten [4]

$Z_p$	$I_p$	$P_p$	$Z_q$	$I_q$	$P_q$
0,96	-1,17	1,21	6,28	-10,16	4,88

GNEVM1 Y6 die Momentanspannung  $U$  symbolisiert und der Ausgang von GNE-P/Q den Faktor für  $P_0$  bzw.  $Q_0$  liefert.

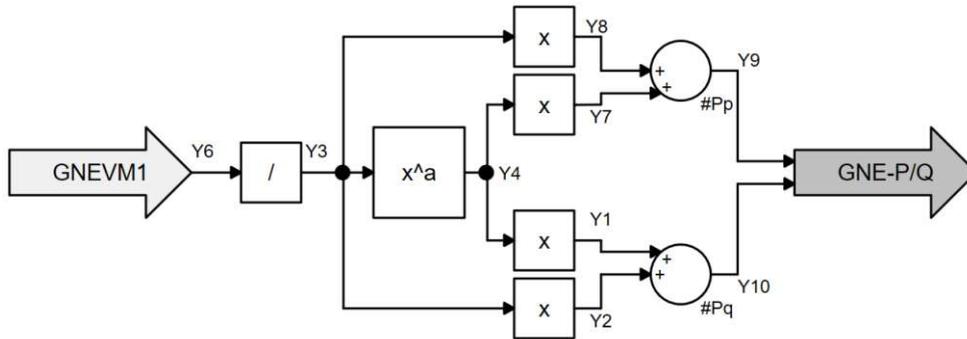


Abbildung 5.9: Implementierung des ZIP Modells in PSS Netomac

### 5.3 Erzeugungsmodellierung

Wie schon in Kapitel 4 erläutert, ist die Einstrahlung der Sonne maßgebend für das Erzeugungsprofil einer Photovoltaikanlage. Abbildung 5.10 zeigt die Einstrahlung an einem Sommertag und einem Wintertag in Wien. Die Daten wurden dem Internetportal Satel-Light entnommen. Für die Datenreihe wurde die globale (entspricht der Summe von diffuser und direkter) Einstrahlung auf eine horizontale Fläche gewählt. Sollen nun mehrere Photovoltaikerzeugungsprofile in einem Gebiet betrachtet werden, ist es wichtig dies für unterschiedliche Ausrichtungen der Photovoltaikanlagen zu machen, da dies einen nicht zu vernachlässigenden Unterschied im Erzeugungsprofil nach sich zieht, wie Abbildung 5.11 zeigt. Weiters kann durch die unterschiedliche Ausrichtung der PV-Anlagen das Erzeugungsprofil besser an das jeweilige Verbrauchsprofil angepasst werden.

Durch Vernachlässigung der Temperatur kann die erzeugte Leistung für eine gegebene Einstrahlung nach Gleichung 5.14 berechnet werden. [33]

$$P(E) = P_{STC} \cdot \frac{E}{E_{STC}} \cdot \frac{\ln(E)}{\ln(E_{STC})} \quad (5.14)$$

Dabei ist

$P$  abgebende Leistung bei gegebener Einstrahlung  $E$  in W  
 $P_{STC}$  Leistung unter STC in W

$E$  gegebene Einstrahlung in  $W/m^2$   
 $E_{STC}$  Einstrahlung unter STC in  $W/m^2$ .

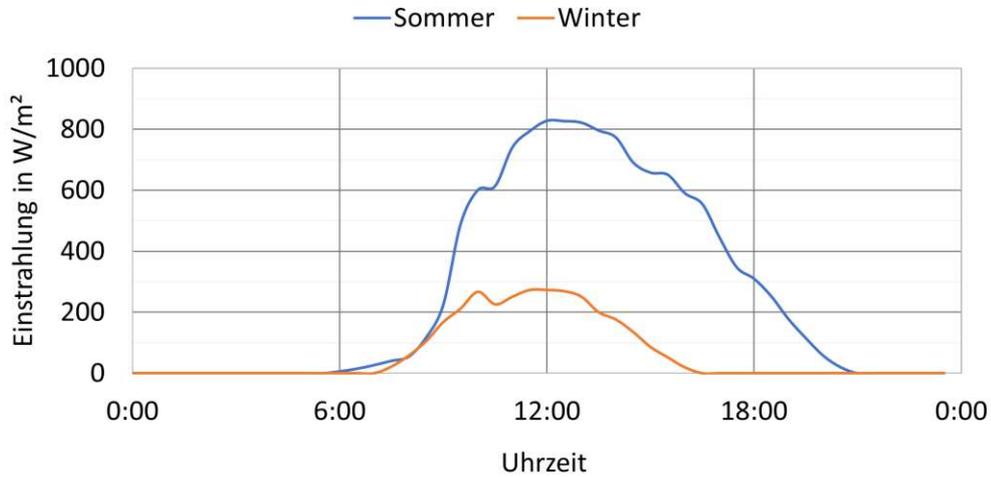


Abbildung 5.10: Einstrahlung an einem Sommer- und Wintertag

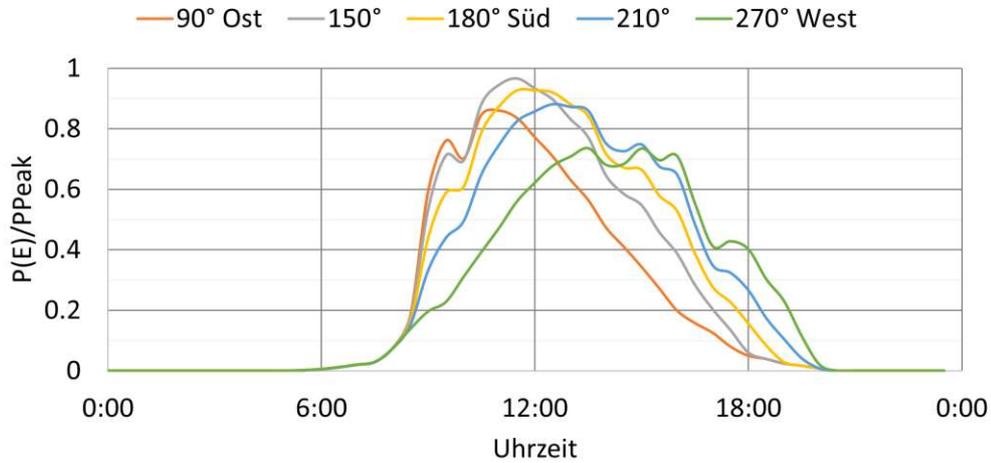


Abbildung 5.11: Unterschiedliche Leistungsausbeute je nach Ausrichtung der PV-Anlage

Da die folgenden Simulationen auch über ein gesamtes Jahr ausgeführt werden, war es notwendig die Erzeugungs- und Lastprofile über ein gesamtes Jahr zu erstellen. Dafür wurden die definierten Verbrauchsperioden aus Tabelle 5.2 herangezogen und für die jeweilige Periode ein durchschnittliches Profil ausgewählt. Somit konnten die Erzeugungs- bzw. Lastprofile über ein gesamtes Jahr, mit verschiedenen Perioden, erstellt werden.

## 5.4 Behandlung von Spannungsgrenzwertverletzungen

Sollten in einem der beiden Netze bei einem simulierten Szenario die Spannungsgrenzwerte verletzt werden, wird eine verteilte  $Q(U)$ -Regelung implementiert. Mit einer  $Q(U)$ -Regelung ist es möglich den Leistungsfaktor der Regeleinheit so zu regeln, dass bei einer Verletzung der oberen Grenze Blindleistung aufgenommen wird, d.h.  $\cos\varphi < 1_{ind.}$  und bei einer Verletzung der unteren Grenze Blindleistung abgegeben wird, d.h.  $\cos\varphi < 1_{kap.}$ . In Abbildung 5.12 ist die dazugehörige Regelkennlinie dargestellt.

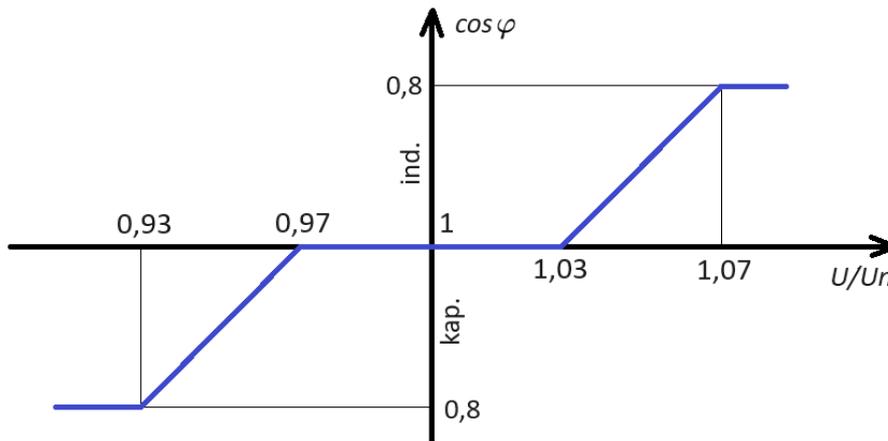


Abbildung 5.12: Kennlinie der  $Q(U)$ -Regelung

## 5.5 Berechnungsalgorithmus

Bei der Berechnung des Lebensdauer verbrauchs wird nach Abbildung 5.13 vorgegangen.

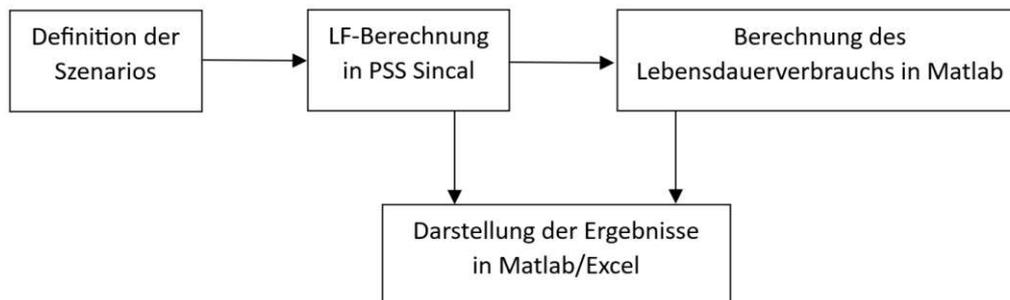


Abbildung 5.13: Schematische Darstellung des Berechnungsalgorithmus

Zuerst werden die verschiedenen Szenarios die im nächsten Kapitel beschrieben sind definiert. Anschließend wird mittels Lastprofil simulation in PSS Sincal der Lastfaktor des Transformators für das jeweilige Szenario in 15 Minuten Schritten bestimmt. Mit dem Lastprofil des Transformators kann nun in Matlab der zugehörige Lebensdauer verbrauch berechnet werden. Für die Berechnung wird die Heißpunkt methode nach DIN60076-7 mit dem Differenzgleichungsverfahren implementiert. Anschließend werden die Ergebnisse entweder direkt in Matlab oder in Excel dargestellt.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

## 6 Szenarien

In diesem Kapitel werden die Lastprofilberechnungen durchgeführt und die daraus resultierende Alterung des Ortsnetztransformators berechnet. Die Berechnungen werden für vier unterschiedliche Szenarien, die sich durch unterschiedlich starken Photovoltaikausbau unterscheiden, durchgeführt. Die Ausbaustufen sind wie folgt festgelegt:

- Szenario 1: Kein Photovoltaikausbau
- Szenario 2: 3 kWp installierte Photovoltaikleistung je Haushalt für den reinen Eigenverbrauch ohne Einspeisung in das Niederspannungsnetz,  $\sum E_{KA \rightarrow NS} = 0$
- Szenario 3: 3 kWp installierte Photovoltaikleistung je Haushalt mit Einspeisung überschüssiger Leistung,  $\sum E_{KA \rightarrow NS} > 0$
- Szenario 4: Größtmögliche Photovoltaikleistung je Haushalt installiert mit Einspeisung überschüssiger Leistung,  $\sum E_{KA \rightarrow NS} > 0$

Jedes Szenario wird einmal in dem, im Kapitel 5 vorgestellten, ländlichen und einmal im städtischen Niederspannungsnetz simuliert. Zu Beginn jeder Simulation wird die Spannung entlang der Stickleitungen betrachtet, damit bewertet werden kann, ob der Photovoltaikausbau in dem jeweiligen Netz überhaupt umsetzbar wäre, ohne Spannungsgrenzen zu verletzen. Anschließend wird durch eine Lastprofilsimulation in PSS Sincal die Auslastung des Transformators berechnet um so die hervorgerufene Alterung zu ermitteln. Zum Abschluss des Kapitels werden die betrachteten Szenarien über ein Jahr miteinander verglichen und somit der günstigste Fall für den Transformator bestimmt.

## 6.1 Szenario 1: Keine Photovoltaikintegration

### 6.1.1 Ländliches Niederspannungsnetz

Zu Beginn werden die Simulationen im ländlichen Niederspannungsnetz ausgeführt. Jedem Haushalt wird das Lastprofil H0 aus Kapitel 5.2.1 mit Spitzenleistungswerten von  $P = 1,85 \text{ kW}$  und  $Q = 0,6 \text{ kVA}$  zu geordnet. Im ersten Schritt wird die Simulation ohne installierte Photovoltaik durchgeführt. In Abbildung 6.1 ist die Spannung entlang der Stickleitungen an einem Sonntag im Sommer um 12:00 Uhr zu Mittag dargestellt. Wie man erkennen kann, sinkt die Spannung entlang der Leitungen aufgrund der reinen Leistungsentnahme stetig ab. Nach DIN EN 50160 darf die Versorgungsspannung nicht mehr als  $\pm 10\%$  von der Nennspannung abweichen. In DIN 18015-1 ist zusätzlich festgehalten, dass der Spannungsabfall nach einem Anschlusspunkt 3% nicht unterschreiten darf. Damit eine  $\pm 10$  prozentige Abweichung auch für Geräte nach einem Anschlusspunkt eingehalten werden kann, wird für die Spannung am Anschlusspunkt eine maximale Abweichung von  $\pm 7\%$  festgelegt, die rot-strichliert eingezeichnet sind.

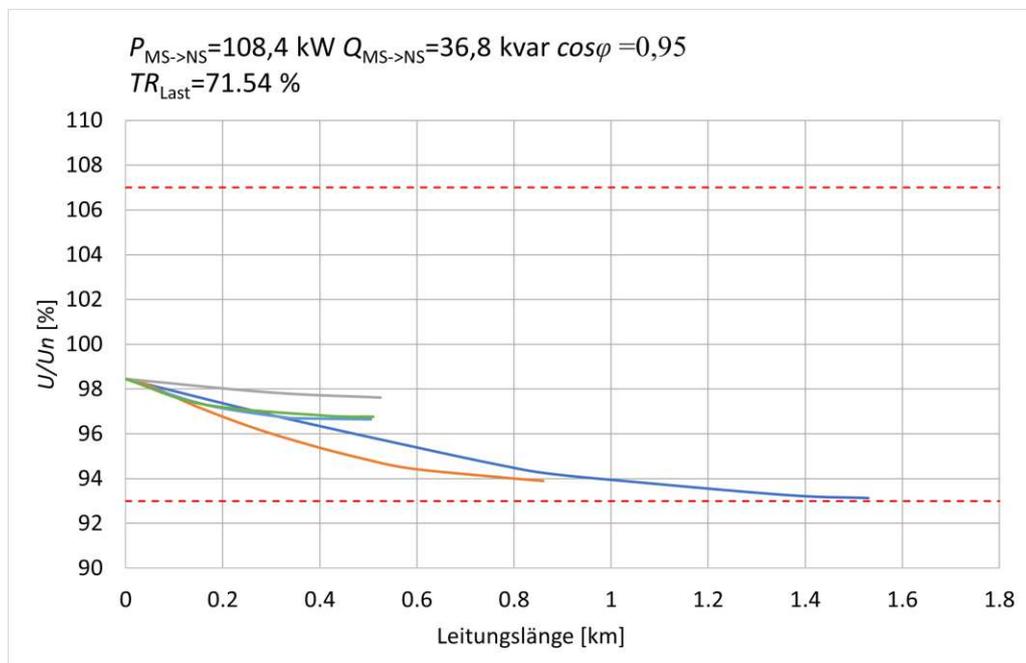


Abbildung 6.1: Spannung entlang der Stickleitung ohne Photovoltaik an einem Sonntag im Sommer um 12:00 im ländlichen Netz

Wie Abbildung 5.8 zeigt ist der Verbrauch an einem Sonntag zu Mittag am höchsten. Durch die Betrachtung zu diesem Zeitpunkt ist sichergestellt, dass die Spannung zu jedem Zeitpunkt innerhalb der vorgegebenen Grenzen liegt. Abbildung 6.2 zeigt die Transformatorauslastung und den daraus resultierenden Lebensdauerverbrauch an einem Werktag, einem Samstag und einem Sonntag im Sommer. An keinem der drei Tage wird der Transformator so belastet, dass es sich spürbar negativ auf die Lebensdauer auswirken würde. Am Sonntag, bei dem die Belastung am höchsten ist, liegt der Lebensdauerverbrauch bei knapp über acht Minuten am Tag. Wie jedoch die Betrachtung der Spannung gezeigt hat,

wäre eine Leistungssteigerung im Netz nur mit Spannungsregelung, z.B. mit Blindleistung, möglich.

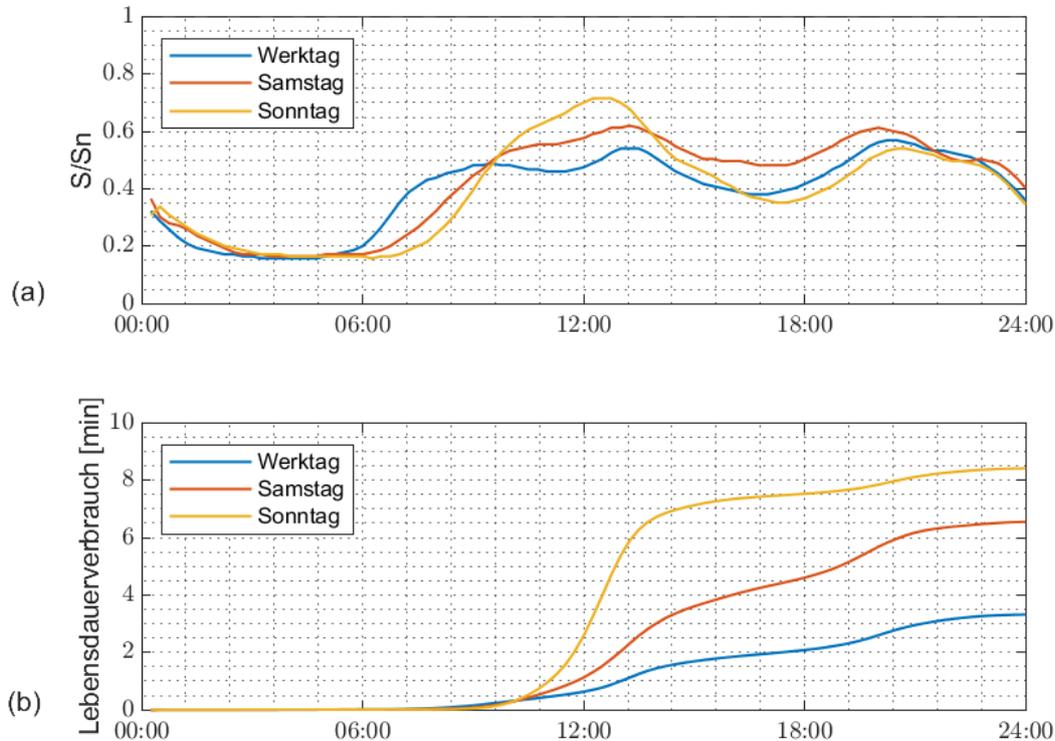


Abbildung 6.2: Keine ausgebaute Photovoltaik im ländlichen Netz: (a) Transformatorauslastung; (b) Lebensdauererwerbverbrauch.

### 6.1.2 Städtisches Niederspannungsnetz

Als nächstes wird das städtische Netz betrachtet. Den Haushalten wird erneut das Lastprofil H0 zugeordnet, jedoch mit erhöhter Spitzenleistung von  $P = 3,8 \text{ kW}$  und  $Q = 0,64 \text{ kVA}$ . Im ersten Schritt werden wieder die Spannungen an einem Sonntag um 12:00 Uhr zu Mittag betrachtet (Abbildung 6.3). Auch im städtischen Netz werden die Spannungsgrenzen zu Spitzenlastzeiten eingehalten. Wobei dies nur mit Blindleistungsregelung an den Sticheleitungen 1, 6, 7, 8 und 9, die in Abbildung A.2 und A.3 dargestellt sind, möglich ist. Ohne die Regelung würde es zu einer Verletzung der unteren Spannungsgrenze kommen. Bei der Betrachtung der Transformatorauslastung und des daraus resultierenden Lebensdauererwerbverbrauches, Abbildung 6.4, ist einerseits eine höhere Grundauslastung des Transformators als im ländlichen Netz erkennbar und andererseits auch ein Überschreiten der Nennscheinleistung an Sonntagen zu erkennen. Das Überschreiten der Nennscheinleistung ruft den Großteil der Transformatoralterung hervor, auch wenn die Überlast nur eine Stunde andauert.

## 6 Szenarien

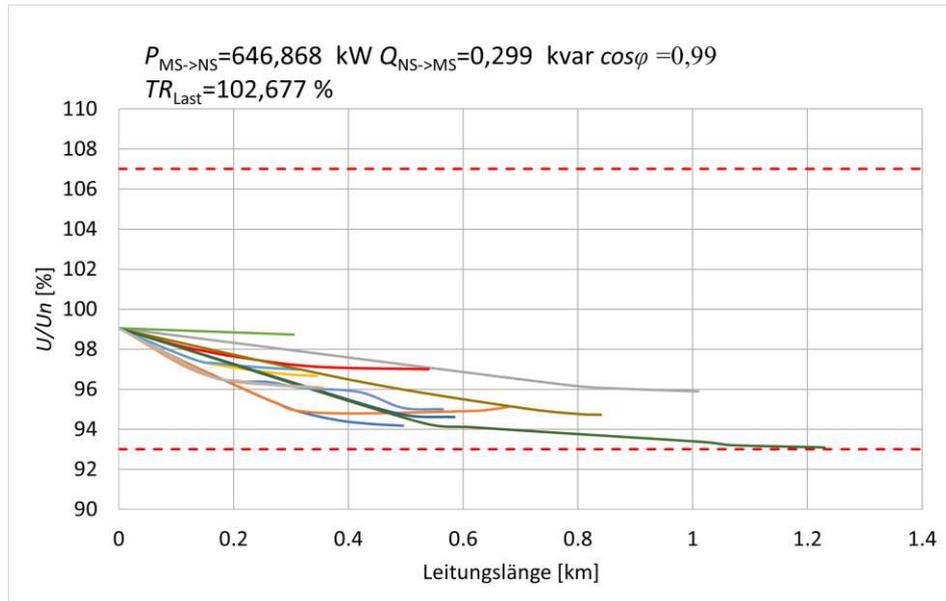


Abbildung 6.3: Spannung entlang der Sticleitung ohne Photovoltaik an einem Sonntag im Sommer um 12:00 im städtischen Netz

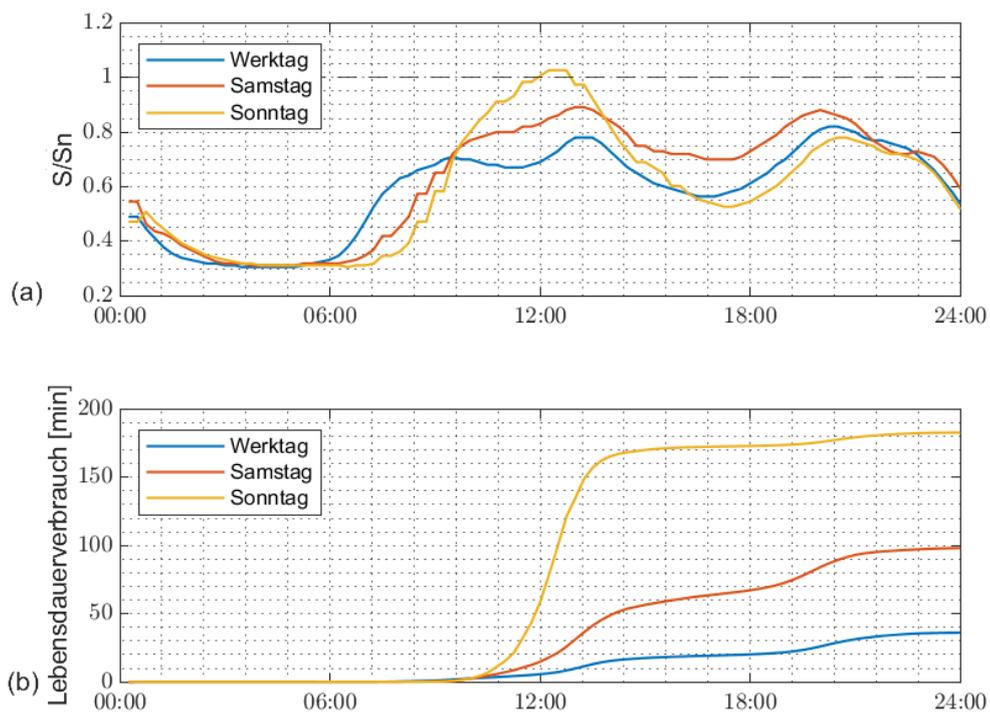


Abbildung 6.4: Keine ausgebaute Photovoltaik im städtischen Netz: (a) Transformatorauslastung, (b) Lebensdauerverbrauch

## 6.2 Szenario 2: Photovoltaikintegration mit reinem Eigenverbrauch

Beim zweiten Szenario wird davon ausgegangen, dass jeder Haushalt eine Photovoltaikanlage mit 3 kWp installiert hat, diese jedoch für den reinen Eigenverbrauch ausgelegt ist und zu keinem Zeitpunkt überschüssige Leistung in das Niederspannungsnetz eingespeist werden darf.

### 6.2.1 Ländliches Niederspannungsnetz

Sieht man sich die Spannung entlang der Stickleitung an einem Sommertag um 12:00 Uhr zu Mittag an, Abbildung 6.5, sieht man im Vergleich zu Abbildung 6.1 ohne Photovoltaik eine deutliche Verbesserung der Spannung entlang der Stickleitungen. Weiters ist zu sehen, dass es zu keinem Wirkleistungsfluss kommt und nur Blindleistung aus dem Mittelspannungsnetz bezogen werden muss. Dies gilt natürlich nur solange die Photovoltaikerzeugung den Verbrauch des Haushaltes übersteigt. Durch die Installation der Photovoltaikanlagen,

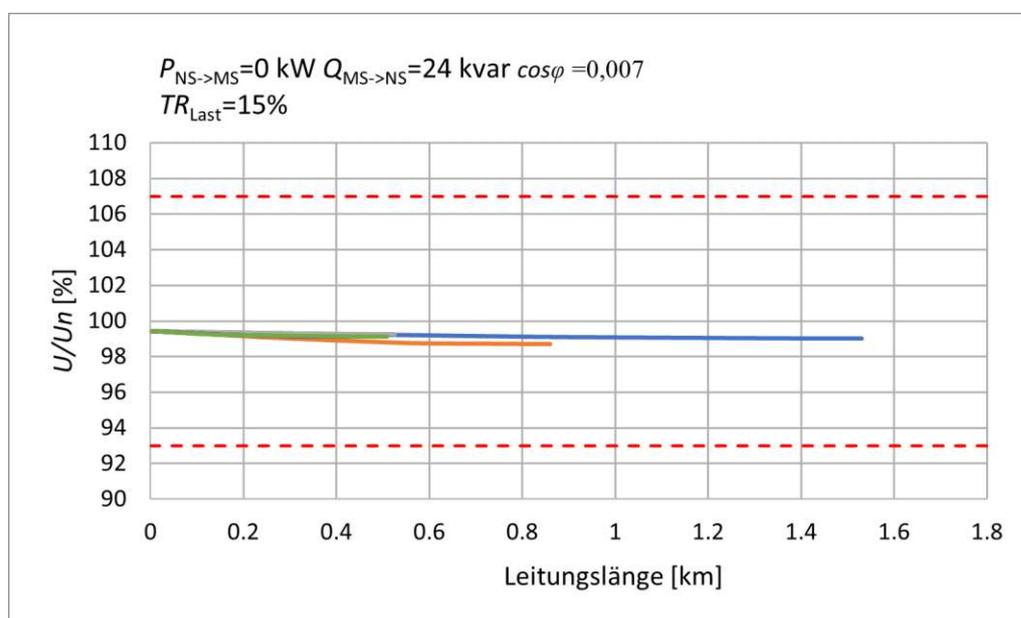


Abbildung 6.5: Spannung entlang der Stickleitung mit 3 kWp Photovoltaik ohne Einspeisung in das Niederspannungsnetz an einem Sommertag um 12:00 im ländlichen Netz

kann der Verbrauch der Haushalte im Sommer zwischen 06:00 Uhr und 15:00 Uhr fast gänzlich durch die Erzeugung der PV-Anlagen abgedeckt werden. Somit kommt es im Niederspannungsnetz in diesem Zeitfenster zu so gut wie keinem Wirkleistungsfluss, was sich wiederum positiv auf die Auslastung des Transformators auswirkt, wie auch Abbildung 6.6(a) zeigt. Durch die geringe Auslastung des Transformator, verringert sich jedoch der  $\cos\varphi$  auf 0,007 von  $\cos\varphi=0,95$  aus Szenario 1. Unter  $\cos\varphi=0,7$  gilt elektrische Infrastruktur als ineffektiv genutzt.

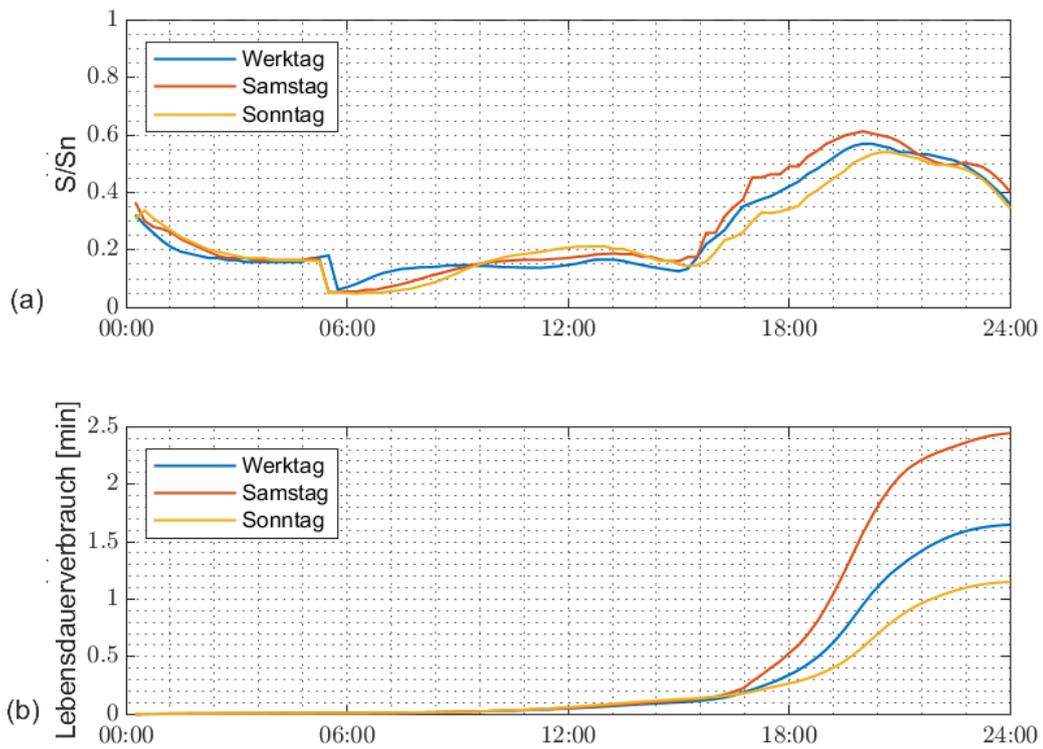


Abbildung 6.6: 3 kWp Photovoltaik je Haushalt im ländlichen Netz ohne Einspeisung in das Niederspannungsnetz: (a) Transformatorauslastung, (b) Lebensdauererbrauch

### 6.2.2 Städtisches Niederspannungsnetz

Ein ähnliches Bild zeigt sich im städtischen Niederspannungsnetz. Durch die Photovoltaikinstallation wird der Wirkleistungsfluss reduziert. Dies führt, unter anderem auch wegen der Blindleistungsregelung die unverändert bleibt, zu einer Erhöhung der Spannung entlang der Stickleitungen wie Abbildung 6.7 zeigt. Durch die erhöhte Haushaltslast kann die installierte Photovoltaik den Transformator auf den ersten Blick nicht so stark wie im ländlichen Netz entlasten, der Unterschied zu dem Szenario ohne Photovoltaik in Abbildung 6.3, ist jedoch gravierend. Durch die Photovoltaik können die Lastspitzen um die Mittagszeit abgefangen werden und somit reduziert sich die daraus resultierende Alterung enorm. Vor allem das Abfangen der Lastspitze an Sonntagen reduziert den Lebensdauererbrauch am Sonntag um ca. 170 Minuten, was fast der gesamten hervorgerufenen Alterung entspricht. In Abbildung 6.8b) ist dies dargestellt.

6.2 Szenario 2: Photovoltaikintegration mit reinem Eigenverbrauch

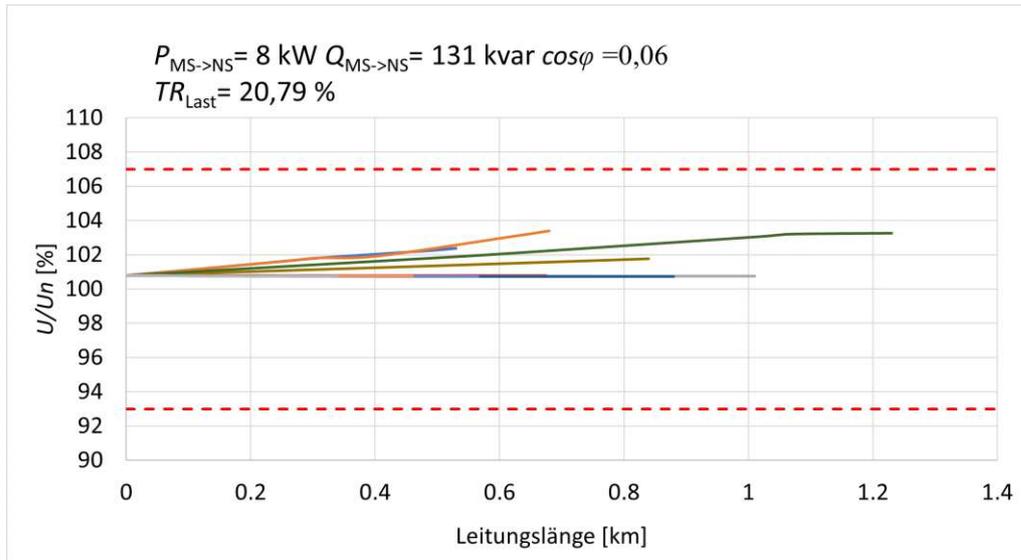


Abbildung 6.7: Spannung entlang der Stickleitung mit 3 kWp Photovoltaik ohne Einspeisung an einem Sommertag um 12:00 im städtischen Netz

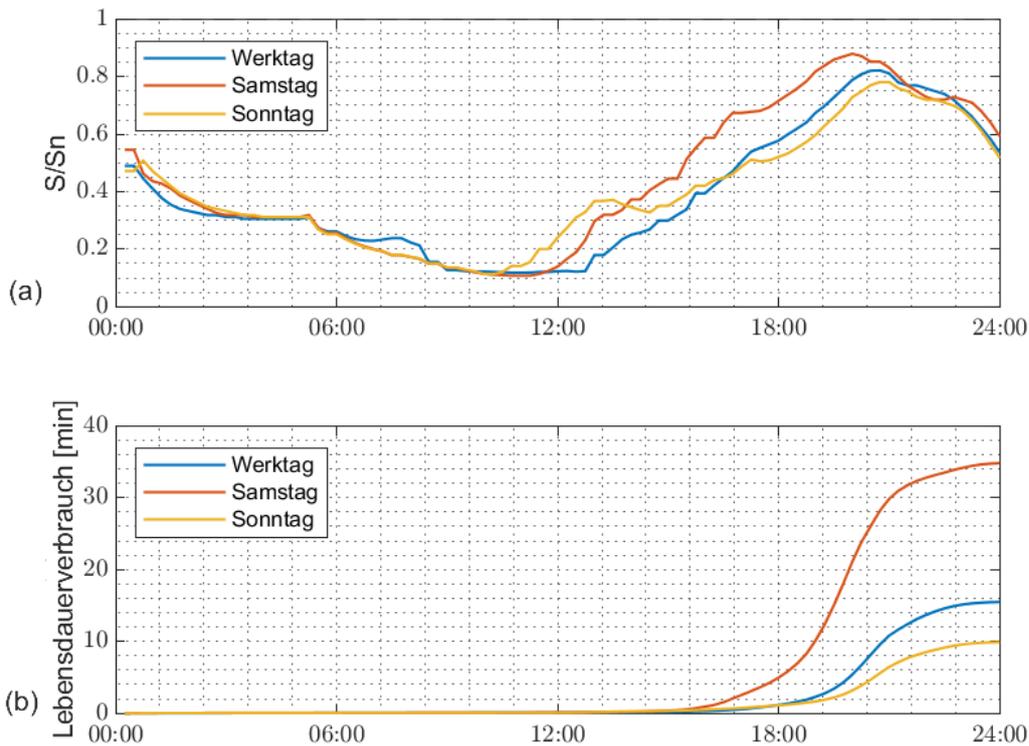


Abbildung 6.8: 3 kWp Photovoltaik je Haushalt im städtischen Netz ohne Einspeisung:  
(a) Transformatorauslastung, (b) Lebensdauerverbrauch

### 6.3 Szenario 3: Moderate Photovoltaikintegration

Nun wird davon ausgegangen, dass jeder Haushalt eine Photovoltaikanlage mit 3 kWp installiert hat und eine mögliche Überproduktion in das Niederspannungsnetz eingespeist werden darf. Die restlichen Parameter bleiben zu vorhin unverändert.

#### 6.3.1 Ländliches Niederspannungsnetz

In Abbildung 6.9 ist wieder die Spannung an einem Sonntag im Sommer um 12:00 Uhr dargestellt. Da die erzeugte Leistung durch die PV-Anlagen, den Verbrauch überschreiten, werden 68 kW in das Niederspannungsnetz eingespeist. Folglich steigt die Spannung an den Sticleitungen leicht an.

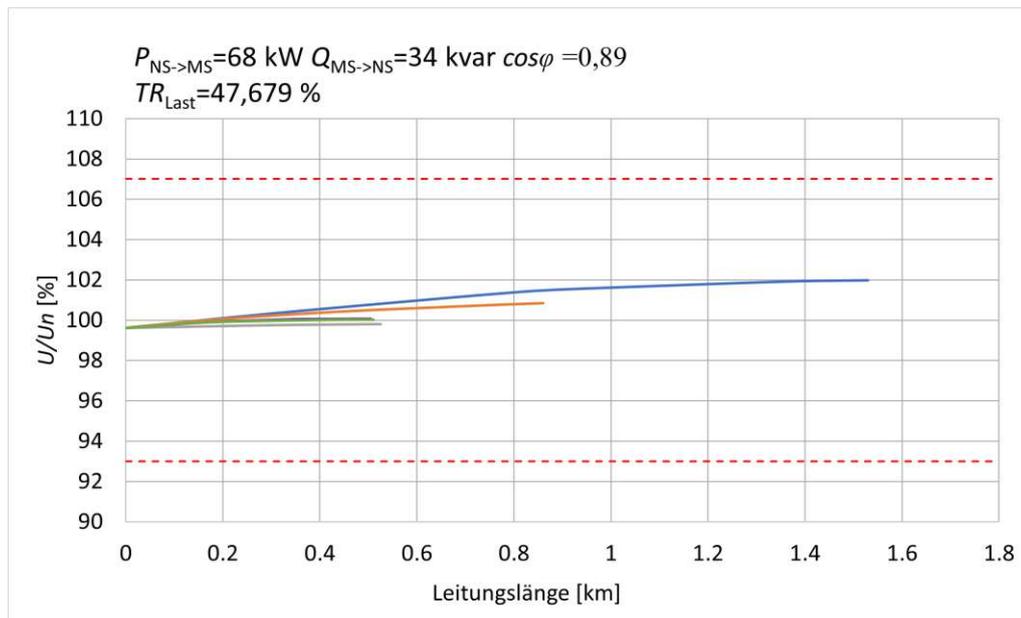


Abbildung 6.9: Spannung entlang der Sticleitung mit 3 kWp Photovoltaik an einem Sonntag im Sommer um 12:00 im ländlichen Netz

Wie auch schon die Betrachtung der Spannung vermuten lässt, zeigt die Betrachtung der Transformatorauslastung, dass die PV-Erzeugung keinerlei Probleme für den Transformator darstellt. Die Auslastung ist zu keinem Zeitpunkt in einem Bereich der die Transformatoralterung negativ beeinflussen würde. Vergleicht man dieses Szenario mit Szenario 1, ohne PV-Anlagen, ist kaum ein Unterschied festzustellen. Die Auslastung sieht sehr ähnlich aus, auch wenn sich der Leistungsfluss durch die PV-Anlagen um die Mittagszeit umgekehrt hat. Vergleicht man den Lebensdauerverbrauch der beiden Szenarien ist sogar eine leichte Verbesserung mit PV-Anlagen zu erkennen. Weiters ist festzustellen, dass, durch die Einspeisung der überschüssigen Leistung in das Niederspannungsnetz, der Transformator wieder effektiver genutzt wird, wie der  $\cos\varphi = 0,89$  zeigt.

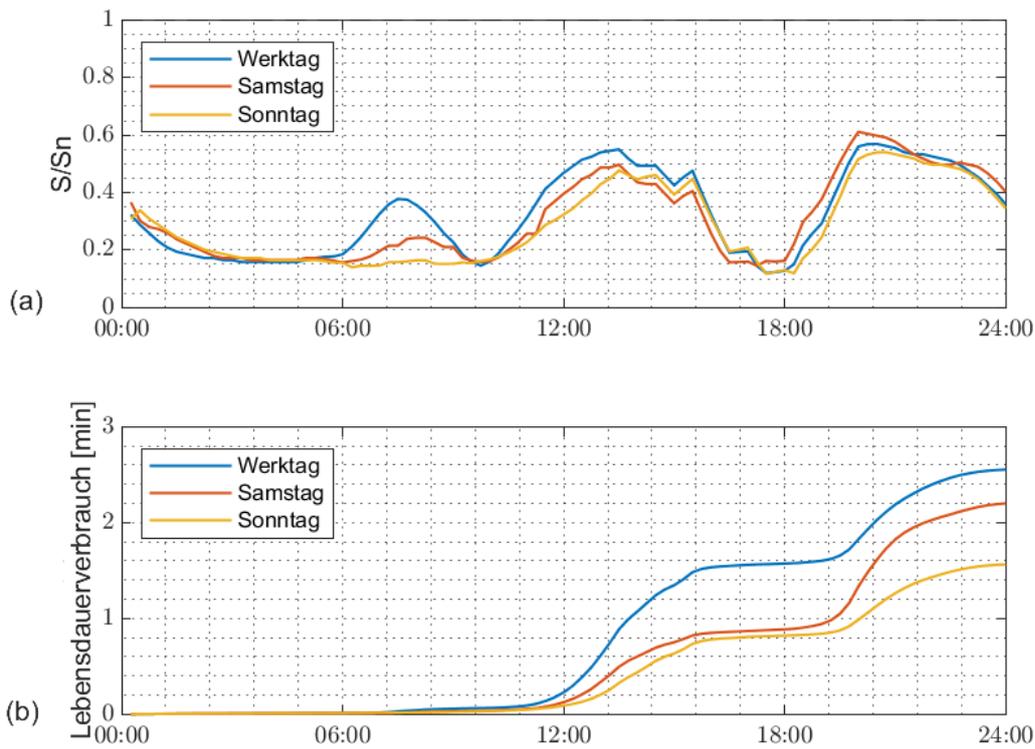


Abbildung 6.10: 3 kWp Photovoltaik je Haushalt im ländlichen Netz: (a) Transformatorauslastung, (b) Lebensdauererbrauch

### 6.3.2 Städtisches Niederspannungsnetz

Im städtischen Niederspannungsnetz können die installierten 3 kWp PV-Anlagen den Verbrauch nur gering überschreiten und es kommt nur am Vormittag zu einer Einspeisung in das Niederspannungsnetz der überschüssigen Leistung, wie Abbildung 6.11 zeigt. Jedenfalls wird die Belastung des Transformators, besonders um die Mittagszeit, wesentlich reduziert was sich auch positiv auf den Lebensdauererbrauch auswirkt. Abbildung 6.12 verdeutlicht dies noch ein mal, nur am Abend ohne PV-Erzeugung kommt es zu einem geringen Lebensdauererbrauch des Transformators.

## 6 Szenarien

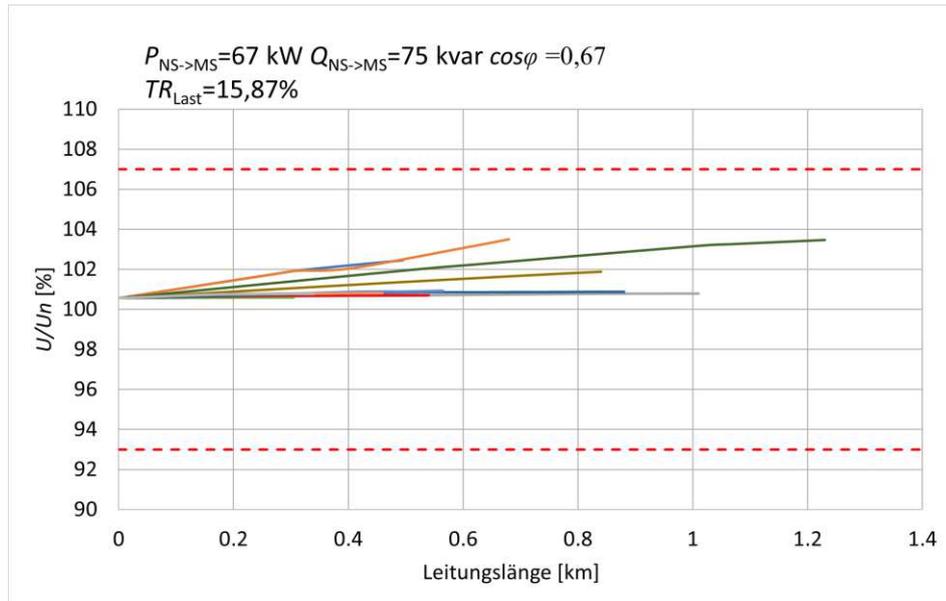


Abbildung 6.11: Spannung entlang der Stickleitung mit 3 kWp Photovoltaik um 10:45 im städtischen Netz

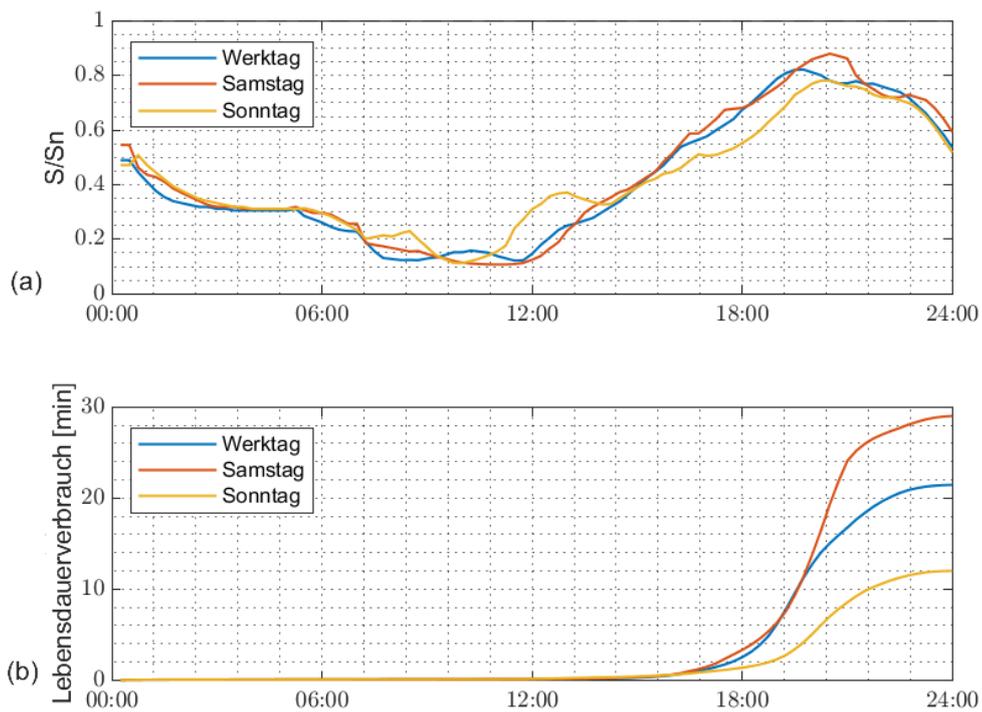


Abbildung 6.12: 3 kWp Photovoltaik je Haushalt im städtischen Netz: (a) Transformatorauslastung, (b) Lebensdauerverbrauch

## 6.4 Szenario 4: Hohe Photovoltaikintegration

Nachdem ein Photovoltaikausbau von 3 kWp pro Haushalt keinerlei Probleme für die beiden Netztypen darstellt, wird nun die Photovoltaikleistung weiter erhöht. Die Photovoltaikleistung wird für beide Netztypen so weit erhöht, bis der Transformator bei Erzeugungsspitzen bis an seine Nennscheinleistung belastet wird.

### 6.4.1 Ländliches Niederspannungsnetz

Zuerst wird wieder das ländliche Netz betrachtet, wobei 4,5 kWp PV-Leistung pro Haushalt installiert sind. In Abbildung 6.13 wird diesmal die Spannung an einem Werktag um 13:00 im Sommer betrachtet, da hier die PV-Erzeugung den Verbrauch am stärksten übersteigt und somit die Einspeisung und dadurch die Belastung für das Netz am höchsten ist. Zu dem betrachteten Zeitpunkt werden 158 kW in das Niederspannungsnetz eingespeist. Trotz der hohen PV-Integration werden die Spannungsgrenzen an keiner Stichleitung verletzt und es ist keinerlei Regelung notwendig.

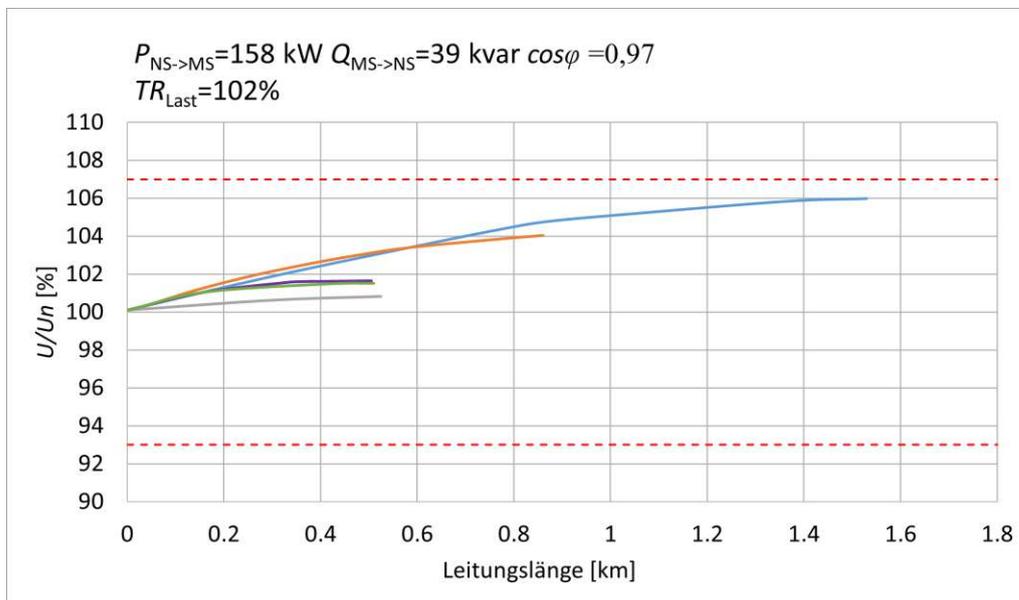


Abbildung 6.13: Spannung entlang der Stichleitung mit 4,5 kWp Photovoltaik pro Haushalt um 13:00 im ländlichen Netz

Die Betrachtung der Auslastung des Transformators, Abbildung 6.14a), zeigt, dass 4,5 kWp installierte PV-Leistung pro Haushalt nahe am Maximum der integrierbaren PV-Leistung sind. Eine weitere Erhöhung der PV-Leistung würde den Transformator zu Spitzenerzeugungszeiten noch weiter über seine Nennleistung belasten und somit den Lebensdauerverbrauch erheblich erhöhen. Durch die hohe PV-Integration erhöht sich der Lebensdauerverbrauch im Vergleich zu Szenario 1 erheblich. An einem Werktag im Sommer würde der Transformator rund 150 Minuten pro Tag schneller altern als in Szenario 1, jedoch würden auch 0,905 MWh pro Tag in das Netz eingespeist werden.

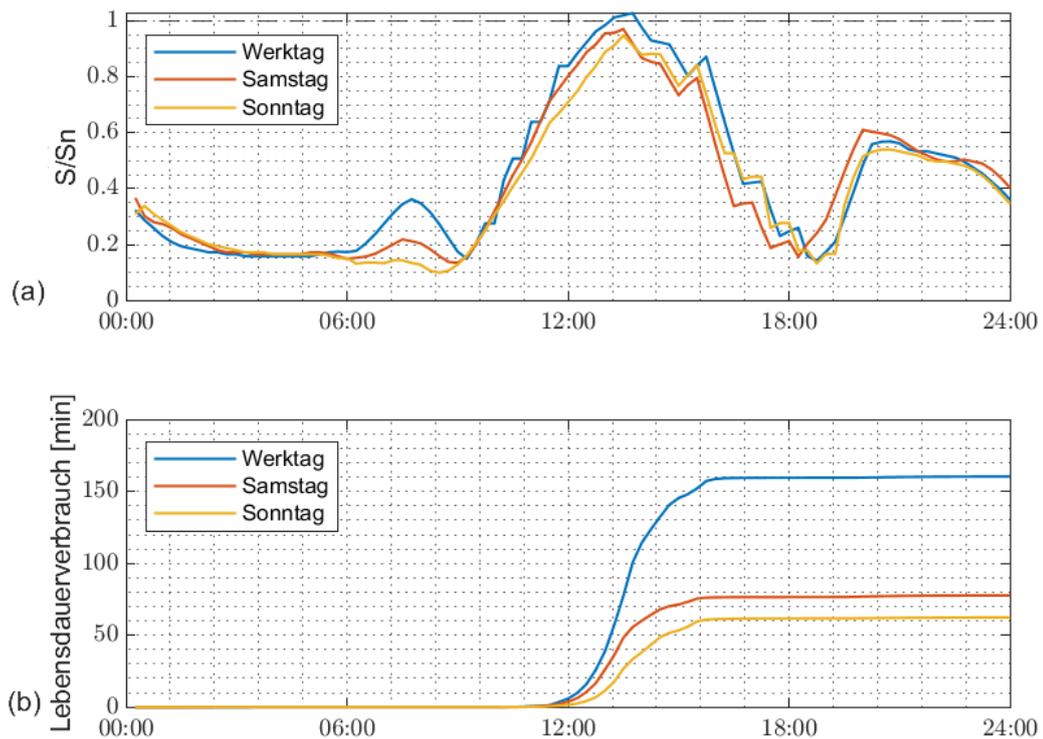


Abbildung 6.14: 7 kWp Photovoltaik je Haushalt im ländlichen Netz: (a) Transformatorauslastung, (b) Lebensdauerverbrauch

#### 6.4.2 Städtisches Niederspannungsnetz

Zuletzt wird im städtischen Netz so viel PV-Leistung wie möglich installiert. Mit 7 kWp installierter PV-Leistung wird der Transformator zu den Erzeugungsspitzen bereits über seine Nennscheinleistung belastet. In Abbildung 6.15 ist die Spannung entlang der Sticheleitungen an einem Werktag im Sommer um 11:00 Uhr dargestellt. Die strichlierte grüne Linie wäre die Spannung an Sticheleitung 8 ohne Spannungsregelung. Damit die Spannungen an den Sticheleitungen innerhalb der Grenzen bleiben, wurde für jede PV-Anlage eine  $Q(U)$ -Regelung aktiviert. Sollte die Spannung außerhalb der Spannungsgrenzen an einem Anschlusspunkt liegen, wird der Leistungsfaktor der PV-Anlage geregelt. Bei einer Verletzung der oberen Spannungsgrenze wird Blindleistung aufgenommen ( $\cos\varphi < 1$  ind.), bei einer Verletzung der unteren Spannungsgrenze wird Blindleistung abgegeben ( $\cos\varphi < 1$  kap.). Somit können die Spannung wie sie in Abbildung 6.15 dargestellt sind, erreicht werden. Durch die Blindleistungsregelung kommt es jedoch zu einem erhöhten Blindleistungsfluss, der die Transformatorauslastung weiter erhöht.

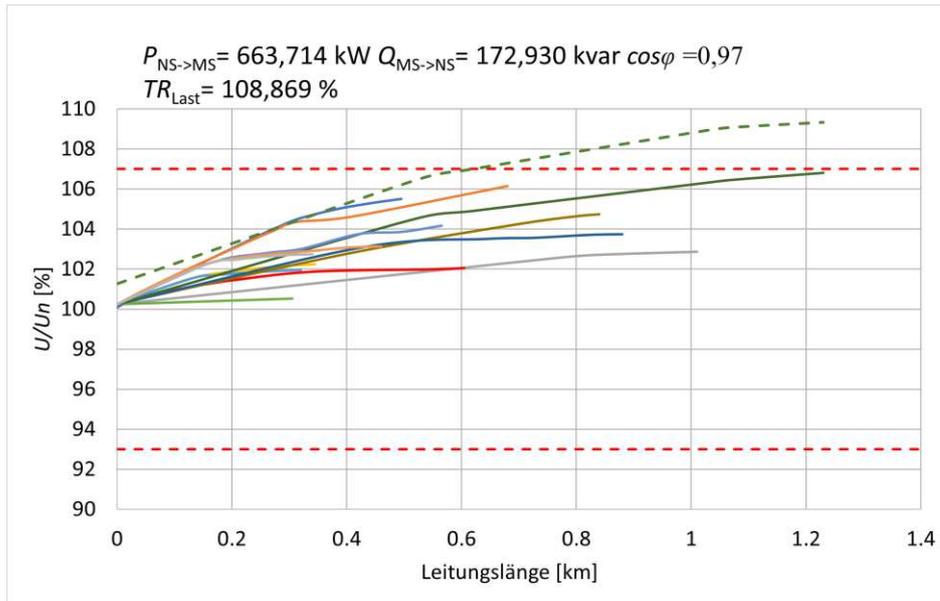


Abbildung 6.15: Spannung entlang der Stickleitung mit 7 kWp Photovoltaik um 11:00 im städtischen Netz

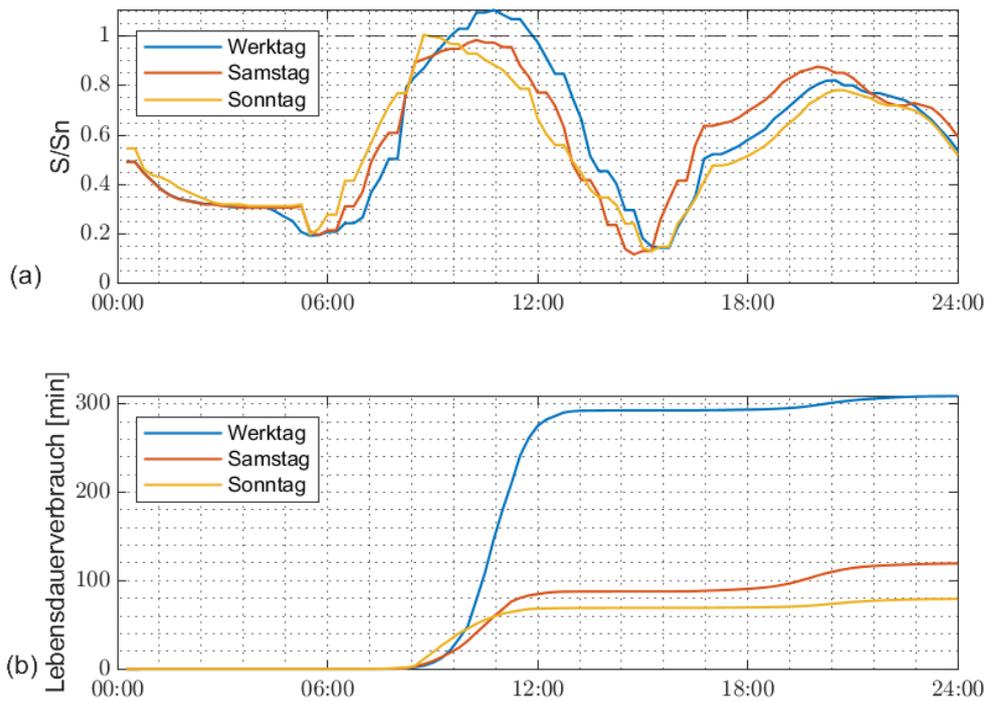


Abbildung 6.16: 7 kWp Photovoltaik je Haushalt im städtischen Netz: (a) Transformerauslastung, (b) Lebensdauerverbrauch

Die hohe PV-Leistung und die daraus notwendig gewordene  $Q(U)$ -Regelung führen bei Erzeugungsspitzen zu einer Belastung über der Nennscheinleistung des Transformators wie Abbildung 6.16(a) zeigt. Durch die Überlast erhöht sich auch der Lebensdauerverbrauch des Transformator im Vergleich zu den vorherigen Szenarien erheblich. Im Vergleich zu Szenario 3, mit 3 kWp installierter PV-Leistung erhöht sich der Lebensdauerverbrauch an einem Werktag im Sommer um fast 300 Minuten am Tag.

### 6.5 Jahresvergleich

Damit die Auswirkung der verschiedenen hohen PV-Integration besser miteinander verglichen werden können, wurde die Simulation über ein ganzes Jahr ausgeführt. Weiters können dadurch auch die Auswirkungen der verschiedenen Verbrauchs-, aber auch Erzeugungsperioden abgebildet werden.

#### 6.5.1 Ländliches Niederspannungsnetz

In Abbildung 6.17 ist ein Ausschnitt der Auslastung des Transformators über ein ganzes Jahr im ländlichen Netz dargestellt. In Anhang 2 ist das restliche Jahr dargestellt. In den ersten drei Szenarien ist gut erkennbar, dass die Grundauslastung des Transformators über das gesamte Jahr eher gering ist. Weiters ist der Anstieg der Auslastung bei Szenario 4 im Sommer, durch die erhöhte PV-Produktion gut erkennbar.

Der geringste Lebensdauerverbrauch wird, mit 249,8 min pro Jahr, in Szenario 2 mit 3 kWp installierter PV-Leistung ohne Einspeisung in das Netz erzielt. Szenario 3 mit 3 kWp PV-Leistung und Einspeisung verursacht einen jährlichen Lebensdauerverbrauch von 346,2 min. Das heißt der Unterschied zwischen den beiden Varianten ist sehr gering und aus Transformatorsicht wäre es nicht notwendig die Einspeisung in das Netz zu regulieren. In Szenario 1 ohne PV-Integration ist der Lebensdauerverbrauch mit 663,3 min pro Jahr ca. doppelt so hoch wie bei Szenario 2 und 3. Jedoch ist der Lebensdauerverbrauch noch immer sehr gering, wenn man an die durchschnittliche Lebensdauer eines Transformator von 50 Jahren oder mehr denkt. Wesentlich höher ist der Lebensdauerverbrauch in Szenario 4 mit einer PV-Leistung von 4,5 kWp. Hier wirken sich die Erzeugungsspitzen im Sommer erheblich auf den Lebensdauerverbrauch aus, dieser beträgt 17.042 min, das umgerechnet ca. zwölf Tage pro Jahr sind. Wären diese Verhältnisse für einen Transformator über seine Lebensdauer von 50 Jahren ungefähr konstant, würde sich die Lebensdauer um ca. eineinhalb Jahre verkürzen.

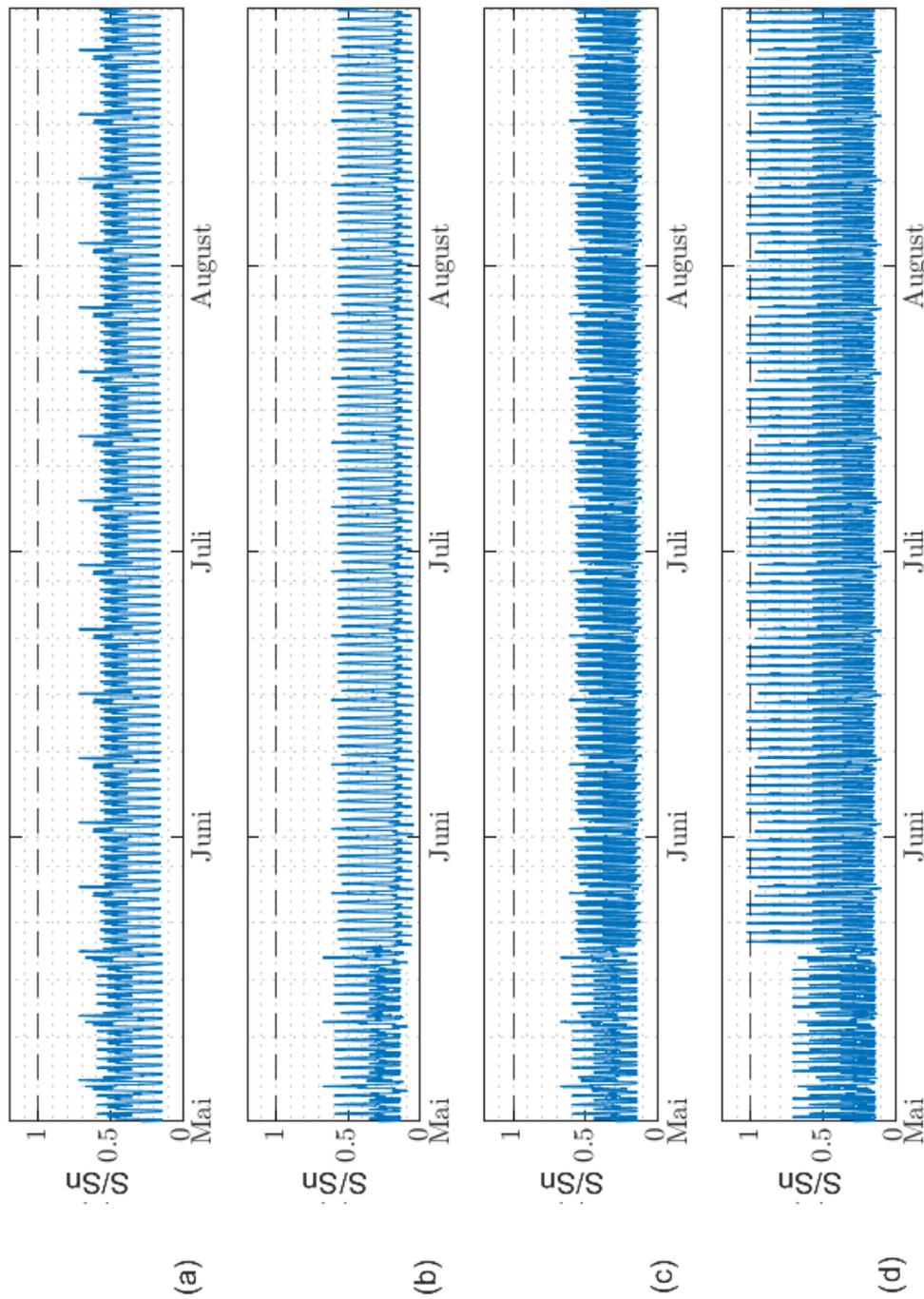


Abbildung 6.17: Transformatorauslastung ländliches Netz, Mai-August; (a) keine PV (b) 3 kWp PV ohne Einspeisung in das Netz (c) 3 kWp mit Einspeisung in das Netz (d) 4,5 kWp mit Einspeisung in das Netz

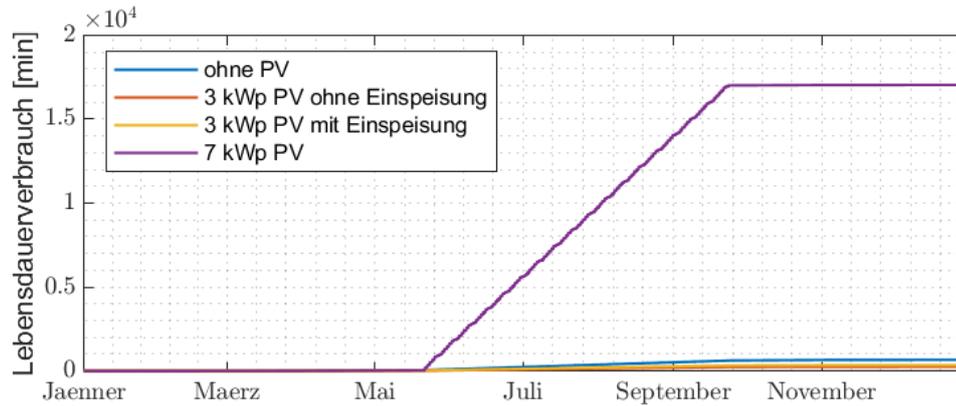


Abbildung 6.18: Lebensdauerverbrauch des Transformators mit verschiedenen Photovoltaikleistungen über ein Jahr im ländlichen Netz

### 6.5.2 Städtisches Niederspannungsnetz

Sieht man sich einen Teil des Jahresverlaufes des städtischen Netzes an (Abbildung 6.19), ist erkennbar, dass die Grundauslastung des Transformators im städtischen Netz wesentlich höher ist als jene im ländlichen Netz, grundsätzlich aber ein ähnliches Bild zu erkennen ist.

Die jeweiligen Auswirkungen sind durch die höhere Haushaltsdichte stärker ausgeprägt. Bereits in Szenario 1 ohne installierte PV-Anlagen kommt es zu manchen Zeitpunkten zu einer Überlast am Transformator die sich negativ auf dessen Lebensdauerverbrauch auswirken. So beträgt der Lebensdauerverbrauch in Szenario 1 bereits 10.253 min, das ca. sieben Tagen pro Jahr entspricht. Eine Integration von 3 kWp PV-Anlagen in Szenario 2 und 3 würde den Lebensdauerverbrauch um ca. zwei Drittel reduzieren. In Szenario 2 ohne Einspeisung würde der Lebensdauerverbrauch über ein Jahr 2.987 min betragen, mit Einspeisung in das Netz in Szenario 3 würde der Lebensdauerverbrauch 3.263 min betragen. Hauptverantwortlich ist dafür die Reduktion der Überlastungen des Transformators um die Mittagszeit, wobei sich hier wieder zeigt, dass eine Regulierung der Einspeisung in das Netz nur eine geringe Verbesserung des Lebensdauerverbrauches erzielen würde. Diese würde sich erst bei einer erhöhten PV-Leistung bemerkbar machen. Sieht man sich den Jahresverlauf der Transformatorauslastung von Szenario 4 mit 7 kWp installierter PV-Leistung, Abbildung 6.19(d), an, sieht man in den Sommermonaten eine Überlast des Transformators, die aus der Einspeisung der überschüssigen PV-Leistung stammt. Würde man hier die Einspeisung in das Netz regulieren, hätten das einen starken positiven Einfluss auf die Transformatoralterung. Ohne Einschränkung der Einspeisung beträgt der Lebensdauerverbrauch über ein Jahr in Szenario 4 30.122 min, das entspricht knapp 21 Tagen.

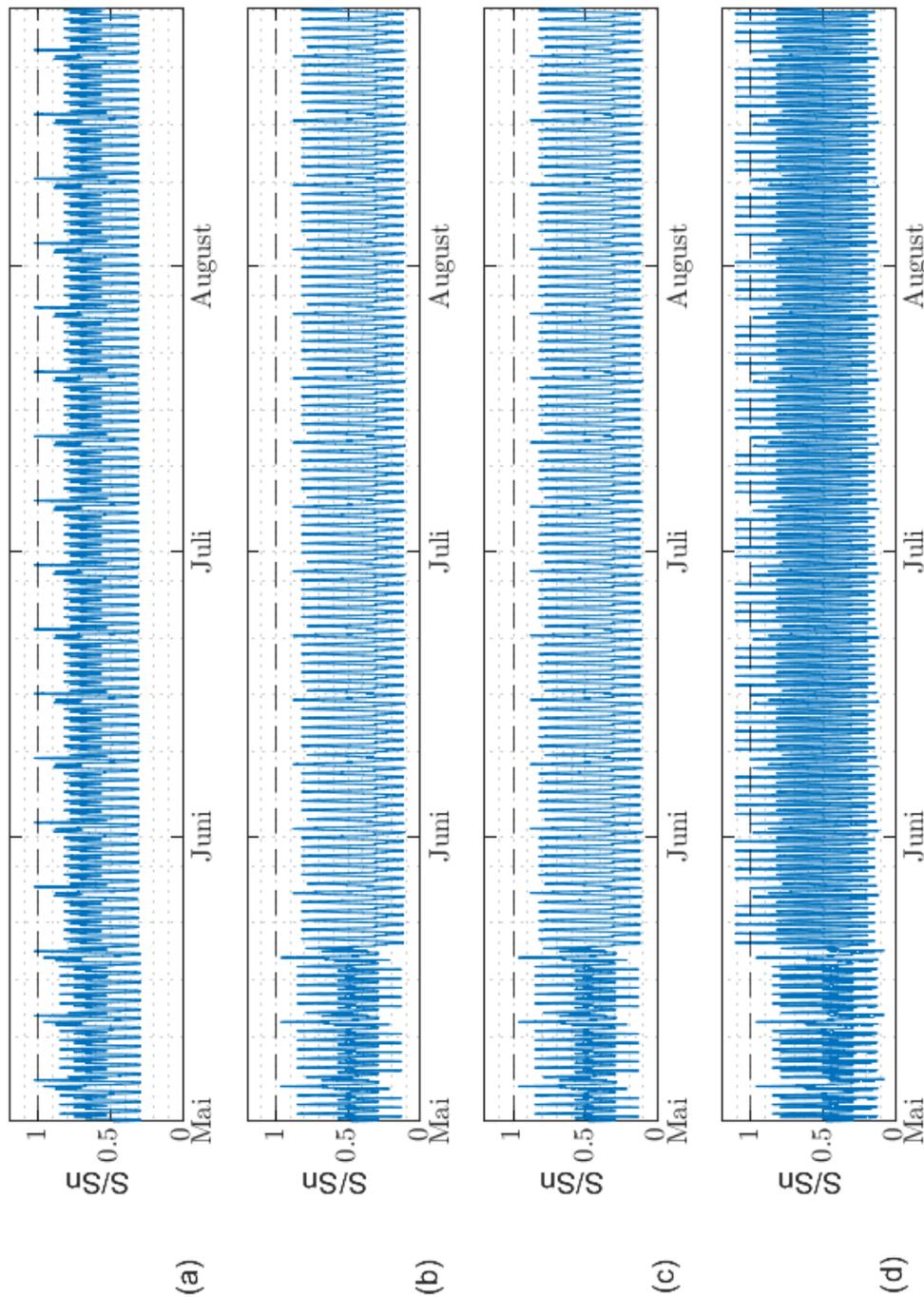


Abbildung 6.19: Transformatorauslastung städtisches Netz, Mai-August; (a) keine PV (b) 3 kWp PV ohne Einspeisung in das Netz (c) 3 kWp mit Einspeisung in das Netz (d) 7 kWp mit Einspeisung in das Netz

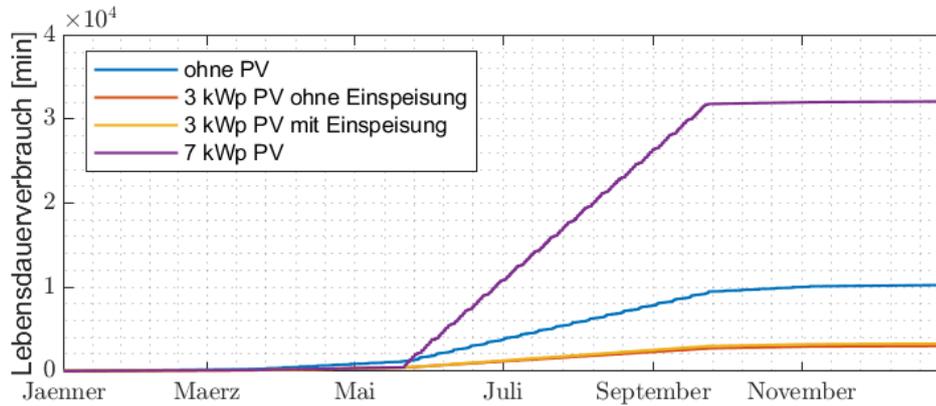


Abbildung 6.20: Lebensdauerverbrauch des Transformators mit verschiedenen Photovoltaikleistungen über ein Jahr im städtischen Netz

### 6.5.3 Vergleich

Die Simulationen über ein gesamtes Jahr aus Kapitel 6.5 geben einen guten Überblick über die entscheidenden Faktoren für die Transformatoralterung. Abbildung 6.21 gibt noch einmal einen Überblick über den Einfluss der verschiedenen Szenarien auf die Alterung des Transformators. Hier ist sehr gut erkennbar, dass sich das ländliche und städtische Niederspannungsnetz ähnlich verhalten. Alleine die höhere Haushaltsdichte im städtischen Netz führt einerseits zu einer höheren Grundauslastung und andererseits zu einer sensibleren Reaktion auf eine Veränderung der installierten Photovoltaikleistung. Der wichtigste

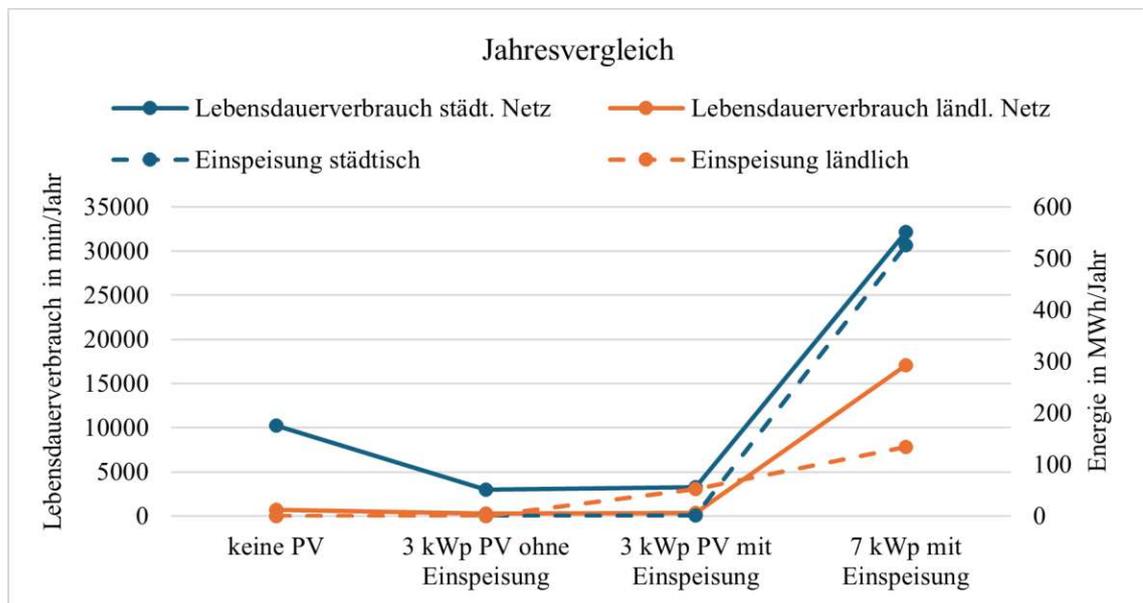


Abbildung 6.21: Vergleich der Alterung in den verschiedenen Szenarien

Faktor ist eine Belastungen des Transformators nahe seiner Nennleistung oder sogar einer Belastung über Nennleistung. Ein moderater Ausbau von PV, der ca. im Bereich der

Haushaltslast liegt, kann diese Belastung rund um die Mittagszeit wesentlich reduzieren. Aufgrund der nur geringen Überschussleistung ist es in diesem Fall nicht ausschlaggebend, ob eine Einspeisung erfolgt oder nicht. Sollte die PV-Leistung die Haushaltsleistung um ein Vielfaches übersteigen und die Einspeisung auch nicht begrenzt werden, führt dies zu einem Anstieg der Auslastung und schließlich auch zu einer erhöhten Alterung. Hier muss vom Netzbetreiber abgewogen werden, ob eine schnellere Alterung des Transformators in Kauf genommen wird, damit mehr PV-Leistung, wie in Szenario 4, eingespeist werden kann. Durch die Reduzierung der Belastung und somit auch der Alterung des Transformators bei moderater PV-Integration ergibt sich ein weiterer positiver Effekt für den Netzbetreiber. In Kapitel 2.3 wurde die Alterung und deren Folgen auf die Betriebs- und Wartungskosten diskutiert. Sieht man sich die Badewannenkurve aus Abbildung 2.1 an, lässt sich mit der reduzierten Alterung die normale Betriebsphase des Transformators verlängern. Dies hat zur Folge, dass potentiell der Wartungsaufwand oder die Wahrscheinlichkeit einer Betriebsstörung, durch fortgeschrittene Alterung, reduziert werden können.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

## 7 Schlussfolgerung

Zu Beginn dieser Arbeit wurden zwei Aspekte die in Zukunft bzw. auch schon heute die Netzbetreiber beschäftigen werden, aufgezeigt. Einerseits die Lastflussänderung bedingt durch den fortschreitenden Ausbau von verteilter Photovoltaik im Niederspannungsnetz und andererseits deren Wirkung auf die teils veraltete elektrische Infrastruktur.

Durch die Auswahl verschiedener Szenarien, die sich durch verschieden starken Photovoltaikausbau im Niederspannungsnetz unterscheiden, wurde deren Wirkung auf die Lastflussänderung quantitativ erfasst. Im nächsten Schritt konnte die Veränderung der Transformatorauslastung ermittelt werden. Durch Anwendung des Heißpunktmodells nach DIN EN 60076-7, konnte anhand der resultierenden Temperaturverteilung im Transformator der Lebensdauerverbrauch des Transformators berechnet werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass mit einem moderaten Photovoltaikausbau im Niederspannungsnetz, der in etwa im Bereich des Haushaltsverbrauches liegt, der Lastfluss und somit auch die Transformatorauslastung rund um die Mittagszeit wesentlich reduziert werden. Dadurch wird auch der Lebensdauerverbrauch, der im wesentlichen von den beiden Verbrauchsspitzen zu Mittag und am Abend abhängt, reduziert werden. Die geringste Auslastung des Transformators wird durch einen moderaten Photovoltaikausbau mit reinem Eigenverbrauch, d.h. ohne Einspeisung in das Netz, erreicht. Als Folge der geringeren Transformatorauslastung, reduziert sich auch der Lebensdauerverbrauch des Transformators. Durch den reduzierten Lebensdauerverbrauch der Ortsnetztransformatoren ergibt sich einerseits eine längere Gesamtbetriebsdauer und andererseits könnten beispielsweise Wartungsintervalle neu bewertet werden. Im Endeffekt wirken sich sowohl eine längere Lebensdauer als auch ein verlängertes Wartungsintervall positiv auf die Kosten, die der Netzbetreiber für die elektrische Infrastruktur tragen muss, aus.

Sollte der Photovoltaikausbau die Haushaltslast jedoch um mehr als das Doppelte überschreiten, führt dies zu einer erhöhten Einspeisung in das Netz. Dies führt einerseits dazu, dass es zu Spannungsgrenzwertverletzungen kommen kann, die eine Spannungsregelung notwendig machen und andererseits erhöht sich dadurch die Auslastung des Transformators, wodurch dessen Lebensdauerverbrauch steigt.

Durch den Vergleich der verschiedenen Szenarien wird deutlich, welche Auswirkungen ein weiterer Ausbau von Photovoltaik im Niederspannungsnetz haben kann. Vor allem ist zu sehen, dass die Lastflussänderung bei moderatem Photovoltaikausbau eine Verlängerung der Lebensdauer des Ortsnetztransformators bewirkt. Bei starkem Photovoltaikausbau muss abgewogen werden, wie sehr die erhöhte Alterung des Transformators zu Gunsten einer erhöhten Leistungseinspeisung in Kauf genommen werden kann.

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Badewannenkurve für die Ausfallrate von elektrischen Betriebsmitteln . . . .	5
2.2	Einfluss von Wartung auf den Werterhalt eines Betriebsmittels . . . . .	6
3.1	Methodik . . . . .	7
4.1	Spannungsebenen . . . . .	10
4.2	Strahlennetz . . . . .	10
4.3	Ringnetz . . . . .	11
4.4	Maschennetz . . . . .	11
4.5	Prinzip eines Dreiphasentransformators . . . . .	12
4.6	Drehstromkerne . . . . .	12
4.7	Wicklungsarten . . . . .	12
4.8	Hystereseschleife . . . . .	14
4.9	Wirbelströme . . . . .	15
4.10	Geblechter Eisenkern . . . . .	15
4.11	Wirkungsgrad und Teillastverluste . . . . .	17
4.12	Alterungsursachen . . . . .	18
4.13	Degradiertes Isolierpapier . . . . .	18
4.14	Temperaturverteilung . . . . .	21
4.15	Lastfaktor und Lebensdauerverbrauch . . . . .	24
4.16	Kennlinie einer Solarzelle . . . . .	26
4.17	Aufbau einer Solarzelle . . . . .	28
4.18	Sonnenspektrum . . . . .	29
4.19	Temperaturabhängigkeit Solarzelle . . . . .	30
4.20	Abgeschattets Solarmodul . . . . .	31
4.21	Differentielles Längenelement . . . . .	32
4.22	Kabelaufbauten . . . . .	33
5.1	Vereinfachtes Einliniendiagramme des ländlichen Netzes . . . . .	35
5.2	Vereinfachtes Einliniendiagramme des städtischen Netzes . . . . .	35
5.3	II-Ersatzschaltbild des Transformators . . . . .	36
5.4	Verwendetes Vierpol Ersatzschaltbild des Transformators in PSS Sincal . .	36
5.5	Verwendetes Vierpol Ersatzschaltbild der Leitungen in PSS Sincal . . . . .	37
5.6	Leistungsfluss des Prosumers . . . . .	38
5.7	Unterschiedlicher Verbrauch je Jahreszeit . . . . .	39
5.8	Unterschiedlicher Verbrauch je Wochentag . . . . .	40
5.9	Implementierung des ZIP Modells . . . . .	41
5.10	Horizontale Einstrahlung . . . . .	42
5.11	PV Ausbeute . . . . .	42

5.12	Kennlinie der Q(U)-Regelung . . . . .	43
5.13	Berechnungsalgorithmus . . . . .	43
6.1	Spannung der Sticheleitungen . . . . .	46
6.2	Transformatorauslastung und Lebensdauer- verbrauch bei 0 kWp . . . . .	47
6.3	Spannung der Sticheleitungen . . . . .	48
6.4	Transformatorauslastung und Lebensdauer- verbrauch bei 0 kWp . . . . .	48
6.5	Spannung der Sticheleitungen . . . . .	49
6.6	Transformatorauslastung und Lebensdauer- verbrauch bei 3 kWp ohne Ein- speisung in das Niederspannungsnetz . . . . .	50
6.7	Spannung der Sticheleitungen . . . . .	51
6.8	Spannung der Sticheleitungen . . . . .	51
6.9	Transformatorauslastung und Lebensdauer- verbrauch bei 3 kWp ohne Ein- speisung . . . . .	52
6.10	Transformatorauslastung und Lebensdauer- verbrauch bei 3 kWp . . . . .	53
6.11	Spannung der Sticheleitungen . . . . .	54
6.12	Transformatorauslastung und Lebensdauer- verbrauch bei 3 kWp . . . . .	54
6.13	Spannung der Sticheleitungen . . . . .	55
6.14	Transformatorauslastung und Lebensdauer- verbrauch bei 7 kWp . . . . .	56
6.15	Spannung der Sticheleitungen . . . . .	57
6.16	Transformatorauslastung und Lebensdauer- verbrauch bei 7 kWp . . . . .	57
6.17	Transformatorauslastung ländliches Netz, Mai-August . . . . .	59
6.18	Lebensdauer- verbrauch des Transformators über ein Jahr . . . . .	60
6.19	Transformatorauslastung städtisches Netz, Mai-August . . . . .	61
6.20	Lebensdauer- verbrauch des Transformators über ein Jahr . . . . .	62
6.21	Jahresvergleich der Alterung . . . . .	62
A.1	Ländliches Niederspannungsnetz . . . . .	76
A.2	Städtisches Niederspannungsnetz . . . . .	84
A.3	Städtisches Niederspannungsnetz . . . . .	85
B.1	Transformatorauslastung ländliches Netz, Jänner-April . . . . .	87
B.2	Transformatorauslastung ländliches Netz, September-Dezember . . . . .	88
B.3	Transformatorauslastung städtisches Netz, Jänner-April . . . . .	89
B.4	Transformatorauslastung städtisches Netz, September-Dezember . . . . .	90



## Literaturverzeichnis

- [1] G. Ancell, G. L. Ford, E. S. Hill, J. Levine, C. Reali, E. Rijks und G. Sanchis, *Power System Assets : Investment, Management, Methods and Practices*, 1. Auflage, Reihe CIGRE Green Books. Cham: Springer International Publishing Imprint: Springer, 2022. [Online]. Available: 10.1007/978-3-030-85514-7 1
- [2] P. e. a. Biermayr, “Innovative energietechnologien in Österreich marktentwicklung 2021”, 2022. 2
- [3] M. Bircan, A. Durusu, B. Kekezoglu, O. Elma und U. S. Selamogullari, “Experimental determination of zip coefficients for residential appliances and zip model based appliance identification: The case of ytu smart home”, *Electric power systems research*, Vol. 179, S. 106070, 2020. 40
- [4] A. Bokhari, A. Alkan, R. Dogan, M. Diaz-Aguilo, F. de Leon, D. Czarkowski, Z. Zabar, L. Birenbaum, A. Noel und R. E. Uosef, “Experimental determination of the zip coefficients for modern residential, commercial, and industrial loads”, *IEEE transactions on power delivery*, Vol. 29, Nr. 3, S. 1372–1381, 2014. 40, 41
- [5] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1 : Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, 4. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015. [Online]. Available: 10.1007/978-3-662-45985-0 9, 32, 33
- [6] E. Cuce, P. M. Cuce, I. H. Karakas und T. Bali, “An accurate model for photovoltaic (pv) modules to determine electrical characteristics and thermodynamic performance parameters”, *Energy conversion and management*, Vol. 146, S. 205–216, 2017. 29
- [7] E. DIN, “60076-1: 2012-03 vde 0532-76-1: 2012-03 power transformers—part 1: General (iec 60076-1: 2011); german version en 60076-1: 2011”, *VDE, March*, 2012. 11
- [8] E. DIN, “Leistungstransformatoren - teil 7: Leitfaden für die belastung von mineralölgefüllten leistungstransformatoren (iec 60076-7:2018)”, *VDE, Mai*, 2020. 17, 20, 21, 22
- [9] O. D. Doleski und M. Freunek, *Geschichte und aktuelle Herausforderungen elektrischer Energieversorgung*. Germany: Walter de Gruyter GmbH, 2022. 3
- [10] Eurostat. (2023) Gdp and main components. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser//product/view/NAMA\\_10\\_GDP](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser//product/view/NAMA_10_GDP)
- [11] Eurostat. (2023) Supply, transformation and consumption of electricity. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser//product/view/NRG\\_CB\\_E](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser//product/view/NRG_CB_E)

- [12] R. Fischer und E. Nolle, *Elektrische Maschinen : Aufbau, Wirkungsweise und Betriebsverhalten*, 18. Auflage. München: Hanser, 2022. [Online]. Available: 10.3139/9783446469389 12, 13, 14, 17
- [13] C. T. Force *et al.*, “Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers”, 2007. 19
- [14] W. Gawlik und G. Brauner, “Energieübertragung und hochspannungstechnik - skriptum zur vorlesung”, 2019. 32
- [15] M. J. Heathcote und D. P. D. P. Franklin, *J & P transformer book*, 13. Auflage. Oxford: Newnes, 2007. 13
- [16] T. Koltunowicz, G. Bajracharya, S. Meijer, J. Smit und R. Jongen, “Transformer aging models for future power systems decision support”, *Proceeding IEEE Young Researchers Conference*, 2008. 18
- [17] T. Koltunowicz, G. Bajracharya und D. Djairam, “Defining a transformer’s aging factors in the future”, 07 2009, S. 1 – 4.
- [18] S. V. Kulkarni und S. A. Khaparde, *Transformer engineering : design and practice*, 2. Auflage, Reihe Power engineering ;. New York: Marcel Dekker, Inc., 2004. [Online]. Available: 10.1201/b13011 17
- [19] W. Li, E. Vaahedi und P. Choudhury, “Power system equipment aging”, New York, S. 52–58, 2006. 5, 6
- [20] L. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell und T. Painter, “Aging of oil-impregnated paper in power transformers”, *IEEE transactions on power delivery*, Vol. 19, Nr. 1, S. 230–239, 2004. 19
- [21] R. Marenbach, J. Jäger und D. Nelles, *Elektrische Energietechnik : Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik*, 3. Auflage. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden Imprint: Springer Vieweg, 2020. [Online]. Available: 10.1007/978-3-658-29492-2 10, 11, 32, 33
- [22] G. Müller und B. Ponick, *Grundlagen elektrischer maschinen*, 10. Auflage, Reihe Elektrische Maschine. Weinheim, Germany: Wiley-VCH, 2014. 12, 13, 15, 16
- [23] K. Najdenkoski und G. Rafajlovski, “Thermal aging of distribution transformers according to iee and iec standards”, *Power Engineering Society General Meeting*, S. 1–5, 01 2007.
- [24] C. Oria, A. Ortiz, D. Ferreño, I. Carrascal und I. Fernández, “State-of-the-art review on the performance of cellulosic dielectric materials in power transformers: Mechanical response and ageing”, *IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation*, Vol. 26, Nr. 3, S. 939–954, 2019. 19
- [25] V. Quaschnig, *Photovoltaik Engineering : Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*, 1. Auflage. Verlag Dr. Köster Berlin, 1996. 31

- [26] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme : Technologie – Berechnung – Klimaschutz*, 11. Auflage. München: Hanser, 2022. [Online]. Available: 10.3139/9783446472068 27, 28, 29, 30
- [27] D. Schultis und A. Ilo. (2018) Tuwien lv testgrids. [Online]. Available: 10.17632/hgh8c99tnx.1 35, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85
- [28] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme : Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 5. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg Imprint: Springer Vieweg, 2017. [Online]. Available: 10.1007/978-3-662-55316-9 9, 11
- [29] E. Spring, *Elektrische Maschinen*, 3. Auflage. Heidelberg, Germany: Springer-Verlag Berlin, 2009. 14, 15, 16
- [30] V. Y. Ushakov, A. V. Mytnikov, V. A. Lavrinovich und A. V. Lavrinovich, *Transformer Condition Control : Advanced and Traditional Technologies*, 1. Auflage, Reihe Power Systems. Cham: Springer International Publishing Imprint: Springer, 2022. [Online]. Available: 10.1007/978-3-030-83198-1
- [31] VDEW, “Repräsentative vdew-lastprofile”, 1999. 39
- [32] A. Wagner, *Photovoltaik Engineering : Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*, 5. Auflage, Reihe VDI-Buch. Berlin Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg Imprint: Springer Vieweg, 2019. [Online]. Available: 10.1007/978-3-662-58455-2 26, 28, 31
- [33] T. Werth, *Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen : Grundlagen, Berechnung, Anwendung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden Imprint: Springer Vieweg, 2016. [Online]. Available: 10.1007/978-3-658-12728-2 41
- [34] H. L. Willis, G. V. Welch und R. R. Schrieber, *Aging Power Delivery Infrastructures*. New York: Marcel Dekker, 2001. 3, 4, 5
- [35] X. Zhang und E. Gockenbach, “Asset-management of transformers based on condition monitoring and standard diagnosis [feature article]”, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 24, Nr. 4, S. 26–40, 2008.
- [36] Österreichs Energie, “Netzberechnungen Österreich - einfluss der entwicklungen von elektromobilität und photovoltaik auf das österreichische stromnetz”, 2020. 2



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# A Netzdaten

## A.1 Ländliches Niederspannungsnetz

Tabelle A.1: Netzdaten des ländlichen Niederspannungsnetzes [27]

Stichleitung	Netzdaten							
	Knoten 1	Knoten 2	Zweigtyp	R'	X'	C'	I <sub>max</sub>	Länge
				Ohm/km	Ohm/km	nF/km	A	km
1	(0,1,0)	(1,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.3
	(1,2,0)	(1,3,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.32
	(1,3,0)	(1,4,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.16
	(1,4,0)	(1,5,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.09
	(1,5,0)	(1,6,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.15
	(1,6,0)	(1,7,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.34
	(1,7,0)	(1,8,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.17
	(1,2,0)	(1,2,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.075
	(1,2,0)	(1,2,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.13
	(1,3,0)	(1,3,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(1,4,0)	(1,4,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01
	(1,4,0)	(1,4,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(1,4,0)	(1,4,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(1,5,0)	(1,5,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(1,5,0)	(1,5,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(1,5,0)	(1,5,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.11
	(1,5,0)	(1,5,4)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
	(1,5,0)	(1,5,5)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04
	(1,5,0)	(1,5,6)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(1,6,0)	(1,6,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
	(1,7,0)	(1,7,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.1
	(1,7,0)	(1,7,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.15
	(1,7,0)	(1,7,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.06
	(1,7,0)	(1,7,4)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.13
	(1,8,0)	(1,8,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.1
	(1,8,0)	(1,8,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
	(1,8,0)	(1,8,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.05

Tabelle A.2: Netzdaten des ländlichen Niederspannungsnetzes - Fortsetzung [27]

Netzdaten									
Stichleitung	Knoten 1	Knoten 2	Zweigtyp	R'	X'	C'	I <sub>max</sub>	Länge	
				Ohm/km	Ohm/km	nF/km	A	km	
2	(0,1,0)	(2,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.045	
	(2,2,0)	(2,3,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.1	
	(2,3,0)	(2,4,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.12	
	(2,4,0)	(2,5,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.12	
	(2,5,0)	(2,6,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.1	
	(2,6,0)	(2,7,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.1	
	(2,7,0)	(2,8,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.175	
	(2,8,0)	(2,9,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.1	
	(2,2,0)	(2,2,1)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.045	
	(2,2,0)	(2,2,2)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.015	
	(2,3,0)	(2,3,1)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.03	
	(2,3,0)	(2,3,2)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.03	
	(2,3,0)	(2,3,3)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.075	
	(2,4,0)	(2,4,1)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.06	
	(2,4,0)	(2,4,2)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.025	
	(2,4,0)	(2,4,3)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.02	
	(2,5,0)	(2,5,1)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.015	
	(2,5,0)	(2,5,2)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.005	
	(2,6,0)	(2,6,1)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.03	
	(2,6,0)	(2,6,2)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.035	
	(2,7,0)	(2,7,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02	
	(2,8,0)	(2,8,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.025	
	(2,9,0)	(2,9,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005	
	(2,9,0)	(2,9,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005	
	(2,9,0)	(2,9,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005	
	(2,9,0)	(2,9,4)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.005	
	(2,9,0)	(2,9,5)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.005	
	(2,9,0)	(2,9,6)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01	
	(2,9,0)	(2,9,7)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02	
	3	(0,1,0)	(3,2,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.3
		(3,2,0)	(3,3,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.225
		(3,2,0)	(3,2,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
(3,2,0)		(3,2,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04	
(3,3,0)		(3,3,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005	
(3,3,0)		(3,3,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04	

Tabelle A.3: Netzdaten des ländlichen Niederspannungsnetzes - Fortsetzung [27]

Netzdaten								
Stichleitung	Knoten 1	Knoten 2	Zweigtyp	R'	X'	C'	I_max	Länge
				Ohm/km	Ohm/km	nF/km	A	km
4	(0,1,0)	(4,2,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.16
	(4,2,0)	(4,3,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.17
	(4,2,0)	(4,4,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.25
	(4,3,0)	(4,5,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.025
	(4,4,0)	(4,6,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.1
	(4,5,0)	(4,7,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.03
	(4,5,0)	(4,8,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.15
	(4,2,0)	(4,2,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.05
	(4,2,0)	(4,2,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.015
	(4,2,0)	(4,2,3)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.02
	(4,3,0)	(4,3,1)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.02
	(4,3,0)	(4,3,2)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.025
	(4,4,0)	(4,4,1)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.085
	(4,4,0)	(4,4,2)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.1
	(4,4,0)	(4,4,3)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.12
	(4,5,0)	(4,5,1)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.12
	(4,6,0)	(4,6,1)	Kabel	0.727	0.088	550	130	0.18
	(4,7,0)	(4,7,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(4,7,0)	(4,7,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.045
	(4,7,0)	(4,7,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
(4,8,0)	(4,8,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.025	

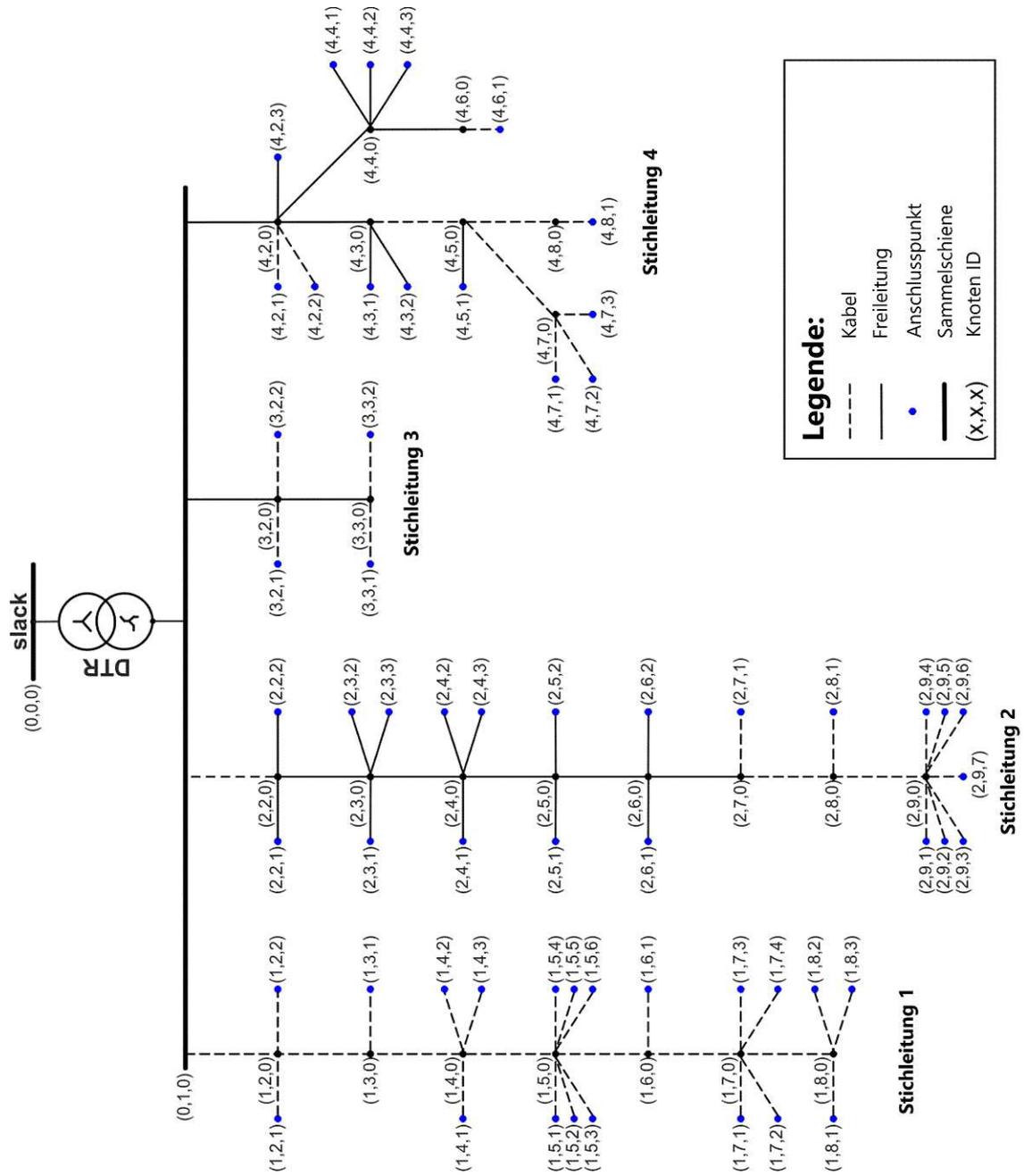


Abbildung A.1: Ländliches Niederspannungsnetz [27]

## A.2 Städtisches Niederspannungsnetz

Tabelle A.4: Netzdaten des städtischen Niederspannungsnetzes [27]

Stichleitung	Netzdaten							
	Knoten 1	Knoten 2	Zweigtyp	R'	X'	C'	I <sub>max</sub>	Länge
				Ohm/km	Ohm/km	nF/km	A	km
1	(0,1,0)	(1,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.05
	(1,2,0)	(1,3,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.07
	(1,3,0)	(1,4,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.12
	(1,4,0)	(1,5,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.035
	(1,5,0)	(1,6,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.035
	(1,6,0)	(1,7,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.04
	(1,6,0)	(1,8,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.095
	(1,7,0)	(1,9,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.02
	(1,9,0)	(1,11,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.03
	(1,11,0)	(1,13,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.05
	(1,13,0)	(1,15,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.045
	(1,15,0)	(1,16,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.035
	(1,8,0)	(1,10,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.215
	(1,10,0)	(1,12,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.03
	(1,12,0)	(1,14,0)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.03
	(1,2,0)	(1,2,1)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.005
	(1,2,0)	(1,2,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.02
	(1,3,0)	(1,3,1)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.025
	(1,3,0)	(1,3,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
	(1,4,0)	(1,4,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.025
	(1,4,0)	(1,4,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
	(1,5,0)	(1,5,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(1,5,0)	(1,5,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(1,6,0)	(1,6,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(1,6,0)	(1,6,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.04
	(1,6,0)	(1,6,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04
	(1,6,0)	(1,6,4)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.035
	(1,7,0)	(1,7,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01
	(1,7,0)	(1,7,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01
	(1,7,0)	(1,7,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(1,9,0)	(1,9,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01
	(1,9,0)	(1,9,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01

Tabelle A.5: Netzdaten des städtischen Niederspannungsnetzes - Fortsetzung [27]

Netzdaten								
Stichleitung	Knoten 1	Knoten 2	Zweigtyp	R'	X'	C'	I <sub>max</sub>	Länge
				Ohm/km	Ohm/km	nF/km	A	km
1	(1,11,0)	(1,11,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(1,11,0)	(1,11,4)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(1,11,0)	(1,11,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(1,13,0)	(1,13,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(1,13,0)	(1,13,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(1,15,0)	(1,15,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(1,15,0)	(1,15,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(1,15,0)	(1,15,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.09
	(1,15,0)	(1,15,4)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.055
	(1,16,0)	(1,16,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.09
	(1,10,0)	(1,10,1)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.01
	(1,10,0)	(1,10,2)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.04
	(1,12,0)	(1,12,1)	Kabel	0.727	0.088	550	130	0.03
	(1,12,0)	(1,12,2)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.01
	(1,14,0)	(1,14,1)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.06
2	(0,1,0)	(2,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.78
	(2,2,0)	(2,3,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.08
	(2,3,0)	(2,4,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.15
	(2,2,0)	(2,2,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.055
	(2,2,0)	(2,2,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.001
	(2,2,0)	(2,2,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.025
	(2,3,0)	(2,3,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04
	(2,3,0)	(2,3,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(2,4,0)	(2,4,1)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.22
	(2,4,0)	(2,4,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.001

Tabelle A.6: Netzdaten des städtischen Niederspannungsnetzes - Fortsetzung [27]

Stichleitung	Netzdaten							
	Knoten 1	Knoten 2	Zweigtyp	R'	X'	C'	I_max	Länge
				Ohm/km	Ohm/km	nF/km	A	km
3	(0,1,0)	(3,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.07
	(3,2,0)	(3,3,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.07
	(3,3,0)	(3,4,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.07
	(3,4,0)	(3,6,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.075
	(3,6,0)	(3,8,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.035
	(3,8,0)	(3,10,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.025
	(3,3,0)	(3,5,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.03
	(3,5,0)	(3,7,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.075
	(3,9,0)	(3,7,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.075
	(3,2,0)	(3,2,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.05
	(3,2,0)	(3,2,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(3,2,0)	(3,2,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.035
	(3,3,0)	(3,3,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.05
	(3,3,0)	(3,3,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.06
	(3,3,0)	(3,3,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.075
	(3,3,0)	(3,3,4)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(3,4,0)	(3,4,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.06
	(3,4,0)	(3,4,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.05
	(3,4,0)	(3,4,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01
	(3,6,0)	(3,6,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.015
	(3,6,0)	(3,6,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.05
	(3,6,0)	(3,6,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(3,8,0)	(3,8,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.06
	(3,10,0)	(3,10,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(3,10,0)	(3,10,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01
	(3,10,0)	(3,10,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(3,5,0)	(3,5,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.005
	(3,5,0)	(3,5,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.025
	(3,7,0)	(3,7,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.005
	(3,7,0)	(3,7,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.025
	(3,9,0)	(3,9,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.025
	(3,9,0)	(3,9,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01
	(3,9,0)	(3,9,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01
4	(0,1,0)	(4,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.3
	(4,2,0)	(4,2,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(4,2,0)	(4,2,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005

Tabelle A.7: Netzdaten des städtischen Niederspannungsnetzes - Fortsetzung [27]

Netzdaten								
Stichleitung	Knoten 1	Knoten 2	Zweigtyp	R'	X'	C'	I_max	Länge
				Ohm/km	Ohm/km	nF/km	A	km
5	(0,1,0)	(5,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.04
	(5,3,0)	(5,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.04
	(5,4,0)	(5,3,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.04
	(5,5,0)	(5,4,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.04
	(5,6,0)	(5,5,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.04
	(5,7,0)	(5,6,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.14
	(5,6,0)	(5,8,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.2
	(5,7,0)	(5,9,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.065
	(5,10,0)	(5,9,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.07
	(5,2,0)	(5,2,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(5,3,0)	(5,3,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.03
	(5,3,0)	(5,3,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.04
	(5,4,0)	(5,4,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.05
	(5,4,0)	(5,4,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
	(5,4,0)	(5,4,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.025
	(5,5,0)	(5,5,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(5,6,0)	(5,6,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(5,6,0)	(5,6,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.05
	(5,8,0)	(5,8,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
	(5,7,0)	(5,7,1)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.025
(5,7,0)	(5,7,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.02	
(5,7,0)	(5,7,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.035	
(5,9,0)	(5,9,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.025	
(5,9,0)	(5,9,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.04	
(5,10,0)	(5,10,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03	
(5,10,0)	(5,10,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.02	
6	(0,1,0)	(6,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.03
	(6,3,0)	(6,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.38
	(6,4,0)	(6,3,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.29
	(6,5,0)	(6,4,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.1
	(6,6,0)	(6,5,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.04
	(6,2,0)	(6,2,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04
	(6,2,0)	(6,2,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(6,3,0)	(6,3,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.025
	(6,3,0)	(6,3,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02

Tabelle A.8: Netzdaten des städtischen Niederspannungsnetzes - Fortsetzung [27]

Netzdaten								
Stichleitung	Knoten 1	Knoten 2	Zweigtyp	R'	X'	C'	I <sub>max</sub>	Länge
				Ohm/km	Ohm/km	nF/km	A	km
6	(6,3,0)	(6,3,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.075
	(6,4,0)	(6,4,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
	(6,4,0)	(6,4,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.045
	(6,4,0)	(6,4,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.065
	(6,5,0)	(6,5,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(6,5,0)	(6,5,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04
	(6,5,0)	(6,5,4)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.065
	(6,5,0)	(6,5,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(6,6,0)	(6,6,1)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.075
	(6,6,0)	(6,6,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.07
	(6,6,0)	(6,6,3)	Kabel	0.32	0.082	950	215	0.005
	(6,6,0)	(6,6,4)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.04
7	(0,1,0)	(7,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.425
	(7,2,0)	(7,3,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.08
	(7,3,0)	(7,5,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.11
	(7,4,0)	(7,3,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.022
	(7,7,0)	(7,5,0)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.06
	(7,6,0)	(7,4,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.08
	(7,6,0)	(7,8,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.035
	(7,8,0)	(7,9,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.04
	(7,2,0)	(7,2,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.001
	(7,2,0)	(7,2,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.01
	(7,2,0)	(7,2,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(7,3,0)	(7,3,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04
	(7,3,0)	(7,3,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.065
	(7,3,0)	(7,3,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.055
	(7,5,0)	(7,5,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.01
	(7,5,0)	(7,5,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.085
	(7,7,0)	(7,7,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.02
	(7,7,0)	(7,7,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.04
	(7,7,0)	(7,7,3)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.04
	(7,4,0)	(7,4,1)	Freileitung	0.6152	0.3764	0	210	0.02
(7,4,0)	(7,4,2)	Freileitung	0.3264	0.3557	0	320	0.08	
(7,6,0)	(7,6,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005	
(7,8,0)	(7,8,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04	
(7,8,0)	(7,8,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005	
(7,9,0)	(7,9,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.085	

Tabelle A.9: Netzdaten des städtischen Niederspannungsnetzes - Fortsetzung [27]

Stichleitung	Netzdaten							
	Knoten 1	Knoten 2	Zweigtyp	R'	X'	C'	I <sub>max</sub>	Länge
				Ohm/km	Ohm/km	nF/km	A	km
8	(0,1,0)	(8,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.52
	(8,2,0)	(8,3,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.065
	(8,4,0)	(8,5,0)	Kabel	0.125	0.08	1200	360	0.4
	(8,5,0)	(8,6,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.045
	(8,5,0)	(8,7,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.155
	(8,6,0)	(8,8,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.165
	(8,2,0)	(8,4,0)	Kabel	0.125	0.08	1200	360	0.1
	(8,2,0)	(8,2,1)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.04
	(8,2,0)	(8,2,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01
	(8,3,0)	(8,3,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
	(8,3,0)	(8,3,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
	(8,3,0)	(8,3,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.015
	(8,4,0)	(8,4,1)	Kabel	0.727	0.088	550	130	0.01
	(8,4,0)	(8,4,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
	(8,4,0)	(8,4,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.06
	(8,5,0)	(8,5,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.065
	(8,7,0)	(8,7,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.04
	(8,7,0)	(8,7,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.015
	(8,7,0)	(8,7,3)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.055
	(8,6,0)	(8,6,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.025
	(8,6,0)	(8,6,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.04
	(8,6,0)	(8,6,3)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.055
	(8,6,0)	(8,6,4)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.025
(8,6,0)	(8,6,5)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03	
(8,8,0)	(8,8,1)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.025	
(8,8,0)	(8,8,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.03	
(8,8,0)	(8,8,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04	
(8,8,0)	(8,8,4)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02	
9	(0,1,0)	(9,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.16
	(9,4,0)	(9,2,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.1
	(9,7,0)	(9,4,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.05
	(9,4,0)	(9,8,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.06
	(9,11,0)	(9,8,0)	Kabel	0.524	0.085	630	155	0.1

Tabelle A.10: Netzdaten des städtischen Niederspannungsnetzes - Fortsetzung [27]

Netzdaten								
Stichleitung	Knoten 1	Knoten 2	Zweigtyp	R'	X'	C'	I <sub>max</sub>	Länge
				Ohm/km	Ohm/km	nF/km	A	km
	(9,14,0)	(9,11,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.075
	(9,15,0)	(9,14,0)	Kabel	0.727	0.088	550	130	0.07
	(9,2,0)	(9,5,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.195
	(9,9,0)	(9,5,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.055
	(9,12,0)	(9,9,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.05
	(9,2,0)	(9,3,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.045
	(9,6,0)	(9,3,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.045
	(9,10,0)	(9,6,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.045
	(9,13,0)	(9,10,0)	Kabel	0.206	0.08	1040	275	0.045
	(9,2,0)	(9,2,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.02
	(9,4,0)	(9,4,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04
	(9,4,0)	(9,4,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(9,7,0)	(9,7,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.04
	(9,7,0)	(9,7,2)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(9,8,0)	(9,8,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.015
	(9,8,0)	(9,8,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.015
	(9,11,0)	(9,11,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.01
	(9,11,0)	(9,11,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.045
	(9,11,0)	(9,11,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.03
9	(9,14,0)	(9,14,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.02
	(9,15,0)	(9,15,3)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.005
	(9,15,0)	(9,15,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.075
	(9,15,0)	(9,15,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.015
	(9,5,0)	(9,5,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.025
	(9,5,0)	(9,5,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.04
	(9,9,0)	(9,9,1)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.02
	(9,9,0)	(9,9,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.07
	(9,9,0)	(9,9,3)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.03
	(9,9,0)	(9,9,4)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.02
	(9,12,0)	(9,12,1)	Kabel	0.641	0.085	720	145	0.01
	(9,12,0)	(9,12,2)	Kabel	1.2	0.089	550	100	0.025
	(9,3,0)	(9,3,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.025
	(9,3,0)	(9,3,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.03
	(9,6,0)	(9,6,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.02
	(9,6,0)	(9,6,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.03
	(9,10,0)	(9,10,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.015
	(9,10,0)	(9,10,2)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.015
	(9,10,0)	(9,10,3)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.025
	(9,13,0)	(9,13,1)	Kabel	1.15	0.089	500	100	0.035
	(9,13,0)	(9,13,2)	Kabel	0.727	0.088	550	130	0.025

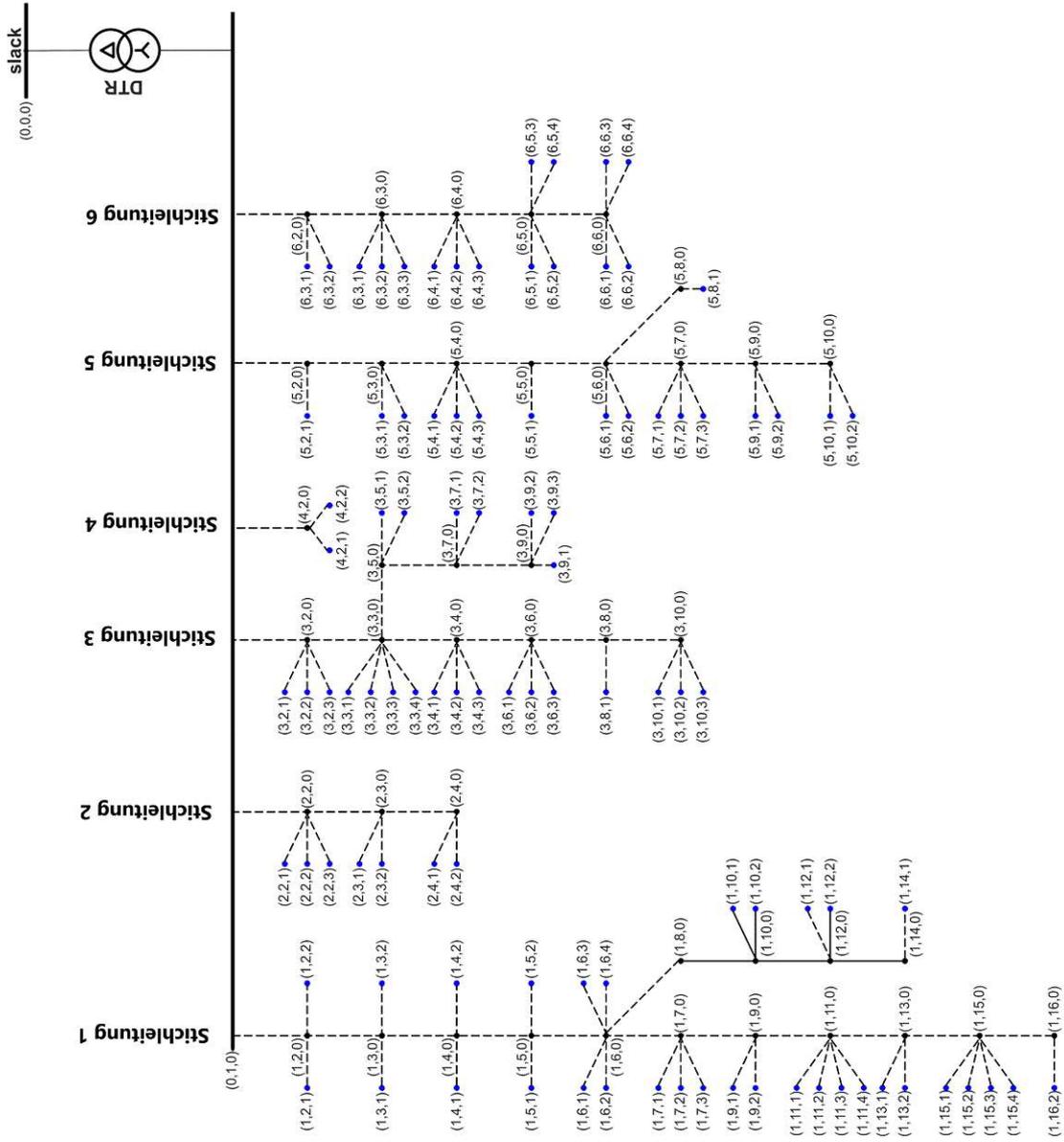


Abbildung A.2: Städtisches Niederspannungsnetz - Teil 1 [27]

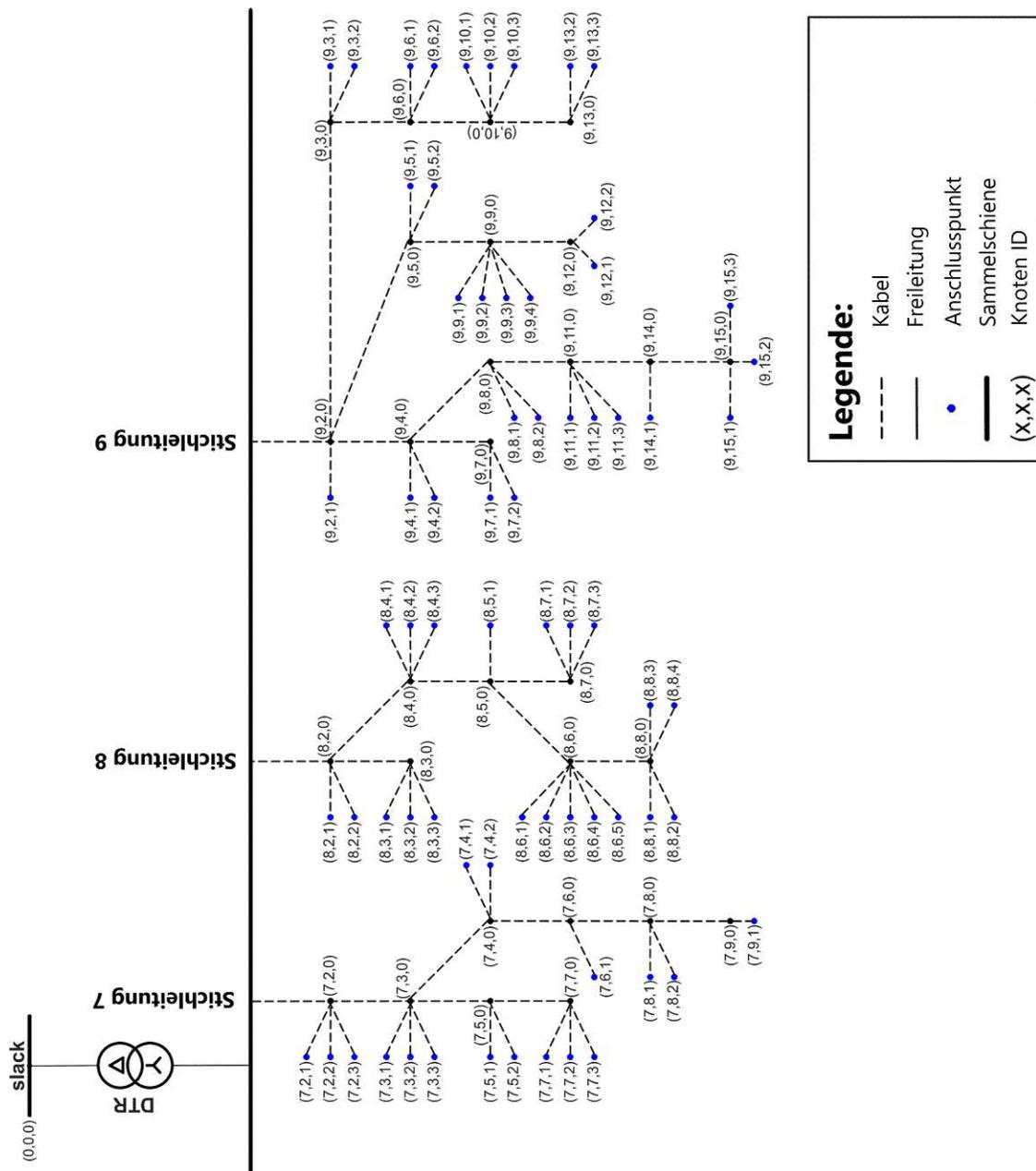


Abbildung A.3: Städtisches Niederspannungsnetz - Teil 2 [27]



## B Transformatorauslastung

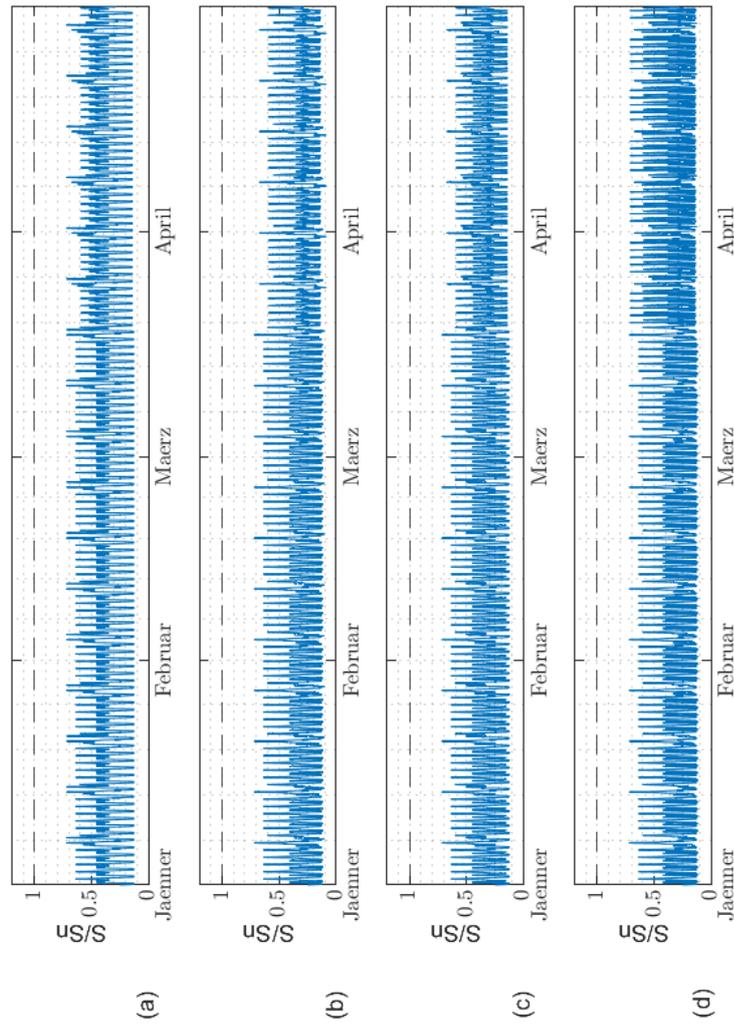


Abbildung B.1: Transformatorauslastung ländliches Netz, Jänner-April; (a) keine PV (b) 3 kWp PV ohne Einspeisung in das Netz (c) 3 kWp mit Einspeisung in das Netz (d) 7 kWp mit Einspeisung in das Netz

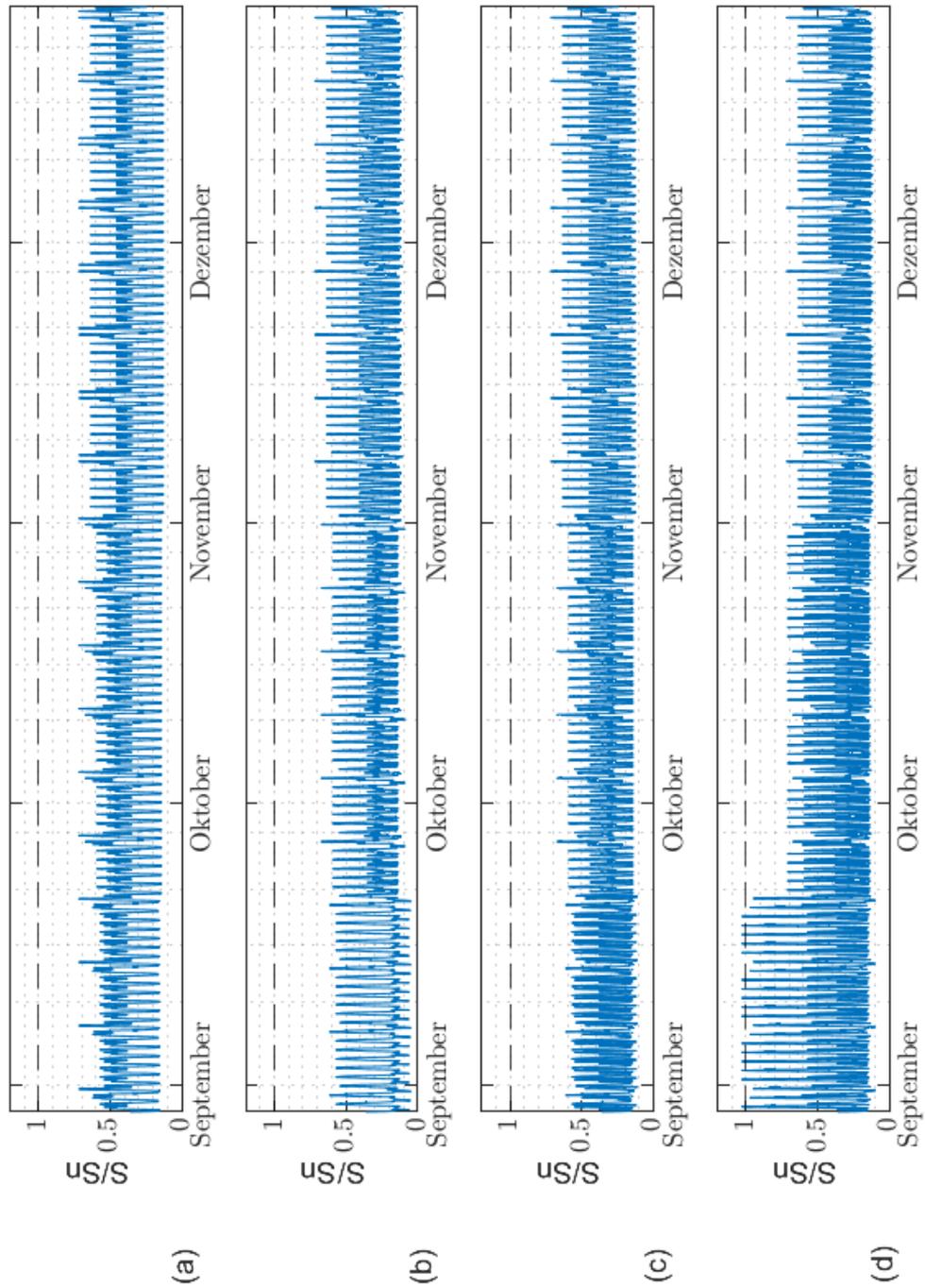


Abbildung B.2: Transformatorauslastung ländliches Netz, September-Dezember; (a) keine PV (b) 3 kWp PV ohne Einspeisung in das Netz (c) 3 kWp mit Einspeisung in das Netz (d) 7 kWp mit Einspeisung in das Netz

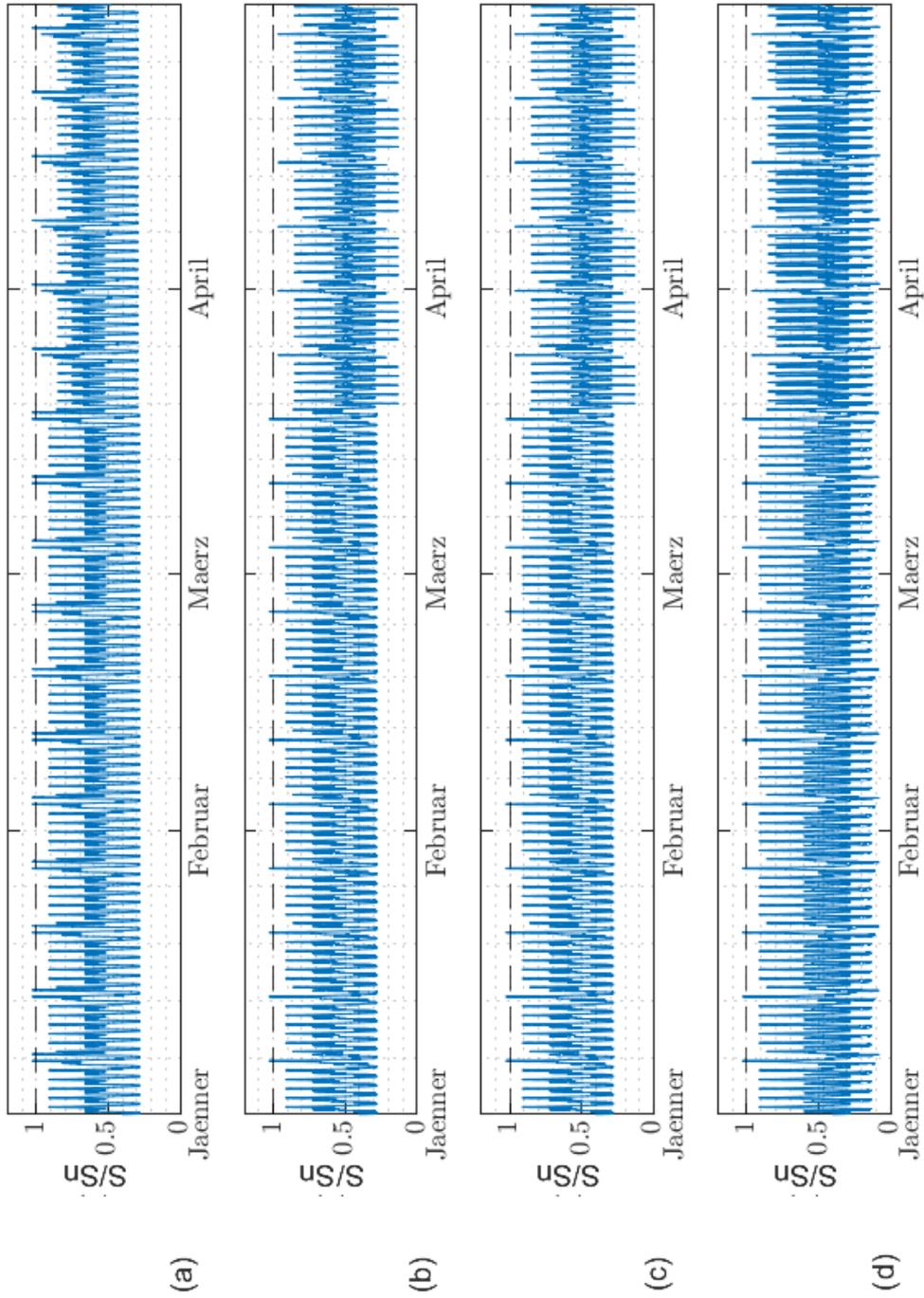


Abbildung B.3: Transformatorauslastung städtisches Netz, Jänner-April; (a) keine PV (b) 3 kWp PV ohne Einspeisung in das Netz (c) 3 kWp mit Einspeisung in das Netz (d) 7 kWp mit Einspeisung in das Netz

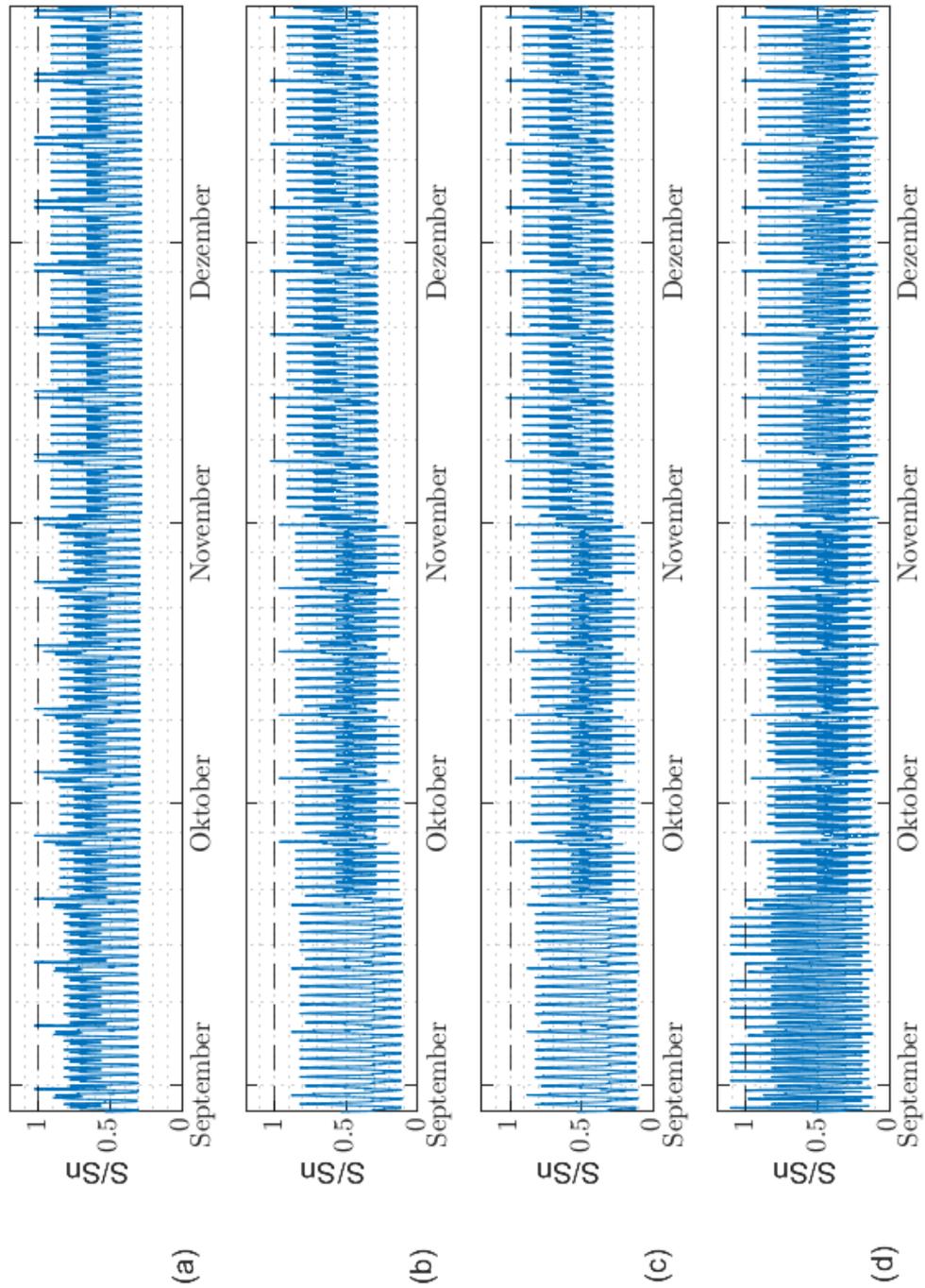


Abbildung B.4: Transformatorauslastung städtisches Netz, September-Dezember; (a) keine PV (b) 3 kWp PV ohne Einspeisung in das Netz (c) 3 kWp mit Einspeisung in das Netz (d) 7 kWp mit Einspeisung in das Netz