Die approbierte Originalversion dieser Diplom-/Masterarbeit ist an der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt (http://www.ub.tuwien.ac.at).

The approved original version of this diploma or master thesis is available at the main library of the Vienna University of Technology (http://www.ub.tuwien.ac.at/englweb/).

TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN
VIENNA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

DIPLOMARBEIT

Auswirkungen von elektrischer Mobilität im Verteilnetz

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

O.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Günther Brauner
und
Dipl.-Ing. Christoph Leitinger

E373 – Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft

Eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Dipl.-Ing. Andreas Bolzer
9525697

1110 Wien, Schemmerlstraße 22

Wien, am 12. September 2009

Für Olivia

Vorwort

Die vorliegende Arbeit ist bereits die zweite von mir verfasste Diplomarbeit. Ich studierte bereits Elektrotechnik mit dem Studienzweig Nachrichtentechnik an der TU Wien und arbeitete vier Jahre im IT-Bereich. Meine Begeisterung an den von mir durchgeführten Entwicklungen an kurzlebigen Technologien in der Unterhaltungselektronik und der Überwachungstechnik schwand aber zunehmend. Gleichzeitig wurde mein Interesse an der Energietechnik und den Herausforderungen der Zukunft bezüglich Klimawandel, Ressourcenknappheit und erneuerbarer Energiequellen immer stärker. Ein „energiegeladener“ Vortrag von Prof. Brauner im Rahmen einer Veranstaltung erweckte die Idee, das Masterstudium der Energietechnik zu absolvieren um so einen Branchenwechsel zu erreichen.

Nun sind zwei Jahre vergangen, in denen ich das Studentendasein ein weiters Mal mit all seinen Höhen und Tiefen miterleben durfte. Ohne die liebevolle Unterstützung meiner Frau Olivia wäre dies nicht möglich gewesen. Auch meine Eltern und Schwiegereltern hatten stets Verständnis für meinen Entschluss des Studiums.

Während das Ablegen der Prüfungen fast wie von selbst ging, stellte das Verfassen der Diplomarbeit eine große Hürde dar. Diese dennoch überwunden zu haben, verdanke ich meinen Betreuern Univ.Prof. Günter Brauner und Dipl.-Ing. Christoph Leitinger. Besonders Christoph konnte mich mit konstruktiven Anregungen immer aus Motivationstiefs herausholen. Vielen Dank auch an Frau Sabine Gam vom Instituts-Sekretariat für die freundliche Unterstützung. Weiters möchte ich Dr. Thomas Schuster und seinen Mitarbeitern von Wien Energie Stromnetz danken, die Daten zur Verfügung stellten und für Fragen stets offen waren.

Kurzfassung

Man erhofft sich durch die Elektromobilität einen wesentlichen Beitrag zur Senkung der Treibhausgasemissionen. Zur Zeit wird in vielen Gebieten geforscht und entwickelt (Fahrzeuge, Motoren, Antriebsstränge, Speichertechnologien, etc.). Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Ladeinfrastruktur für batteriegespeiste Elektroautos. Dabei werden auf Basis eines dichtverbauten Wohngebiets die Auswirkungen elektrischer Mobilität auf das bestehende Niederspannungs-Verteilnetz untersucht. Anhand von Netzdaten wird ein Matlab-Modell zur Simulation verschiedener Szenarien erstellt. Dabei werden Ladestationen unterschiedlicher Leistung mit variablen Durchdringungsraten von Elektrofahrzeugen herangezogen. Die Ergebnisse von Lastflussanalysen mit Elaplan liefern mit Normen und Vorschriften eine Bewertung der Beeinflussungen. Zu den untersuchten Auswirkungen zählen Spannungshaltung, Kabelbelastungen, Oberwellenspannungen, Spannungsunsymmetrien, Spannungsänderungen und Flicker.

Es stellt sich heraus, dass sich die Elektromobilität im Allgemeinen in das Verteilnetz integrieren lässt, wobei aber abhängig von der Art und Anzahl der Ladestationen Grenzen gegeben sind. Der Betrieb von Schnellladestationen führt rasch zu Engpässen und erfordert einen erhöhten Aufwand an Planung und Steuerung.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung **1**

2. Grundlagen zur Elektromobilität **3**

2.1. Fahrzeuge . . . 3

2.1.1. Antreibsarten . . . 3

2.1.2. Künftige Entwicklung . . . 5

2.1.3. Beispiele . . . 6

2.2. Speichertechnologien . . . 8

2.3. Ladesysteme . . . 9

2.3.1. Standardisierung der Ladesysteme . . . 11

2.3.2. Ausführung der Ladestationen . . . 12

2.3.3. Beispiele und weitere Aspekte . . . 14

2.4. Fahrprofile . . . 15

3. Verteilnetze **17**

3.1. Aufbau . . . 17

3.1.1. Planungsaspekte . . . 17

3.1.2. Betriebsweisen von Netzen . . . 22

3.2. Österreichisches Stromnetz . . . 25

3.3. Wiener Verteilnetz . . . 27

3.4. Beeinflussungen . . . 32

3.4.1. Elektrische Beeinflussung . . . 32

3.4.2. Belastungen der Betriebsmittel . . . 37

4. Simulation **39**

4.1. Datenmaterial . . . 39

4.2. Werkzeuge 43
4.2.1. Matlab 43
4.2.2. Elaplan 44

5. Szenarien der Netzbelastungen 47
5.1. Grundlast 47
5.1.1. Lastprofil 47
5.1.2. Spannungsverhältnisse 49
5.1.3. Kabelbelastungen 52
5.1.4. Zusammenfassung 54
5.2. Basisszenario 54
5.2.1. Lastprofil 54
5.2.2. Spannungsverhältnisse 58
5.2.3. Kabelbelastungen 59
5.2.4. Oberschwingungen 60
5.2.5. Spannungsschwankungen und Flicker 61
5.2.6. Spannungsunsymmetrie 63
5.2.7. Zusammenfassung 64
5.3. Szenario hoher Gleichzeitigkeit 64
5.3.1. Spannungsverhältnisse 65
5.3.2. Kabelbelastungen 65
5.3.3. Oberschwingungen 66
5.3.4. Sonstige Beeinflussungen 67
5.3.5. Zusammenfassung 68
5.4. Anwendbarkeit der Szenarien 68
5.5. Schnellladungsszenario 70
5.5.1. Spannungsverhältnisse 70
5.5.2. Kabelbelastungen 71
5.5.3. Oberschwingungen 73
5.5.4. Spannungsschwankungen und Flicker 74
5.5.5. Spannungsunsymmetrie 75
5.5.6. Zusammenfassung 75

5.6. Szenario gestiegenen Stromverbrauchs 75
5.6.1. Lastprofil 77
5.6.2. Spannungsverhältnisse 78
5.6.3. Kabelbelastungen 78
5.6.4. Sonstige Beeinflussungen 80
5.6.5. Zusammenfassung 81
5.7. Schlussfolgerungen 81
5.7.1. Spannungsverhältnisse 82
5.7.2. Kabelbelastungen 84
5.7.3. Transformatorbelastung 85
5.7.4. Oberschwingungsspannungen 86
5.7.5. Spannungsänderungen und Flicker 87
5.7.6. Spannungsunsymmetrie 87
5.7.7. Gesteuerte Ladung 87

6. Zusammenfassung **89**

Literaturverzeichnis **91**

Abbildungsverzeichnis **97**

Tabellenverzeichnis **100**

A. Ergänzendes Material **101**
A.1. Beispiele Elektromobile 101
A.2. Ladesysteme 103
A.2.1. Beispiele 103
A.2.2. System in London 105
A.2.3. Einheitlicher Ladestecker 106
A.3. Betriebsmittel im Verteilnetz 108
A.4. Ergänzende Diagramme 109

1. Einleitung

Die Mobilität gehört zu den wichtigsten Bedürfnissen des modernen Menschen. Derzeit trägt jedoch gerade der Verkehrssektor durch den hohen Ausstoß an Treibhausgasen massiv zum Klimawandel bei. Eine Möglichkeit der Reduktion der Emission von Kohlendioxid ist der vermehrte Einsatz von Elektrofahrzeugen. Erfolgt hierbei die Stromgewinnung aus regenerativen Energieträgern, kann der Ausstoß von CO_2 weiter reduziert werden.

Verfügen die Elektrofahrzeuge über Batterien[1], so müssen diese durch die Versorgung mit elektrischer Energie wieder aufgeladen werden. Die in dieser Arbeit nicht untersuchten Alternativen hierbei wären Fahrzeuge, die den Strom von Fahrdrähten (Oberleitungsbus) beziehen oder Brennstoffzellenfahrzeuge, die betankt werden müssen. Die Ladung der BEV hat auch Auswirkungen auf das Verteilnetz, das die Ladestationen speist.

Die vorliegende Diplomarbeit soll nun klären wie sich elektrische Mobilität auf ein städtisches Stromnetz auswirkt. Damit soll die Frage beantwortet werden, wie sich die notwendigen Ladestationen in ein bestehendes elektrisches Verteilnetz integrieren lassen, ohne dass dieses kostspielig ausgebaut werden muss.

Zu diesem Zweck, werden gängige Verteilnetz-Strukturen des Wiener Stromnetzes herausgearbeitet, um diese mit einem Lastflussprogramm einer Simulation zuzuführen. Die Netze werden nun durch die Verbraucher belastet, wobei typische Lastverläufe auftreten. Durch die Ladung der Akkumulatoren der Elektroautos kommt nun eine weitere zeitlich veränderliche Belastung hinzu. Dabei spielen Fahrprofile, Ladetechnologie und natürlich auch die Durchdringungsrate mit E-Mobilen eine Rolle.

[1] Engl. battery electric vehicle, kurz BEV

Die vorliegende Arbeit untersucht, ob die zusätzliche Belastung durch die Ladung der Fahrzeuge zu kritischen Zuständen im Verteilnetz führen kann. Dabei ist auch zu klären, welche Betriebsfälle zu Abschaltungen der Ladevorgänge führen sollten um nicht Stromausfälle zu provozieren. Die Szenarien und Extremfälle werden herausgearbeitet und mit variablen Parametern analysiert.

Mit Hilfe der Simulationen werden Schlussfolgerungen, zukünftige Aufgaben und Entwicklungsschritte für den Einsatz von Elektrofahrzeugen im Netzbetrieb formuliert.

Abgesehen von dieser Einleitung ist die Arbeit in fünf weitere Kapitel gegliedert:

Kapitel 2 stellt die Grundlagen der Elektromobilität vor. Dazu gehören unter anderem die Fahrzeuge, die Speichertechnologien, die Ladesysteme und die Fahrprofile der Benutzer.

Kapitel 3 handelt von Verteilnetzen und beschreibt deren Aufbau, wobei das Gesamt-Österreichische und das Wiener Netz besondere Beachtung finden. Ebenso werden mögliche Beeinflussungen von Verteilnetzen vorgestellt.

Kapitel 4 beschreibt das zugrundelegte Datenmaterial und die verwendeten Werkzeuge der durchgeführten Simulationen.

Kapitel 5 stellt verschiedene Szenarien einer möglichen Lade-Infrastruktur von Elektrofahrzeugen vor und liefert mit den Ergebnissen der Simulationen Bewertungen der Auswirkungen auf das Verteilnetz.

Kapitel 6 fasst die Ergebnisse der Arbeit zusammen.

2. Grundlagen zur Elektromobilität

Fahrzeuge mit Elektroantrieb sind eine erfolgversprechende Alternative zu jenen mit Verbrennungsmotoren. Die Vorteile sind neben der geringeren Geräuschentwicklung und dem hohen Wirkungsgrad auch der mechanisch einfachere Aufbau des Antriebsstranges, da das Schaltgetriebe und die Kupplung entfallen. Der wichtigste Punkt ist aber die Möglichkeit über regerativ erzeugte Elektrizität über Wasser-, Wind- oder Sonnenenergie auf fossile Kraftstoffe verzichten zu können und damit wesentlich dem Klimawandel entgegensteuern zu können.

Im vorliegenden Kapitel werden allgemein die Eigenschaften von elektrisch angetriebenen Fahrzeugen beleuchtet. Dabei haben die Verbrauchseigenschaften und die Speichertechnologie großen Einfluss. Hauptaugenmerk wird jedoch auf die Ladesysteme gelegt, die das Bindeglied zwischen den Elektroautos und dem versorgenden Stromnetz darstellen.

2.1. Fahrzeuge

2.1.1. Antreibsarten

Es gibt nach [Brauner08] vier Realisierungsmöglichkeiten für elektrische Fahrzeuge:

Reinelektrische Fahrzeuge: Diese Variante bietet die Vorteile höchster Wirkungsgrade, geräuscharmen Fahrens und Emissionsfreiheit. Die Fahrzeuge werden im Allgemeinen durch das elektrische Stromnetz geladen. Da jedoch der Akkumulator bezogen auf dessen Masse nur wenig elektrische Energie speichern kann und zur Zeit noch relativ kostenintensiv ist, werden in absehbarer Zukunft eher Kleinwägen

mit beschränkter Reichweite zum Einsatz kommen. Diese Fahrzeuge wären ideal für den Stadtverkehr geeignet.

Hybridelektrische Fahrzeuge: Der Antrieb erfolgt durch zwei Energiewandler – einen Verbrennungsmotor und einen Elektromotor. Die einzelnen Motoren können unterschiedlich zusammenarbeiten um damit einen höheren Wirkungsgrad gegenüber herkömmlichen Fahrzeugen zu erzielen.

Plug-In hybridelektrische Fahrzeuge: Diese besitzen gegenüber der vorherigen Kategorie größere Batterien, die über das Stromnetz geladen werden können. Kurze Fahrten werden wie beim reinelektrischen Fahrzeug mit dem Elektromotor absolviert, während der konventionelle Antrieb für längere Strecken eingesetzt wird.

Brennstoffzellenfahrzeuge: Es handelt sich um einen reinelektrischen Antrieb, wobei der elektrische Strom nicht einer vorher aufzuladenden Batterie, sondern einer Brennstoffzelle entnommen wird. Dort reagieren Wasserstoff und Sauerstoff unter Abgabe von elektrischer Energie zu Wasser. Der Tankvorgang erfolgt mit Wasserstoff oder im Falle der Direkt-Methanol-Brennstoffzelle mit einem Methanol-Wasser-Gemisch. Während die letztgenannte Brennstoffzelle noch im Entwicklungsstadiums ist, bereitet die Speicherung von Wasserstoff noch Schwierigkeiten.

Da in der vorliegenden Arbeit die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Verteilnetz untersucht werden, fallen die Varianten der hybridelektrischen und der Brennstoffzellenfahrzeuge weg, da hier nicht direkt „Strom getankt“ wird. Zwischen den übrigen Antriebsarten, den reinelektrischen und den Plug-In hybridelektrischen Fahrzeugen wird hinsichtlich des Ladevorganges und der damit verbundenen Belastung des Verteilnetzes nicht unterschieden. Dies setzt beim letztgenannten Fahrzeugtyp einen stets abgeschalteten konventionellen Antrieb, d.h. ausschließlich Kurzstreckenfahrten, voraus.

Aus der Sicht der Nachhaltigkeit sind die reinelektrischen Fahrzeuge besonders interessant, wenn die elektrische Energie für die Ladung aus regenerativen Quellen wie Wind-, Wasser- und Sonnenkraft gewonnen wird. Gerade dieser Punkt ist für die Entwicklung der privaten Elektromobilität wichtig, da das steigende Umweltbewusstsein einen entscheidenden Einfluss auf die Akzeptanz der neuen Technologie haben wird.

2.1.2. Künftige Entwicklung

Die zukünftige Verbreitung von Elektroautos wird von deren wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit abhängen. Dazu gehören Investitions- und Kraftstoffkosten. Je höher der Ölpreis und damit darauf basierende fossile Kraftstoffe werden, desto attraktiver gestaltet sich die Anschaffung und der Betrieb eines elektrischen Fahrzeugs. Darüber hinaus reduzieren sich die Kosten durch verbesserte Technologien und Lerneffekte im Laufe der Jahre. Weiters beeinflusst die Politik durch Steuerungsmaßnahmen das Kaufverhalten der Menschen.

Im Artikel [Kloess08] wurden Marktpotentiale elektrischer Antriebe in Österreich unter verschiedenen Rahmenbedingungen untersucht. Diese Szenarien sind:

BAU-Szenario (business-as-usual): Es wird ein moderater Anstieg des Ölpreises, ausgehend vom Niveau 2007 angenommen und es erfolgen keine aktiven politischen Steuerungsmaßnahmen zur Förderung der E-Mobilität.

Politik-Szenario: Es wird ein starker Anstieg des Ölpreises angenommen und die Politik interveniert stark zugunsten alternativer Antriebe. Dies beinhaltet eine Anhebung der Mineralölsteuer und die Einführung einer treibhausgasabhängigen Zulassungssteuer. Weiters werden Quoten für alternative Antriebe und Null-Emissions-Fahrzeuge eingeführt.

Der analysierte Zeitrahmen reicht von 2010 bis 2050. Die Abbildungen 2.1 und 2.2 zeigen die Entwicklung des Fahrzeugbestandes verschiedener Antriebsarten im jeweiligen Szenario. In beiden Fällen setzt erst um das Jahr 2025 eine Verbreitung Batterie-elektrischer Fahrzeuge ein. Während dies im BAU-Szenario nur langsam vor sich geht, ist im Politik-Szenario der Anstieg rasant – rund eine Million BEV in neun Jahren. In der Studie werden allerdings Mittelklassefahrzeuge untersucht. Gerade bei Elektroautos sind jedoch auch Kleinwägen interessant, die als ideale Stadtautos angesehen werden könnten. Da diese in der Anschaffung kostengünstiger als Mittelklasseautos wären, könnte dessen Verbreitung schon früher einsetzen.

In einer anderen Studie [PWC09] wird in zwei betrachteten Szenarios davon ausgegangen, bis 2020 bzw. 2030 den Anteil von Elektrofahrzeugen auf 20% bringen zu können. Während der zweite Fall in etwa dem ambitionierten Politik-Szenario aus [Kloess08]

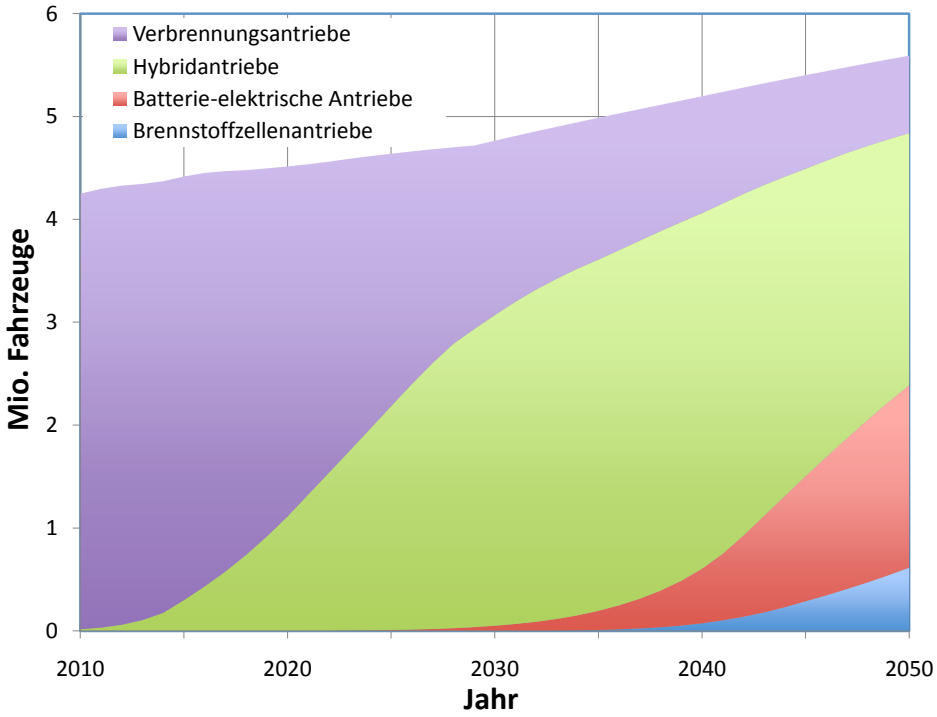


Abbildung 2.1.: Entwicklung des Fahrzeugbestands in Österreich im BAU-Szenario (business-as-usual) nach [Kloess08]

entspricht, scheint der erste unrealistisch. In Österreich gab es Ende 2008 nach [SA08] rund 4,3 Millionen PKW. Ein 20%-Anteil hiervon sind 860.000 Fahrzeuge. Von nun an müsste ein Viertel aller jährlichen 300.000 Neuzulassungen Elektroautos darstellen, um in 12 Jahren diese Durchdringung zu erreichen. Dabei sind aber zur Zeit kaum serienreife Elektro-PKW käuflich.

2.1.3. Beispiele

Im Anhang A.1 sind einige PKWs mit rein elektrischem Antrieb vorgestellt. Tabelle 2.1 fasst deren Daten nach Herstellerangaben kurz zusammen. Aus dem Vergleich der Angaben über die Ladung mit der europäischen Norm EN 61851-1, siehe Kapitel 2.3.1, erfolgt bei allen Herstellern die Stromversorgung über Ladebetriebsart 1 und damit über einen Bemessungsstrom von 16 A. Bei einem Fahrzeug ist auch eine 50 kW Schnellladung vorgesehen, die auf Ladebetriebsart 4 mit Anschlussart „C“ hindeutet. Dies entspricht

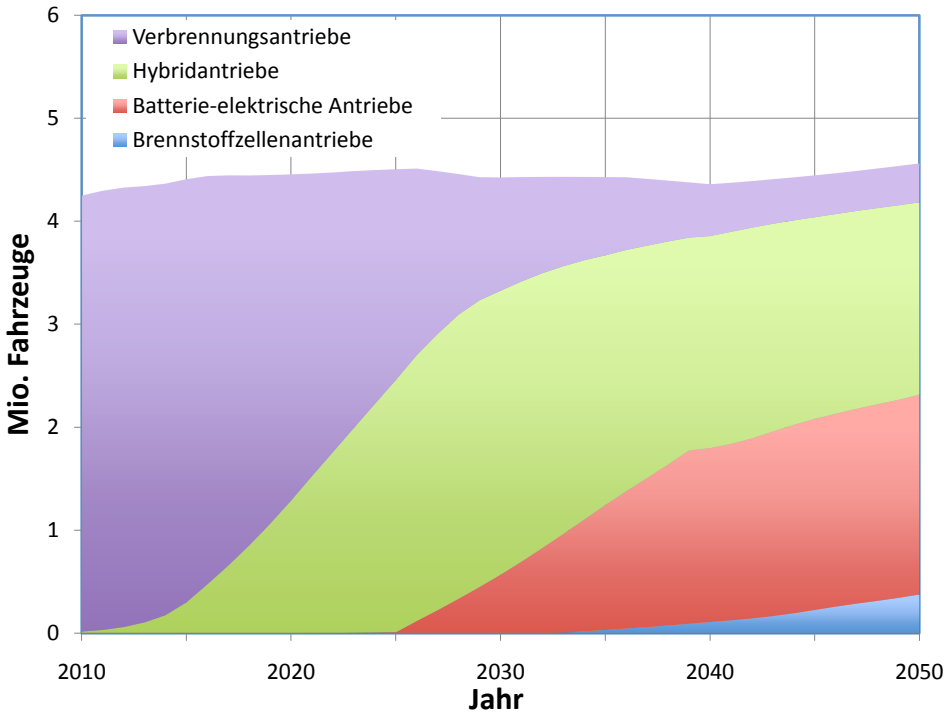


Abbildung 2.2.: Entwicklung des Fahrzeugbestands in Österreich im Politik-Szenario nach [Kloess08]

einer „Stromtankstelle“ mit einem DC-Ladekabel, das fix mit der Ladesäule verbunden ist.

Motorleistung	4. . . 30 kW
Energiebedarf	10. . . 16 kWh/100 km
Höchstgeschwindigkeit	64. . . 130 km/h
Reichweite	80. . . 180 km
Batteriekapazität	8,2. . . 28 kWh
Ladeleistung	1,5. . . 3,2 kW

Tabelle 2.1.: Kennzahlen eines Querschnittes von Elektroautos aus Anhang A.1

Obwohl der elektrische Antrieb und die dafür notwendige Leistungselektronik als effizient, ausgereift und erschwinglich gelten, stellt die elektrische Speichertechnologie den großen Nachteil der Elektromobilität dar. Dies soll im folgenden Abschnitt umrissen werden.

2.2. Speichertechnologien

Da Batteriesysteme zum Einsatz in Elektrofahrzeugen wieder aufladbar sein müssen, werden Sekundärzellen eingesetzt. Diese sind galvanische Elemente, die aus zwei Elektroden und einem Elektrolyten bestehen. Die Funktion des Auf- und Entladens dieser elektrochemischen Speicher beruht auf der Redoxreaktion.

Mehrere Parameter bestimmen den möglichen Einsatz des Batteriesystems als Energiespeicher für Fahrzeuge. So bestimmt die Energiedichte die Reichweite des Fahrzeugs, da ein gewisses Gesamtgewicht nicht überschritten werden kann. Eine entsprechend hohe Leistungsdichte der Batterien ist maßgebend für die Leistungsentwicklung des elektrischen Antriebes und legt damit das Fahrverhalten des Elektroautos fest. Weiters ist die Lebensdauer ein wichtiger Parameter, der unter anderem von der Entladetiefe abhängt. Eine Batterie muss für den praktischen Einsatz darüber hinaus Kriterien der Sicherheit und der Wirtschaftlichkeit erfüllen.

Nach [FfE07] sind aktuell folgende Sekundärzellen am stärksten verbreitet:

Blei-Säure (Pb-Acid): Die Anwendung erfolgt überwiegend im KFZ-Sektor als Starterbatterie. Den geringen Kosten und der großen Verfügbarkeit steht eine niedrige Energiedichte gegenüber, die schwere Fahrzeuge oder eine geringe Reichweite zur Folge hat.

Nickel-Cadmium (Ni-Cd): Wegen der großen Zyklenlebensdauer und Wartungsfreiheit werden diese größtenteils als unterbrechungsfreie Stromversorgungen eingesetzt. Nachteilig ist eine ähnlich niedrige Energiedichte wie bei den Blei-Säure-Zellen. Darüber hinaus ist die Verwendung von Cadmium ökologisch kritisch.

Nickel-Metallhydrid (Ni-MH): Die Funktionsweise ist ähnlich den Ni-Cd-Zellen, wobei das toxische Cadmium entfällt. Neben der höheren Energiedichte und einem sehr guten Hochstromverhalten ergeben sich auch höhere Kosten. Dessen Einsatz erfolgt in der tragbaren Elektronik, wobei auch Traktionsbatterien sinnvoll sind.

Lithium-Ionen (Li-Ion): Im Vergleich zu den anderen Systemen weisen diese Speicher die höchste Energiedichte auf, was für mobile Anwendungen ideal ist. Trotz der

im Vergleich zu Ni-MH-Zellen niedrigeren Leistungsdichte sind Li-Ionen-Akkus für den Einsatz in Elektrofahrzeugen bestens geeignet.

ZEBRA (zero emission battery research activity): Wegen der hohen Betriebstemperatur um 300°C handelt sich um eine Hochtemperaturzelle. Trotz der hohen Effizienz senken die thermischen Verluste bei längeren Standzeiten den Gesamtwirkungsgrad stark, was die Verwendung in privaten PKW fragwürdig erscheinen lässt. Ein Abkühlen würde eine 48-stündige Aufheizzeit nach sich ziehen.

Für den praktischen Gebrauch der Batterie ist dessen Kapazität interessant, die im Gegensatz zur Energiedichte vom Entnahmestrom und der Temperatur abhängt. Daher ist eine Nennkapazität definiert, die meist die in (Ah) angegebene Ladungsmenge angibt, die bei Nennbedingungen der Batterie entnommen werden kann. Dabei sinkt die Nennspannung ab. Bei Erreichen der Entladeschlussspannung muss die Belastung der Batterie abgebrochen werden, um nicht durch Tiefentladung Verluste der Speicherkapazität oder gar Schäden in Kauf zu nehmen. Beim Ladevorgang steigt die Spannung, wobei die Ladeschlussspannung nicht überschritten werden darf. Abbildung 2.3 aus [Schuster08] zeigt die Aufladung von Li-Ionen-Zellen. Demnach wird bis zum Erreichen der Ladeschlussspannung der Ladestrom konstant gehalten. Danach sinkt dieser exponentiell bei konstant geregelter Spannung ab, bis der Ladevorgang bei Unterschreiten eines gewissen Abschaltstromes beendet wird.

In der vorliegenden Diplomarbeit werden den Untersuchungen Lithium-Ionen-Zellen zu Grunde gelegt, da diese dem erwarteten Standard für die kommenden Jahre entsprechen.

2.3. Ladesysteme

Die im Betrieb eines Elektrofahrzeugs verbrauchte elektrische Energie wird je nach Speichertyp entweder der Batterie oder der Brennstoffzelle entnommen. Bei letzterer wird durch Betankung mit Wasserstoff der Speicher wieder aufgefüllt und die Fahrbereitschaft wiederhergestellt. Bei Batteriefahrzeugen muss hingegen elektrische Energie zugeführt werden, um den elektrochemischen Speicher (Akkumulator) zu laden.

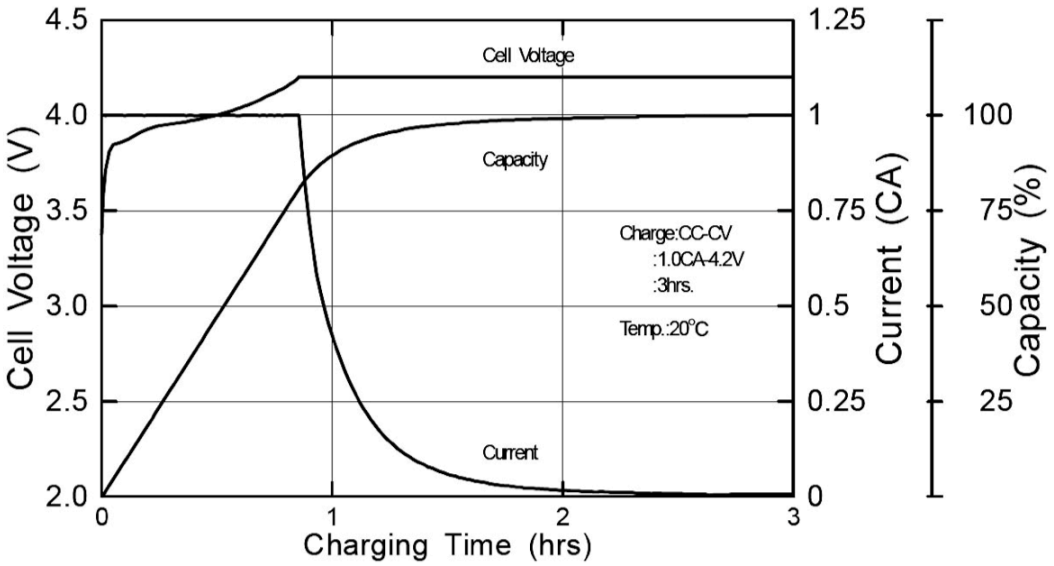


Abbildung 2.3.: Aufladeverhalten eines Lithium-Ionen-Akkumulators aus [Schuster08]

Elektronisch gesteuerte „intelligente“ Ladegeräte regeln den Ladestrom in Abhängigkeit von der eingesetzten Akku-Technologie über Ladekennlinien. Weiters kann auch die Zellentemperatur überwacht werden um die Sicherheit des Ladevorganges zu erhöhen.

Die Versorgung der Ladegeräte erfolgt durch das öffentliche Stromnetz, wenn man von Nischenanwendungen absieht[1]. Damit stellen sich zwei wichtige Fragen:

1. Ist das Ladegerät Teil des Fahrzeugs?
2. Erfolgt die Versorgung des Ladesystems mit ein- oder dreiphasigem Wechselstrom? Das dreiphasige System hätte den Vorteil einer symmetrischen Lastaufteilung und bietet die Möglichkeit einer höheren Ladeleistung, da bei einphasigen Verbrauchern der zulässige Strom und damit die Leistung beschränkt ist.

Die Beantwortung dieser Fragen wird durch die Anwendung einer Norm bewerkstelligt, die im folgenden Abschnitt behandelt wird.

[1] Es wäre beispielsweise eine vom Netz unabhängige Photovoltaik-Ladestation mit einem Energiespeicher denkbar. Tagsüber bei Sonnenschein lädt sich dieser Speicher auf. Unabhängig von Tageszeit und der Sonneneinstrahlung könnte dann das Elektroauto geladen werden.

2.3.1. Standardisierung der Ladesysteme

Die Elektromobilität kann nur dann Akzeptanz finden und eine weitreichende Verbreitung erfahren, wenn einheitliche Ladesysteme vorhanden sind. Zu diesem Zweck gibt es die europäische Norm EN 61851-1 (siehe [EN61851]), die Ladeeinrichtungen für Elektro-Straßenfahrzeuge beschreibt. Laut Norm findet das Laden mit einem Bordladegerät statt, das an das Wechselstrom angeschlossen wird. Eine Alternative stellt ein externes Ladegerät zur Lieferung von Gleichstrom dar.

Es werden drei Anschlussarten des Elektrofahrzeugs an das Wechselstromnetz unterschieden:

Anschlussart „A“: Das Anschlusskabel ein Teil des Elektromobils.

Anschlussart „B“: Das Fahrzeug verfügt lediglich über eine Kupplung für das Stromkabel.

Anschlussart „C“: Das Ladekabel ist fix mit der Stromversorgungseinrichtung verbunden.

Weiters sind in der Norm vier Ladebetriebsarten beschrieben:

Ladebetriebsart 1: Der Anschluss an das Wechselstromnetz erfolgt mit herkömmlichen Steckdosen mit einem Bemessungsstrom bis zu 16 A. Dabei kann das Netz ein- oder dreiphasig sein. Die Ladebetriebsart 1 ist als „Basisvariante“ gedacht, bei der keine weiteren Funktionen zu erfüllen sind.

Ladebetriebsart 2: Für die übrigen Betriebsarten müssen Zusatzfunktionen erbracht werden. So wird durch die Verwendung eines Steuerungs-Hilfsleiters (*Pilotleiter*) die Verbindung der Versorgung mit dem Elektrofahrzeug sichergestellt und das Ein- und Ausschalten des Ladesystems gestattet. Betriebsart 2 unterscheidet sich weiters von der ersten durch einen höheren Bemessungsstrom von 32 A. Optional kann eine Datenkommunikation eingesetzt werden.

Ladebetriebsart 3: Die Pilotsteuerleitung ist fixer Teil der Stromversorgungseinrichtung. Auch hier ist die Datenkommunikation optional.

Ladebetriebsart 4: Die Ladung des Elektrofahrzeugs erfolgt indirekt mit Gleichstrom über ein externes Ladegerät mit Anschlussart „C“. Eine Datenübertragung zwischen Fahrzeug und externem Ladegerät ist zwingend vorgeschrieben.

Bei den Ladearten 3 und 4 sind auch Hochleistungsmodi definiert. Die maximale Stromstärke darf bei Betriebsart 3 (AC-Ladung) 250 A([2]) und bei Betriebsart 4 (DC-Ladung) 400 A betragen. Die Betriebs- und Anschlussarten sind in Tabelle 2.2 zusammengefasst.

Betriebs-art	Anschluss-art	Bemessungs-strom	Bemessungs-spannung	Bemerkung
1	A,B	16 A	400 V	
2	B	32 A	400 V	Mit Kabelüberwachung
3	A,B,C	32 A	400 V	
3	C	250 A	500 V	Hochleistungs-AC
4	C	400 A	600 V	Hochleistungs-DC

Tabelle 2.2.: Betriebsarten von Ladesystemen für Elektrofahrzeuge nach [EN61851]

In der Norm EN 61851-1 sind zwischen Stromversorgung und Elektrofahrzeug zwei mögliche Schnittstellen definiert. Eine Basisschnittstelle für Wechselspannungsanschlüsse und eine Universalschnittstelle für die zusätzliche Möglichkeit der Hochleistungsladung. Die Norm beschreibt hierbei lediglich die Anforderungen an die Schnittstelle, nicht jedoch dessen Ausführung. Die Europäische Norm EN 62196-1 (siehe [EN62196]) beschreibt die Verbindung von Energieversorgung und Fahrzeug genauer und definiert auch zu erfüllende Prüfungsprozeduren für Stecker, Kabel, usw.

2.3.2. Ausführung der Ladestationen

Nach der eben vorgestellten Norm ist im einfachsten Fall die Ladung des Elektrofahrzeugs über eine gewöhnliche Haushaltssteckdose vorgesehen[3]. Dies könnte zur schnelleren Verbreitung von E-Mobilen beitragen, da bei ausreichenden Platzverhältnissen die Ladung zu Hause erfolgen kann, beispielsweise in der eigenen Garage. Der erforderliche Laderegler muss dann im Fahrzeug integriert sein, während es bezüglich des Ladekabels mehrere Möglichkeiten gibt, ob das Kabel Teil des Autos oder „lose“ ist[4]. Die maximale

[2] Laut Norm ist dieser Strom auch als einphasige Last definiert. Wahrscheinlich würde aber jeder Verteilnetzbetreiber derart große unsymmetrische Lasten nicht genehmigen.

[3] Ladebetriebsart 1 nach [EN61851].

[4] Anschlussarten „A“ bzw. „B“ nach [EN61851].

Ladeleistung ist bei Einphasen-Wechselstrom $S = 230\,\mathrm{V} \cdot 16\,\mathrm{A} = 3{,}68\,\mathrm{kVA}$. Die dreiphasige Alternative ist ebenfalls vorstellbar, wobei aber keines der im Anhang vorgestellten Fahrzeuge eine derartige Ladung vorsieht. Außerdem verfügen bei weitem nicht alle Haushalte über eine Drehstromversorgung. Damit wäre nur die Ladung bei einer öffentlichen Einrichtung möglich. Die maximale Ladeleistung für den dreiphasigen Anschluss wäre $S = \sqrt{3} \cdot 400\,\mathrm{V} \cdot 32\,\mathrm{A} = 22{,}17\,\mathrm{kVA}$.

Als dritte Variante ist die Ladung über einen Hochleistungsanschluss möglich. Da hier das Ladegerät außerhalb des Fahrzeugs untergebracht sein muss, das eine große Belastung für das Stromnetz darstellt und daher einen gesonderten Anschluss erfordert, bringt dies kostenspielige Investitionen mit sich. Diese Ladung würden daher speziell eingerichtete Elektro-Tankstellen übernehmen. Laut Norm ist eine Gleichstrom-Ladung mit maximal $P = 600\,\mathrm{V} \cdot 400\,\mathrm{A} = 240\,\mathrm{kW}$ und eine Wechselstrom-Ladung mit maximal $S = \sqrt{3} \cdot 500\,\mathrm{V} \cdot 250\,\mathrm{A} = 216{,}5\,\mathrm{kVA}$ definiert[5].

Mit den vorgestellten Ladevarianten kann eine Form der Unterscheidung nach den Besitzverhältnissen der Ladestationen erfolgen:

Privat: Die Ladestation ist nicht allgemein zugänglich und kann nur von einem beschränkten Personenkreis benutzt werden. Hier zählen Hausbesitzer mit eigenen PKW-Stellplätzen hinzu. Es wäre auch vorstellbar, dass sich mehrere Personen eine (abschließbare) Ladesäule teilen, die sich beispielsweise im Hof einer Wohnanlage befindet und über einen eigenen Stromzähler verfügt.

Halb-öffentlich: Die Ladestationen werden von einer Firma auf den eigenen Grundstücken betrieben. Der Verteilnetzbetreiber hat daher mit dem Betrieb der Ladestationen nichts zu tun. So könnten beispielsweise Arbeitgeber auf Firmenparkplätzen Ladesäulen zur Verfügung stellen. Weiters sind auch „Park & Ride“-Anlagen und Einkaufszentren denkbar. Ob und wie dabei die Abrechnung der bezogenen Strommenge mit den Fahrzeugbesitzern erfolgt, ist Angelegenheit des Betreibers. So könnte eine kostenlose Ladung zusätzliche Kunden bringen.

[5] Als Gedankenexperiment stelle man sich eine Elektro-Tankstelle an einer Autobahn mit dutzenden Schnellladesäulen vor. Die benötigte Anschlussleistung entspräche damit mehrere Megawatt, was für die Netzplanung große Herausforderungen darstellen würde.

Auch Schnellladestationen fallen in die Kategorie der halb-öffentlichen Ladung, da eine Elektro-Tankstelle von einem Unternehmen betrieben wird und von jedem (zahlenden) Fahrzeugbesitzer benutzt werden kann.

Öffentlich: Die Ladestationen sind allgemein zugänglich. Da die Straßenflächen ein öffentliches Gut darstellen, ist die Errichtung der Stationen aufwendig und kostenintensiv. Dabei sind auch rechtliche Fragen zwischen dem Anlagenbetreiber, der Gemeindeverwaltung und dem zuständigen EVU zu klären.

Bei allen beschriebenen Möglichkeiten kommen wirtschaftliche Aspekte des Ladestationen-Betreibers zum Tragen, da sich zu tätigende Investitionen rechnen sollten.

2.3.3. Beispiele und weitere Aspekte

Mögliche Anforderungen an Ladestationen insbesondere in öffentlichen, allgemein zugänglichen Bereichen wären:

- Passendes, akzeptiertes Design,
- Witterungsbeständigkeit,
- Barrierefreiheit,
- Schutz gegen Gefährdung durch elektrischen Schlag, Vandalismus, Strom-Diebstahl,
- Kompatibilität mit existierenden Fahrzeugen.

Der letzte Punkt soll durch die bereits vorgestellte Europäische Normen bestimmt werden. Es sind bereits einige Fabrikate erhältlich, die im Anhang A.2.1 vorgestellt sind. Allen gemeinsam ist das Vorhandensein einer gängigen Steckdose, die bekannterweise weltweit nicht einheitlich ist.

Im Frühjahr 2009 konnten sich die größten europäischen Energieversorgungsunternehmen und Automobilhersteller auf die grundsätzlichen Eckpunkte für den Ladeanschluss von Elektroautos einigen. Mit dem einheitlichen Ladestecker, der im Anhang A.2.3 vorgestellt wird, könnte die Elektromobilität durch die höhere Benutzerfreundlichkeit rascher verbreitet werden.

Die vorgestellten Ladestationen verbinden die Elektrofahrzeuge an das versorgende Stromnetz. Die Ladezeit und die aus dem Netz bezogene Leistung kann mit einer Simulation ermittelt werden, die im folgenden Abschnitt kurz vorgestellt wird.

2.4. Fahrprofile

Das Verkehrsverhalten der Menschen beeinflusst sowohl den Energieverbrauch der Elektromobilität als auch die notwendige Nachladung. In der Diplomarbeit [Litzlbauer09] wurde ein Modell entwickelt, das stochastische Ladeprofile von Elektrofahrzeugen auf Grundlage von Normalverteilungen erstellt. Dabei können etliche Parameter verändert werden. Das Modell basiert auf den Verkehrsstatistiken [Herry07] des motorisierten werktäglichen Individualverkehrs in Österreich. Dieser lässt sich grob in die häufigsten Fahrprofile

- Berufspendler (37%),
- dienstliche und geschäftliche Fahrten (16%),
- private Erledigungen und Einkäufe (30%) und
- Freizeitfahrten (17%)

unterteilen, wobei die Werte in der Klammer den jeweiligen Anteil ausdrücken. Je nach Profil variiert die Anzahl der Wege, deren Beginnzeiten, Strecken und Wegdauern. Nach der Absolvierung der Wege wird die Batterie ausgehend von vom Ladezustand aufgeladen, wobei hierbei die Fahrzeugparameter

- Grid-to-Wheel-Verbrauch (0,12. . . 0,16 kWh/km),
- Batterienennenergiemenge (10. . . 25 kWh) und
- Ladecharakteristik (Lithium-Ionen-Akkumulator angenommen)

eine Rolle spielen.

Die Computersimulation berechnet für jedes Fahrprofil, das aus einer Vielzahl an Elektrofahrzeugen besteht, ein Ladeprofil. Ihre Summe bildet das Gesamtladeprofil. Dabei kann auch festgelegt werden, ob die Ladung gesteuert oder ungesteuert erfolgt. Bei letz-

terem erfolgt der Ladestartzeitpunkt am Ende jeder Fahrt bzw. nach der letzten Fahrt des Tages. Beim gesteuerten Laden werden die Startzeiten der Ladevorgänge verschoben um beispielsweise Lastspitzen zu vermeiden, die durch den gleichzeitigen Betrieb vieler Ladestationen entstünden.

3. Verteilnetze

Elektrische Netze dienen zum Transport der elektrischen Energie von den Stromerzeugern bis hin zu den Endverbrauchern. Der Betrieb soll dabei verlustarm und mit hoher Betriebssicherheit erfolgen.

In diesem Kapitel werden zunächst der Aufbau von Netzen hinsichtlich der Planung und der gängigen Topologien beleuchtet. Dies dient als Basis zur detaillierteren Betrachtung des Wiener Stromnetzes.

Weiters werden mögliche Beeinflussungen von Verteilnetzen und Belastungen von Betriebsmitteln behandelt.

3.1. Aufbau

3.1.1. Planungsaspekte

Es sind unterschiedliche Herangehensweisen zur Planung von Netzen vorstellbar. Nach [Nagel08] gibt es aber ein Axiomensystem zur qualitativen und quantitativen Bewertung der Planung. Dieses System beinhaltet außer Zweifel gestellte Grundforderungen. Neben den „Muss-Kritierien“, wie zum Beispiel die ausreichende Bemessung der Betriebsmittel bezüglich Strom- und Spannungsfestigkeit und die Achtung von Gesetzen und Vorschriften, bleiben trotzdem genug Freiheitsgrade über, die je nach Planungs-Philosophie des Energievergungsunternehmens unterschiedliche Formen und Betriebsweisen von Netzen entstehen lassen. Beispielsweise übt die hinnehmbare Unterbrechungsdauer im Störungsfall einen großen Einfluss auf den Netzaufbau, die Schutztechnik und damit auch die

Kosten aus. Letztlich muss der Betrieb des Netzes auf einer wirtschaftlichen Basis erfolgen.

Jeder Planung muss eine Prognose über die künftige Lastentwicklung zugrunde gelegt werden, da die Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgrund der hohen Kosten und der langen Betriebsdauer langfristig gesehen werden müssen. Eine Verstärkung der Leitungen wenige Jahre nach der Errichtung aufgrund eine fehlerhaften Prognose hätte immense Kosten zufolge. Zur Planung eines Verteilnetzes benötigt man nach [Nagel08] möglichst viel Information über das zu versorgende Gebiet. Die besten Ergebnisse erhält man mit einem Bebauungsplan, der die vorgesehene bauliche Nutzung der Grundflächen angibt.

Zur Lastprognose kann auch ein repräsentatives Lastprofil herangezogen werden. Dieses beschreibt den zeitlichen Verlauf der elektrischen Leistung über einen Tag. Häufig werden die VDEW-Standardlastprofile nach [VDEW99] verwendet, wobei die Profile mit ähnlichen Verläufen in Kundengruppen nach Tabelle 3.1 unterteilt sind. Ebenso sind in Österreich die in Tabelle 3.2 aufgelisteten ECG-Lastprofile nach [EC06] in Verwendung. Die Lastprofile der jeweiligen Kundengruppe sind eine Funktion der Uhrzeit, des Wochentages (Werktag, Samstag, Sonntag) und der Jahreszeit (Sommer: 15.5.-14.9., Winter 1.11.-20.3., Übergangszeit). Abbildung 3.1 zeigt verschiedene Kurvenverläufe für einen Werktag im Sommer. Die Einheit der Ordinate ist Watt, wobei die Kurven auf einen Jahresenergieverbrauch von 1000 kWh normiert sind. Wird nun den Verbrauchern bzw. Kunden ein Standardlastprofile zugeordnet und mit dem bekannten Vorjahresverbrauch entnormiert, erhält man den statistischen Lastgang des Verbrauchers. Überlagert man die Kurven mehrerer Kunden, so entsteht das prognostizierte Lastprofil eines beliebigen Betrachtungsraumes, beispielsweise eines Mietshauses, einer Straßenzeile oder einer ganzen Region.

Diese Vorgangsweise findet sich in [Lebenau99] und wird auch bei Wien Energie Stromnetz (WES) als Planungsmethode angewendet. Folgendes Beispiel synthetisiert den Lastgang eines typischen Mietshauses:

- Im Haus befinden sich 20 Haushalte mit dem VDEW-Standardlastprofil H0 und einem gesamten jährlichen Stromverbrauch von 90 MWh.

Profil	Beschreibung
G0	Gewerbe allgemein
G1	Gewerbe werktags 8-18 Uhr
G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
G3	Gewerbe durchlaufend
G4	Laden/Friseur
G5	Bäckerei mit Backstube
G6	Wochenendbetrieb
G7	Mobilfunkstationen, ganzjährig
H0	Haushalt
L0	Landwirtschaftsbetriebe
L1	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs-Tierzucht
L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe

Tabelle 3.1.: VDEW-Standardlastprofile nach [VDEW99]

Profil	Beschreibung
ULA	Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung, ganzjährig
ULB	Warmwasserspeicher mit Tagnachladung, ganzjährig
ULC	Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung
ULD	Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung
ULE	Mischanlage (Nachtspeicherheizung und Warmwasserspeicher) ohne Tagnachladung
ULF	Mischanlage (Nachtspeicherheizung und Warmwasserspeicher) mit Tagnachladung
HA	Allgemeine Anlage in Verbindung mit einem Warmwasserspeicher
HF	Allgemeine Anlage in Verbindung mit einer Speicherheizung
B1	Öffentliche Beleuchtung

Tabelle 3.2.: ECG-Lastprofile der E-Control nach [EC06]

- Weiters ist eine Arztpraxis mit 10 MWh jährlichem Stromverbrauch vorhanden. Durch den werktäglichen Betrieb wird der Praxis das G1-Lastprofil zugeordnet.
- Im Erdgeschoß befindet sich noch eine Bäckerei (Profil G5) mit einem jährlichen Stromverbrauch von 150 MWh.

Für das Summenprofil werden die Zahlenwerte der Lastprofile für H0, G1 und G5 mit 90, 10 bzw. 150 multipliziert und addiert. Die Ergebnisse für den werktäglichen Lastverlauf für Sommer, Winter und Übergangszeit ist sind in Abbildung 3.2 dargestellt.

Die Standardlastprofile gelten nach [Brauner07] als Mittelwerte für große Verbraucherkollektive. Die dabei auftrendende Spitzenlast liegt umso höher, je geringer die Zahl der Verbraucher ist. [Nagel08] beschreibt einen Multiplikator

$$M(n, \mathrm{EG}) = 1 + \alpha n^{-\kappa}$$

mit den vom Elektrifizierungsgrad[1] EG abhängigen Konstanten α und κ. Die Spitzenlast $P(n)$ eines Kollektivs von n Wohnungen berechnet sich damit zu

$$P(n) = nP_{\mathrm{G}}M(n, \mathrm{EG}),$$

wobei P_{G} den Grenzwert der Wohnbelastung darstellt. Die Spitzenlast erreicht je nach Elektrifizierungsgrad ab ca. 100 bis 150 Wohnungen den Grenzwert. Für das obige Beispiel von 20 Wohnungen mit einem angenommen Elektrifizierungsgrad EG 2 und den Konstanten $\alpha = 5{,}45$ und $\kappa = -1$ ist der Multiplikator $M(20, \mathrm{EG\,2}) = 1{,}273$. Dieses Verfahren gilt nur für den Wohnbereich. Nach [Nagel08] sind Lasten der Nicht-Wohnbebauung (Gewerbe, Industrie) nur schwer, oftmals gar nicht vorherbestimmbar. Es wären die Anschlussleistungen der verwendeten Geräte sowie deren Benutzung notwendig. Im laufenden Betrieb kann der Durchschnitts- und Spitzenlastverlauf messtechnisch erfasst werden, was jedoch aufgrund des hohen Aufwandes praktisch nicht durchgeführt wird. Der besseren Prognose und dem verlustärmeren Betrieb stünden fest eingebaute, registrierende Messinstrumente in allen Niederspannungsabzweigen entgegen.

[1] EG 1: Licht und Kleingeräte, EG 2: EG 1 + elektrisches Kochen, EG 3: EG 2 + elektrische Warmwasserbereitung, EG 4: EG 3 + elektrische Heizung.

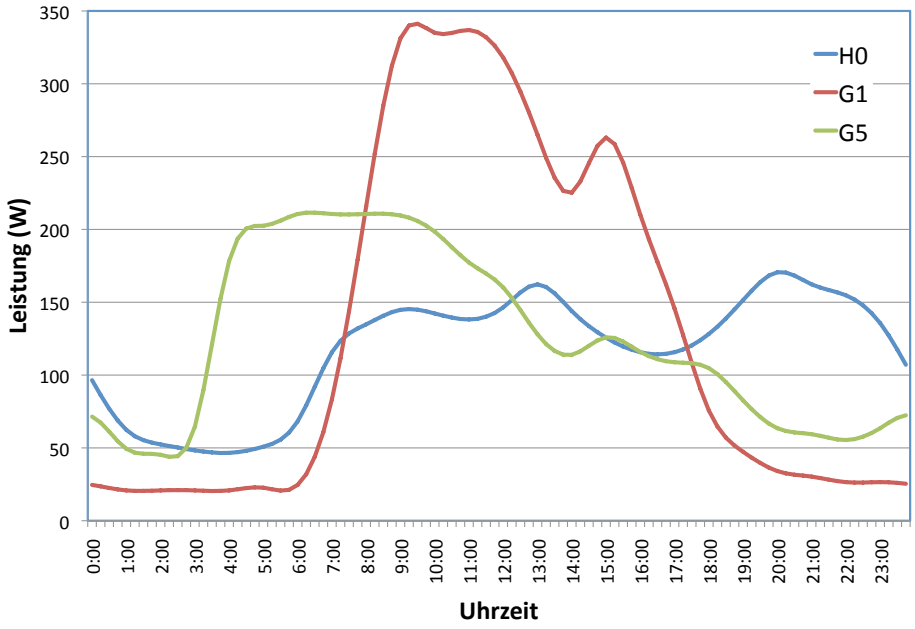


Abbildung 3.1.: Beispiele für VDEW-Standardlastprofile für einen Sommer-Werktag

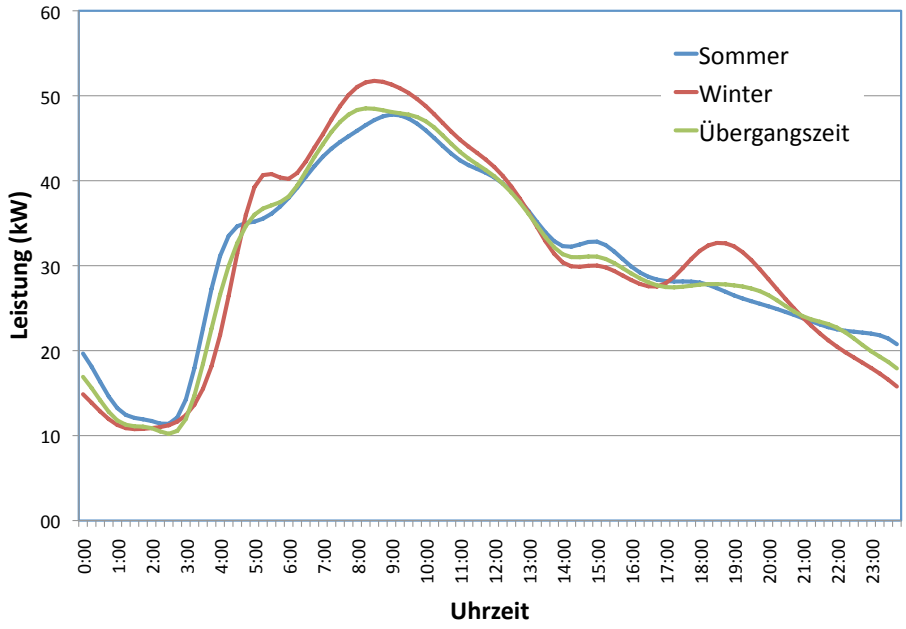


Abbildung 3.2.: Synthetisiertes werktägliches Lastprofil eines Beispiel-Mietshauses

Zur wirtschaftlichen Bestimmung der Lasten in den Zweigen des Verteilnetzes wurden einige Methoden gefunden. In [Dörnemann90] ist ein Verfahren der on-line Prognose von Lastverläufen vorgestellt. Es basiert auf einem Schätz-Algorithmus, der mit aktuellen Messwerten einzelner Betriebsmittel wie Transformatoren und Leitungen zusammen mit den Jahresstromverbrauchswerten der versorgten Kunden den detailierten Netzzustand berechnen kann.

3.1.2. Betriebsweisen von Netzen

Nach [Nagel08] gibt es zum Betreib eines Niederspannungsnetzes mehrere Möglichkeiten, die im folgenden erläutert werden. Dabei kann die Netztopologie sowohl für Kabel- als auch Freileitungsnetze angewendet werden. Bei bestehenden Netzen sind Mischformen häufig. Die Grobeinteilung der Netztopologien in unvermaschte und vermaschte Netze erfolgt nach [Mües07].

Unvermaschte Netze

Unvermaschte Netze weisen eine einseitige Einspeisung auf. Der einziger Vertreter ist das *Strahlennetz* nach Abbildung 3.3. In diesem verlaufen die Leitungen ausgehend von einer Verteilstation strahlenförmig zu den Verbrauchern. In der Abbildung sind auch Trennstellen angedeutet, die im Normalbetrieb unterbrochen sind. Diese Netzform wird in dünn besiedelten Gebieten verwendet und bietet den Vorteil des einfachen Netzaufbaues und des geringen Aufwandes für die Schutzeinrichtungen. Ein großer Nachteil ist die im Störungsfall lange Unterbrechungsdauer, insbesondere wenn keine schließbaren Verbindungen zu anderen Strahlen bestehen, die eine Wiederversorgung beschleunigen können. Weiterer Nachteile sind die hohen Netzverluste und der zunehmende Spannungsabfall bis zum Ende der Leitung.

Vermaschte Netze

Bei vermaschten Netzen erfolgt die Speisung der Verbraucher von mindestens zwei Seiten. Dadurch erhöht sich die Versorgungssicherheit und vermindern sich die Netzverluste und

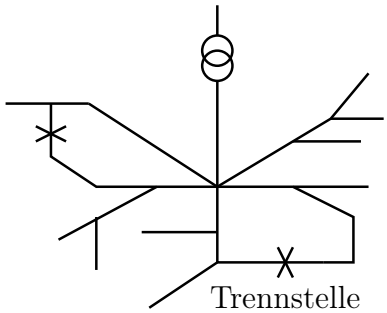


Abbildung 3.3.: Topologie eines Strahlennetzes

der Spannungsabfall. Nachteilig ist aber, je nach Grad der Vermaschung, der höhere Kurzschlussstrom und der größere Aufwand für die Schutzeinrichtungen.

Bei *Ringnetzen* gehen nach Abbildung 3.4 die Niederspannungsleitungen von einer Verteilungsstation strahlenförmig aus und werden wieder zur selben Station zurückgeführt. Dabei kann es Trennstellen zu benachbarten Ringen geben, die im Normalbetrieb geöffnet sind. Da jede Last nun von zwei Seiten gespeist wird, verbessert sich die Spannungshaltung und vermindern sich die Netzverluste im Vergleich zum Strahlennetz. Dennoch ist bei einer Störung die Unterbrechungsdauer mit dem Strahlennetz vergleichbar.

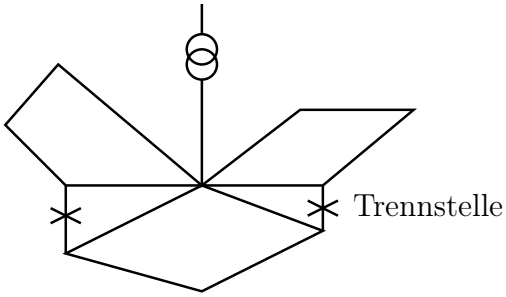
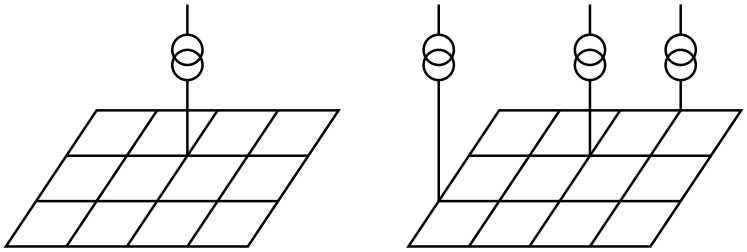


Abbildung 3.4.: Topologie eines Ringnetzes

Werden bei Ringnetzen Querverbindungen eingefügt, so entstehen *Maschennetze*, die in Abbildung 3.5 angedeutet sind. Gegenüber dem Ringnetz sind die Spannungsverhältnisse weiter verbessert und die Netzverluste verringert. Nach [Mües07] lassen sich die elektrischen Verhältnisse im Netz nur schwer überwachen.

Erfolgt die Versorgung des Maschennetzes nach Abbildung 3.5(a) von einer einzigen Verteilstation aus, handelt es sich, wie auch beim Strahlen- und Ringnetz, um ein Inselnetz. Fällt der Transformator oder die Mittelspannungszuleitung aus, liegen die Unterbre-

chungsdauern im Stundenbereich, da die Betriebsmittel (evtl. provisorisch) ausgetauscht werden müssen.



(a) Inselnetz

(b) Versorgung durch mehrere Stationen

Abbildung 3.5.: Topologie von Maschennetzen

Erfolgt die Speisung durch mehrere Verteilungstransformatoren, die von einer einzigen Mittelspannungsleitung versorgt werden, spricht man von *einstranggespeisten Maschennetzen* nach Abbildung 3.5(b). Diese bieten den Vorteil, dass bei einer Störung eines Verteiltransformators das Niederspannungsnetz bei entsprechender Auslegung keine Versorgungsunterbrechung erfährt. Ist jedoch der Fehler auf der speisenden Mittelspannungsleitung, fällt das komplette Maschennetz aus. Dieser Nachteil wird beim *mehrstranggespeisten Maschennetz* aufgehoben. Hierbei sind mehrere einstranggespeiste Maschennetze zusammengeschaltet. Deren Mittelspannungsleitungen gehen von einer einzigen Umspannstation aus. Tritt eine Störung an einem Verteiltransformator auf, so wird dieser selektiv von der speisenden Mittelspannung getrennt. Da aber nun der fehlerhafte Transformator weiter über das Niederspannungsnetz gespeist wird, ist ein zusätzlicher Schutz erforderlich.

3.2. Österreichisches Stromnetz

In Österreich erfolgt die Energieverteilung nach [ElWOG98, Art. 1 § 25] in sieben Netzebenen, die in Tabelle 3.3 aufgelistet sind. Die Ebenen 1 und 2 sind dabei als Übertragungsnetz und die Ebenen 3 bis 7 als Verteilernetz zusammengefasst. Laut [Brauner07] ist dabei bei Hochspannung 110 kV und bei Mittelspannung 10, 20 und 30 kV in Verwendung. Die verkettete Außenleiterspannung im Niederspannungsnetz beträgt 400 V.

Der Aufbau der Spannungsebenen des elektrischen Versorgungsnetzes ist in Abbildung 3.6 angelehnt an [Mües07] dargestellt. Die Einspeisung der Großkraftwerke erfolgt über Blocktransformatoren in das Höchstspannungs-Verbundnetz, das auch Verbindung zum europäischen Netzverbund UCTE[2] besitzt. In Umspannstationen wird die Energie in 110 kV Hochspannung umgeformt, welche großräumige Verteilaufgaben übernimmt und die Lastschwerpunkte großer Städte und Industriezonen versorgt. In weiteren Umspannstationen wird die Hochspannung in Mittelspannung mit 10, 20 oder 30 kV umgeformt. Die eingesetzte Spannung richtet sich dabei nach der Entfernung der Last, d.h. je größer die Distanz desto höher die Spannung zur Verminderung der Verluste. Der Wert der verwendeten Mittelspannung richtet sich oft nach der historischen Entwicklung des Netzes. Die Mittelspannungsleitungen übernehmen die regionale Energieverteilung und versorgen entweder Ortsnetzstationen oder Kunden mit eigener Transformatorstation wegen hoher Abnahme.

Ebene	Bezeichnung
1	Höchstspannung (380 kV, 220 kV, 380/220 kV Umspannung)
2	Umspannung von Höchst- zu Hochspannung
3	Hochspannung (zwischen mehr als 36 kV bis 110 kV)
4	Umspannung von Hoch- zu Mittelspannung
5	Mittelspannung (zwischen mehr als 1 kV bis 36 kV)
6	Umspannung von Mittel- zu Niederspannung
7	Niederspannung (1 kV und darunter)

Tabelle 3.3.: Netzebenen der österreichischen Elektrizitätsversorgung nach [ElWOG98]

[2] **U**nion for the **C**o-ordination of **T**ransmission of **E**lectricity

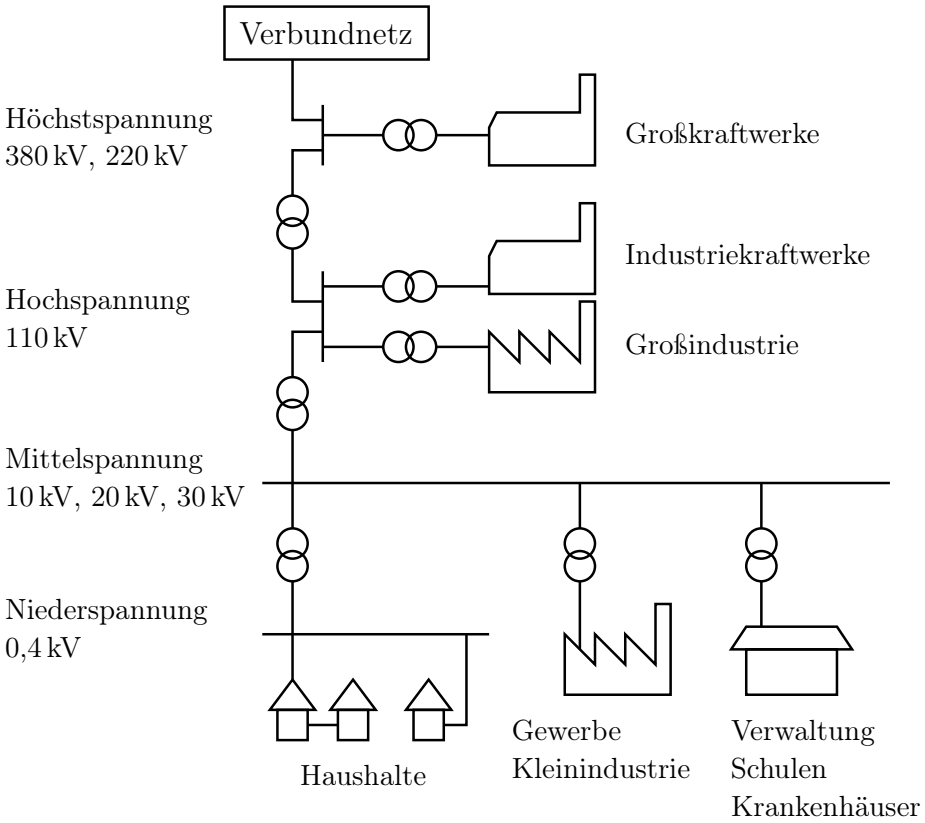


Abbildung 3.6.: Schema des österreichischen Stromnetzes in den verschiedenen Spannungsebenen

3.3. Wiener Verteilnetz

Das Wiener Stromnetz wird von Wien Energie Stromnetz (WES) als Geschäftsfeld der Wien Energie GmbH betrieben. Das Versorgungsgebiet umfasst die Bundeshauptstadt Wien sowie einige niederösterreichische und burgenländische Gebiete. Nach [WES09] werden auf einer Fläche von ca. 2000 km^2 rund 2 Millionen Einwohner jährlich mit ca. 11 TWh elektrischer Energie versorgt.

Nach [WES09] zeigt die Abbildung 3.7 den groben Aufbau des Wiener Stromnetzes, dessen Kennzahlen in Tabelle 3.4 zusammengefasst sind. Das Verteilnetz ist auf Hochspannungsebene aus Netzsicherheits- und technischen Gründen in sieben Netzgruppen eingeteilt[3]. Weiters sind die größten Kraftwerke im Wiener Stadtgebiet eingezeichnet[4]. Das Netz von WES ist an zwei Übergabestellen[5] an das 380 kV Übertragungsnetz der Verbund-Austrian Power Grid (APG) angeschlossen. Das 110 kV Hochspannungs-Stromnetz wird vom eigenen 380 kV Netz versorgt[6]. Im Mittelspannungsnetz wird im städtischen Bereich überwiegend ein 10 kV Kabelnetz und am Stadtrand und im Überlandbereich ein 20 kV Freileitungsnetz betrieben. In den Trafostationen[7] wird die Mittelspannung schließlich in die 400 V Niederspannung umgeformt, die zum überwiegenden Teil mittels erdverlegten Kabeln[8] zu den Kunden geleitet wird. Die Netzanschlüsse sind die Übergabestellen zwischen WES und dem kundeneigenen Netz. Bei Haushaltskunden beginnt dieses beim Hauptsicherungskasten. Der Strom gelangt weiter über Zuleitungen, Vorzählersicherungen, Zähler, Wohnungsverteiler und den Leitungen zu den Verbrauchern.

Nach [RH07] ist im Wiener Höchst- und Hochspannungsnetz ein „*n-1 sicherer*“ Betrieb gegeben. Damit ist ein redundanter Netzaufbau gemeint, damit der Ausfall einer einzelnen Komponente zu keiner Versorgungsunterbrechung führen kann. Da ein derartiger Schutz hohe Kosten verursacht, wird er im Niederspannungsnetz im Allgemeinen nicht eingesetzt, da hier die hinnehmbaren Unterbrechungsdauern im Stundenbereich liegen

[3] Kennbuchstaben B, W, O, S, J, N, A
[4] Kalorische Kraftwerke: Simmering, Donaustadt, Leopoldau; Laufwasserkraftwerk Freudenau
[5] Südeinspeisung Umspannwerk (UW) Süd-Ost, Nordeinspeisung UW Bisamberg
[6] Nach [RH07] erfolgt die 380/110 kV Wandlung in den Umspannwerken Simmering, Kendlerstraße, Wien-Süd und Wien-Nord
[7] Die gängige Nennleistung der Verteiltransformatoren ist 630 kVA.
[8] Die Kabeltiefe ist 70 bis 90 cm.

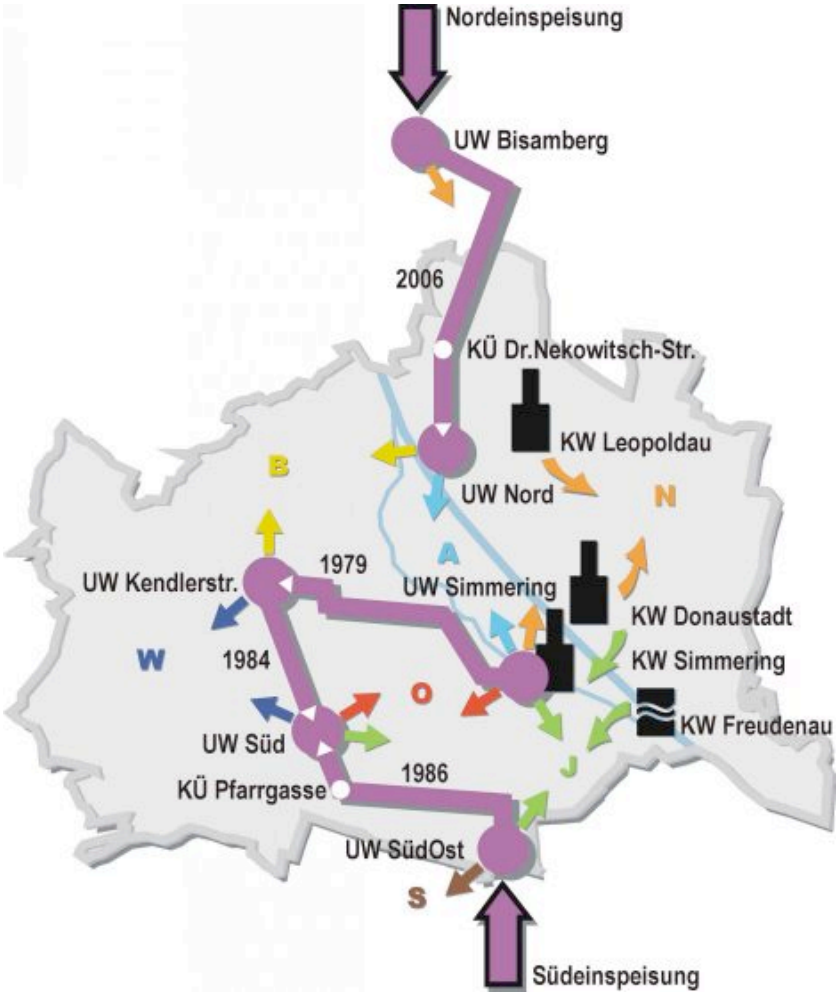


Abbildung 3.7.: Aufbau des Wiener Stromnetzes der höchsten Netzebenen nach [WES09]

Freileitungen	380 kV Höchstspannung	30 km
	110 kV Hochspannung	368 km
	20 kV Mittelspannung	905 km
	10 kV Mittelspannung	27 km
	400 V Niederspannung	2.420 km
Kabel	380 kV Höchstspannung	54 km
	110 kV Hochspannung	369 km
	20 kV Mittelspannung	1.853 km
	10 kV Mittelspannung	4.901 km
	400 V Niederspannung	11.132 km
Netzkomponenten	Umspannwerke	28
	Umspann- und Unterwerke	12
	Unterwerke	6
	Netzumspanneranlagen	10.391

Tabelle 3.4.: Netzkennzahlen des Wiener Stromnetzes nach [WES09]

und eine Schadensbeseitigung durch Reparatur oder manuelle Umschaltung vor Ort möglich ist[9].

Die gängige Netzform im Niederspannungsbereich ist in Wien laut WES der offene Ring nach Abbildung 3.8. Auf der Mittelspannungsseite sind unmittelbar vor dem Verteiltransformator Hochspannungs-Hochleistungs (HH)-Sicherungen angeordnet, die bei einem Fehler des Transformators diesen vom Netz trennen. Auf der Niederspannungsseite wird vor der Speisung der NS-Sammelschiene mit einem Schleppwertzeigerinstrument der Strommaximalwert gemessen. Nach WES wird der Wert jährlich erfasst und dabei Zeiger rückgestellt. Eine detaillierte Messung von Strom- und Spannungsverhältnissen erfolgt nicht (siehe auch [Teupen99]).

An der Sammelschiene sind mit Niederspannungs-Hochleistungs (NH)-Sicherungen geschützte Leitungen angeschlossen, die meist als im Gehsteig verlegte Kabeln ausgeführt sind und mittels Durchschleiftechnik die Gebäude mit Strom versorgen. Dabei ist jedem Hausanschlusskasten ein Trennanschlusskasten vorgelagert, in welchem Metallbügel die zu- und abgehenden Anschlüsse des Gehsteigkabels miteinander verbinden. Am Ende der Leitungen befindet sich eine Trennstelle, die im Normalbetrieb offen ist.

Bei einer Störung der Niederspannungsleitung (siehe Abb. 3.9(a)) wird diese von den NH-Sicherungen in der Verteilstation abgeschaltet (Abb. 3.9(b)). Der Störungsdienst schaltet anschließend vor Ort den fehlerhaften Abschnitt der Leitung durch Entfernen

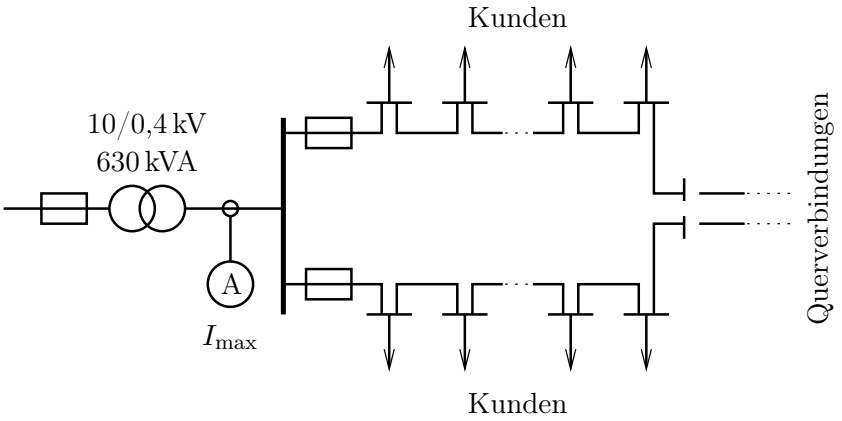


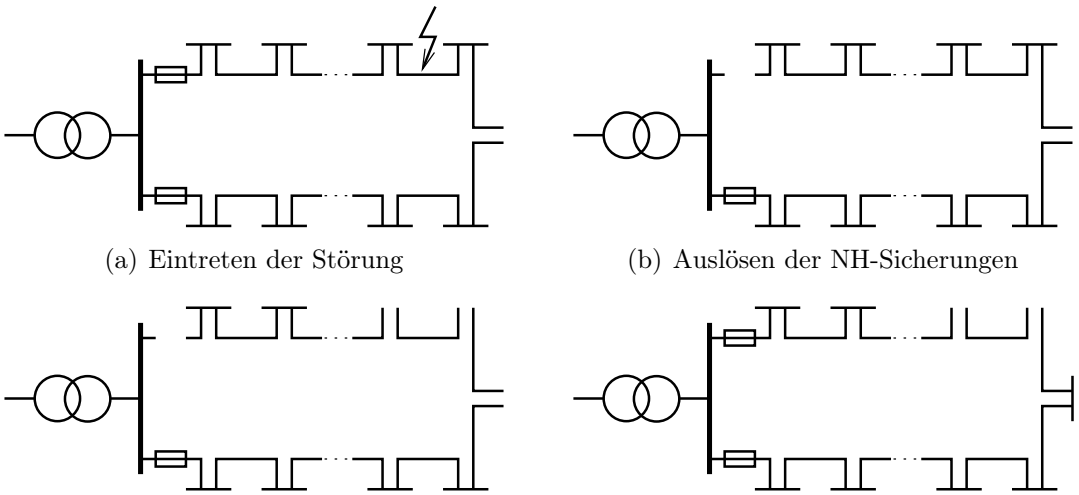
Abbildung 3.8.: Offener Ring als gängige Topologie des Wiener Stromnetzes

[9] Nach [Nagel08] beträgt beispielsweise die zulässige Unterbrechungsdauer bei Ausfall eines 1 MW Verteiltransformators 3 Stunden.

der Metallbügel in den Trennanschlusskästen frei (Abb. 3.9(c)). Nach dem Einfügen der Bügel im Schleifenkasten und dem Einsetzen neuer Sicherungen werden nun die Kunden wieder versorgt (Abb. 3.9(d)). Die Trennstelle wurde damit verlegt und der nun stromlose Leitungsabschnitt kann repariert werden. Nach dem Abschluss der Arbeiten wird der Normalzustand wieder hergestellt, indem durch Schalthandlungen die Trennstelle wieder an die ursprüngliche Position zurückverlegt wird.

Der Schleifenkasten der Trennstelle besitzt auch Anschlüsse zu den Niederspannungsleitungen benachbarter Netze. Fällt der Verteiltransformator oder die ihn speisende Mittelspannungsleitung aus, wird der gesamte Ring stromlos. Die beiden Strahlen werden nun nach manuellen Schalthandlungen vor Ort im Schleifenkasten der Trennstelle über jeweils ein Nachbarnetz versorgt (siehe Abb. 3.10).

Im Störfall muss eine der beiden Leitungen im schlimmsten Fall die gesamte Last eines Ringes übernehmen. Aus diesem Grund dürfen im Normalbetrieb die Leitungen nicht voll ausgenützt werden. Laut WES wird bei der Planung die zu erwartende Höchstlast eines Niederspannungsstranges auf maximal 60% der zulässigen Kabelbelastung begrenzt.



(a) Eintreten der Störung

(b) Auslösen der NH-Sicherungen

(c) Freischalten der gestörten Leitung

(d) Wiederversorgung

Abbildung 3.9.: Wiederversorgung bei Ausfall der Niederspannungsleitung

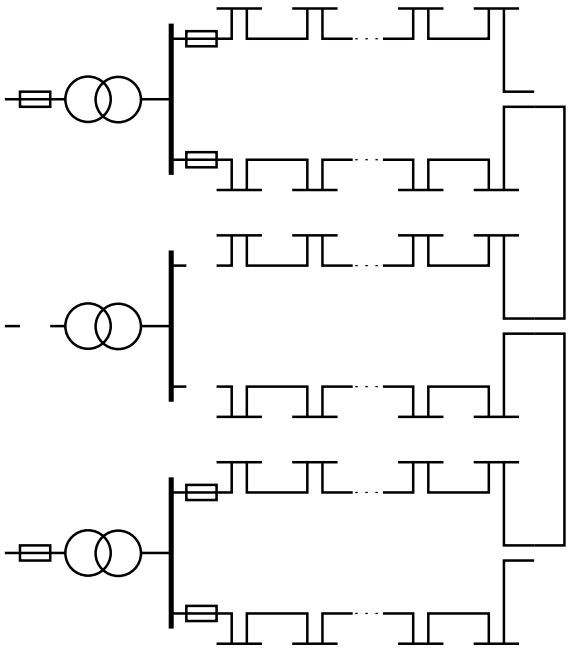


Abbildung 3.10.: Wiederversorgung bei Ausfall des Verteiltransformators

3.4. Beeinflussungen

3.4.1. Elektrische Beeinflussung

In Österreich stellte die E-Control zusammen mit Netzbetreibern ein nationales technisches Regelwerk zusammen, welches nach [EC09] „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (kurz TOR) genannt wird. Es basiert auf internationalen Normen und berücksichtigt dabei auch österreichische Besonderheiten mit dem Ziel einen weitgehend störungsfreien Netzbetrieb auch unter Wettbewerbsbedingungen sicherzustellen.

Die TOR bestehen aus sechs Teilen, wobei der Teil D „Besondere technische Regeln“ [EC09] die Richtlinien für Netzrückwirkungen liefert. Diese elektrischen Beeinflussungen treten auf, wenn Betriebsmittel mit nicht linearer Strom-Spannungs-Kennlinie oder mit nicht stationärem Betriebsverhalten an einem Netz mit endlicher Kurzschlussleistung betrieben werden. Da der Betrieb von leistungselektronischen Komponenten ein derartiges Verhalten aufweist, können durch Ladesysteme für Elektrofahrzeuge Rückwirkungen auf das Netz entstehen, die sich in Form von unerwünschten Änderungen der Spannungshöhe und der Kurvenform der Netzspannung bemerkbar machen.

Bezüglich der zulässigen Wertebereiche einzelnen Spannungsmerkmale verweist die TOR auf die ÖNORM EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ (siehe [EN50160]). Die Merkmale lassen sich in Kategorien einteilen, die in den folgenden Unterkapiteln abgehandelt werden, wobei stets der Bezug zu Ladesystemen hergestellt wird.

Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Eine *Oberschwingung* ist eine sinusförmige Schwingung, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundschwingungsfrequenz ist. Die Versorgungsspannung ist mit einer Oberschwingungsspannung überlagert. Nach [EN50160] dürfen bestimmte Verträglichkeitspegel nicht überschritten werden, die für einige individuelle Oberschwingungen als auch für die Gesamtheit aller Oberschwingungen festgelegt sind. Der Netzbenutzer ist für die Einhaltung dieser Werte verantwortlich.

In den TOR ist zur Planungsunterstützung ein einfaches Beurteilungsverfahren enthalten, das Aussagen über die Notwendigkeit von Maßnahmen zur Reduktion von Oberschwingungen macht. Damit können auch Projekte beurteilt werden, die noch nicht realisiert sind. Wenn das Verhältnis der Kurzschlussleistung $S_{\mathrm{k,V}}$ am Verknüpfungspunkt[10] zur Anschlussleistung[11] der zu untersuchenden Anlage S_{A} die für Niederspannung geltende Bedingung

$$\frac{S_{\mathrm{k,V}}}{S_{\mathrm{A}}} \geq 150 \tag{3.1}$$

erfüllt, kann eine weitergehende Anschlussbeurteilung entfallen. Ist jedoch die Bedingung verletzt, so wird der Oberschwingungslastanteil $S_{\mathrm{OS}}/S_{\mathrm{A}}$ mit der der Oberschwingungslast S_{OS} bestimmt. Hierbei wird zwischen Betriebsmittel von niedriger[12] bzw. hoher Oberschwingungsemission[13] unterschieden, wobei die Ladegeräte für Elektrofahrzeuge zur zweiten Gruppe gezählt werden. Die Oberschwingungslast berechnet sich mit den Summenlasten der beiden Gruppen $S_{\mathrm{Gr.\,1}}$ bzw. $S_{\mathrm{Gr.\,2}}$, bei denen auch die Gleichzeitigkeit berücksichtigt werden soll, mit

$$S_{\mathrm{OS}} = 0{,}5 \cdot S_{\mathrm{Gr.\,1}} + S_{\mathrm{Gr.\,2}}. \tag{3.2}$$

Die Bewertung hinsichtlich Oberschwingungen erfolgt anschließend mit Hilfe eines Diagramms oder durch Einhaltung der Formel

$$\frac{S_{\mathrm{OS}}}{S_{\mathrm{A}}} \leq 0{,}082\sqrt{\frac{S_{\mathrm{k,V}}}{S_{\mathrm{A}}}}. \tag{3.3}$$

Als Maßnahmen zur Reduktion von Oberschwingungen gehören aus der Sicht des Netzbenutzers der Einsatz anderer Geräte und die Verwendung einer Saugkreisanlage oder aktiven Oberschwindungskompensation. Durch die Anhebung der Kurzschlussleistung

[10] Als Verknüpfungspunkt ist in den TOR ein Punkt im öffentlichen Netz definiert, der elektrisch einer bestimmten Anlage eines Netzbenutzers am nächsten liegt. Beispielsweise ist der Verknüpfungspunkt eines Wohnhauses der Hauptsicherungskasten.

[11] Bei der Summenbildung wird nach [EC09] zwischen Leistungsangaben in (kW) und (kVA) nicht unterschieden.

[12] Gruppe 1: Stromrichter mit einer Pulszahl ≥ 12, Gasentladungslampen mit induktivem Vorschaltgerät.

[13] Gruppe 2: Niederpulsige Stromrichter, Drehstromsteller, Dimmer, Computernetzteile, Geräte der Unterhaltungselektronik, etc.

durch Leitungsverstärkungen oder Erhöhung der Transformatorleistung kann ebenfalls der Oberschwingungsgehalt reduziert werden.

Die Überprüfung der Verträglichkeitspegel für die Oberschwingungen erfolgt durch Messungen.

Eine *Zwischenharmonische* ist eine sinusförmige Schwingung, deren Frequenz keine ganzzahliges Vielfaches der Grundschwingungsfrequenz ist. Zwischenharmonische liegen somit zwischen den Oberschwingungen und können die Funktion von Rundsteueranlagen beeinträchtigen. Nach [EC09] würden Ladesysteme für Elektrofahrzeuge nur dann Zwischenharmonische erzeugen, wenn pulsbreitenmodulierte Gleichrichter mit schlecht gewählter Taktfrequenz zum Einsatz kommen.

Spannungsschwankungen und Flicker

Der Nenneffektivwert der Niederspannung im öffentlichen Verteilnetz ist nach [EC09] in Österreich mit 400 V (zwischen den Außenleitern) bzw. 230 V (zwischen Außen- und Neutralleiter) festgelegt. Jede Laständerung bewirkt eine Stromänderung in der Netzanspeisung und in der Folge eine Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt. In den TOR wird bezüglich der *langsamen Spannungsänderungen* auf die Norm [EN50160] verwiesen, nach der die Spannung maximal um ±10% vom Nennwert abweichen darf.

Bei den *schnellen Spannungsänderungen* können durch einzelne tiefe Spannungseinbrüche Geräte ausfallen und durch wiederholte Spannungsänderungen Flicker auftreten. Letzterer ist ein subjektiver Eindruck von Leuchtdichteschwankungen von Lampen.

Die *Spannungsänderung durch symmetrische Laständerung*, die bei dreiphasig gespeisten Schnellladestationen vorkommen könnte, wird mit der relativen Spannungsänderung d in *per unit* nach [EC09] mit

$$d = \frac{\Delta U}{U_\mathrm{V}} \approx \frac{\Delta S_\mathrm{A}}{S_\mathrm{k,V}} \cos(\psi - \varphi) \tag{3.4}$$

berechnet. Eine Laständerung ΔS_A erzeugt eine Spannungsänderung ΔU, die auf die Spannung U_V am Verknüpfungspunkt bezogen wird. Im Cosinus-Ausdruck scheinen der

Netzimpedanzwinkel ψ der Winkel der Laständerung φ auf. Bei unbekannten Winkel der Laständerung kann der Ausdruck gleich 1 gesetzt werden.

Erfolgt die Ladung des Elektrofahrzeuges über eine einphasige Versorgung, entstehen hiermit *unsymmetrische Laständerungen*. Dabei berechnet sich nach [EC09] die relative Spannungsänderung d zu

$$d \approx 6 \cdot \frac{\Delta S_{\mathrm{A}}}{S_{\mathrm{k,V}}} \cos(\psi - \varphi). \tag{3.5}$$

Die maximal zulässige schnelle Spannungsänderung beträgt nach [EN50160] 5%.

Die Ermittlung der *Flickeremission* geschieht über die Messung der Flickerstärke mit einem standardisierten Messverfahren. Mann erhält damit die Kurzzeit- und die Langzeit-Flickerstärken P_{st} bzw. P_{lt}, die festgelegte Werte nicht übersteigen dürfen.

Die Berechnung der Kurzzeit-Flickerstärke P_{st} erfolgt mit Hilfe einer empirisch ermittelten Emissionsgrenzkurve aus [EC09], die in Abbildung 3.11 gezeigt ist. Auf Basis der als Wiederholrate r_i bezeichneten Anzahl der regelmäßig wiederkehrenden rechteckförmigen Spannungsänderungen pro Minute wird mit der Flickergrenzkurve $P_{\mathrm{ref}} = 1$ die relative Spannungsänderung d_{ref} abgelesen. Der Beobachtungszeitraum ist dabei auf 10 Minuten festgelegt. Mit der tatsächlichen Spannungsänderung d_i eines Einzelgerätes oder einer Anlage wird die Kurzzeit-Flickerstärke mit

$$P_{\mathrm{st},i} = \frac{d_i}{d_{\mathrm{ref}}} \cdot P_{\mathrm{ref}} \tag{3.6}$$

ermittelt. Die Langzeit-Flickerstärke berechnet sich aus einer Folge von 12 $P_{\mathrm{st},i}$-Werten über ein 2-Stundenintervall über

$$P_{\mathrm{lt},i} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{\mathrm{st},i,n}^3}{12}}. \tag{3.7}$$

Die Beobachtungszeit muss insbesondere den Teil der gesamten Betriebsdauer enthalten, in welcher die ungünstigste Folge von Spannungsänderungen erzeugt wird.

Für die Anlage eines einzelnen Netzbenutzers darf die Kurzzeit-Flickeremission den Wert $P_{\mathrm{st},i} = 0{,}8$ und die Langzeit-Flickeremission den Wert $P_{\mathrm{lt},i} = 0{,}5$ nicht überschreiten. Bei

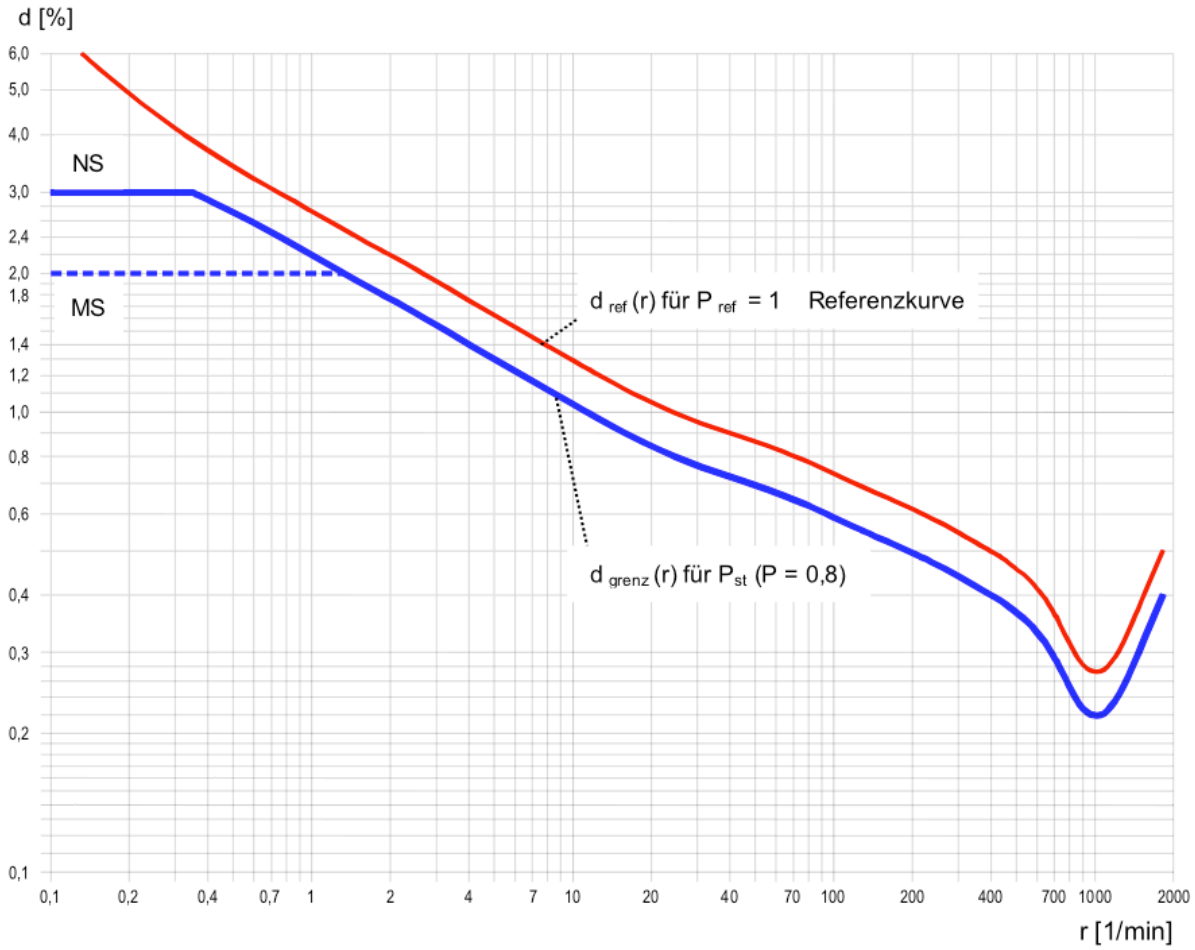


Abbildung 3.11.: Emissionsgrenzkurve – Flickergrenzkurve für regelmäßige rechteckförmige Spannungsänderungen nach [EC09]

der Zusammenwirkung sämtlicher Störer im Netz sind die Verträglichkeitspegel $P_{\mathrm{st},i} = 1$ bzw. $P_{\mathrm{lt},i} = 0{,}8$ festgelegt.

Anlagen mit starken Betriebsstromänderungen hoher Wiederholrate sind besonders geeignet um störenden Flicker zu produzieren. Ladegeräte von Elektroautos sollten nicht darunter fallen, da diese höchstens beim Einschalten eine abrupte Leistungsänderung verursachen könnten. Erfolgt ein „sanftes“ Einschalten, bei dem der Ladestrom kontinuierlich bis zum Maximalwert gesteigert wird, sollten nicht einmal schnelle Spannungsänderungen entstehen. Diese Funktion wäre daher bei Ladesystemen hoher Leistung (Schnellladestationen) vorteilhaft.

Spannungsunsymmetrien

Unsymmetrien entstehen durch ungleichmäßige Belastung der drei Außenleiter des Drehstromsystems. Eine einphasige Last ist ein typisches Beispiel, das der Ladung von Elektroautos über eine Haushaltssteckdose entspricht. Unsymmetrien erhöhen die Verluste in Netzen und elektrischen Maschinen und rufen in den zuletzt genannten Rüttelmomente hervor.

Nach [EN50160] berechnet man mit Hilfe des Systems der symmetrischen Komponenten das Gegen- und das Mitsystem[14]. Dessen Verhältnis bildet den Unsymmetriegrad, der einen bestimmten Grenzwert nicht übersteigen darf. In [EC09] ist ein vereinfachtes Berechnungsverfahren vorgestellt, in welchem die Kenngröße des Unsymmetriegrades k_U über

$$k_\mathrm{U} \approx \frac{S_\mathrm{A}}{S_\mathrm{k,V}} \tag{3.8}$$

mit der Kurzschlussleistung $S_\mathrm{k,V}$ am Verknüpfungspunkt und der der Anschlussleistung S_A der Einphasenlast berechnet wird. Als zulässige Wert bei Zusammenwirkung aller Netzverbraucher im stationären Betrieb ist

$$k_\mathrm{U} \leq 2\% \tag{3.9}$$

definiert. Für einzelne Verbraucheranlagen muss

$$k_{\mathrm{U},i} \leq 0{,}7\% \tag{3.10}$$

gelten.

Als Gegenmaßnahme bei Nichteinhaltung ist die gleichmäßige Aufteilung der Einphasenlasten auf alle Außenleiter einfach zu realisieren.

3.4.2. Belastungen der Betriebsmittel

Neben der Einhaltung von Merkmalen der Spannungsqualität im Netz sind die Belastbarkeitsgrenzen der Betriebsmittel einzuhalten. Nach [Nagel08] können im Störungs-

[14] Die Methode der symmetrischen Komponenten wird u.a. in [Brauner07] und [Heuck07] beschrieben.

fall bestimmte Betriebsmittel für die Dauer der Reparatur mit höherer Belastung als der Nennlast betrieben werden. Beispielsweise wird die zulässige Beanspruchung von VPE[15]-Niederspannungskabeln zwecks Reservehaltung auf 60% des Nennstromes betrenzt, während im Störungsbetrieb 120% zulässig sind. Öl-Verteiltransformatoren sind nach [Nagel08] im Normalbetrieb bis 130% und im Störungsfall sogar bis 175% des Nennstromes belastbar. Dabei muss jedoch bedacht werden, dass jede Überlastung die Lebensdauer des Betriebsmittels herabsetzt.

Eine hohe Betriebstemperatur von Kabeln führt nach [Heuck07] zur Verkürzung der Lebensdauer und schließlich zum Wärmedurchschlag. Aus diesem Grund darf an der Leiteroberfläche eine von der Kabelisolierung abhängige Betriebstemperatur[16] nicht überschritten werden. Unter sogenannten Normbedingungen wird ein maximal zulässiger Bemessungsstrom I_r ermittelt. Davon abweichende Einflüsse sind durch die Verlegeart[17], die Anzahl der parallel verlegten Systeme, die Umgebungstemperatur, die Art der Wärmeableitung[18] und durch den zeitlichen Verlauf der Last gegeben[19]. Die Verhältnisse führen über in der Norm DIN VDE 0276-1000 (siehe [VDE0276]) tabellierte Umrechnungsfaktoren f_i zum zulässigen Betriebsstrom

$$I_\mathrm{z} = f_1 \cdot f_2 \cdot \ldots \cdot f_n \cdot I_\mathrm{r}. \tag{3.11}$$

[15] VPE: Vernetztes Polyethylen.
[16] Z.B. 70°C für PVC, 90°C für VPE.
[17] Gebündelte oder Einebenenanordnung.
[18] Verlegung in Erde oder Luft unter unterschiedlichen Bedingungen.
[19] Kennzeichnung über den Belastungsgrad m als Verhältnis aus dem Mittelwert der Last über ein 24-Stunden Intervall und dem maximalen Lastwert innerhalb dieser Periode.

4. Simulation

4.1. Datenmaterial

Um die Auswirkungen der Elektromobilität auf ein existierendes Verteilnetz zu untersuchen, wurde durch Mithilfe von Wien Energie Stromnetz (WES) ein Wohngebiet ausgewählt, dessen Netztopologie ähnlich vieler anderen Gebiete ist. Die Ähnlichkeit bietet die Vorteile der kostengünstigeren Planung und einer rascheren Beseitigung von Störungen.

Das Wohngebiet befindet sich in den sogenannten *Inner-Gürtel-Bezirken* und besteht überwiegend aus vier- bis fünfgeschoßigen Altbauten.

Abbildung 4.1 zeigt schematisch den Grundriss des untersuchten Gebiets. Die bunten Quadrate stellen die Häuser dar, die über Hausanschlusskästen mit dem unter dem Gehsteig verlegten Energiekabel an das Niederspannungs-Verteilnetz angeschlossen sind. Der versorgende 800 kVA Transformator[1] ist bei Gebäude A1 untergebracht. Die Unterspannungsseite verteilt sich strahlenförmig auf zehn Abgänge, die mit den Buchstaben A bis L dargestellt sind[2]. Die Last E1 ist eine dreiphasige Einspeisung für die öffentliche Straßenbeleuchtung. Dessen Anschlussleistung[3] beträgt 10 kW. Die unbeschrifteten Flächen im Plan stellen unbewohnte Gebiete bzw. Gebäude von Nachbarnetzen dar. Die Verteiltransformatoren werden von im Gehsteig verlegten 10 kV Mittelspannungskabeln gespeist.

Tabelle 4.1 stellt eine Zusammenstellung aller Gebäude bzw. Lasten des untersuchten Gebiets dar. WES stellte zu jedem Gebäude eine Liste mit VDEW-Lastprofilen und den

[1] Zum überwiegenden Teil kommen im Wiener Stromnetz Verteiltransformatoren mit einer Nennleistung von 630 kVA zum Einsatz.
[2] Die Buchstaben I und J wurden Zwecks besserer Lesbarkeit ausgelassen.
[3] Leistung laut Auskunft der Magistratsabteilung 33 der Stadt Wien.

Abbildung 4.1.: Schematisierte Karte des untersuchten Gebiets mit den durch bunte Quadrate dargestellten Gebäuden

Jahresstromverbräuchen aus 2008 zusammen. Abbildung 4.2 zeigt den dominierenden Anteil der Haushaltslast (Profil H0) am Jahresstromverbrauch des Gebiets. Bedingt durch einen Supermarkt (Profil G3) und zahlreiche Restaurants (Profil G2) sind auch hier signifikante Verbräuche zu verzeichnen.

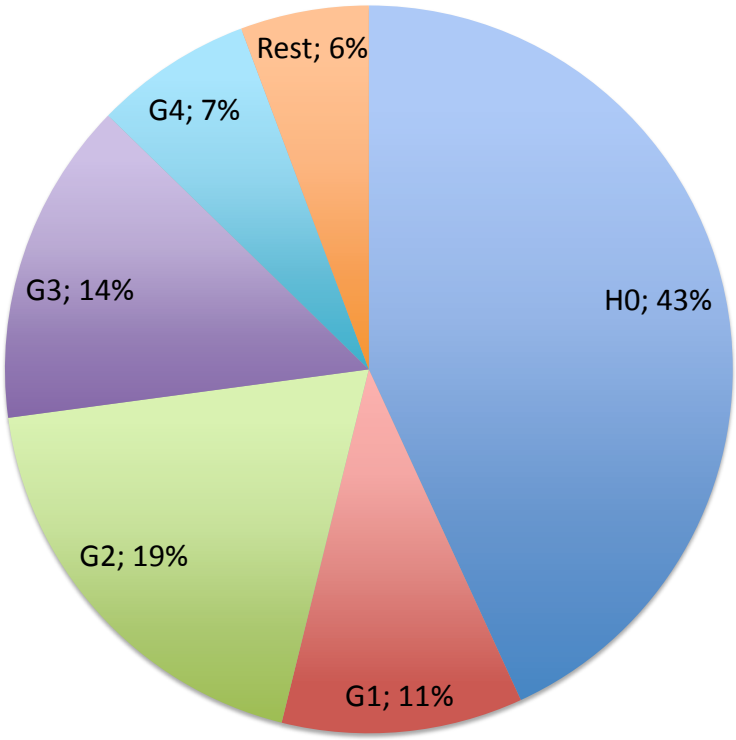


Abbildung 4.2.: Anteile der VDEW-Standardlastprofile am gesamten Jahresstromverbrauch des untersuchten Gebiets

In der Tabelle 4.1 befindet sich auch die Anzahl der Haushalte im jeweiligen Gebäude. Als tatsächlich bewohnter Haushalt wurde ein Mindest-Jahresstromverbrauch von 683 kWh zugrundegelegt[4]. Damit sollen Wohnungen nicht gezählt werden, die offensichtlich nur selten benutzt werden oder gar als Abstellraum dienen.

In der Tabelle 4.1 ist auch die Anzahl der Parkplätze aufgeführt, die einem Gebäude zugeordnet werden können. Diese wurden durch eine Begehung des Gebiets ermittelt, wobei eine durchschnittliche PKW-Größe eines Mittelklassewagens angenommen wurde.

[4] Der Wert von 683 kWh ergibt sich durch die Summation von Verbrauchs-Mittelwerten nach [SA08c] von Kühlschrank, Küchen- und Haushaltsgeräten, Unterhaltungselektronik und Beleuchtung als angenommene Mindestausstattung eines Einpersonenhaushaltes.

Last/ Gebäude	Haus- halte	Park- plätze	Gewerbe	Profile
A1	0	0	Supermarkt	G3
B1	14	4	Laden	H0, G1
B2	6	3	2 Restaurants	H0, G1, G2
B3	12	9		H0, G1, G4
B4	15	7	Laden	H0, G1, G4, ULC
C1	22	11	2 Läden	H0, G1, G4, ULC
C2	21	3	Café, Imbiss, Laden	H0, G1, G2, G4
C3	15	10	Restaurant, 2 Läden	H0, G1, G2, G4
D1	20	6	Imbiss, 2 Läden	H0, G0, G1, G4, ULA
D2	14	4	Restaurant, Laden	H0, G1, G2, G4, ULC
D3	9	4	Café	H0, G1
E1	0	0	Straßenbeleuchtung	B1
E2	19	10	Werkstatt, Büro	H0, G1, G4
E3	17	8	Büro	H0, G1, ULC
E4	18	7	Sender, Laden, Café	H0, G1, G2, G4, G7, ULC
E5	7	6		H0, G1, G4, ULA
E6	8	8		H0, G1, G3, ULC
F1	25	3		H0, G1
G1	0	10	Autohandel	G3, G4
G2	1	6		H0, G1
G3	10	3	Café	H0, G1
G4	14	14	Lager	H0, G0, G1, ULC
H1	13	7	Restaurant, Laden	H0, G1, G2, G4, ULC, ULE
H2	9	3	Laden	H0, G1, G4, ULC
K1	9	5	Sender, Laden, Werkstatt	H0, G1, G4, G7
K2	6	3	Laden, Imbiss	H0, G1, G4
L1	27	18	2 Läden, 2 Cafés	H0, G1, G2, G3, G4, ULC
L2	17	12	Laden	H0, G1
L3	16	14	Restaurant	H0, G1, G2, ULE
Summe	364	198		

Tabelle 4.1.: Beschreibung der Lasten/Gebäude des untersuchten Gebiets

4.2. Werkzeuge

4.2.1. Matlab

Die Software Matlab des Unternehmens The MathWorks dient zur Lösung mathematischer Probleme und zur grafischen Darstellung der Ergebnisse. Matlab ist primär für numerische Berechnungen mit Hilfe von Matrizen ausgelegt. Es handelt sich um eine Interpretersprache, die eine Eingabe über Kommandozeile oder Skriptdatei erlaubt.

Lastprofile

Im Zuge der vorliegenden Diplomarbeit wurden in Matlab folgende Skripte (sogenannte *m-Files*) erstellt:

- Einführung eines „Lastprofil-Vektors“ der Gebäude bzw. Lasten. Über diese konnten die von WES erhaltenen Jahresstromverbräuche für die weitere Verwendung aufbereitet werden.
- Nachbildung der VDEW-Standardlastprofile nach [VDEW99] als Funktion

  $$\text{Wirkleistung} = f(\text{Jahresstromverbrauch}, \text{Lastprofil}, \text{Jahreszeit}, \text{Wochentag}, \text{Uhrzeit}).$$

- Modellierung der zu den Gebäuden zugehörigen Ladestationen als zusätzliche Lasten.
- Automatische Erstellung von Elaplan-Konfigurationsdateien aus den berechneten Gebäudelasten. Damit konnten die Lastflussberechnungen ohne die Gefahr von Eingabefehlern durchgeführt werden.

Ladeprofile

Die Modellierung der Ladeprofile erfolgte mit einem Matlab-Modul, das im Zuge der Diplomarbeit [Litzlbauer09] entwickelt und in Kapitel 2.4 vorgestellt wurde. Das Pro-

gramm verfügt über eine grafische Benutzeroberfläche zum Editieren der Parameter und erlaubt den Export der berechneten Werte zur Weiterverarbeitung.

4.2.2. Elaplan

Die Software Elaplan der Firma Elektra Soft GmbH dient zum Planen, Projektieren und Dokumentieren von Energie-Netzen und beinhaltet unter anderem ein Modul, mit dem die Lastfluss-Analysen in der vorliegenden Diplomarbeit durchgeführt wurden. Ein Lastflussprogramm ermittelt Spannungen an den Netzknoten nach Betrag und Phase und bestimmt die Leitungsflüsse und Verluste in den Betriebsmitteln des elektrischen Netzes. Die Lastflussrechnung löst das Gleichungssystem $\underline{\mathrm{I}} = \underline{\mathrm{Y}} \cdot \underline{\mathrm{U}}$ mit den Vektoren der Knotenpunktströme $\underline{\mathrm{I}}$ und Knotenpunktsspannungen $\underline{\mathrm{U}}$ und der Knotenpunktsadmittanzmatrix $\underline{\mathrm{Y}}$. Die Lösung erfolgt iterativ unter Berücksichtigung der Leistungsbilanz von Erzeugung und Verbrauch.

Die Netzgrafik zum untersuchten Gebiet ist in Abbildung 4.3 zu sehen. Es enthält das speisende 10 kV Mittelspannungsnetz, einen 800 kVA Transformator und auf der Niederspannungsseite eine verlustlos angenommene 400 V Sammelschiene mit zehn Abgängen. Beim Zweig A1 erfolgt der Anschluss der Kundenanlage (Supermarkt) direkt beim Transformator, daher wird hier keine Kabelverbindung modelliert. Die übrigen neun Abgänge bestehen aus Kabelsträngen gleichen Typs. In der Abbildung sind die Kabellängen eingetragen, die einem Geographischen Informationssystem (GIS) von WES entnommen wurden. Die Hausanschlüsse sind als Sammelschienen modelliert, die von einem Kabel gespeist werden, eine Last als Summe der Stromkunden und meist auch ein abgehendes Kabel besitzen.

Die Daten der Betriebsmittel befinden sich im Anhang unter A.3. Die Kurzschlussleistungen des 10 kV MS-Netzes und des 400 V NS-Netzes wurden von WES mit $S_{\mathrm{k,V}} = 90\,\mathrm{MVA}$ bzw. $S_{\mathrm{k,V}} = 12\,\mathrm{MVA}$ angegeben. Nach den TOR (siehe Kapitel 3.4.1 und [EC09]) stellt der Netzbetreiber diese Netzkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt sicher[5].

[5] Die Netzkurzschlussleistung $S_{\mathrm{k,V}}$ ist meist geringer als die für die Dimensionierung von Netzen benötigte Kurzschlussleistung S''_{k}.

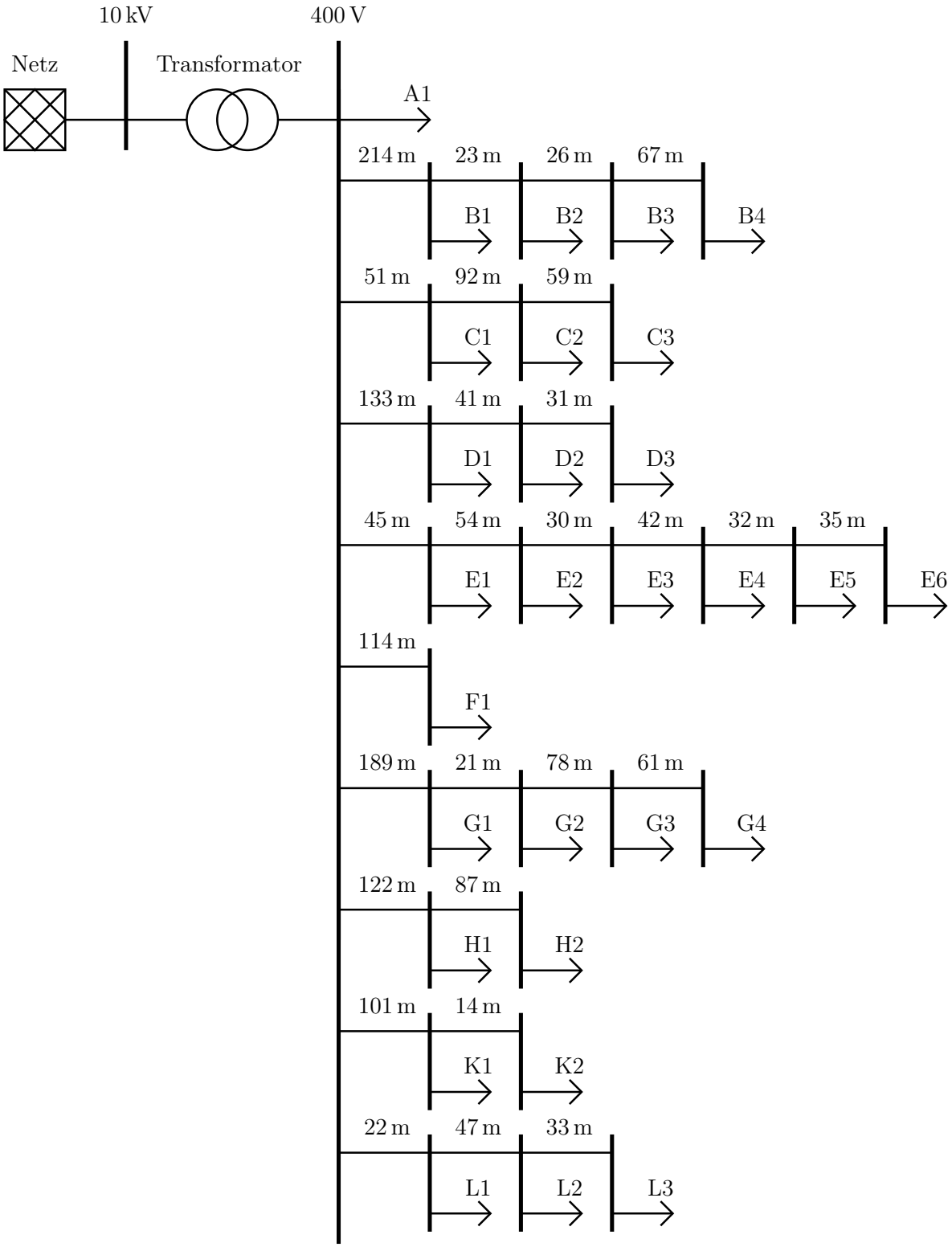


Abbildung 4.3.: Netzgrafik zur Modellierung des untersuchten Gebietes mit Elaplan

Da zur Leistungsbilanzierung ein sogenannter *Slack-Knoten* als Bezugspunkt definiert werden muss, wurde dieser als Knoten konstanter Spannung auf der Oberspannungsseite des Transformators gewählt. Dies ist auch bei WES die gängige Praxis, da in der Vergangenheit Messungen durchgeführt wurden, die vernachlässigbar geringe Spannungsänderungen auf der Mittelspannungsebene bestätigten. Dies wird nicht zuletzt durch den Stufenschalter der speisenden 110 kV Transformatoren in den Umspannwerken erreicht.

Die Verbraucher wurden als Knoten mit konstanter Last „*PQ-Knoten*“ erfasst, wobei die jeweilige Wirklast mit dem vorhandenen Datenmaterial und dem Matlab-Werkzeug modelliert wurde. Der Leistungsfaktor $\lambda = |P|/S$ der Verbraucher war nicht durch Messungen erfasst und musste infolgedessen angenommen werden. Ein Wert von 0,9 findet sich in den Verteilernetzbedingungen [WES07] von WES. Demnach ist ein Netzkunde verpflichtet Maßnahmen zu treffen um einen Leistungsfaktor von $\lambda = 0{,}9$ einzuhalten. Andernfalls müsste auch die anfallende Blindenergie mittels eines eigenen Zählers bezahlt werden. Analog zu [Dörnemann90] wird ein Leistungsfaktor von $\cos\varphi = 0{,}95$ (induktiv) bei fehlender Verzerrungsblindleistung für alle Lasten[6] der durchgeführten Untersuchungen angenommen.

Die PQ-Knoten wurden weiters ohne Impedanzanteil modelliert, d.h. die Last ist als spannungsunabhängig angenommen, um die vorberechneten Leistungen einzuhalten.

[6] Inklusive Ladestationen.

5. Szenarien der Netzbelastungen

Um die Auswirkungen der Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge auf das Verteilnetz zu untersuchen, werden mehrere Szenarien ausgearbeitet. Zu Beginn wird die Grundlast als Auswertung der Jahresstromverbräuche zusammen mit den Standardlastprofilen ohne Berücksichtigung der Ladung von Elektrofahrzeugen durchgeführt. Die Erweiterung der Grundlast um die statistischen Ladeprofile ergibt anschließend das Basisszenario. Im Szenario der hohen Gleichzeitigkeit werden mögliche Lastspitzen im Netz analysiert. Vom Einfluss leistungsstarker Ladesysteme handelt das Schnellladeszenario. Ein möglicher Anstieg im Verbrauch der Stromkunden der privaten Haushalte und Gewerbebetriebe wird abschließend untersucht.

Am Ende des Kapitels werden Schlussfolgerungen auf Grundlage der untersuchten Szenarien gezogen.

5.1. Grundlast

5.1.1. Lastprofil

Aus den Jahresstromverbräuchen und den Lastprofilen von Wien Energie Stromnetz (kurz WES) wird analog zu Kapitel 3.1.1 das Gesamtlastprofil mit Hilfe von VDEW-Lastprofilen ermittelt. Abbildung 5.1 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Belastung des Verteiltransformators ohne Ladeprozesse als Superposition aller einzelnen Lastprofile. Die Vormittags- und die Abendspitze sind gut zu erkennen, wobei das absolute Maximum im Winter erzielt wird. Hier ist auch der Einfluss der Nachtspeicherheizungen im sprunghaften Lastverlauf um 6 und 22 Uhr ablesbar.

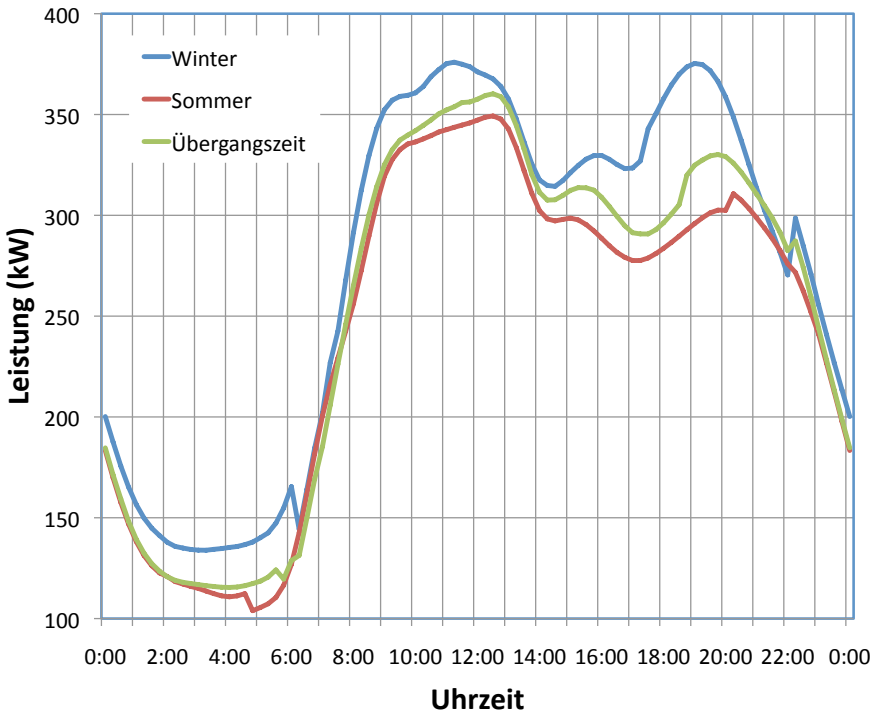


Abbildung 5.1.: Lastprofil des untersuchten NS-Netzes ohne E-Mobil-Ladung an einem Werktag

Abbildung 5.2 zeigt ergänzend die Lastprofile für Samstag und Sonntag. In beiden Fällen ist die Last lediglich in den Nachtstunden geringfügig höher als an einem Werktag. Damit ist die im Tagesverlauf höchste Transformatorbelastung an einem Winter-Werktag gegeben.

Das eben ermittelten Lastprofil eines Winter-Werktages stellt die Grundlage für die weiteren Untersuchungen dar. Abbildung 5.3 zeigt nochmals das Lastprofil, das aus den Profilen der einzelnen Stränge zusammengesetzt ist. Damit können mehrere Aspekte erörtert werden:

- Mit dem Strang A wird ein Supermarkt versorgt. In den Nachtstunden ist aufgrund der Kühl- und Gefriergeräte der Stromverbrauch nur geringfügig niedriger als tagsüber.
- Die Transformatorabgänge, die eine hohe Haushaltslast im Vergleich zu den Gewerbebetrieben aufweisen (Stränge B, D, F, G, K, L), besitzen eine deutliche Nachtabsenkung der Last.

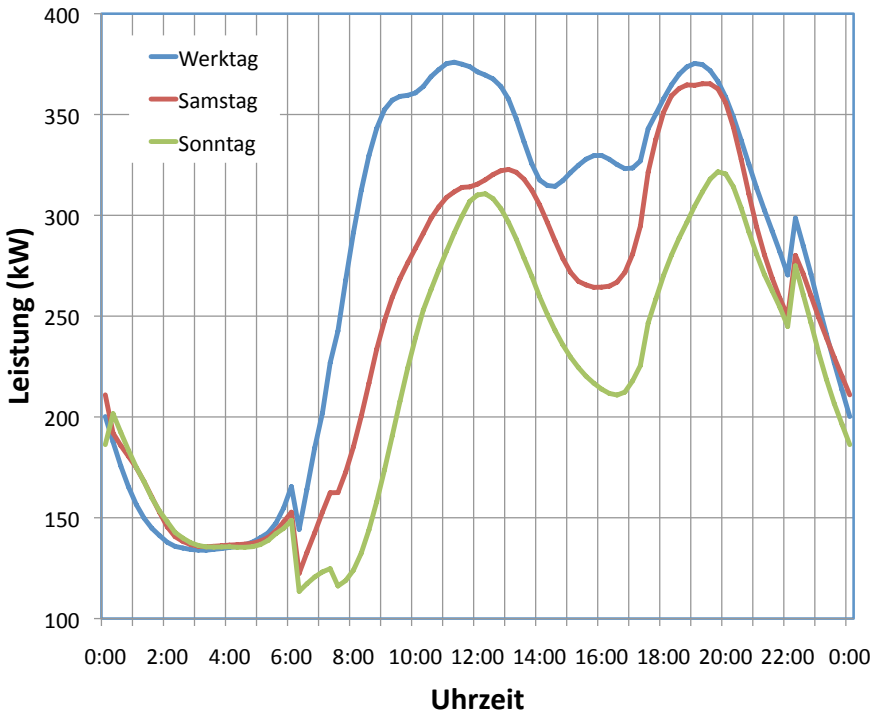


Abbildung 5.2.: Lastprofil des untersuchten NS-Netzes ohne E-Mobil-Ladung im Winter

- Strang E versorgt die Straßenbeleuchtung und eine leistungsstarke Mobilfunksendestation. Dadurch ist die Last in den Nachtstunden relativ hoch.
- Laut Lastflussberechnung mit Elaplan ist der 800 kVA Transformator während der Abendspitze um 19 Uhr mit einer Scheinleistung von 383 kVA zu 48% ausgelastet.

5.1.2. Spannungsverhältnisse

Eine Elaplan-Lastflussberechnung der Leistungsspitze um 19 Uhr liefert mit Abbildung 5.4 die Spannungen an den Knoten im Netz, d.h. am Transformator und an den Hausanschlusskästen der Gebäude. Daraus kann man folgendes ableiten:

- Die Spannung des Stranges B sinkt mit zunehmender Entfernung vom Verteiltransformator im Vergleich zu den anderen Strängen stärker ab. Dies geschieht aufgrund der großen Kabellänge und der relativ hohen Belastung nach Abbildung 5.3.

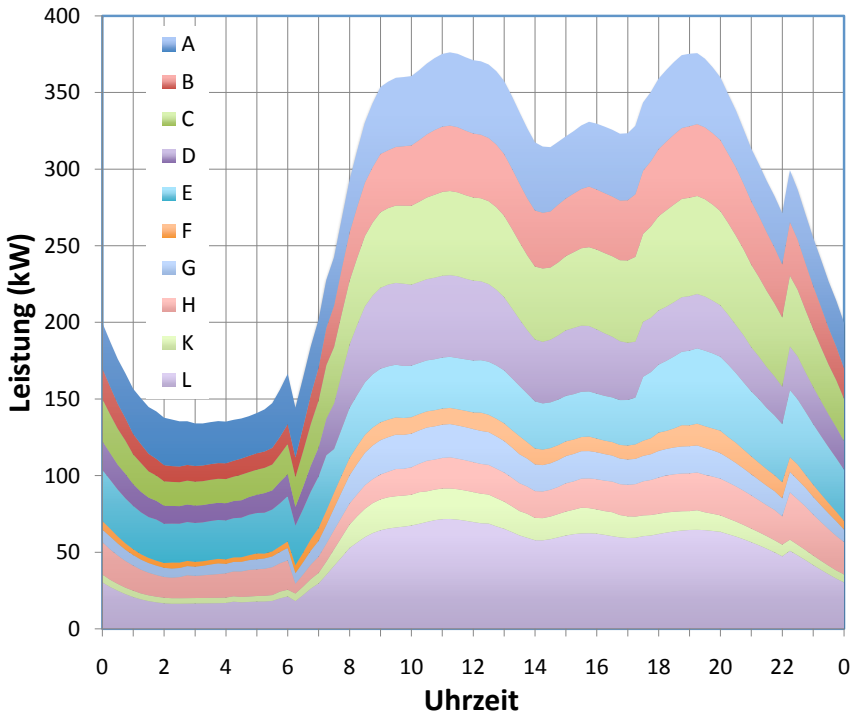


Abbildung 5.3.: Lastprofil des untersuchten NS-Netzes ohne E-Mobil-Ladung im Winter mit Aufteilung der einzelnen Transformator-Abgänge (A...L)

- Das Erdkabel von Strang G ist zwar länger als das von Strang B, aber die geringere Last führt zu niedrigeren Spannungsabfällen.
- Die Steigung eines Geradenstückes zwischen zwei Punkten ist direkt proportional dem Leitungsstrom I bei Vernachlässigung der Quer-Verluste, da mit dem Impedanzbelag Z', dem Leitungsstück Δl und dem Spannungsabfall ΔU gilt:

$$|I| = \frac{1}{|Z'|}\frac{|\Delta U|}{\Delta l}. \tag{5.1}$$

  Der direkte Vergleich der Steigungen ist zulässig, da alle Kabeln im untersuchten Gebiet vom gleichen Typ sind und daher idente Impedanzbeläge aufweisen.

Die niedrigsten Werte der Spannung $U_{\min}$ am Leitungsende der jeweiligen Stränge und deren Verhälnisse zur Nennspannung $U_{\mathrm{n}} = 400\,\mathrm{V}$ sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst.

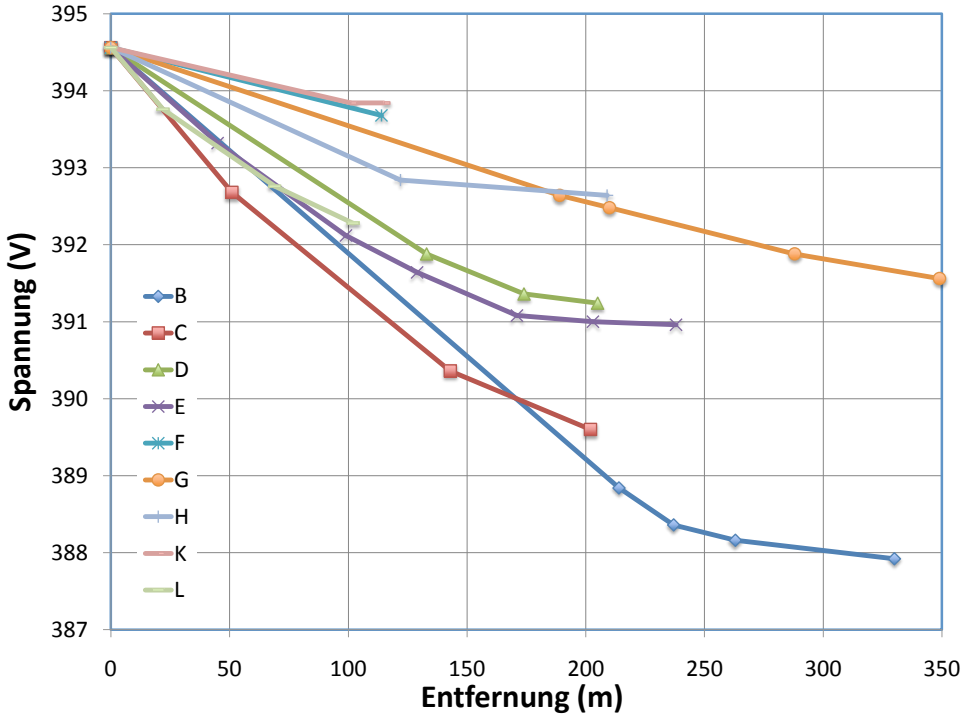


Abbildung 5.4.: Spannung entlang der Erdkabel an einem Winter-Werktag ohne E-Mobil-Ladung zur Lastspitze um 19 Uhr

Strang	U_{min} (V)	$U_{\mathrm{min}}/U_{\mathrm{n}}$ (%)	I_{max} (A)	$I_{\mathrm{max}}/I_{\mathrm{z}}$ (%)
A	395	99	69	—
B	388	97	69	29
C	390	97	95	40
D	391	98	52	22
E	391	98	72	34
F	394	98	20	10
G	392	98	26	13
H	393	98	36	17
K	394	98	18	9
L	392	98	95	30

Tabelle 5.1.: Spannungs- und Stromverhältnisse der Transformatorabgänge bei Grundlast

5.1.3. Kabelbelastungen

Die Lastflussberechnung mit Elaplan liefert auch die Ströme der einzelnen Zweige im betrachteten Netz. Als Zweig gilt hierbei die impedanzbehaftete Verbindung zweier Netzknoten, beispielsweise mit einem Kabel. Da im betrachteten Gebiet ausschließlich Verbraucher vorhanden sind, die vom Verteiltransformator versorgt werden, ist die Belastung der Kabel unmittelbar nach dem Transformator am höchsten[1].

Abbildung 5.5 beschreibt den Strom in den Erdkabeln zur Tageslastspitze. Daraus erkennt man:

- Der Strom ist aufgrund fehlender Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen stets unmittelbar nach dem Verteiltransformator am höchsten.
- Bei jedem Hausanschluss sinkt der Leitungsstrom entsprechend der Last des Gebäudes ab.
- Ein Vergleich mit Abbildung 5.4 zeigt den Zusammenhang von Kabelstrom und Steigung des Spannungsabfalles nach Gleichung 5.1.

Die Höchstwerte des Leitungsstromes $I_{\max}$ am Kabelanfang der jeweiligen Stränge sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst.

Der Wert der Stromstärke allein liefert noch keine Aussage über die Auslastung der Kabel. Um den zulässigen Strom der Erdkabel berechnen zu können, müssen in Bezug auf Kapitel 3.4.2 Annahmen auf die Umgebung des verlegten Kabels getroffen werden:

- Aus den Normbedingungen nach [VDE0276] werden die Werte für den spezifischen Erdbodenwärmewiderstand (1 Km/W), den Belastungsgrad ($m = 0{,}7$, sogenannte *EVU-Last*[2]) und die Erdbodentemperatur (20°C) übernommen.
- Das im Anhang A.3 beschriebene PVC-Kabel kommt zum Einsatz. Damit ist die maximale Betriebstemperatur mit 70°C festgelegt. Dies legt den Umrechnungsfaktor $f_1 = 1{,}0$ fest.

[1] Im Gegensatz dazu könnte eine dezentrale Erzeugungsanlage (DEA) zu einer erhöhten Kabelbelastung in Transformatorferne führen.

[2] Den Wert $m = 0{,}63$ erreicht man im Basisszenario mit einer Durchdringung mit E-Mobilen von 50%. In den übrigen untersuchten Szenarien ist der Belastungsgrad stets geringer. Damit ist Annahme der EVU-Last gerechtfertigt.

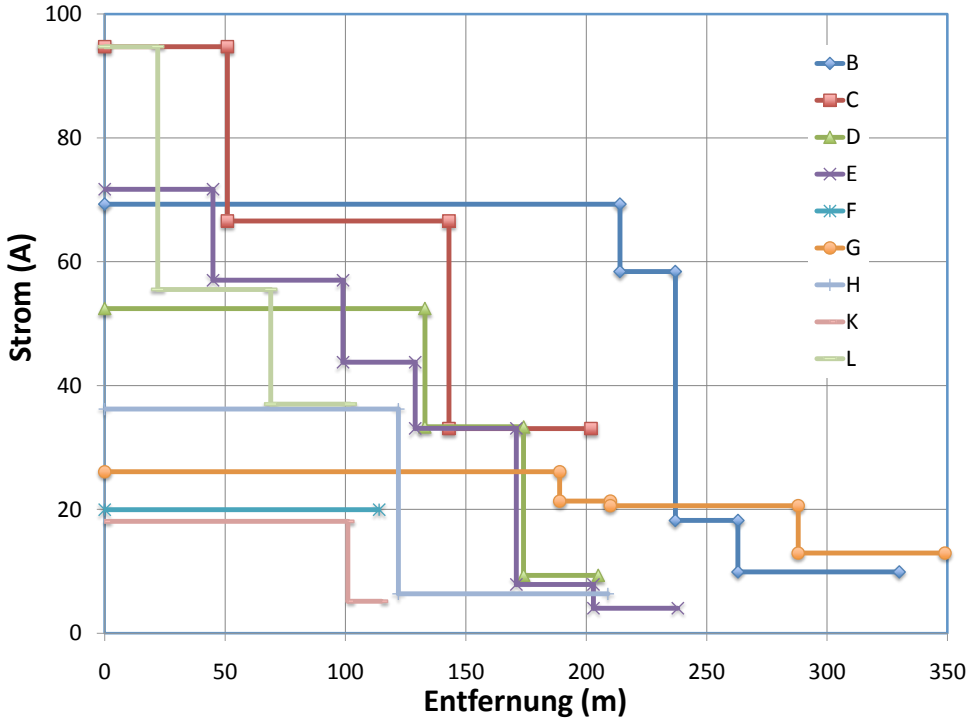


Abbildung 5.5.: Strom in den Erdkabeln an einem Winter-Werktag ohne E-Mobil-Ladung zur Lastspitze um 19 Uhr

- Die Anzahl der parallel verlegten Systeme n_P hängt vom Transformatorzweig ab und wurde aufgrund der realen Gegebenheiten ermittelt. Die Werte sind in Tabelle 5.2 aufgelistet.

Da im untersuchten Gebiet alle verlegten Niederspannungskabel ident sind, gilt für den Bemessungsstrom nach Anhang A.3 $I_\mathrm{r} = 315\,\mathrm{A}$. Der zulässige Belastungsstrom I_z der Erdkabel wird mit

$$I_\mathrm{z} = f_1 \cdot f_2 \cdot I_\mathrm{r} \tag{5.2}$$

berechnet, wobei dieser nach Tabelle 5.2 für die einzelnen Transformatorabzweige unterschiedlich ist.

Für die Grundlast listet Tabelle 5.1 die Belastungen der Kabel und deren relative Auslastung bezogen auf den zulässigen Belastungsstrom I_z auf. Da der Anschluss der Kundenanlage von Strang A (Supermarkt) direkt beim Verteiltransformator erfolgt, ist das verwendete Kabel unbekannt. Daher scheint bei diesem Strang in der Tabelle keine relative Auslastung $I_\mathrm{max}/I_\mathrm{z}$ auf. Berücksichtigt man nach Kapitel die Begrenzung der zu

Stränge	n_P	f_2	I_z (A)
B, C, D	3	0,75	236
E, F, G, H, K	5	0,66	208
L	1	1,00	315

Tabelle 5.2.: Anzahl der parallelen Systeme n_P, Umrechnungsfaktor f_2 und zulässiger Belastungsstrom I_z der Erdkabel in Abhängigkeit vom Transformatorstrang

erwartende Höchstlast eines Niederspannungsstranges auf maximal 60% der zulässigen Kabelbelastung, so liegen alle Höchstbelastungen unterhalb dieser Schwelle. Daher gibt es bei dem Szenario der Grundbelastung keine kritischen Zustände.

5.1.4. Zusammenfassung

Grundlast
Standardlastprofile der Verbraucher, keine Ladevorgänge Lastspitze zu Abend an einem Winter-Werktag
Maximale Auslastung des Transformators: $S_{max}/S_n = 49\%$ Niedrigste Spannung im Netz: $U_{min}/U_n = 97\%$ Höchste Kabelauslastung: $I_{max}/I_z = 40\%$

5.2. Basisszenario

5.2.1. Lastprofil

Das Lastprofil des Basisszenario entsteht durch die Überlagerung der Grundlast mit dem Lastprofil, das durch die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge hervorgerufen wird. Dazu müssen einige Annahmen getroffen werden.

Es wird vorausgesetzt, dass der Ladevorgang der Elektrofahrzeuge zu einem beliebigen Zeitpunkt erfolgen kann, d.h. nach dem Anschluss des Autos an die Ladesäule startet unmittelbar die Ladung. Man spricht in diesem Falle von einer *ungesteuerten La-*

dung[3]. Dies schließt eine ausreichende Anzahl an Ladestationen mit ein. Weiters gibt es keine Zwischenladung im Verlauf des Tages, beispielsweise am Arbeitsplatz oder in Einkaufszentren. Eine Zwischenladung würde aufgrund eines höheren Ladestandes der Fahrzeugbatterien eine weitere Zuladung in den Abendstunden reduzieren und damit die Netzbelastung verringern.

In Kapitel 4.1 wurden im untersuchten Gebiet 198 Parkplätze gezählt. Nach [SA08b] ist die durchschnittliche Haushaltsgröße in Wien 2,00 Personen pro Haushalt. Demnach leben im untersuchten Gebiet nach Tabelle 4.1 mit 364 Haushalten statistisch betrachtet 728 Personen. Bei 198 PKW entspricht dies einem Motorisierungsgrad von 27,2%. Im Vergleich dazu war nach [SA08] Ende 2008 der PKW-Motorisierungsgrad in Wien 39,2%. Werden die Daten mit [SW09] auf den Wiener Bezirk beschränkt, in dem das untersuchte Gebiet liegt, ergibt sich ein Motorisierungsgrad von 30,9%. Zu den Unterschieden können folgende Umstände beitragen:

- Der vergleichsweise niedrige Motorisierungsgrad im betrachteten Bezirk ist auf das geringe Parkplatzangebot zurückzuführen. Da die Erschließung mit öffentlichen Verkehrsmitteln sehr gut ist, könnten viele Menschen auf ein Auto verzichten. Außerdem müsste für das öffentliche Dauerparken eine kostenpflichtige Parkkarte gekauft werden, da der gesamte Bezirk eine Kurzparkzone ist. Ähnlich niedrige Werte des Motorisierungsgrades finden sich auch bei vergleichbaren Bezirken.
- In den Randbezirken Wiens ist in der Regel der Motorisierungsgrad höher[4] als in den dicht bewohnten Gebieten im Stadtzentrum[5].
- Die geringfügige Abweichung der Werte vom untersuchten Gebiet und dem zugehörigen Bezirk sind in den statistischen Schwankungen und den vielen getroffenen Annahmen begründet.

[3] Im Gegensatz kann bei einer *gesteuerten Ladung* der Ladevorgang verzögert erfolgen, um beispielsweise die abendliche Lastspitze durch die Ladeleistung nicht weiter zu erhöhen.

[4] Den höchsten Motorisierungsgrad unter den Randbezirken erreicht Liesing mit 50,9%.

[5] Die Ausnahme bildet dabei der bevölkerungsärmste Bezirk der Inneren Stadt mit einem Motorisierungsgrad von 97,4%.

Für die weiteren Untersuchungen wird von 200 PKW ausgegangen[6]. Die Anzahl der im untersuchten Gebiet vorhandenen Elektroautos leitet sich von der *Durchdringungsrate* ab. Um die Auswirkungen einer weiten Verbreitung von E-Mobilen zu studieren, werden die Durchdringungsraten von 50% und 80% angenommen. Der erste Wert entspricht in etwa dem Politik-Szenario im Jahr 2050 aus Kapitel 2.1.2 während der zweite Wert eine sehr optimistische weitreichende Verbreitung von Elektroautos repräsentiert[7]. Das Basisszenario bezieht sich auf eine künftige Situation, in der es eine hohe Verbreitung an Elektrofahrzeugen gibt, bei gleichgebliebener Last der Haushalte und Gewerbebetriebe.

Die angenommenen Durchdringungsraten entsprechen einer Anzahl von 100 bzw. 160 Elektrofahrzeugen im untersuchten Gebiet. Werden diese Werte auf die vorhanden Parkplätze nach Tabelle 4.1 gleich verteilt, so ergibt sich mit Tabelle 5.3 die Mindestanzahl der Ladestationen pro Strang. Dies impliziert die Möglichkeit, dass alle Elektroautos gleichzeitig an den jeweiligen Ladestationen angeschlossen wären. In den Nachtstunden wäre dies durchaus möglich.

Für das Basisszenario sollen Schnellladestationen nicht betrachtet werden und demnach erfolgt die Verbindung der Ladestation zum Fahrzeug mit einer einphasigen Wechselspannung. Nach Kapitel 2.3.2 ist die höchst zulässige Stromstärke 16 A und damit ergibt sich eine maximale Ladeleistung von $S = 230\,\mathrm{V} \cdot 16\,\mathrm{A} = 3{,}68\,\mathrm{kVA}$. Die Ladeeinrichtungen werden mit leistungselektronischen Schaltungen wie beispielsweise Schaltnetzteilen mit Eingangs-Brückengleichrichtern realisiert und verursachen somit (Verzerrungs-)Blindleistung. Diese muss wie bereits in Kapitel 4.2.2 beschrieben, mittels Leistungsfaktorkorrektur auf ein bestimmtes Maß reduziert werden. Da Elaplan nur die Grundschwingung berechnet, wird die Korrektur als perfekt angenommen.

Für die Lastflussrechnung im Basis-Szenario sei eine gleichmäßige Verteilung der einzelnen einphasigen Lasten auf das Drehstromsystem angenommen, damit es zu keinen Unsymmetrien im Netz kommt. Die Untersuchung der Spannungsunsymmetrien erfolgt später.

[6] Die Aufrundung ist zulässig, wenn man davon ausgeht, dass die in den nächsten Jahren erhältlichen Elektrofahrzeuge in erster Linie Kleinwagen wären, die weniger Platz als die heutigen Mittelklasseautos bräuchten.

[7] Absatzsteigernde Wirkungen für Elektroautos könnten beispielsweise sein: Sehr stark steigende Preise für fossile Kraftstoffe; Technologiesprünge und Kostenreduktionen bei den Batterien; Hohe Förderungen der Elektromobilität von Seiten der Politik.

	Mindestanzahl der Ladestationen	
Strang	50% Durchdringung	80% Durchdringung
A	0	0
B	11	19
C	11	20
D	7	11
E	21	31
F	2	3
G	16	26
H	5	8
K	4	7
L	23	35
Summe	100	160

Tabelle 5.3.: Mindestanzahl der Ladestationen der einzelnen Transformatorstränge bei gleichmäßiger Aufteilung der E-Mobile auf die vorhandenen Parkplätze in Abhängigkeit der Durchdringung

Abbildung 5.6 zeigt die gesamte Lastkurve des Basisszenarios. Daraus lassen sich einige Eigenschaften ableiten:

- Man erkennt deutlich den Einfluss der Ladevorgänge auf das Lastprofil in den Abendstunden.
- Im Falle der 100 BEV (50% Durchdringung) beträgt die Wirkleistung aller Ladevorgänge zur Abendspitze durchschnittlich 96,4 kW und somit bezieht jede Ladestation statistisch betrachtet 0,96 kW.
- Bei 160 BEV (80% Durchdringung) ist die Wirkleistung zur Abendspitze 148,9 kW. Pro Ladestation entfallen im Schnitt 0,93 kW.
- Das gesamte Niederspannungsnetz inklusive Verteiltransformator weist laut einer Lastflussberechnung mit Elaplan bei einer Durchdringung von 50% eine Scheinleistung von 487 kVA auf. Damit ist die Transformatorauslastung 60,5%.
- Analog dazu ist der Transformator bei einer Durchdringung mit E-Mobilen von 80% zur Abendspitze bei einer Scheinleistung von 533 kVA mit 66,7% ausgelastet.

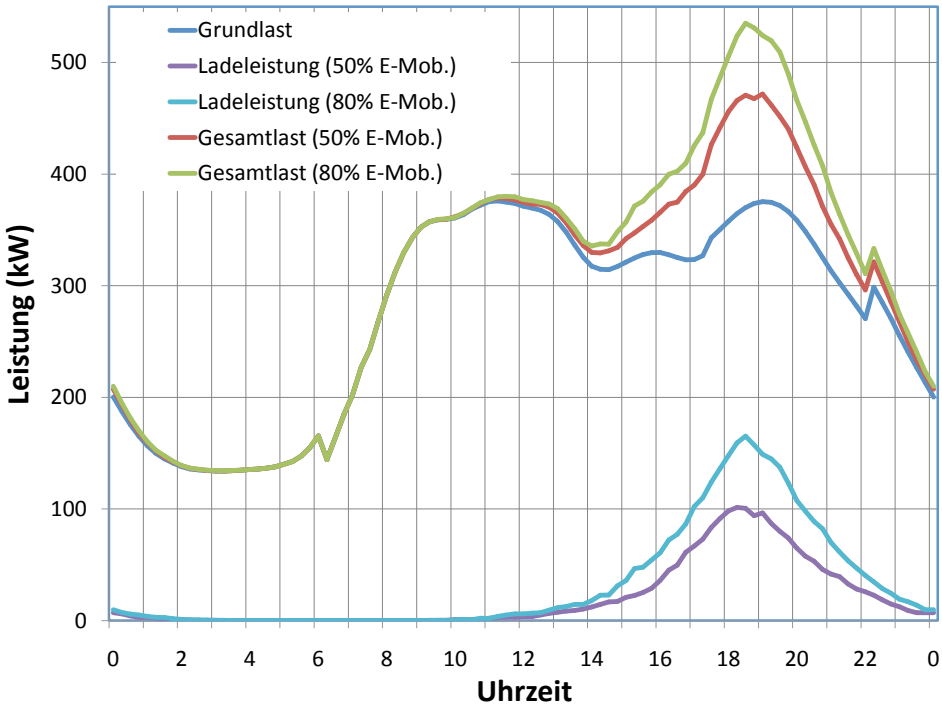


Abbildung 5.6.: Lastprofile des Basisszenarios in Abhängigkeit von der Durchdringung mit E-Mobilen

5.2.2. Spannungsverhältnisse

Um den Einfluss der Ladung auf den Spannungsverlauf entlang der Niederspannungskabel zu untersuchen, muss eine Anschlussart der Ladestationen gewählt werden. Hierzu sei angenommen, dass die Stationen vom gleichen Kabel wie die Häuser versorgt werden, d.h. eingeschliffen oder auf kurzem Wege mit dem nächstliegenden Hausanschluss verbunden werden. Die ladenden Fahrzeuge verteilen sich im Basisszenario gleichförmig auf das Gebiet. Weiters wird jedem Gebäude eine fixe Anzahl von ladenden Elektromobilen nach Tabelle 5.3 und unter Berücksichtigung der Durchdringungsrate zugeordnet. Man nimmt außerdem an, dass sich die Ladeleistung auf alle Stationen gleich verteilt.

Die Überlagerung der Grundlast und der Ladeleistungen ergeben nach einer Lastflussrechnung mit Elaplan entlang der Niederspannungskabeln Spannungsabfälle. Die Abbildungen A.6 und A.8 im Anhang A.4 zeigen die Spannung entlang der Erdkabel für die Szenarien mit 50% bzw. 80% Durchdringung[8].

[8] Die Diagramme befinden sich aus Gründen der Übersichtlichkeit im Anhang.

Die niedrigsten Werte der Spannung $U_{\min}$ der jeweiligen Stränge sind in Tabelle 5.4 zusammengefasst. Anhand der Abbildungen und der Tabelle können unter Berücksichtigung der Kabellängen, der Belastung der einzelnen Abgänge und der Anzahl der ladenenden Säulen nach Tabelle 5.3 folgende Aussagen gemacht werden:

- Die Spannungsverläufe der Fälle mit unterschiedlicher Durchdringung mit Elektroautos sind sehr ähnlich der Kurven der Grundlast in Abbildung 5.4. Durch die zusätzliche Belastung des Netzes durch die Ladestationen sind aber die Spannungswerte geringer.
- Bei einer Durchdringung von 50% beträgt der niedrigste Wert der Versorgungsspannung 385 V (Strang B).
- Bei einer Durchdringung von 80% ist der Minimalwert der Spannung 383 V (Strang B).
- In beiden Fällen wird das zulässige Spannungsband nach [EN50160] mit ±10% (360...440 V) *nicht* verletzt.

5.2.3. Kabelbelastungen

Die Belastung der Erdkabel berechnet sich analog zu Kapitel 5.1.3 der Grundlast. Die Abbildungen A.7 und A.9 im Anhang zeigen den Kabelstrom in Abhängigkeit von der Entfernung der Einspeisung durch den Verteiltransformator. Tabelle 5.4 fasst die Maximalwerte mit den zugehörigen relativen Auslastungen zusammen. Dabei wird festgestellt:

- Die Stromverläufe der Fälle mit unterschiedlicher Durchdringung mit Elektroautos sind sehr ähnlich der Kurven der Grundlast in Abbildung 5.5. Durch die zusätzliche Belastung des Netzes durch die Ladestationen sind aber die Stromwerte höher.
- Bei einer Durchdringung von 50% beträgt die höchste relative Belastung 51% (Strang E).
- Bei einer Durchdringung von 80% ist der Maximalwert der Auslastung 54% (Strang E).

	50% Durchdringung				80% Durchdringung			
Strang	$U_{\min}$ (V)	$U_{\min}/U_{\mathrm{n}}$ (%)	$I_{\max}$ (A)	$I_{\max}/I_{\mathrm{z}}$ (%)	$U_{\min}$ (V)	$U_{\min}/U_{\mathrm{n}}$ (%)	$I_{\max}$ (A)	$I_{\max}/I_{\mathrm{z}}$ (%)
A	393	98	69	—	392	98	70	—
B	385	96	86	36	383	96	95	40
C	387	97	111	47	386	97	122	52
D	389	97	63	27	388	97	68	29
E	387	97	105	51	386	97	113	54
F	392	98	23	11	391	98	22	11
G	388	97	49	24	386	96	62	30
H	391	98	43	21	390	97	47	23
K	392	98	24	11	391	98	28	14
L	390	98	125	40	389	97	142	45

Tabelle 5.4.: Spannungs- und Stromverhältnisse der Transformatorabgänge im Basisszenario bei unterschiedlicher Durchdringung

- In beiden Fällen wird der in Kapitel 5.1.3 beschriebene Grenzwert von 60% eingehalten.

5.2.4. Oberschwingungen

Die Beeinflussungen der Ladesysteme durch Oberschwingungen, Unsymmetrie und Spannungsänderungen werden mit Hilfe der TOR („Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“) nach Kapitel 3.4.1 berechnet. Hierzu wird die in Kapitel 4.2.2 vom Netzbetreiber WES angegebene Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt im Niederspannungsnetz von $S_{\mathrm{k,V}} = 12\,\mathrm{MVA}$ zugrunde gelegt.

Betrachtet man alle Ladesäulen des untersuchten Gebiets als *eine* Anlage, so betragen die Anschlussleistungen in Abhängigkeit von der Durchdringung mit Elektrofahrzeugen

$$S_{\mathrm{A},50\%} = 100 \cdot 3{,}68\,\mathrm{kVA} = 0{,}368\,\mathrm{MVA}; \tag{5.3}$$

$$S_{\mathrm{A},80\%} = 160 \cdot 3{,}68\,\mathrm{kVA} = 0{,}589\,\mathrm{MVA}. \tag{5.4}$$

Damit erreicht man mit den Verhältnissen

$$\frac{S_{\mathrm{k,V}}}{S_{\mathrm{A,50\%}}} = \frac{12\,\mathrm{MVA}}{0{,}368\,\mathrm{MVA}} = 32{,}6; \tag{5.5}$$

$$\frac{S_{\mathrm{k,V}}}{S_{\mathrm{A,80\%}}} = \frac{12\,\mathrm{MVA}}{0{,}589\,\mathrm{MVA}} = 20{,}4 \tag{5.6}$$

in beiden Fällen nicht den nach Gleichung 3.1 geforderten Mindestwert von 150. Daher wird im nächsten Schritt die Gleichzeitigkeit der Ladung in den Betrachtungen mit einbezogen. Die maximale Ladeleistung wird nach Abbildung 5.6 in den Abendstunden an einem Winterwerktag bezogen und beträgt im Mittel $P_{\mathrm{max,50\%}} = 101{,}3\,\mathrm{kW}$ bzw. $P_{\mathrm{max,80\%}} = 165{,}2\,\mathrm{kW}$. Die Ladesysteme werden nach Kapitel 3.4.1 als Geräte der Gruppe 2 gezählt. Damit gilt $S_{\mathrm{OS,50\%}} = 0{,}1013\,\mathrm{MVA}$ bzw. $S_{\mathrm{OS,80\%}} = 0{,}1652\,\mathrm{MVA}$. Die Auswertung von Gleichung 3.3 ergibt für die Durchdringungsraten 50% und 80%:

$$\begin{aligned} \frac{S_{\mathrm{OS,50\%}}}{S_{\mathrm{A,50\%}}} &= \frac{0{,}1013\,\mathrm{MVA}}{0{,}368\,\mathrm{MVA}} = 0{,}275; \\ 0{,}082\sqrt{\frac{S_{\mathrm{k,V}}}{S_{\mathrm{A,50\%}}}} &= 0{,}082\sqrt{\frac{12\,\mathrm{MVA}}{0{,}368\,\mathrm{MVA}}} = 0{,}468; \\ 0{,}275 &\leq 0{,}468 \end{aligned} \tag{5.7}$$

beziehungsweise

$$\begin{aligned} \frac{S_{\mathrm{OS,80\%}}}{S_{\mathrm{A,80\%}}} &= \frac{0{,}1652\,\mathrm{MVA}}{0{,}589\,\mathrm{MVA}} = 0{,}28; \\ 0{,}082\sqrt{\frac{S_{\mathrm{k,V}}}{S_{\mathrm{A,80\%}}}} &= 0{,}082\sqrt{\frac{12\,\mathrm{MVA}}{0{,}589\,\mathrm{MVA}}} = 0{,}37; \\ 0{,}28 &\leq 0{,}37. \end{aligned} \tag{5.8}$$

Damit wären weitere Maßnahmen zur Senkung von Oberschwingungen *nicht* erforderlich.

5.2.5. Spannungsschwankungen und Flicker

Die Einschaltvorgänge der Ladestationen verursachen nach Kapitel 3.4.1 Spannungsänderungen, die sich in Form von Spannungseinbrüchen oder Flicker negativ auf das übrige Verteilnetz auswirken könnten.

Da es sich bei den Ladegeräten laut Annahme um einphasige Verbraucher handelt, erfolgt die Spannungsänderung d infolge einer unsymmetrischen Laständerung nach Gleichung 3.5 mit

$$d \approx 6 \cdot \frac{\Delta S_{\mathrm{A}}}{S_{\mathrm{k,V}}} \cos(\psi - \varphi) = 6 \cdot \frac{0{,}00368\,\mathrm{MVA}}{12\,\mathrm{MVA}} \cdot 1 = 0{,}184\%. \tag{5.9}$$

Hierbei entspricht die Laständerung ΔS_{A} der Anschlussleistung *eines* Ladesystems, da der Einschaltzeitpunkt nach den getroffenen Annahmen ungesteuert und daher unabhängig von der Benutzung anderer Ladegeräte erfolgt. Da der Winkel φ der Laständerung unbekannt ist, wird analog zu Kapitel 3.4.1 der Cosinus-Ausdruck gleich 1 gesetzt. Da die maximal zulässige schnelle Spannungsänderung nach [EN50160] 5% beträgt, erzeugt der Betrieb der einphasigen Ladesysteme *keine* unzulässig hohen Spannungsschwankungen.

Wie bereits in Kapitel 3.4.1 angeführt, wird davon ausgegangen, dass die Ladesysteme während des Betriebs keinen Flicker produzieren. Da aber jeder Schaltvorgang eine Laständerung verursacht, könnte sich durch die vielen Startzeitpunkte des Ladens Flicker entstehen.

Zur Beurteilung der Flickerstärke werden nach Kapitel 3.4.1 die relativen Spannungsänderungen d_i und die unbekannte Wiederholrate r_i benötigt. Es wird sich zeigen, dass selbst eine unrealistisch hohe Annahme für r_i einen zulässigen Betrieb hervorruft. Hierzu sei eine Wiederholrate von $r_i = 100\,\mathrm{min}^{-1}$ angenommen, d.h. innerhalb von einer Minute müssten 100 Elektrofahrzeuge den Ladevorgang beginnen! Mit der Emissionsgrenzkurve in Abbildung 3.11 ergibt dies eine maximal zulässige Spannungsänderung ($P_{\mathrm{ref}} = 1$) von $d_{\mathrm{ref}} = 0{,}75\%$. Die Berechnung des Kurzzeit-Flickers $P_{\mathrm{st},i}$ erfolgt nach Gleichung 3.6 zu

$$P_{\mathrm{st},i} = \frac{d_i}{d_{\mathrm{ref}}} \cdot P_{\mathrm{ref}} = \frac{0{,}184\%}{0{,}75\%} \cdot 1 = 0{,}245. \tag{5.10}$$

Der Kurzzeit-Flicker liegt somit unterhalb des Grenzwertes von 0,8. Unter Annahme gleichbleibender Wiederholungsraten r_i fallen die Werte für $P_{\mathrm{st},i}$ eines längeren Beobachtungszeitraumes gleich aus. Die Langzeit-Flickerstärke berechnet sich mit Gleichung 3.7 zu

$$P_{\mathrm{lt},i} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{\mathrm{st},i,n}^3}{12}} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{0{,}245^3}{12}} = 0{,}245 \tag{5.11}$$

und liegt damit unterhalb des zulässigen Grenzwertes von 0,5.

Infolge wird *kein* störender Flicker durch den Betrieb der Ladestationen verursacht. Dabei muss allerdings vorausgesetzt werden, dass die Leistungselektronik der Ladesysteme selbst störungsfrei arbeitet[9].

5.2.6. Spannungsunsymmetrie

Der Unsymmetriegrad $k_{\mathrm{U},i}$ beträgt bei Anschluss eines einzelnen einphasigen Ladesystems nach Gleichung 3.8

$$k_{\mathrm{U},i} \approx \frac{S_{\mathrm{A}}}{S_{\mathrm{k,V}}} = \frac{0{,}00368\,\mathrm{MVA}}{12\,\mathrm{MVA}} = 0{,}031\%, \tag{5.12}$$

der weit unterhalb des in Kapitel 3.4.1 definierten Maximalwertes von 0,7% liegt. Ein einzelnes Ladesystem erzeugt somit keine unzulässige Spannungsunsymmetrie.

Zur Untersuchung der Summe aller Ladesysteme könnte der Maxmialwert von 2% herangezogen werden. Da allerdings über den Anschluss der übrigen Verbraucher im Niederspannungsnetz keine Informationen vorliegen, wird die Grenze von 0,7% auch für das Gesamtsystem an Ladestationen angewendet. Mit den Anschlussleistungen der jeweiligen Durchdringung mit Elektroautos berechnet man

$$k_{\mathrm{U},50\%} \approx \frac{S_{\mathrm{A},50\%}}{S_{\mathrm{k,V}}} = \frac{0{,}368\,\mathrm{MVA}}{12\,\mathrm{MVA}} = 3{,}07\% \quad \text{und} \tag{5.13}$$

$$k_{\mathrm{U},80\%} \approx \frac{S_{\mathrm{A},80\%}}{S_{\mathrm{k,V}}} = \frac{0{,}589\,\mathrm{MVA}}{12\,\mathrm{MVA}} = 4{,}91\%. \tag{5.14}$$

Demnach darf die Gesamtheit der Ladestationen nicht auf einer einzigen Phase des Niederspannungsnetzes angeschlossen sein. Die maximale Anzahl $n_{\max}$ an Ladegeräte, die an einer Phase betrieben werden dürfen, beträgt nach Umformung der bisher benutzten Gleichungen

$$n_{\max} = k_{\mathrm{U,max}} \frac{S_{\mathrm{k,V}}}{S_{\mathrm{A}}} = 0{,}007 \cdot \frac{12\,\mathrm{MVA}}{0{,}00368\,\mathrm{MVA}} = 22{,}8 \tag{5.15}$$

mit dem abgerundeten Wert 22.

[9] Nach [Schlabbach08] muss seit 1.1.1996 als Zeichen der EMV-Konformität auf allen in der EU verkauften Geräten das CE-Zeichen angebracht sein, das durch eine Zertifizierung erworben wird.

5.2.7. Zusammenfassung

Basisszenario
Standardlastprofile der Verbraucher Durchdringungen mit E-Mobilen 50% und 80% Maximale Ladeleistung 3,68 kVA, ungesteuerte Ladevorgänge Lastspitze zu Abend an einem Winter-Werktag
Maximale Auslastung des Transformators: $S_{\mathrm{max}}/S_{\mathrm{n}} = 60\%$ bzw. 67% Niedrigste Spannung im Netz: $U_{\mathrm{min}}/U_{\mathrm{n}} = 97\%$ bzw. 96% Höchste Kabelauslastung: $I_{\mathrm{max}}/I_{\mathrm{z}} = 51\%$ bzw. 54% Keine Maßnahmen zur Senkung von Oberschwingungen erforderlich Keine unzulässigen Spannungsänderungen oder Flicker Aufteilung der Ladestationen auf alle drei Phasen notwendig

5.3. Szenario hoher Gleichzeitigkeit

Bei der Annahme eines eher unwahrscheinlichen Szenarios laden alle Ladesäulen des jeweiligen Transformator-Stranges (Anzahl siehe Tabelle 5.3) gleichzeitig mit der maximalen Leistung von 3,68 kVA. Dies wäre gegeben, wenn bei allen E-Mobilen der Ladevorgang zum selben Zeitpunkt erfolgt und die Fahrzeugbatterie so weit entleert ist, dass mit der Maximalleistung geladen wird. In diesem Szenario entsprechen die Annahmen der übrigen Stränge dem Basis-Szenario. Damit erfolgt für jeden einzelnen Strang eine eigene Lastflussberechnung, deren Ergebnisse aber zusammen mit den Analysen der anderen Stränge dargestellt sind.

Weiters ist eine Erhöhung der Haushalts- und Gewerbelasten nach Kapitel 3.1.1 angenommen. Tabelle 5.5 listet die Multiplikatoren der einzelne Stränge auf, wobei ein Elektrifizierungsgrad EG 2 angenommen und die übrigen Verbraucher (Läden, Restaurants, etc.) wie Haushalte gezählt wurden. Man erkennt, dass der Multiplikator mit sinkender Anzahl der Verbraucher wächst.

Die höchste Transformatorauslastung bei einer Durchdringung mit Elektrofahrzeugen von 50% wurde bei der Berechnung von Strang E erzielt. Der Transformator wird hier bei einer Scheinleistung von 554 kVA mit 69,3% der Nennleistung belastet. Im Falle der

Strang	n	$M(n, \mathrm{EG})$
B	55	1,0991
C	73	1,0747
D	56	1,0973
E	83	1,0657
F	28	1,1946
G	30	1,1817
H	31	1,1758
K	24	1,2271
L	75	1,0727

Tabelle 5.5.: Multiplikatoren $M(n, \mathrm{EG})$ nach [Nagel08] als Verhältnis der Spitzenlast zum Grenzwert in Abhängigkeit von der Anzahl n der Verbraucher (Kunden) und dem Elefizierungsgrad EG

Durchdringung von 80% wird die Höchstlast bei Berechnung von Strang L mit einer Auslastung von 80% erzielt. Dies entspricht einer Scheinleistung von 640 kVA.

5.3.1. Spannungsverhältnisse

Die Abbildungen A.10 und A.12 im Anhang A.4 beschreiben die Spannungsverhältnisse des Spitzenszenarios. Tabelle 5.6 fasst die Extremwerte zusammen. Damit kann folgendes festgestellt werden:

- Bei einer Durchdringung von 50% ist die niedrigste Spannung 379 V (Strang B). Das zulässige Spannungsband nach [EN50160] mit ±10% (360...440 V) ist *nicht* verletzt.
- Bei einer Durchdringung von 80% ist die niedrigste Spannung 372 V (Strang G). Auch hier ist das zulässige Spannungsband nicht verletzt.

5.3.2. Kabelbelastungen

Die Berechnung und Auswertung der Kabelbelastungen geschieht analog zu Kapitel 5.2.3. Die zugehörigen Abbildungen A.11 und A.13 befinden sich im Anhang A.4. Die Maximalwerte und die zugehörigen relativen Auslastungen sind in Tabelle 5.6 aufgelistet. Es kann folgendes festgestellt werden:

	50% Durchdringung				80% Durchdringung			
Strang	$U_{\min}$ (V)	$U_{\min}/U_{\mathrm{n}}$ (%)	$I_{\max}$ (A)	$I_{\max}/I_{\mathrm{z}}$ (%)	$U_{\min}$ (V)	$U_{\min}/U_{\mathrm{n}}$ (%)	$I_{\max}$ (A)	$I_{\max}/I_{\mathrm{z}}$ (%)
A	392	98	70	—	391	98	70	—
B	379	95	139	59	373	93	184	78
C	384	96	163	69	381	95	213	90
D	387	97	96	41	384	96	119	50
E	379	95	206	99	376	94	249	120
F	391	98	35	17	391	98	38	18
G	380	95	120	58	372	93	178	86
H	389	97	70	34	387	97	86	42
K	391	98	44	21	389	97	61	30
L	387	97	217	69	384	96	294	93

Tabelle 5.6.: Spannungs- und Stromverhältnisse der Transformatorabgänge im Szenario hoher Gleichzeitigkeit bei unterschiedlicher Durchdringung

- Bei einer Durchdringung von 50% sind bereits einige Werte der Kabelauslastung über 60% (Stränge C, E, L). Dieser Wert gilt bei WES nach Kapitel 5.1.3 als Grenze für die zu erwartende Höchstlast.
- Dennoch wird von keinem Kabel die relative Auslastung von 100% erreicht. Dieser Wert gilt nach [Nagel08] als Maximum im Störungsbetrieb bei PVC-Kabeln[10].
- Bei einer Durchdringung von 80% liegt ein Wert der Kabelstromes bei 120% der zulässigen Kabelbelastung I_{z} (Strang E).
- Einige Werte liegen zwischen 60% und 100% (Stränge B, C, G, L).

5.3.3. Oberschwingungen

Beim Basisszenario in Kapitel 5.2.4 musste die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge zur Beeinflussungsanalyse der Oberschwingungen einbezogen werden. Im Falle des Spitzenszenarios laden mehr Fahrzeuge mit der maximalen Leistung und daher muss die Untersuchung erneut durchgeführt werden.

Mit den mittleren maximalen Ladeleistungen $S_{\mathrm{max,50\%}} = 101{,}3\,\mathrm{kVA}$ und $S_{\mathrm{max,80\%}} = 165{,}2\,\mathrm{kVA}$ entfällt auf jede Ladestation eine durchschnittliche Leistung von 1,013 kVA

[10] Im Vergleich dazu dürfen Niederspannungskabel mit VPE- oder Papierisolierung im Störungsfall kurzzeitig bis 120% belastet werden.

bzw. 1,033 kVA. Nach der Beschreibung des Spitzenszenarios laden alle Fahrzeuge eines Stranges mit der maximalen Leistung. Der Extremfall ist nach Tabelle 5.3 bei Strang L mit 21 bzw. 35 Ladestationen gegeben. Da die übrigen Stationen im untersuchten Gebiet gemäß dem Basisszenario die durchschnittliche Leistung beziehen, gelten für die Gesamtleistungen des Ladesystems nach Kapitel 3.4.1 in Abhängigkeit von der Durchdringung:

$$S_{\mathrm{OS},50\%} = (100-21)\cdot 1{,}013\,\mathrm{kVA} + 21\cdot 3{,}68\,\mathrm{kVA} = 0{,}157\,\mathrm{MVA}; \tag{5.16}$$

$$S_{\mathrm{OS},80\%} = (160-35)\cdot 1{,}033\,\mathrm{kVA} + 35\cdot 3{,}68\,\mathrm{kVA} = 0{,}258\,\mathrm{MVA}. \tag{5.17}$$

Mit einigen bereits berechneten Werten aus Kapitel 5.2.4 ergibt die Auswertung von Gleichung 3.3 für die Durchdringungsraten 50% und 80%:

$$\begin{aligned} \frac{S_{\mathrm{OS},50\%}}{S_{\mathrm{A},50\%}} &= \frac{0{,}157\,\mathrm{MVA}}{0{,}368\,\mathrm{MVA}} = 0{,}427; \\ 0{,}082\sqrt{\frac{S_{\mathrm{k,V}}}{S_{\mathrm{A},50\%}}} &= 0{,}082\sqrt{\frac{12\,\mathrm{MVA}}{0{,}368\,\mathrm{MVA}}} = 0{,}468; \\ 0{,}427 &\leq 0{,}468 \end{aligned} \tag{5.18}$$

beziehungsweise

$$\begin{aligned} \frac{S_{\mathrm{OS},80\%}}{S_{\mathrm{A},80\%}} &= \frac{0{,}258\,\mathrm{MVA}}{0{,}589\,\mathrm{MVA}} = 0{,}438; \\ 0{,}082\sqrt{\frac{S_{\mathrm{k,V}}}{S_{\mathrm{A},80\%}}} &= 0{,}082\sqrt{\frac{12\,\mathrm{MVA}}{0{,}589\,\mathrm{MVA}}} = 0{,}37; \\ 0{,}438 &\not\leq 0{,}37. \end{aligned} \tag{5.19}$$

Damit wären weitere Maßnahmen zur Senkung von Oberschwingungen bei einer Durchdringungsrate von 50% nicht erforderlich, jedoch bei 80% schon.

5.3.4. Sonstige Beeinflussungen

Da sich das Spitzenszenario vom Basisszenario hinsichtlich Anzahl und Ausführung der Ladesysteme nicht unterscheidet, sind die Ergebnisse der Untersuchungen der Span-

nungsschwankungen und der Spannungsunsymmetrie den Kapiteln 5.2.5 bzw. 5.2.6 zu entnehmen.

5.3.5. Zusammenfassung

Szenario hoher Gleichzeitigkeit
Standardlastprofile der Verbraucher, Ermittlung der Maximallast Durchdringungen mit E-Mobilen 50% und 80% Maximale Ladeleistung 3,68 kVA aller Stationen eines Stranges gleichzeitig Lastspitze zu Abend an einem Winter-Werktag Jeder Strang einzeln berechnet; für übriges Netz Basisszenario
Maximale Auslastung des Transformators: $S_{\mathrm{max}}/S_{\mathrm{n}} = 69\%$ bzw. 80% Niedrigste Spannung im Netz: $U_{\mathrm{min}}/U_{\mathrm{n}} = 95\%$ bzw. 93% Höchste Kabelauslastung: $I_{\mathrm{max}}/I_{\mathrm{z}} = 99\%$ bzw. 120% Alternative Versorgung der Ladestationen eines Stranges Differenzierteres Vorgehen im Störungsfall durch zu stark belastete Stränge Maßnahmen zur Senkung von Oberschwingungen bei 80% Durchdringung erforderlich Keine unzulässigen Spannungsänderungen oder Flicker Aufteilung der Ladestationen auf alle drei Phasen notwendig

5.4. Anwendbarkeit der Szenarien

Nach der Analyse des Basisszenarios und des Szenarios hoher Gleichzeitigkeit stellt sich die Frage nach der Anwendbarkeit der beiden Fälle, d.h. welches Szenario am ehesten den tatsächlich vorherrschenden Verhältnissen entspricht. Die Beantwortung dieser Frage ist wichtig, da die Szenarien Planungsinstrumente darstellen. Das Basisszenario stellt die durchschnittlich auftretende Last dar, während das Szenario der hohen Gleichzeitigkeit die relativ unwahrscheinliche absolute Lastspitze beschreibt. Wird nach dem Basisszenario geplant, so könnten Lastspitzen zu unzulässigen Verhältnissen im Netz sorgen. Andererseits führt eine konservative Planung auf Grundlage einer hohen Gleichzeitigkeit zu überdimensionierten und teuren Netzen.

Nach [Dörnemann90] beeinflussen einzelne Lastspitzen die thermische Beanspruchung von Betriebsmitteln wie beispielsweise Kabeln und Transformatoren nur unwesentlich. Aufgrund der thermischen Zeitkonstanten ist vielmehr ein gemittelter Stromwert über ein Zeitintervall interessant. Die Länge dieses Intervalles ist in [Dörnemann90] mit 15 bis 30 Minuten angegeben und entspricht den Zeitabschnitten der VDEW- und ECG-Standardlastprofile. Somit wird das Basisszenario, das auf den statistischen Profilen beruht, für die wirksame Kabelbelastung herangezogen.

Im Szenario der hohen Gleichzeitigkeit werden die maximalen Lastspitzen berechnet, die zwar nur unwesentlich zur thermischen Belastung der Betriebsmittel beitragen, jedoch durch den fließenden Strom über die Netzimpedanz einen unzulässig hohen Spannungsabfall hervorrufen könnten. Es scheint daher angebracht, dieses Szenario für die Beurteilung der Netzspannung heranzuziehen. Ebenso führt die hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge zu einer starken Beeinflussung des Netzes durch Oberschwingungsspannungen zu einzelnen Zeitpunkten. Da diese Störungen vermieden werden müssen, scheint das Szenario auch geeignet für die Beurteilung der Oberschwingungen zu sein.

Obwohl die Annahme einer zeitlich andauernden maximalen Ladeleistung im Szenario der hohen Gleichzeitigkeit wenig wahrscheinlich ist, könnte dieser Fall dennoch eintreten. Nach [Nagel08] beträgt die höchste zulässige Belastung von PVC-Erdkabeln im Störungsfall 100% des Bemessungsstromes. Wird nun auch das Szenario der hohen Gleichzeitigkeit als Störung interpretiert, scheint die Anwendung dieses Falles bei der Planung angebracht. Demnach darf die maximale Belastung die Auslastung von 60% nach Kapitel 5.1.3 überschreiten, sollte aber dennoch geringer als 100% sein, um eine thermische Überlastung des Kabels sicher ausschließen zu können.

Für die weiteren Untersuchungen wird der Spannungsabfall mit dem Szenario der hohen Gleichzeitigkeit und die Kabelbelastung mit dem Basisszenario berechnet.

Zur Überprüfung der eben getroffenen Planungsempfehlungen und der konstruierten Modelle wären Messungen vorteilhaft, die jedoch den Rahmen der vorliegenden Arbeit sprengen würden.

5.5. Schnellladungsszenario

Das Szenario mit Schnellladestationen basiert auf einer Durchdringung mit Elektroautos von 80%. Es werden dreiphasige Ladestationen mit den Bemessungsströmen 16 und 32 A eingesetzt. Nach der Norm EN 61851-1 in Kapitel 2.3.1 ist hierbei das Ladegerät an Bord des Fahrzeugs. Die maximalen Ladeleistungen betragen $S = \sqrt{3} \cdot 400\,\mathrm{V} \cdot 16\,\mathrm{A} = 11{,}09\,\mathrm{kVA}$ bzw. $S = \sqrt{3} \cdot 400\,\mathrm{V} \cdot 32\,\mathrm{A} = 22{,}17\,\mathrm{kVA}$.

Als Verbreitung wird je eine Schnellladestation vor jedem Gebäude des untersuchten Gebiets angenommen. Damit gibt es insgesamt 27 leistungsstarke Stationen und maximal 5 Schnellladestationen pro Strang (Strang E). Laden alle 27 Stationen gleichzeitig mit der Maximallast, so beträgt die zusätzliche Belastung des Transformators $27 \cdot 11{,}09\,\mathrm{kVA} = 299{,}4\,\mathrm{kVA}$ bzw. $27 \cdot 22{,}17\,\mathrm{kVA} = 598{,}6\,\mathrm{kVA}$. Da zur Abendspitze an einem Winter-Werktag nach 5.2.1 der 800 kVA Verteiltransformator aufgrund der Belastung durch Haushalte, Gewerbe und „normalen“ Ladestationen mit 533 kVA belastet ist, würde das gleichzeitige Schnellladen zu einer Auslösung der Schutzeinrichtungen führen. Diese Situation muss vermieden werden[11].

Möglicherweise ist auch die Annahme einer Schnellladestation pro Gebäude zu hoch. Da die Elektromobilität erst am Anfang steht, gibt es keine praktische Erfahrung über das Nutzerverhalten. Die Zukunft wird die Notwendigkeit und die Akzeptanz der Schnellladestationen zeigen.

5.5.1. Spannungsverhältnisse

Aufgrund der geringen Anzahl an Schnellladestationen ist die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge schwer abzuschätzen. Deshalb wird von der Möglichkeit ausgegangen, dass alle Stationen eines Stranges zur selben Zeit die maximale Leistung beziehen. Für die Berechnung der Spannungsverhältnisse im Netz entsprechen die restlichen Annahmen dem Szenario der hohen Gleichzeitigkeit aus Kapitel 5.3.1.

[11] Auswege werden in den Schlussfolgerungen in Kapitel 5.7 thematisiert.

Die Abbildungen A.14 und A.16 im Anhang A.4 beschreiben die Spannungsverhältnisse des Schnellladeszenarios. Tabelle 5.7 fasst die Extremwerte zusammen. Damit kann folgendes festgestellt werden:

- Bei einer Durchdringung von 50% ist die niedrigste Spannung 368 V (Stränge B, G). Das zulässige Spannungsband nach [EN50160] mit ±10% (360...440 V) ist *nicht* verletzt.
- Bei einer Durchdringung von 80% ist die niedrigste Spannung 359 V (Strang B). Hier ist das zulässige Spannungsband bereits verletzt.

	11 kVA Stationen		22 kVA Stationen	
Strang	$U_{\min}$ (V)	$U_{\min}/U_{\mathrm{n}}$ (%)	$U_{\min}$ (V)	$U_{\min}/U_{\mathrm{n}}$ (%)
A	391	98	390	97
B	368	92	360	90
C	379	95	376	94
D	382	96	378	95
E	372	93	365	91
F	390	98	389	97
G	368	92	359	90
H	386	96	383	96
K	389	97	387	97
L	383	96	381	95

Tabelle 5.7.: Spannungsverhältnisse der Transformatorabgänge im Schnellladeszenario bei unterschiedlicher Leistung der Schnellladestationen

5.5.2. Kabelbelastungen

Die Annahmen der Berechnung der Kabelbelastungen im Szenario der Schnellladestationen erfolgt analog zum Basisszenario in Kapitel 5.2.3. Um auch den Einfluss der Schnellladung zu untersuchen, erfolgt die Annahme der Erweiterung des Basisszenarios um Schnellladestationen maximaler Ladeleistung vor jedem zweiten Gebäude. Da bei einer ungeraden Zahl an Gebäuden pro Strang aufgerundet wurde, sind bei den 27 vorhandenen Gebäuden 16 Schnellladestationen in Betrieb[12].

[12] Die Simulation des „Worst Case“ zur Ermittlung der maximal möglichen Kabelbelastung erfolgt später.

Die Lastflussberechnung mit Elaplan liefert die Werte in den Abbildungen A.15 und A.17 im Anhang A.4. Die statistischen Belastungen und die zugehörigen relativen Auslastungen sind in Tabelle 5.8 aufgelistet. Es kann folgendes festgestellt werden:

- Bei einer Durchdringung von 50% ist ein Wert der Kabelauslastung über 60% (Strang C).
- Von keinem Kabel wird die relative Auslastung von 100% überschritten.
- Bei einer Durchdringung von 80% liegt ein Wert des mittleren Kabelstromes bei 101% der zulässigen Belastung I_z (Strang E). Diese Belastung ist bereits unzulässig hoch.
- Einige Werte liegen zwischen 60% und 100% (Stränge B, C, G, L).

Weiters finden sich in der Tabelle 5.8 Maximalwerte, die theoretisch (kurzzeitig) auftreten könnten und im Zuge der Berechnung der Spannungsverhältnisse ermittelt wurden. Hier werden in den Fällen beider Durchdringungsraten einige Kabel kurzzeitig über 100% des zulässigen Stromes belastet.

	11 kVA Stationen				22 kVA Stationen			
	Statistisch		Maximal		Statistisch		Maximal	
Strang	I_{max} (A)	I_{max}/I_z (%)	I_{max} (A)	I_{max}/I_z (%)	I_{max} (A)	I_{max}/I_z (%)	I_{max} (A)	I_{max}/I_z (%)
B	127	54	232	98	161	68	306	130
C	153	65	247	105	187	79	299	127
D	98	42	153	65	132	56	204	87
E	159	76	307	148	210	101	397	191
F	37	18	49	24	54	26	66	32
G	93	45	226	109	127	61	299	144
H	62	30	109	52	79	38	143	69
K	44	21	83	40	60	29	117	56
L	172	55	328	104	206	65	379	120

Tabelle 5.8.: Stromverhältnisse der Erdkabel im Schnellladeszenario bei unterschiedlicher Leistung der Schnellladestationen

Durch Lastflussanalysen wurden auch die Transformatorauslastungen berechnet. Aufgrund der thermischen Zeitkonstanten der Transformatoren erfolgt die Berechnung analog zu den Kabelbelastungen. Der Transformator wird bei der Verwendung von 11 kVA Ladestationen bei einer Scheinleistung von 707 kVA mit 88,4% der Nennleistung belas-

tet. Im Falle der 22 kVA Stationen wird eine Auslastung von 113% erzielt. Mit einer Scheinleistung von 900 kVA wäre der Verteiltransformator in bereits überlastet. Nach [Nagel08] ist dies aber nicht allzu kritisch, da diese Betriebsmittel im Normalbetrieb bis 130% der Nennleistung mit geringem Lebensdauer-Mehrverzehr belastbar sind.

5.5.3. Oberschwingungen

Analog zu Kapitel 5.2.4 erfolgt die Beurteilung der Oberschwingungsspannungen.

Zusätzlich zum Basisszenario müssen auch die Anschlussleistungen der 27 angenommenen Schnellladestationen mit

$$S_{\mathrm{A,11\,kW}} = 160 \cdot 3{,}68\,\mathrm{kVA} + 27 \cdot 11\,\mathrm{kVA} = 0{,}886\,\mathrm{MVA}; \tag{5.20}$$

$$S_{\mathrm{A,22\,kW}} = 160 \cdot 3{,}68\,\mathrm{kVA} + 27 \cdot 22\,\mathrm{kVA} = 1{,}183\,\mathrm{MVA} \tag{5.21}$$

berücksichtigt werden. Da bereits im Basisszenario nicht der geforderte Mindestwert des Verhältnisses $S_{\mathrm{k,V}}/S_{\mathrm{A}}$ eingehalten wird, ist eine neuerliche Überprüfung nicht notwendig. Die Einbeziehung der Gleichzeitigkeit verursacht ein Problem, da durch die geringe Anzahl der Schnellladestationen die Benutzung schwer abgeschätzt werden kann. Man kann aber die mit Gleichzeitigkeit behaftete Leistung S_{OS} berechnen, ab welcher Maßnahmen gegen Oberschwingungen getroffen werden müssen. Hierzu wird die Gleichung 3.3 umgeformt und die Werte für den Fall der 11 kVA Ladesysteme eingesetzt:

$$\begin{aligned} S_{\mathrm{OS,11\,kW}} &= 0{,}082\sqrt{S_{\mathrm{k,V}} \cdot S_{\mathrm{A,11\,kW}}} \\ &= 0{,}082\sqrt{12\,\mathrm{MVA}0{,}886\,\mathrm{MVA}} = 0{,}267\,\mathrm{MVA}. \end{aligned} \tag{5.22}$$

Zieht man davon den Anteil der Ladeleistung der einphasig betriebenen Ladestationen[13] $P_{\mathrm{max,80\%}} = 165{,}2\,\mathrm{kW}$ ab, so dürfen mit 101,8 kVA höchstens 9 Ladestationen mit 11 kVA unter Maximallast betrieben werden[14]. Da aber eine umfangreichere Benützung nicht

[13] Siehe Berechnung in Kapitel 5.2.4.

[14] Bei den dreiphasigen Ladesystemen handelt es sich wahrscheinlich um niederpulsige Stromrichter. Daher fallen diese in die Gruppe mit hoher Oberschwingungsemmission und werden wie die einphasigen Ladegeräte angesehen.

ausgeschlossen werden kann, sind bei der Verwendung der Schnellladestationen auf jeden Fall Maßnahmen zur Reduktion von Oberschwingungsspannungen zu treffen.

Eine analoge Vorgehensweise liefert für die 22 kVA Systeme die Oberschwingungslast

$$\begin{aligned} S_{\mathrm{OS,22\,kVA}} &= 0{,}082\sqrt{S_{\mathrm{k,V}} \cdot S_{\mathrm{A,22\,kVA}}} \\ &= 0{,}082\sqrt{12\,\mathrm{MVA}1{,}183\,\mathrm{MVA}} = 0{,}309\,\mathrm{MVA}. \end{aligned} \tag{5.23}$$

Nach Subtraktion der Ladeleistung der einphasig betriebenen Ladestationen $P_{\mathrm{max,80\%}} = 165{,}2\,\mathrm{kW}$ können mit der 143,8 kVA höchstens 6 Ladestationen mit 22 kVA betrieben werden. Hier müssen ebenfalls Oberschwingungen reduziert werden.

5.5.4. Spannungsschwankungen und Flicker

Die Beeinflussungen durch die einphasigen Ladestationen erfolgte bereits in Kapitel 5.2.5. Die Berechnung der Spannungsänderung d der dreiphasig gespeisten Schnellladestationen erfolgt ähnlich, wobei aber die Gleichung 3.5 einer symmetrischen Laständerung zugrunde gelegt wird. Damit kommt es für die Ladesysteme mit 11 und 22 kVA zu den relativen Spannungsänderungen

$$d_{11\,\mathrm{kVA}} \approx \frac{\Delta S_{\mathrm{A,11\,kVA}}}{S_{\mathrm{k,V}}}\cos(\psi - \varphi) = \frac{0{,}011\,\mathrm{MVA}}{12\,\mathrm{MVA}} \cdot 1 = 0{,}092\% \quad \text{bzw.} \tag{5.24}$$

$$d_{22\,\mathrm{kVA}} \approx \frac{\Delta S_{\mathrm{A,22\,kVA}}}{S_{\mathrm{k,V}}}\cos(\psi - \varphi) = \frac{0{,}022\,\mathrm{MVA}}{12\,\mathrm{MVA}} \cdot 1 = 0{,}183\%. \tag{5.25}$$

Aufgrund des unbekannten Winkels φ der Laständerung wird der Cosinus-Ausdruck gleich 1 gesetzt. Da die maximal zulässige schnelle Spannungsänderung nach [EN50160] 5% beträgt, erzeugt der Betrieb der dreiphasigen Ladesysteme *keine* unzulässig hohen Spannungsschwankungen.

In Kapitel 5.2.5 erfolgte bereits die Beurteilung des Flickers auf der Basis der relativen Spannungsänderung von $d = 0{,}184\%$. Da die Werte für die dreiphasigen Ladestationen niedriger sind, ist auch hier nicht die Entstehung störenden Flickers zu erwarten.

5.5.5. Spannungsunsymmetrie

Die Aspekte der Spannungssymmetrie der einphasigen Ladestationen finden sich in Kapitel 5.2.6. Für die dreiphasigen Schnellladessysteme kann die Beurteilung der Symmetrie entfallen, vorausgesetzt die Leistungselektronik des Ladegerätes stellte eine symmetrische Belastung der drei Phasen dar.

5.5.6. Zusammenfassung

Schnellladung
Standardlastprofile der Verbraucher Lastspitze zu Abend an einem Winter-Werktag Durchdringung mit E-Mobilen 80% „Normale“ Ladestationen mit max. 3,68 kVA Schnellladestationen mit 11,09 kVA und 22,17 kVA Spannungsuntersuchung: Maximale Ladeleistung je Strang, erhöhte Haushaltslast Kabelbelastung: Basisszenario und Hälfte der Schnellladestationen Jeder Strang einzeln berechnet; für übriges Netz Basisszenario
Maximale Auslastung des Transformators: $S_{\mathrm{max}}/S_{\mathrm{n}} = 69\%$ bzw. 74% Niedrigste Spannung im Netz: $U_{\mathrm{min}}/U_{\mathrm{n}} = 92\%$ bzw. 90% Höchste Kabelauslastung: $I_{\mathrm{max}}/I_{\mathrm{z}} = 76\%$ bzw. 101% Maßnahmen notwendig: Alternative Versorgung oder Steuerung der Ladestationen Differenzierteres Vorgehen im Störungsfall durch zu stark belastete Stränge Maßnahmen zur Senkung von Oberschwingungen erforderlich Keine unzulässigen Spannungsänderungen oder Flicker Aufteilung der einphasigen Ladestationen auf alle drei Phasen notwendig

5.6. Szenario gestiegenen Stromverbrauchs

Die bisherigen Szenarien gehen von hohen Durchdringungsraten mit Elektrofahrzeugen aus (50% bzw. 80%). Die Verbreitung dieser Fahrzeuge beansprucht nach Kapitel 2.1.2 Jahre bis Jahrzehnte. Dennoch werden die Berechnungen mit einem Verteilnetz der Gegenwart durchgeführt, dessen Eigenschaften sich durch die vorhandenen Betriebsmittel,

der Anzahl der Haushalte und Gewerbebetriebe, den Stromverbräuchen und den Standardlastprofilen beschrieben sind. Demnach spielen die vorgestellten Szenarien in einer angenommenen Zukunft.

Die Voraussage der künftigen Entwicklung des untersuchten Gebiets gestaltet sich schwierig, da viele Fragen die Entwicklung der Stromverbräuche und der Lastprofile beeinflussen. Einige Aspekte könnten dabei sein:

- Wie entwickelt sich die Einwohnerzahl im untersuchten Gebiet?
- Wie werden sich Gewerbebetriebe[15] nach Zahl und Branchentyp entwickeln?
- Wie ändert sich die Zusammensetzung der Stromverbraucher in den Haushalten und Gewerbebetrieben? Beispielsweise führt der Trend zu Klimaanlagen zu einem höheren Energieverbrauch im Sommer.
- Wird es politische Lenkungsinstrumente zur Senkung des Energieverbrauches geben? Damit könnten beispielsweise Vorschriften für den Stromverbrauch elektrischer Geräte den Energiebedarf senken.
- Wie wird sich der Wohlstand entwickeln? In der Regel wächst der Energieverbrauch mit dem Einkommen.
- Wie entwickeln sich die Energiepreise? Hohe Preise dämpfen die Nachfrage.

Abbildung 5.7 zeigt nach [SA08d] die Entwicklung des Verbrauches an elektrischer Energie der privaten Haushalte und des Dienstleistungssektors in Österreich in den Jahren 1970 bis 2007. In der Grafik findet sich auch eine Schätzung über eine mögliche Entwicklung bis zum Jahr 2050. Diese geht von einer linearen Steigerung um 1% jährlich auf Basis der Werte von 2007 aus. Nach [Heuck07] hat die mittlere Zuwachsrate bis 1975 in den Industrienationen ca. 7% pro Jahr betragen. Bis 1990 ist der Zuwachs dann auf ca. 2% abgesunken, während in den nächsten Jahren noch geringere Anstiege zu erwarten sind. Daher scheint die Bandbreite zwischen 0% als den bisher berechneten Szenarien und 1% als realistisch.

Das Szenario des gestiegenen Stromverbrauchs basiert auf Schätzungen für das Jahr 2050 und geht von einer Durchdringung mit E-Mobilen von 80% aus. Weiters sind analog

[15] Z.B. Geschäfte, Restaurants, Handwerksbetriebe.

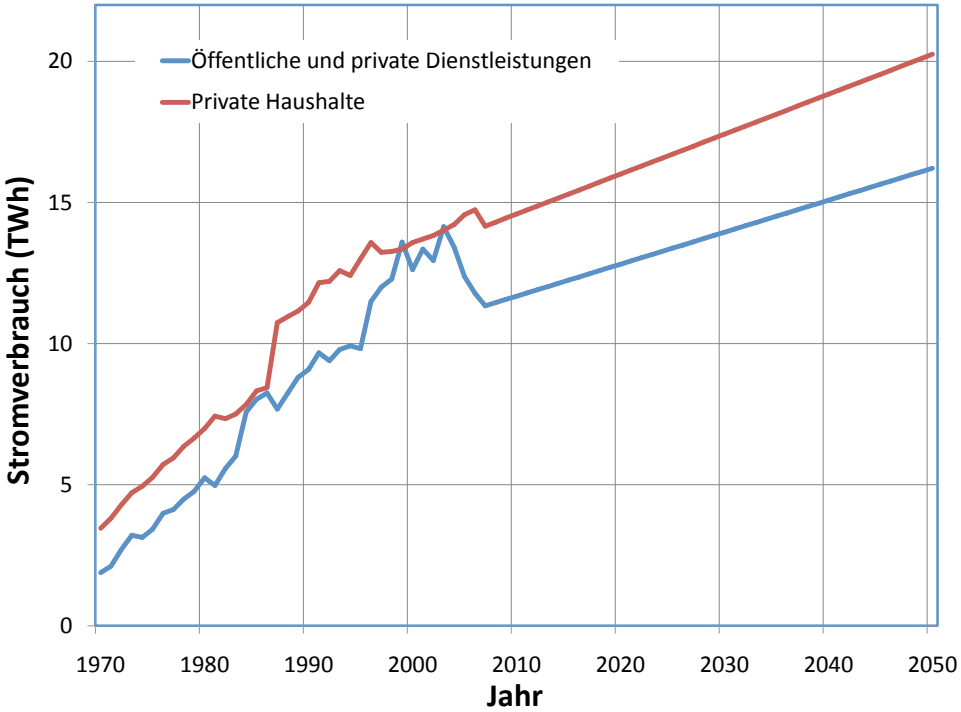


Abbildung 5.7.: Verbrauch an elektrischer Energie in Österreich von 1970 bis 2007 mit angenommener weiteren linearen Steigerung von 1% bis 2050

zu Kapitel 5.5 dreiphasige Schnellladestationen mit einem Bemessungsstrom von 32 A (22,17 kVA Leistung) vorgesehen. Damit wird hinsichtlich der Netzbelastung der „Worst Case“ untersucht.

5.6.1. Lastprofil

Die vorhandenen Werte der Jahresstromverbräuche der Kunden sind aus dem Jahr 2008. Eine jährliche Steigerung von 1% entspricht somit einer Erhöhung um 42% bis 2050.

Abbildung 5.8 zeigt die Gesamtlastkurve der Summenwirkleistung ohne Schnellladestationen analog zu Kapitel 5.2.1. Demnach ist die Tageslastspitze um 18:30 Uhr abends an einem Winter-Werktag. Eine Lastflussberechnung mit Elaplan liefert mit einer Scheinleistung von 698 kVA eine Auslastung des Verteiltransformators von 87,3%.

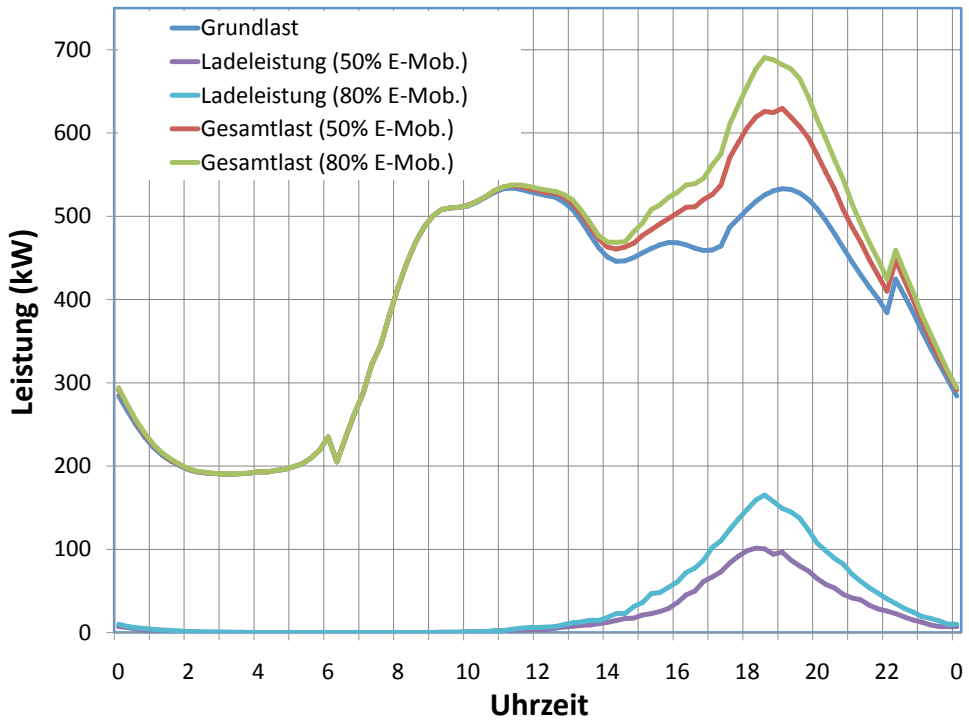


Abbildung 5.8.: Lastprofile des Szenarios gestiegenen Stromverbrauchs in Abhängigkeit von der Durchdringung mit E-Mobilen

5.6.2. Spannungsverhältnisse

Für die Berechnung der Spannungsverhältnisse im Netz entsprechen die Annahmen dem Szenario aus Kapitel 5.5.1 mit 22 kVA Schnellladestationen.

Die Abbildung A.18 im Anhang A.4 beschreibt die Spannungsverhältnisse des Szenarios. Tabelle 5.9 fasst die Extremwerte zusammen. Damit kann folgendes festgestellt werden:

- Die niedrigste Spannung beträgt 353 V (Strang B).
- Das zulässige Spannungsband nach [EN50160] mit ±10% (360...440 V) ist dabei verletzt. Dies gilt auch für Strang G.

5.6.3. Kabelbelastungen

Die Annahmen der Berechnung der Kabelbelastungen im Szenario des gestiegenen Stromverbrauchs erfolgt analog zum Schnellladeszenario in Kapitel 5.5.2.

Strang	U_{min} (V)	$U_{\mathrm{min}}/U_{\mathrm{n}}$ (%)
A	387	97
B	353	88
C	371	93
D	374	93
E	361	90
F	386	97
G	355	89
H	380	95
K	384	96
L	377	94

Tabelle 5.9.: Spannungsverhältnisse der Transformatorabgänge im Szenario mit gestiegenem Stromverbrauch

Die Abbildung A.19 im Anhang A.4 zeigt die Kabelbelastung in Abhängigkeit von der Entfernung vom Verteiltransformator. Die statistischen Mittelwerte zur Abendlastspitze und die zugehörigen relativen Auslastungen sind in Tabelle 5.10 aufgelistet. Es kann folgendes festgestellt werden:

- Ein Wert des Kabelstromes liegt bei 116% der zulässigen Kabelbelastung I_{z} (Strang E). Diese Belastung ist bereits unzulässig hoch.
- Die meisten den übrigen Werte liegen zwischen 60% und 100% (Stränge B, C, D, G, L).

Analog zu Kapitel 5.5.2 wurden auch hier kurzzeitig auftretende Maximalwerte der Ströme berechnet, die in Tabelle 5.10 aufgelistet sind. Bei einigen Strängen (B, C, E, G, L) übersteigt der Kabelstrom den zulässen Höchstwert.

Die Berechnung der Transformatorauslastung erfolgt analog zu Kapitel 5.5.2. Demnach wird der Vertreiltransformator während der Abendspitze im Mittel mit einer Scheinleistung von 1071 kVA belastet, was einer Auslastung von 134% entspricht. Dieser Wert liegt über der in [Nagel08] definierten Grenze für den Normalbetrieb von 130% und ist daher nicht mehr zulässig, da sich die Lebensdauer des Transformators zu stark verkürzen würde.

	Statistisch		Maximal	
Strang	$I_{\max}$ (A)	$I_{\max}/I_z$ (%)	$I_{\max}$ (A)	$I_{\max}/I_z$ (%)
B	193	82	344	146
C	229	97	346	147
D	156	66	231	98
E	242	116	433	208
F	62	30	75	36
G	140	67	316	152
H	95	46	162	78
K	68	33	127	61
L	247	78	424	135

Tabelle 5.10.: Stromverhältnisse der Erdkabel im Szenario mit gestiegenem Stromverbrauch

5.6.4. Sonstige Beeinflussungen

Die im Zukunftsszenario modellierten Ladestationen wurden hinsichtlich Oberschwingungen, Spannungsschwankungen und Spannungsunsymmetrie bereits untersucht. Die Bewertung der „normalen“ 3,68 kVA Ladestationen befindet sich in Kapitel 5.2 während die Analyse der Schnellladestationen in Kapitel 5.5 zu finden ist.

5.6.5. Zusammenfassung

Szenario gestiegenen Stromverbrauchs
Standardlastprofile der Verbraucher Stromverbrauch der Haushalte und Gewerbe um 42% gegenüber 2008 gestiegen Lastspitze zu Abend an einem Winter-Werktag Durchdringung mit E-Mobilen 80% „Normale“ Ladestationen mit max. 3,68 kVA Schnellladestationen mit 11,09 kVA bzw. 22,17 kVA Spannungsuntersuchung: Maximale Ladeleistung je Strang, erhöhte Haushaltslast Kabelbelastung: Basisszenario und Hälfte der Schnellladestationen Jeder Strang einzeln berechnet; für übriges Netz Basisszenario
Maximale Auslastung des Transformators: $S_{\mathrm{max}}/S_{\mathrm{n}} = 94{,}4\%$ Niedrigste Spannung im Netz: $U_{\mathrm{min}}/U_{\mathrm{n}} = 88\%$ Höchste Kabelauslastung: $I_{\mathrm{max}}/I_{\mathrm{z}} = 116\%$ Maßnahmen notwendig: Alternative Versorgung oder Steuerung der Ladestationen Differenzierteres Vorgehen im Störungsfall durch zu stark belastete Stränge Maßnahmen zur Senkung von Oberschwingungen erforderlich Keine unzulässigen Spannungsänderungen oder Flicker Aufteilung der einphasigen Ladestationen auf alle drei Phasen notwendig

5.7. Schlussfolgerungen

Die untersuchten Szenarien und deren Ergebnisse sind in Tabelle 5.11 zusammengefasst. Es handelt sich dabei immer um Werte der Abendspitze an einem Winterwerktag. Die Spannung und der maximale Kabelstrom sind mit maximal angenommener Last berechnet, während dem durchschnittlichen Kabelstrom (in der Tabelle mit ∅ bezeichnet) und der mittleren Belastung des 800 kVA Verteiltransformators die statistischen Werte zugrunde liegen.

Szenario	Grundlast	Basis-Szenario	Hohe Gleichzeitigkeit	Schnelllade-Szenario	Gestiegener Stromverbr.
Allgemeines	Winterwerktag, Abendlastspitze, Gleichmäßige Verteilung der Ladestationen, ungesteuertes Laden				
Haushalts- und Gewerbelast	Statistisch	Statistisch	Maximal	Maximal	Maximal
Veränderung Stromverbrauch	±0%	±0%	±0%	±0%	+42%
„Normale“ Ladung	—	≈1 kVA (statistisch)	≈1 kVA/ 3,68 kVA	≈1 kVA/ 3,68 kVA	≈1 kVA/ 3,68 kVA
Schnellladung	—	—	—	11/22 kVA	22 kVA
Durchdringung	0%	50/80%	50/80%	80%	80%
Transformator $S_{\max}/S_{\mathrm{n}}$	49%	60/67%	60/67%	88/113%	134%
Spannung $U_{\min}/U_{\mathrm{n}}$	97%	97/96%	95/93%	92/90%	88%
Kabelstrom ∅ $I_{\max}/I_{\mathrm{z}}$	40%	51/54%	51/54%	76/101%	116%
Kabelstrom max. $I_{\max}/I_{\mathrm{z}}$	—	—	99/120%	148/191%	208%
Maßnahmen Oberschw.	—	Nein	Ja	Ja	Ja
Maßnahmen Spg. Änderungen	—	Nein	Nein	Nein	Nein
Maßnahmen Spg. Unsymm.	—	Ja	Ja	Ja	Ja

Tabelle 5.11.: Übersicht der untersuchten Szenarien und deren Ergebnisse

5.7.1. Spannungsverhältnisse

Ohne die Verwendung von Schnellladestationen liegt die niedrigste Versorgungsspannung entlang der Kabel im Niederspannungs-Verteilnetz stets innerhalb des zulässigen Spannungsbandes nach [EN50160] mit ±10% (360…440 V). Das verwendete Kabel scheint damit für den innerstädtischen Bereich hinsichtlich Spannungsabfall geeignet. In städtischen Randgebieten und im ländlichen Bereich sind die Leitungen in der Regel länger und die Gefahr einer zu geringen Versorgungsspannung daher bei gleicher Belastung größer. Eine Untersuchung entsprechender Gebiete könnte darüber Aufschluss bringen.

Die gleichzeitige Verwendung von mehreren 22 kVA Schnellladestationen entlang eines Erdkabels kann für manche Stränge zu unzulässigen Spannungsabfällen führen. Zur Ver-

meidung dieser Situation können die (Schnell-)Ladestationen über ein eigenes Kabel versorgt werden. Alternativ ist der Einsatz einer geringeren Anzahl an Schnellladestationen, entweder bei der Errichtung oder im gleichzeitigen Betrieb.

Eine weitere Möglichkeit, um ein unzulässiges Absinken der Versorgungsspannung zu vermeiden, ist eine Neuverlegung des Erdkabels mit einem größeren Leiterquerschnitt auf gesamter Länge. Dadurch sinkt mit der Leitungsimpedanz auch der Spannungsabfall. Ein Kabeltausch wird sich aber höchstwahrscheinlich erst am Ende der Lebensdauer des in Betrieb befindlichen Kabels rechnen[16].

An dieser Stelle soll auch die Bedeutung der Stufenstellung des Transformators nicht unerwähnt bleiben. Laut WES besitzen die Verteiltransformatoren oberspannungsseitig Wicklungsanzapfungen, um die Nennspannung sekundär mit ±4% zu ändern. Man könnte nun diese Möglichkeit nutzen, die Spannung des Verteilnetzes anzuheben, um so das zulässige Toleranzband nicht zu verlassen. Die Ergebnisse der einzelnen Szenarien zeigen jedoch, dass alle hohen Spannungsabsenkungen von unzulässig großen Kabelbelastungen begleitet sind. Tabelle 5.12 zeigt exemplarisch Strang B im Szenario des gestiegenen Stromverbrauchs, da hier die größte Spannungsabsenkung zu verzeichnen ist. In der Stufenstellung „+4%“ wird nun die untere Schranke der Nennspannung (90%) *nicht* unterschritten, gleichzeitig bleibt aber das Kabel weit überlastet[17].

Stufenstellung	U_{min} (V)	$U_{\mathrm{min}}/U_{\mathrm{n}}$ (%)	I_{max} (I)	$I_{\mathrm{max}}/I_{\mathrm{z}}$ (%)
±0%	353	88	344	146
+4%	372	93	329	139

Tabelle 5.12.: Einfluss des Wicklungsanzapfung des Verteiltransformators auf die Spannungs- und Stromverhältnisse von Strang B im Szenario mit gestiegenem Stromverbrauch

Abbildung 5.9 zeigt ergänzend einen Vergleich der Spannungsverhältnisse der Szenarien, wobei exemplarisch Strang B aufgrund der großen Spannungsabsenkungen gewählt wurde. Dabei ist der Spannungsunterschied am Leitungsende zwischen dem statistischen Fall

[16] Nach [Heuck07] beträgt die Nutzungsdauer von Niederspannungskabeln 40 bis 45 Jahre. Bis 2050 wird es daher höchstwahrscheinlich einen Austausch der Kabeln geben im untersuchten Gebiet geben.

[17] Aufgrund der nach Kapitel 4.2.2 gewählten Lastmodellierung in Elaplan als „konstante Leistung“ sinkt der Strom bei Erhöhung der Spannung. Reale Lasten weisen einen impedanzabhängigen Anteil auf, der die Stromabsenkung mindert oder gar zu einer Anhebung des Stromes führen kann.

der Grundlast und dem „Worst Case“ im Szenario mit gestiegenem Stromverbrauch ungefähr 35 V. Man erkennt weiters den Einfluss der Belastung auf die Sekundärspannung am Transformator, wobei auch die Lasten der anderen Stränge dazu beitragen.

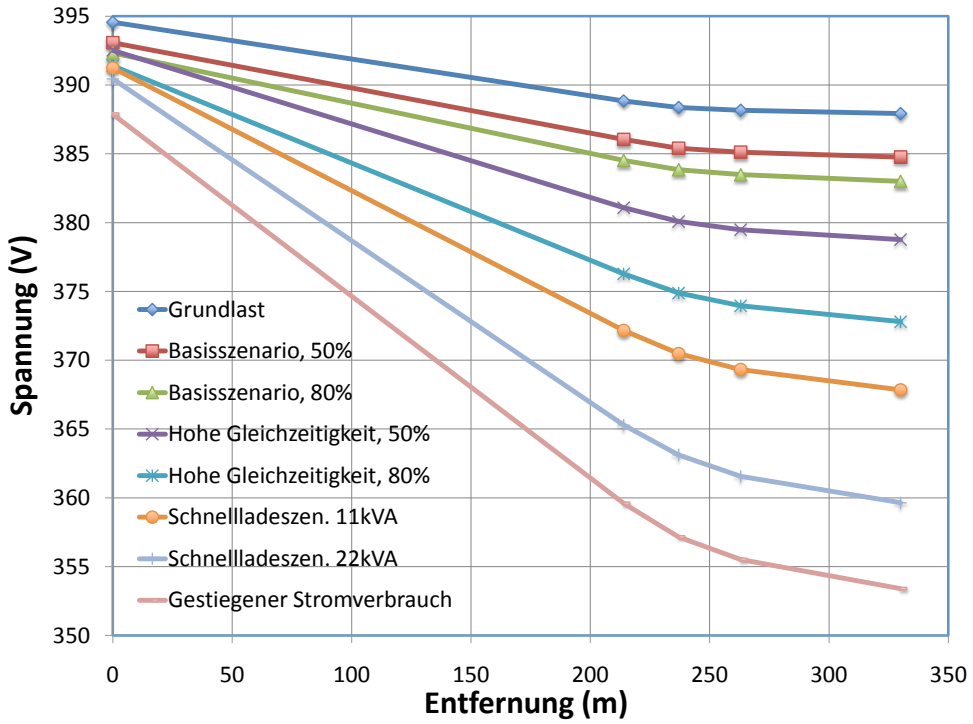


Abbildung 5.9.: Vergleich der Spannungsverhältnisse von Strang B bei verschiedenen Szenarien

5.7.2. Kabelbelastungen

Bei einer Durchdringung mit Elektroautos von 50% ohne Schnellladestationen kommt es zu keinen Überlastungen der Erdkabel. Bei einer Durchdringung von 80% kommt es jedoch in einem Kabel zu kurzzeitigen Überlastungen[18]. Diese können mittels eigener Versorgung der Ladestationen oder durch eine Reduktion der gleichzeitigen Ladevorgänge vermieden werden (gesteuertes Laden).

Der Betrieb von Schnellladestationen führt rasch zu einer unzulässig hohen Belastung der Erdkabel. Um diese Situation zu vermeiden, muss die Versorgung der Schnellladestationen über eigene Kabel sichergestellt sein oder die Ladung auf Basis von Lastmessungen

[18] Strang E neigt durch die große Zahl an Haushalten und Parkplätzen in allen Szenarien als erstes zu kritischen Zuständen.

gesteuert erfolgen. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Reduktion der Anzahl der Schnellladesäulen. Diese sollten mit den schwach ausgelasteten Kabeln[19] versorgt sein. Damit gäbe es wenige „Stromtankstellen“, deren Aufstellungsort sich von den Gegebenheiten des Verteilnetzes und deren Last ableiten müsste.

Oftmals liegen Kabelauslastungen zwischen 60% und 100% des zulässigen Stromes. In diesen Fällen ist nach [Nagel08] der betreffende Strang zwar nicht überlastet, dennoch gilt bei der Planung durch WES das Kabel bereits als unterdimensioniert[20]. Über diese Transformatorabgänge sollten nämlich im Störungsfall andere Stränge nicht mitversorgt werden, um nicht durch Überlastungen den Umfang der Störung zu vergrößern.

Wird eine Steigerung des Verbrauches der Haushalte und Gewerbe erwartet, so ist das Niederspannungs-Verteilnetz bei ungesteuerter Ladung eindeutig unterdimensioniert, da im Störungsfall kaum Spielraum für Schalthandlungen gegeben ist. Ein Tausch gegen leistungsstärkere Transformatoren und Kabeln größeren Querschnitts wäre die Folge. Höchstwahrscheinlich müssten dann auch in den höheren Netzebenen Verstärkungen erfolgen. Als Alternative kann wieder der gesteuerte Betrieb der Ladestationen genannt werden, mit der kostenintensive Netzausbauten vermieden oder zumindest hinausgezögert werden können.

Erfolgt die Versorgung der Ladestationen über eigene Zuleitungen, können die Spannungsabfälle und Ströme der bestehenden Kabeln auf die Grundlast reduziert werden. Die neuen Kabel müssten aber dann direkt an den Transformator angeschlossen werden, da eine Versorgung über die existierenden Stränge an den kritischen Zuständen nichts ändern würde. Damit erstrecken sich die Grabungsarbeiten bis zum Transformator und verursachen höhere Kosten.

5.7.3. Transformatorbelastung

Ohne Schnellladestationen weist der 800 kVA Transformator eine ausreichend große Reserve auf. In vielen Gegenden sind allerdings leistungsärmere Umspanner mit 400 bis

[19] Beispielsweise die Stränge F, H, und K.
[20] Siehe Kapitel 5.1.3.

630 kVA installiert, die bei diesem Szenario bereits überlastet wären bzw. nur über geringere Reserven verfügen würden.

Werden Schnellladestationen verwendet, so muss Sorge getragen werden, dass nur eine maximale Zahl an Stationen gleichzeitig in Betrieb sein darf, um den Transformator nicht zu überlasten und dessen Abschaltung durch die vorgelagerten Schmelzsicherungen zu riskieren. Entweder werden weniger Schnellladestationen errichtet, oder über ein Kommunikationsnetzwerk erfolgt eine Steuerung der Ladevorgänge. Allerdings lässt eine verzögerte Ladung den Zweck von Schnellladestationen fragwürdig erscheinen.

Steigt der Stromverbrauch aus Haushalten und Gewerbebetrieben weiter an, so ist der vorhandene 800 kVA Transformator unterdimensioniert. Selbst ohne Schnellladestationen ist die Reserve gering. Damit ist im Störungsfall wenig Spielraum für Schalthandlungen gegeben. Weiters können nur wenige Schnellladestationen gleichzeitig in Betrieb genommen werden. Daher wäre bei Austausch des vorhandenen Transformators die Auswahl eines leistungsstärkeren Modells vorteilhaft[21].

Wird jedoch die Lastspitze durch gesteuertes Laden reduziert, so würde auch die Auslastung des Transformators sinken und der Austausch gegen einen leistungsstärkeres Modell nicht notwendig sein.

5.7.4. Oberschwingungsspannungen

Lediglich im Falle des statistischen Lastprofils der einphasigen, „normalen“ 3,68 kVA Ladestationen[22] könnten bei den Durchdringungsraten mit Elektrofahrzeugen von 50% und 80% Maßnahmen zur Reduktion von Oberschwingungsspannungen entfallen. Da aber Situationen mit höherer gleichzeitigen Ladung nicht ausgeschlossen werden können, sollten in jedem Fall eine Reduktion des Oberschwingungsgehalts im Netz erfolgen.

[21] Laut Information von WES wurde der 800 kVA Transformator 1991 installiert. Nach [Heuck07] beträgt die Nutzungsdauer von Transformatoren 25 bis 45 Jahre. Demnach könnte der Transformator im Zeitraum der Jahre 2016 bis 2036 gegen ein leistungsstärkeres Modell ausgetauscht werden (z.B. $S_n = 1200\,\text{kVA}$).

[22] Siehe Basisszenario in Kapitel 5.2.

5.7.5. Spannungsänderungen und Flicker

In keinem der untersuchten Szenarien verursachen die Ein- und Ausschaltvorgänge der Ladestationen unzulässig hohe Spannungsänderungen oder störenden Flicker. Daher sind diesbezüglich keine Maßnahmen notwendig.

5.7.6. Spannungsunsymmetrie

Die einphasigen Ladestationen mit einer Leistung von 3,68 kVA (16 A Nennstrom) müssen zu gleichen Anteilen auf die drei Phasen im Niederspannungsnetz aufgeteilt werden, um Spannungsunsymmetrien zu vermeiden. Dabei können jedoch Gruppen bis zu 22 Ladestationen gebildet werden. Im untersuchten Gebiet können alle zu einem Gebäude gehörigen Ladestationen[23] an einer gemeinsamen Phase angeschlossen werden. Somit müsste für die Verkabelung der Ladesäulen kein dreiphasiges Kabel verwendet werden. Wahrscheinlich ergäbe dies aber keinen nennenswerten Vorteil, da die Kosten der Kabel im Vergleich zu den nötigen Grabungsarbeiten gering sind.

5.7.7. Gesteuerte Ladung

In den obigen Unterkapiteln wird häufig die Steuerung der Ladevorgänge erwähnt. Erfolgt die Ladung gesteuert, so könnten die Lastspitzen der Gesamtlast reduziert werden und damit negative Auswirkungen oder gar kritische Zustände, die zu Abschaltungen führen, vermieden werden. Eine Verzögerung des Ladebeginns würde nicht nur die Netzbelastung senken, sondern auch den Umfang der Erzeugung teuren Spitzenstromes reduzieren. Damit wären auch Tarifmodelle für kostengünstiges Laden in den Nachtstunden denkbar. Dies setzt eine Vernetzung der Ladestationen voraus. Über dieses Netz könnte nicht nur die Identifikation der Benutzer und die Abrechnung der geladenen Energiemenge erfolgen, sondern auch Daten der Ladeleistung ausgetauscht werden. Mit definierten Obergrenzen ließe sich die Gleichzeitigkeit der Ladung und damit auch die Summenleistung des gesamten Ladesystems steuern.

[23] Nach Tabelle 4.1 ist die maximale Anzahl der Parkplätze pro Gebäude 18.

Die Steuerung der Ladevorgänge könnte darüber hinaus Teil eines *intelligenten Netzes* (engl. *Smart Grids*) sein. Damit wäre auch der Grundstein für das *Vehicle to grid*-Konzept (kurz V2G) gelegt, bei dem die Fahrzeugbatterie die gespeicherte Energie auch wieder an das öffentliche Stromnetz abgeben kann. In den Nachtstunden mit niedriger Strom-Nachfrage werden die Fahrzeuge preiswert aufgeladen und würden zu Spitzenlastzeiten als schnell verfügbare Puffer das Netz stützen. Insbesondere für die in ihrer Leistungsabgabe stark schwankende Windkraft und Photovoltaik bietet das V2G-Konzept vielversprechende Möglichkeiten für den weiteren Ausbau.

6. Zusammenfassung

Zur Untersuchung der Auswirkungen von elektrischer Mobilität im Verteilnetz wurde ein bereits existierendes Netz eines innerstädtischen Wohngebiets herangezogen. Die Modellierung der Haushalts- und Gewerbelasten erfolgte mit Jahresstromverbräuchen und Standardlastprofilen. Ein Simulationswerkzeug lieferte über das empirisch ermittelte Fahrverhalten im Individualverkehr das Lastprofil durch die hervorgerufenen Ladevorgänge. Die Leistungen wurden dabei mit Matlab berechnet und die anschließende Lastflussberechnung mit Elaplan durchgeführt. Zur Interpretation der Ergebnisse und der Abschätzung der Auswirkungen im Verteilnetz dienten Normen und Vorschriften.

Mehrere Szenarien lieferten die Rahmenbedingungen für die Untersuchungen: Der statistische Fall des Basisszenarios, der „Worst Case“ im Szenario der hohen Gleichzeitigkeit, die Erweiterung um leistungsstarke Systeme im Schnellladeszenario und schließlich die Einbeziehung eines gestiegenen Stromverbrauchs der Haushalte und Gewerbebetriebe. Die Szenarien sind im Jahr 2050 angesiedelt. Zur Untersuchung diente stets die Abendlastspitze der Gesamtlast aus Haushalten, Gewerbebetrieben und den ungesteuerten Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge.

Zu den untersuchten Auswirkungen zählten die herrschenden Spannungsverhältnisse im Verteilnetz, die Belastungen der Erdkabel und des Verteiltransformators, die Oberschwingungsspannungen, die Spannungsunsymmetrien, die Spannungsschwankungen und der Flicker. Bei allen Untersuchungen wurden die vorhanden Kabel zur Versorgung der Ladestationen herangezogen.

Die Verwendung von einphasigen 3,68 kVA Ladestationen (16 A Nennstrom) ist lediglich bei gleichbleibenden Stromverbrauch und bei Durchdringungen bis 50%, d.h. jedes zweite Auto ist batteriebetrieben, ohne Toleranzbandverletzungen erwähnter Kenngrö-

ßen möglich. Höhere Durchdringungsraten und steigender Stromverbrauch der Haushalte und Gewerbebetriebe führen rasch zu Engpässen. Diese betreffen in erster Linie die zulässigen Spannungsabfälle entlang der Leitungen und die Kabelbelastungen.

Bei der Planung von Schnellladestationen (11 und 22 kVA untersucht) muss besonders umsichtig vorgegangen werden, da hier die größten Auswirkungen im Verteilnetz entstehen. Grenzwerte der Spannungsabfälle und Betriebsmittelbelastungen sind sehr schnell erreicht. Als einzig sinnvolle und wirtschaftlich vertretbare Lösung erscheint der Anschluss einiger, weniger Stationen an schwach ausgelastete Kabelstränge.

Maßnahmen zur Reduktion von Oberschwingungsspannungen sollten immer durchgeführt werden, sofern diese nicht bereits in die Ladegeräte integriert sind. Durch das Zu- und Wegschalten der Ladeleistungen entstehen in keinem Szenario unzulässige Spannungsschwankungen und Flicker. Dabei sei aber eine störungsfrei arbeitende Leistungselektronik vorausgesetzt. In jedem Fall müssen die einphasigen Ladestationen gleichmäßig auf die drei Phasen im Verteilnetz aufgeteilt werden, um Spannungsunsymmetrien zu vermeiden.

Die Einbeziehung eines Kommunikationsnetzes zwischen den Ladestationen und eines Leitsystems scheint schon in der Startphase der Elektromobilität unumgänglich. Über dieses Netz könnte eine gesteuerte Ladung erfolgen, die kritische Netzzustände verhindern kann. Weiters ergeben sich in Verbindung mit intelligenten Netzen interessante Konzepte zur Nutzung regenerativer Energiequellen.

Literaturverzeichnis

[Aixam09] http://www.mega-electric.co.uk
Website der Firma Aixam Mega Ltd., April 2009.

[Brauner07] G. Brauner: *Energieversorgung.* Vorlesungsskriptum, 4. Auflage, TU Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien, Jänner 2007.

[Brauner08] G. Brauner, C. Leitinger: *Solare Mobilität 2030.* Machbarkeitsstudie zur solaren Vollversorgung im Verkehrsbereich 2030. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. TU Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien, April 2008.

[DBT09] http://www.dbt.fr
Website der Firma Douaisienne de Basse Tension (Brebiere, Frankreich), April 2009.

[Dörnemann90] C. Dörnemann: *Betriebsmittelbezogene Lastmodellierung für die Berechnung in Verteilungsnetzen.* Dissertation, Universität Dortmund, Fakultät für Elektrotechnik, Dortmund, 1990.

[EC06] E-Control: *Sonstige Marktregeln – Kapitel 6 – Zählwerte, Datenformate, Standardisierte Lastprofile.* Energie-Control GmbH, Wien, August 2006.

[EC09] E-Control: *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen.* Energie-Control GmbH, Wien, Stand Juli 2009.

[Elektromotive09] http://www.elektromotive.com
Website der Firma Elektromotive Ltd. (Brighton, UK), April 2009.

[ElWOG98] Österreichisches Bundesrecht: *Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz (ElWOG).* BGBl. I Nr. 143/1998 zuletzt geändert durch BGBl. I Nr.

112/2008.

[EN50160] Europäische Norm EN 50160: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.* Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Wien, Jänner 2005.

[EN61851] Europäische Norm EN 61851-1 (VDE 0122 Teil 1): *Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge. Teil 1: Allgemeine Anforderungen.* VDE Verlag, Berlin, November 2001.

[EN62196] Europäische Norm EN 62196-1 (VDE 0623 Teil 5): *Stecker, Steckdosen, Fahrzeugsteckvorrichtugen und Fahrzeugstecker – Ladung von Elektrofahrzeugen. Teil 1: Leitungsgebundenes Laden von Elektrofahrzeugen bis 250 A Wechselstrom und 400 A Gleichstrom.* VDE Verlag, Berlin, September 2003.

[FfE07] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE): *Elektrostraßenfahrzeuge – Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen.* Studie im Auftrag von E.ON AG, München, Dezember 2007.

[Heuck07] K. Heuck, K.-D. Dettmann, D. Schulz: *Elektrische Energieversorgung.* Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2007.

[Herry07] M. Herry, N. Sedlacek und I. Steinacher: *Verkehr in Zahlen, Österreich, Ausgabe 2007.* Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, November 2007.

[Kloess08] M. Kloess, J. Rechberger, R. Hass, A. Ajanovic: *Szenarien der Elektrifizierung des Antriebsstrangs individueller PKW bis 2050 in Österreich.* In „Elektrotechnik und Informationstechnik“. Verbandszeitschrift Österreichischer Verband für Elektrotechnik. Heft 11.2008, Springer-Verlag, Wien, 2008.

[Lebenau99] H. Lebenau: *Netzregeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen.* In „Verteilungsnetze mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen“. Vorträge der ETG-Fachtagung am 12. und 13. Oktober 1999 in Mannheim. ETG-Fachbericht 78, VDE Verlag, Berlin, 1999.

[Leitinger08] C. Leitinger: *Nachlade-Infrastruktur für Elektrofahrzeuge.* Bericht der Ideenstudie, TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wi-

en, März 2008.

[Litzlbauer09] M. Litzlbauer: *Erstellung und Modellierung von stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher mit MATLAB.* Diplomarbeit, TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien, Juni 2009.

[Mennekes09] `http://www.mennekes.de`
Website der Firma Mennekes, Juli 2009.

[Mitsubishi09] `http://www.mitsubishi-motors.com`
Website der Mitsubishi Motors Corporation, April 2009.

[Mües07] W. Mües u.a.: *Technologie der Stromnetze.* Fachbuchreihe Netztechnische Berufe, Strom – Gas – Wasser. Band 1. VNB Verlagsservice Netztechnische Berufe, Lehrte, 2007.

[Nagel08] H. Nagel, R. Cichowski (Hrsg.): *Systematische Netzplanung.* 2. Auflage, VWEW Energieverlag, Frankfurt am Main, 2008.

[PWC09] Price Waterhouse Coopers: *Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Stromwirtschaft.* Programm- und PR-begleitende Studie, erstellt im Auftrag des Klima- und Energiefonds, Wien, März 2009.

[Reva09] `http://www.revaindia.com`
Website der REVA Electric Car Company, April 2009.

[RH07] Rechnungshofbericht: *WIEN ENERGIE GmbH: Sicherheit der Stromversorgung in Österreich.* Österreichischer Rechnungshof, Wien, Oktober 2007.

[SA08] Statistik Austria: *Kfz-Bestand 2008.* Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2008.

[SA08a] Statistik Austria: *Ergebnisse im Überblick: Hauptwohnsitzwohnungen 2007 und 2008 nach Bundesländern.* Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2008.

[SA08b] Statistik Austria: *Privathaushalte nach Haushaltsgröße, Bundesländern und Alter der Haushaltsreferenzperson – Jahresdurchschnitt 2007.* Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2008.

[SA08c] Statistik Austria: *Energiestatistik: Strom- und Gastagebuch 2008*. Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2008.

[SA08d] Statistik Austria: *Gesamtenergiebilanz 1970 bis 2007 (Detailinformation)*. Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2008.

[Schlabbach08] J. Schlabbach, W. Mombauer: *Power Quality – Entstehung und Bewertung von Netzrückwirkungen; Netzanschluss erneuerbarer Energiequellen*. VDE-Schriftenreihe, Band 127, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, 2008.

[Schuster08] A. Schuster: *Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen*. Diplomarbeit, TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien, September 2008.

[SW09] Stadt Wien: *Statistisches Jahrbuch der Stadt Wien – 2008*. Magistrat der Stadt Wien für Finanzwirtschaft, Haushaltswesen und Statistik (MA 5), Wien, 2009.

[Teupen99] J. Teupen: *Lastmodellierung zur optimalen Betriebsführung von Verteilungsnetzen*. Dissertation, Universität Dortmund, Fakultät für Elektrotechnik, VDE Verlag, Berlin, 1999.

[Think09] `http://www.think.no`
Website der Firma Think, April 2009.

[VDE0276] Deutsche Norm (DIN) VDE 0276-1000: *Starkstromkabel – Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren*. VDE Verlag, Berlin, Juni 1995.

[VDEW99] Verband der Elektrizitätswirtschaft: *Repräsentative VDEW-Lastprofile*. Publikation 28/99, Berlin, 1999.

[WES07] Wien Energie Stromnetz: *Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH*. Wien, März 2007.

[WES09] `http://www.wienenergie-stromnetz.at`
Website der Wien Energie Stromnetz GmbH, März 2009.

[Westminster09] `http://www.westminster.gov.uk/transportandstreets`
Website des Westminster City Council, April 2009.

Abbildungsverzeichnis

2.1. Entwicklung des Fahrzeugbestands in Österreich im BAU-Szenario (business-as-usual) nach [Kloess08] 6
2.2. Entwicklung des Fahrzeugbestands in Österreich im Politik-Szenario nach [Kloess08] 7
2.3. Aufladeverhalten eines Lithium-Ionen-Akkumulators aus [Schuster08] . . 10

3.1. Beispiele für VDEW-Standardlastprofile für einen Sommer-Werktag . . . 21
3.2. Synthetisiertes werktägliches Lastprofil eines Beispiel-Mietshauses 21
3.3. Topologie eines Strahlennetzes 23
3.4. Topologie eines Ringnetzes 23
3.5. Topologie von Maschennetzen 24
3.6. Schema des österreichischen Stromnetzes in den verschiedenen Spannungsebenen 26
3.7. Aufbau des Wiener Stromnetzes der höchsten Netzebenen nach [WES09] 28
3.8. Offener Ring als gängige Topologie des Wiener Stromnetzes 29
3.9. Wiederversorgung bei Ausfall der Niederspannungsleitung 31
3.10. Wiederversorgung bei Ausfall des Verteiltransformators 31
3.11. Emissionsgrenzkurve – Flickergrenzkurve für regelmäßige rechteckförmige Spannungsänderungen nach [EC09] 36

4.1. Schematisierte Karte des untersuchten Gebiets mit den durch bunte Quadrate dargestellten Gebäuden 40
4.2. Anteile der VDEW-Standardlastprofile am gesamten Jahresstromverbrauch des untersuchten Gebiets 41
4.3. Netzgrafik zur Modellierung des untersuchten Gebietes mit Elaplan 45

5.1. Lastprofil des untersuchten NS-Netzes ohne E-Mobil-Ladung an einem Werktag . . . 48
5.2. Lastprofil des untersuchten NS-Netzes ohne E-Mobil-Ladung im Winter . 49
5.3. Lastprofil des untersuchten NS-Netzes ohne E-Mobil-Ladung im Winter mit Aufteilung der einzelnen Transformator-Abgänge (A...L) . . . 50
5.4. Spannung entlang der Erdkabel an einem Winter-Werktag ohne E-Mobil-Ladung zur Lastspitze um 19 Uhr . . . 51
5.5. Strom in den Erdkabeln an einem Winter-Werktag ohne E-Mobil-Ladung zur Lastspitze um 19 Uhr . . . 53
5.6. Lastprofile des Basisszenarios in Abhängigkeit von der Durchdringung mit E-Mobilen . . . 58
5.7. Verbrauch an elektrischer Energie in Österreich von 1970 bis 2007 mit angenommener weiteren linearen Steigerung von 1% bis 2050 . . . 77
5.8. Lastprofile des Szenarios gestiegenen Stromverbrauchs in Abhängigkeit von der Durchdringung mit E-Mobilen . . . 78
5.9. Vergleich der Spannungsverhältnisse von Strang B bei verschiedenen Szenarien . . . 84

A.1. Verfügbare batteriebetriebene Elektro-PKW . . . 102
A.2. Verfügbare Ladesysteme für Elektromobile . . . 104
A.3. Zur Ladung von E-Mobilen geeignete Steckdosensysteme . . . 105
A.4. Ladestation im Londoner Stadtbezirk *City of Westminster* . . . 107
A.5. Einheitlicher Ladestecker für Elektroautos nach [Mennekes09] . . . 108
A.6. Spannungsverhältnisse im Basisszenario mit 50% Durchdringung . . . 110
A.7. Stromverhältnisse im Basisszenario mit 50% Durchdringung . . . 110
A.8. Spannungsverhältnisse im Basisszenario mit 80% Durchdringung . . . 111
A.9. Stromverhältnisse im Basisszenario mit 80% Durchdringung . . . 111
A.10. Spannungsverhältnisse im Szenario hoher Gleichzeitigkeit mit 50% Durchdringung . . . 112
A.11. Stromverhältnisse im Szenario hoher Gleichzeitigkeit mit 50% Durchdringung . . . 112
A.12. Spannungsverhältnisse im Szenario hoher Gleichzeitigkeit mit 80% Durchdringung . . . 113

A.13. Stromverhältnisse im Szenario hoher Gleichzeitigkeit mit 80% Durchdringung . . . 113
A.14. Spannungsverhältnisse im Schnellladeszenario mit 11 kVA Ladestationen . 114
A.15. Stromverhältnisse im Schnellladeszenario mit 11 kVA Ladestationen . . . 114
A.16. Spannungsverhältnisse im Schnellladeszenario mit 22 kVA Ladestationen . 115
A.17. Stromverhältnisse im Schnellladeszenario mit 22 kVA Ladestationen . . . 115
A.18. Spannungsverhältnisse im Szenario mit gestiegenem Stromverbrauch . . . 116
A.19. Stromverhältnisse im Szenario mit gestiegenem Stromverbrauch 116

Tabellenverzeichnis

2.1. Kennzahlen eines Querschnittes von Elektroautos aus Anhang A.1 7
2.2. Betriebsarten von Ladesystemen für Elektrofahrzeuge nach [EN61851] . . 12

3.1. VDEW-Standardlastprofile nach [VDEW99] 19
3.2. ECG-Lastprofile der E-Control nach [EC06] 19
3.3. Netzebenen der österreichischen Elektrizitätsversorgung nach [ElWOG98] 25
3.4. Netzkennzahlen des Wiener Stromnetzes nach [WES09] 28

4.1. Beschreibung der Lasten/Gebäude des untersuchten Gebiets 42

5.1. Spannungs- und Stromverhältnisse der Transformatorabgänge bei Grundlast 51
5.2. Anzahl der parallelen Systeme n_{P}, Umrechnungsfaktor f_2 und zulässiger Belastungsstrom I_{z} der Erdkabel in Abhängigkeit vom Transformatorstrang 54
5.3. Mindestanzahl der Ladestationen der einzelnen Transformatorstränge bei gleichmäßiger Aufteilung der E-Mobile auf die vorhandenen Parkplätze in Abhängigkeit der Durchdringung 57
5.4. Spannungs- und Stromverhältnisse der Transformatorabgänge im Basisszenario bei unterschiedlicher Durchdringung 60
5.5. Multiplikatoren $M(n, \mathrm{EG})$ nach [Nagel08] als Verhältnis der Spitzenlast zum Grenzwert in Abhängigkeit von der Anzahl n der Verbraucher (Kunden) und dem Elefizierungsgrad EG 65
5.6. Spannungs- und Stromverhältnisse der Transformatorabgänge im Szenario hoher Gleichzeitigkeit bei unterschiedlicher Durchdringung 66
5.7. Spannungsverhältnisse der Transformatorabgänge im Schnellladeszenario bei unterschiedlicher Leistung der Schnellladestationen 71

5.8. Stromverhältnisse der Erdkabel im Schnellladeszenario bei unterschiedlicher Leistung der Schnellladestationen 72
5.9. Spannungsverhältnisse der Transformatorabgänge im Szenario mit gestiegenem Stromverbrauch 79
5.10. Stromverhältnisse der Erdkabel im Szenario mit gestiegenem Stromverbrauch 80
5.11. Übersicht der untersuchten Szenarien und deren Ergebnisse 82
5.12. Einfluss des Wicklungsanzapfung des Verteiltransformators auf die Spannungs- und Stromverhältnisse von Strang B im Szenario mit gestiegenem Stromverbrauch 83

A.1. Im untersuchten Gebiet eingesetzter Verteiltransformator 108
A.2. Im untersuchten Gebiet eingesetztes Niederspannungskabel 109

A. Ergänzendes Material

A.1. Beispiele Elektromobile

Folgende Auflistung zeigt zusammen mit Abbildung A.1 einen Querschnitt von PKW mit rein elektrischem Antrieb, die über das Prototypenstadium hinausgehen:

Smart fortwo ev (Mercedes), siehe [Leitinger08]: Motorleistung 30 kW, Energiebedarf 13 kWh/100 km, Höchstgeschwindigkeit 120 km/h, Reichweite 80-110 km, Batterie: Zebra (NaCl+Ni), 15 kWh.

Think City, siehe [Think09]: Motorleistung 17 kW, Energiebedarf 16 kWh/100 km, Höchstgeschwindigkeit 100 km/h, Reichweite 180 km, Batterie: 28 kWh (Zebra), auch mit anderen Akkus erhältlich; Ladung: 230 V, 14 A.

iMiEV Switch (Mitsubishi), siehe [Mitsubishi09]: Motorleistung max. 47 kW, Energiebedarf 10 kWh/100 km, Höchstgeschwindigkeit 130 km/h, Reichweite 160 km, Batterie: Li-Ion 16 kWh, Ladung: 200 V, 15 A, mit Standard-Stecker, Schnellladung über Spezialstecker und externes Ladegerät (Versorgung mit Drehstrom 200 V, 50 kW).

Aixam Mega City, siehe [Aixam09]: Motorleistung 4 kW (max. 11 kW), Energiebedarf 11,5 kWh/100 km, Höchstgeschwindigkeit 64 km/h, Reichweite 80 km, Batterie: Blei-Gel 8,2 kWh, Ladung: 230 V, 1,5 kW, mit Standard-Stecker.

REVAi (Reva Electric Car Company), siehe [Reva09]: Motorleistung 6 kW (max. 13 kW), Energiebedarf 12 kWh/100 km, Höchstgeschwindigkeit 80 km/h, Reichweite 80 km, Batterie: Blei-Gel 9,6 kWh, Ladung: 220 V, 2,2 kW, mit Standard-Stecker (als 220 V, 15 A beschrieben).

(a) Smart fortwo ev

(b) Think City

(c) iMiEV Switch

(d) 50 kW Anschluss für iMiEV

(e) Aixam Mega City

(f) REVAi

Abbildung A.1.: Verfügbare batteriebetriebene Elektro-PKW

Bei den Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen gibt es zur Zeit nur unverkäufliche Prototypen der Automarken Audi, Chevrolet, Fisker, Opel, Seat, Toyota, Volkswagen und Volvo. Diese und weitere Firmen arbeiten auch an anderen Hybrid-Antrieben, bei denen die Akkumulatoren nicht über das Stromnetz, sondern über einen eingebauten Generator geladen, der vom Verbrennungsmotor angetrieben wird. Das Ziel ist hierbei die Reduktion des Kraftstoffverbrauches oder die Steigerung von Leistung oder Fahrkomfort.

A.2. Ladesysteme

A.2.1. Beispiele

Es gibt bereits mehrere kommerziell verfügbare Ladesysteme, die im folgenden vorgestellt werden und in Abbildung A.2 dargestellt sind.

DBT Coffret de Recharge (Douaisienne de Basse Tension, Frankreich), siehe [DBT09]: 230 V/16 A, Steckdose oder fixes Kabel mit Stecker, Schlüssel, Not-Aus-Taster, Eignung für Firmenparkplätze, Einkaufszentren.

DBT BVE: 230 V/16 A, 2 bis 4 Abgänge (Steckdosen) (gleichzeitiges Laden), speziell für öffentliche Plätze, elektronisches System zur Identifikation und/oder Bezahlung, Einsatz in Paris, Stockholm, Madrid, Mailand und Brüssel.

DBT LRH: 230 V/16 A, Steckdose oder fixes Kabel mit Stecker, elektronisches System zur Identifikation und/oder Bezahlung, Einsatz in La Rochelle (Frankreich).

Elektromotive Elektrobay (England), siehe [Elektromotive09]: 240 V/16 A, Steckdose, elektronisches System zur Identifikation und/oder Bezahlung, Einsatz in mehreren Städten in Großbritannien.

Weiters sind spritzwassergeschützte Stromverteiler nach Abbildung A.3, auch als absperrbare Ausführung erhältlich. Diese eignen sich besonders für den privaten Bereich. Denkbar ist hierbei auch der Einsatz auf Firmenparkplätzen und als Gemeinschaftsanlagen.

(a) DBT Coffret de Recharge

(b) DBT LRH

(c) DBT BVE

(d) Elektromotive Elektrobay

Abbildung A.2.: Verfügbare Ladesysteme für Elektromobile

(a) Gifas Rondo 300 (b) Sperle ES-004 (c) PC Electric E VI (d) Mennekes Amaxx

Abbildung A.3.: Zur Ladung von E-Mobilen geeignete Steckdosensysteme

In der Praxis gibt es bereits mehrere Systeme in der Erprobung, von denen eines im nächsten Kapitel vorgestellt wird, das auch selbst besichtigt werden konnte.

A.2.2. System in London

Im Londoner Stadtbezirk *City of Westminster*, der einen Teil des Stadtzentrums bildet, gibt es es Programm zur Förderung der Elektromobilität. Dabei wird zwar nicht der Kauf eines Elektroautos gefördert, wohl aber erspart man sich nach [Westminster09] einige Nebenkosten. Darunter fällt die als „*Congestion Charge*“ bezeichnete Straßenmaut, die für das Befahren des innersten Stadtbereiches eingehoben wird. Weiters sind keine Gebühren für die Parkzonen zu entrichten.

Als öffentliche Ladestationen sind bis jetzt 12 sogenannte „Juice Points“ nach Abbildung A.4(a) installiert[1]. Weitere 48 Ladesäulen befinden in 13 Parkhäusern der Bezirksverwaltung. Man bezahlt eine jährliche Gebühr von 75 Britischen Pfund[2], erhält einen RFID[3]-Schlüsselanhänger und ein Ladekabel und kann beliebig oft ohne weitere Kos-

[1] Es handelt sich dabei um das Modell Elektrobay der britischen Firma Elektromotive Ltd.
[2] Bei Bezahlung von 201 Pfund jährlich ist die unlimitierte Benutzung der Parkhäuser inkludiert.
[3] Radio Frequency Identification; Ein System zur berührungslosen Identifikation mittels eines Transponders, der von einem Hochfrequenzfeld Energie bezieht und dessen Kennung per Funk an ein Auslesegerät übermittelt.

ten das E-Mobil laden. Zu den Ladesäulen gehören Parkplätze, die ausschließlich für den Ladevorgang reserviert sind. Die maximal erlaubte Ladedauer beträgt vier Stunden. Danach muss das Auto von der Ladestation getrennt und umgeparkt werden, damit auch andere Benutzer die Ladestation verwenden können. Die Nichtbeachtung kann eine Strafe wegen Falschparkens nach sich ziehen.

Nach der Aktivierung einer freien Ladesäule mit dem Schlüsselanhänger zur Identifikation kann bei der Station die vordere Klappe geöffnet werden, unter der sich eine handelsübliche Steckdose befindet. Mit dem mitgeführten Ladekabel verbindet man die Steckdose mit dem Fahrzeug nach Abbildung A.4(b). Als Fahrzeugstecker dient hierbei nach Abbildung A.4(c) um einen dreipoligen (P+N+PE) 16 A 230 V Stecker nach der Internationalen Norm IEC 60309. Nach dem Schließen der Abdeckklappe beginnt der Ladevorgang automatisch. Die Klappe verriegelt sich dann und kann nur vom Fahrzeugbesitzer durch neuerliche Identifikation wieder geöffnet werden. Dies verhindert den Diebstahl des Ladekabels. Wird wie in Abbildung A.4(d) ersichtlich, die maximale Park- bzw. Ladedauer überschritten, kann die Verschlussklappe auch von anderen Personen geöffnet werden, die über einen Identifikations-Transponder verfügen.

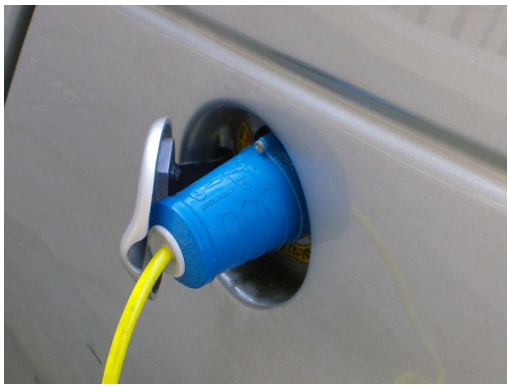
A.2.3. Einheitlicher Ladestecker

Die größten europäischen Energieversorgungsunternehmen und Automobilhersteller konnten sich im Frühjahr 2009 auf einen einheitlichen Ladestecker für Elektroautos einigen. Dieser sieht laut [Mennekes09] sowohl einen einphasigen 230 V-Anschluss mit 16 A als auch einen dreiphasigen 400 V-Anschluss bis 63 A Ladestrom vor.

Die Abbildung A.5(a) zeigt das Ladekabel, das an beiden Enden identische Stecker mit berührungssicheren Kontakten aufweist. Das Kabel beinhaltet auch die erforderlichen Kommunikationsschnittstellen zwischen Ladestation und Fahrzeug. Ein „Plug-present“-Kontakt sorgt für die Aktivierung der Wegfahrsperre und ein „Control-pilot“-Kontakt ermöglicht die Daten-Kommunikation. Die Anschlussbelegung ist in Abbildung A.5(b) ersichtlich.

(a) Ladesäule

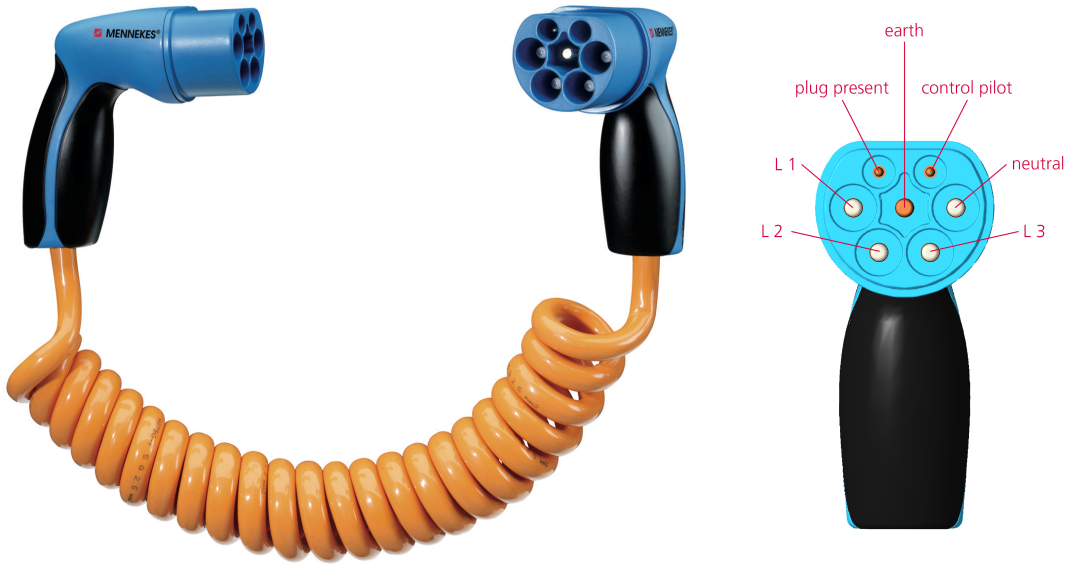
(b) Ladevorgang



(c) Fahrzeugstecker

(d) Anzeige

Abbildung A.4.: Ladestation im Londoner Stadtbezirk *City of Westminster*



(a) Ladekabel (b) Anschlussbelegung

Abbildung A.5.: Einheitlicher Ladestecker für Elektroautos nach [Mennekes09]

A.3. Betriebsmittel im Verteilnetz

Die Tabellen A.1 und A.2 beschreiben die im untersuchten Gebiet vorhandenen Betriebsmittel detailliert. Die Daten stammen von Wien Energie Stromnetz.

Nennleistung	S_n	800 kVA
Nennspannung primär	U_{n1}	10 kV
Nennspannung sekundär	U_{n2}	400 V
Nennstrom Sekundär	I_n	1200 A
Relative Kurzschlussspannung	u_k	5,76%
Eisenverluste	P_{Fe}	812 W
Kupferverluste	P_{Cu}	8583 W
Schaltgruppe		Dyn11
Schaltstufen (oberspannungsseitig)		±4%

Tabelle A.1.: Im untersuchten Gebiet eingesetzter Verteiltransformator

Typ		E-XAYY 4×1×150 SM 1 kV
Leitermaterial		Aluminium
Außendurchmesser	D_a	41 mm
Bemessungsstrom	I_r	315 A
Kurzschlussstrom (1 s)	I_1s	11,4 kA
Resistanzbelag	r	0,2068 Ω/km
Reaktanzbelag	x	0,0804 Ω/km

Tabelle A.2.: Im untersuchten Gebiet eingesetztes Niederspannungskabel

A.4. Ergänzende Diagramme

Die folgenden Seiten enthalten die Diagramme der Spannungsverhältnisse und Kabelbelastungen der untersuchten Szenarien aus Kapitel 5.

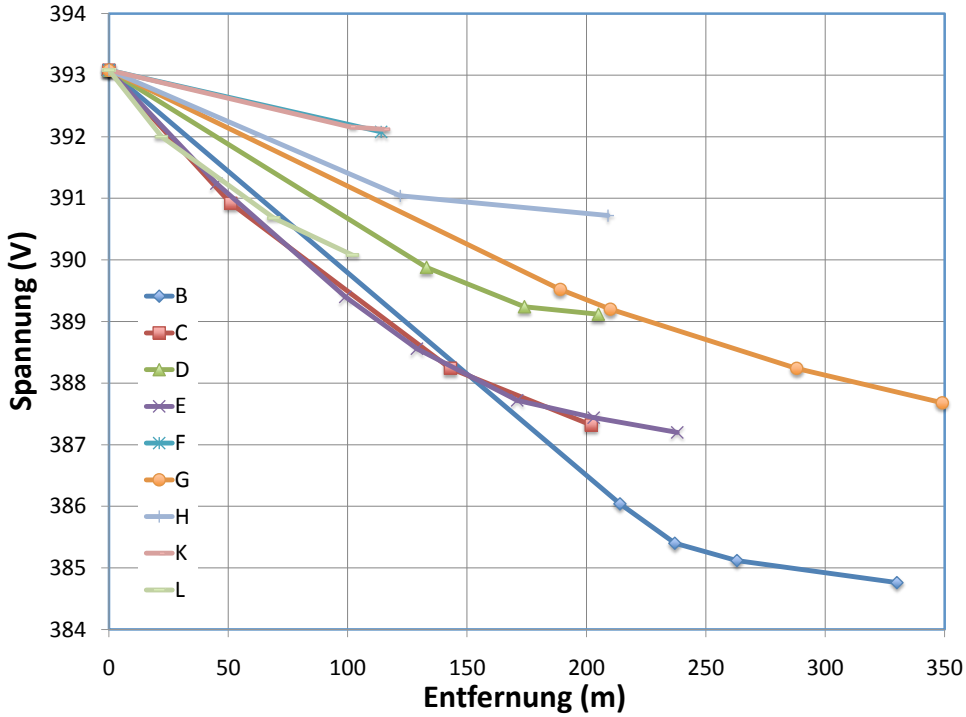


Abbildung A.6.: Spannungsverhältnisse im Basisszenario mit 50% Durchdringung

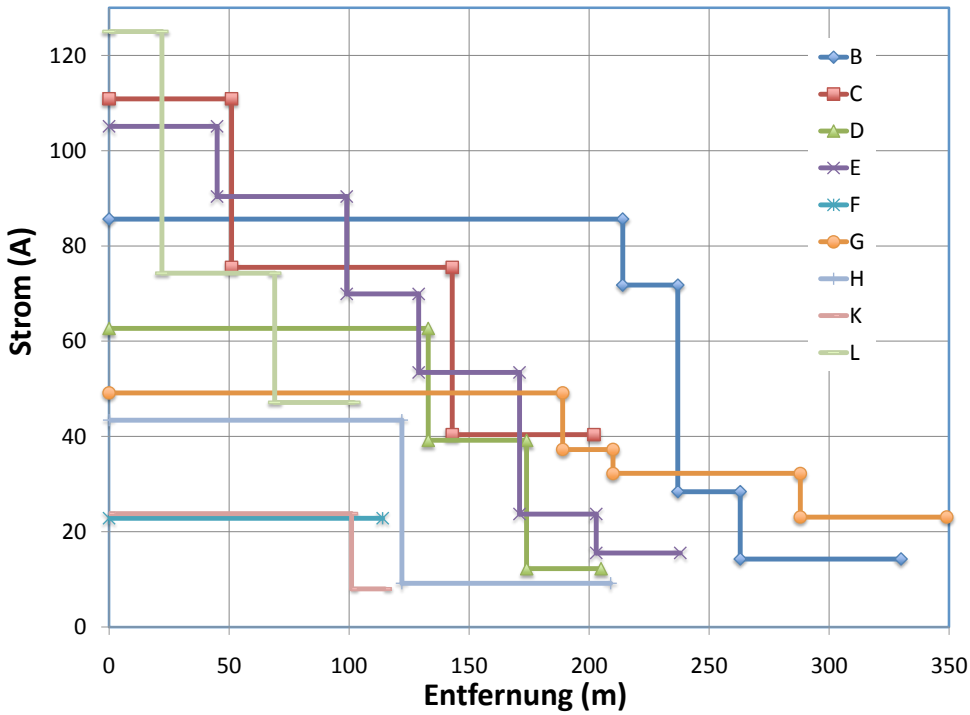


Abbildung A.7.: Stromverhältnisse im Basisszenario mit 50% Durchdringung

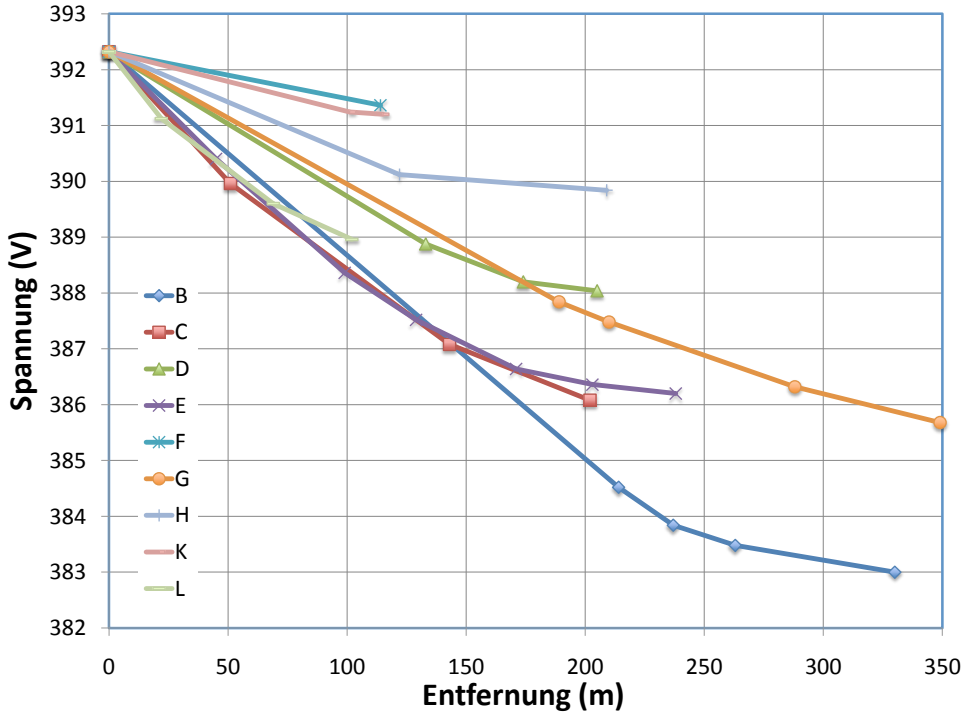


Abbildung A.8.: Spannungsverhältnisse im Basisszenario mit 80% Durchdringung

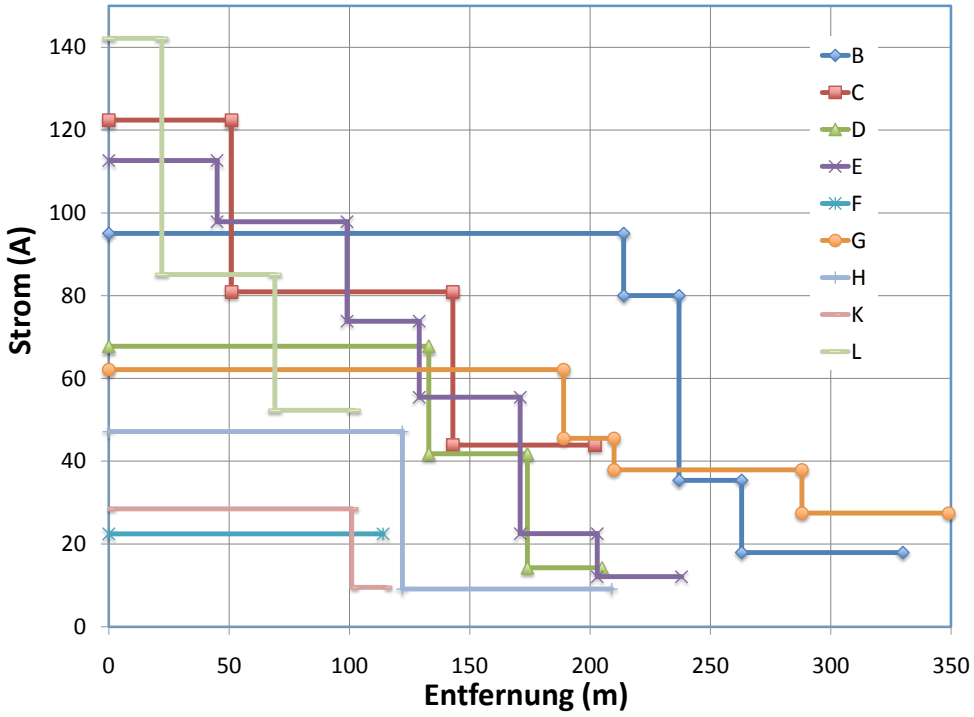


Abbildung A.9.: Stromverhältnisse im Basisszenario mit 80% Durchdringung

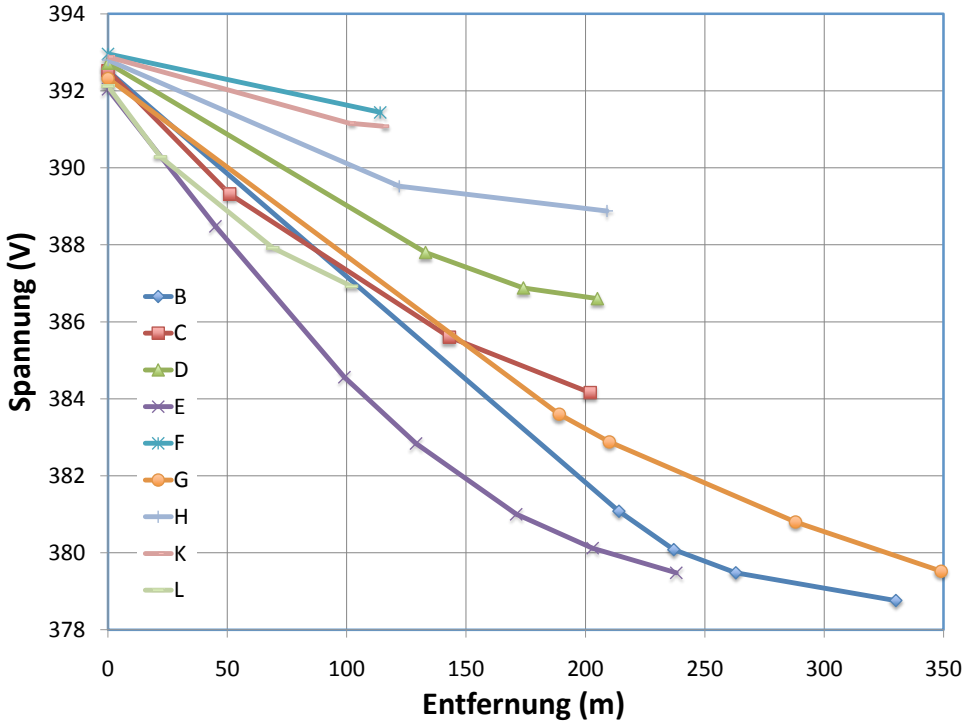


Abbildung A.10.: Spannungsverhältnisse im Szenario hoher Gleichzeitigkeit mit 50% Durchdringung

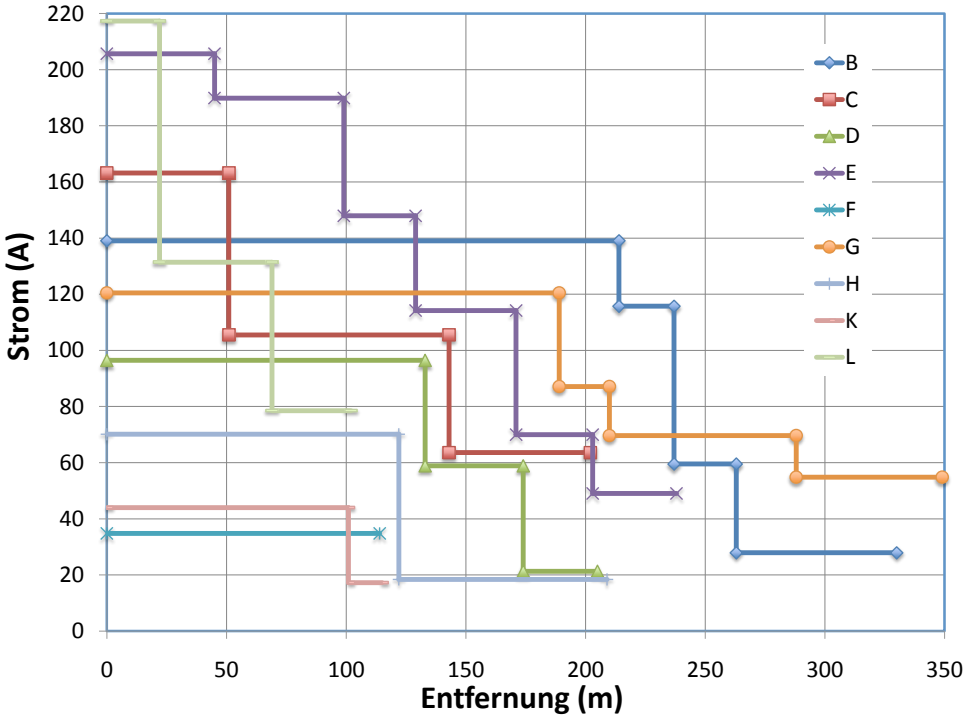


Abbildung A.11.: Stromverhältnisse im Szenario hoher Gleichzeitigkeit mit 50% Durchdringung

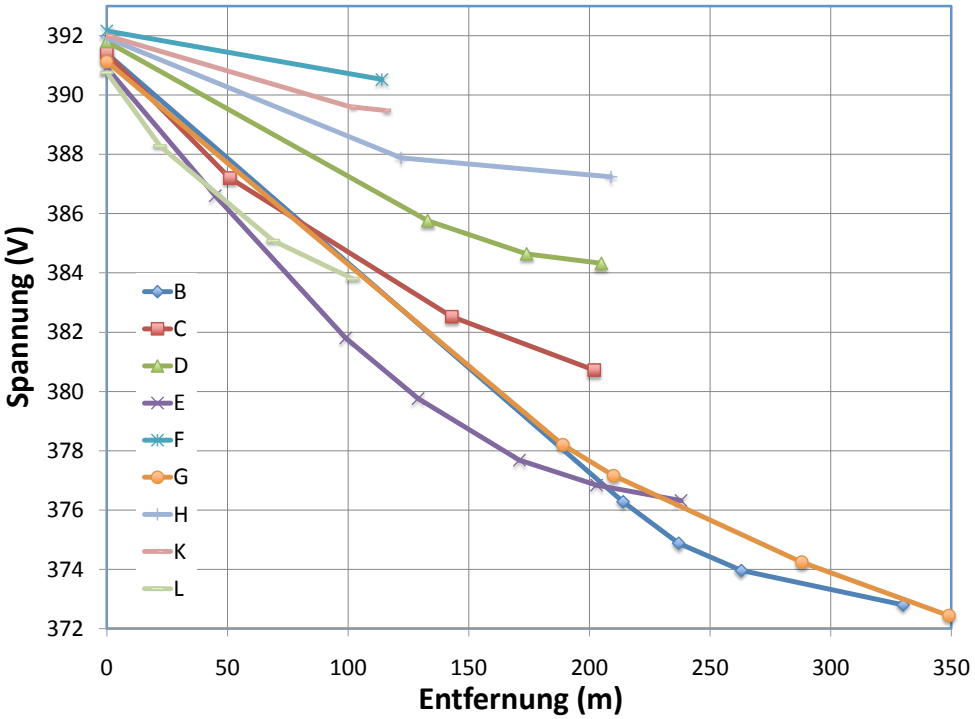


Abbildung A.12.: Spannungsverhältnisse im Szenario hoher Gleichzeitigkeit mit 80% Durchdringung

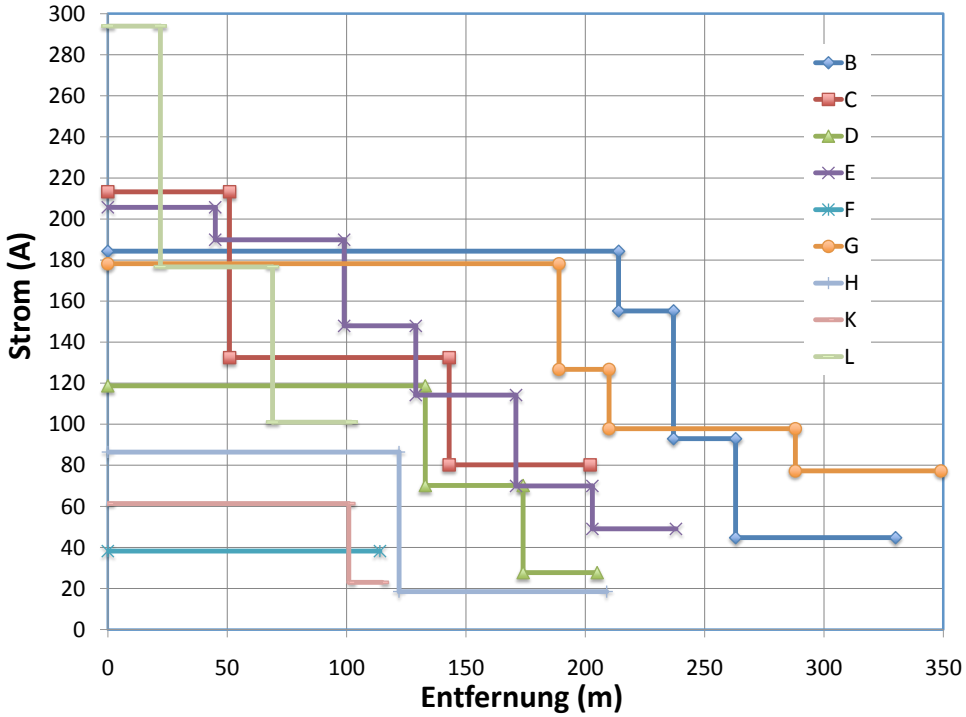


Abbildung A.13.: Stromverhältnisse im Szenario hoher Gleichzeitigkeit mit 80% Durchdringung

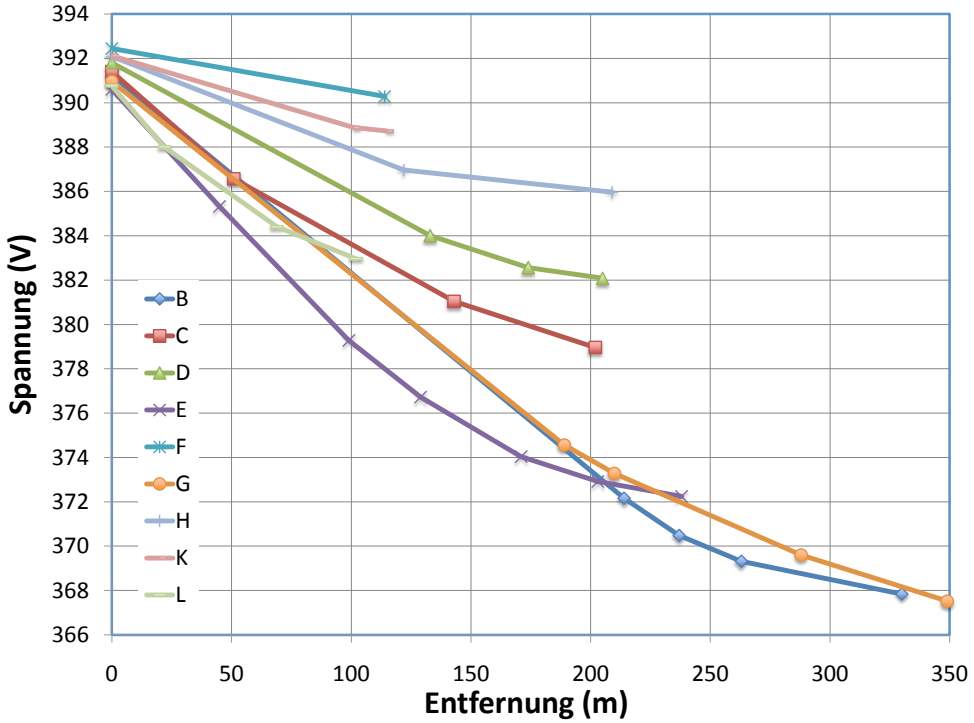


Abbildung A.14.: Spannungsverhältnisse im Schnellladeszenario mit 11 kVA Ladestationen

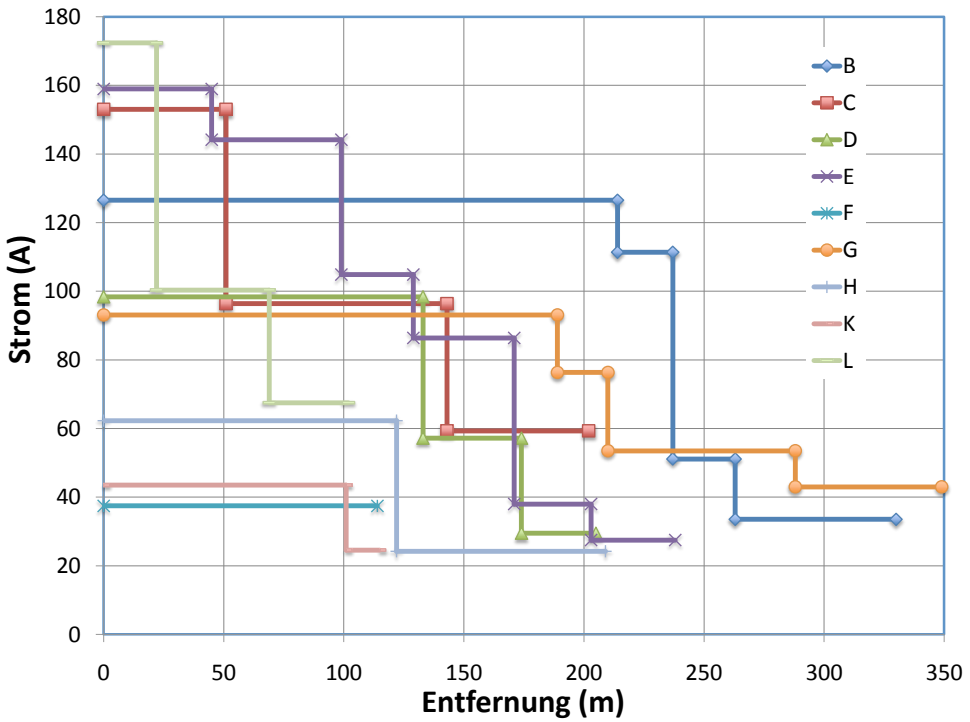


Abbildung A.15.: Stromverhältnisse im Schnellladeszenario mit 11 kVA Ladestationen

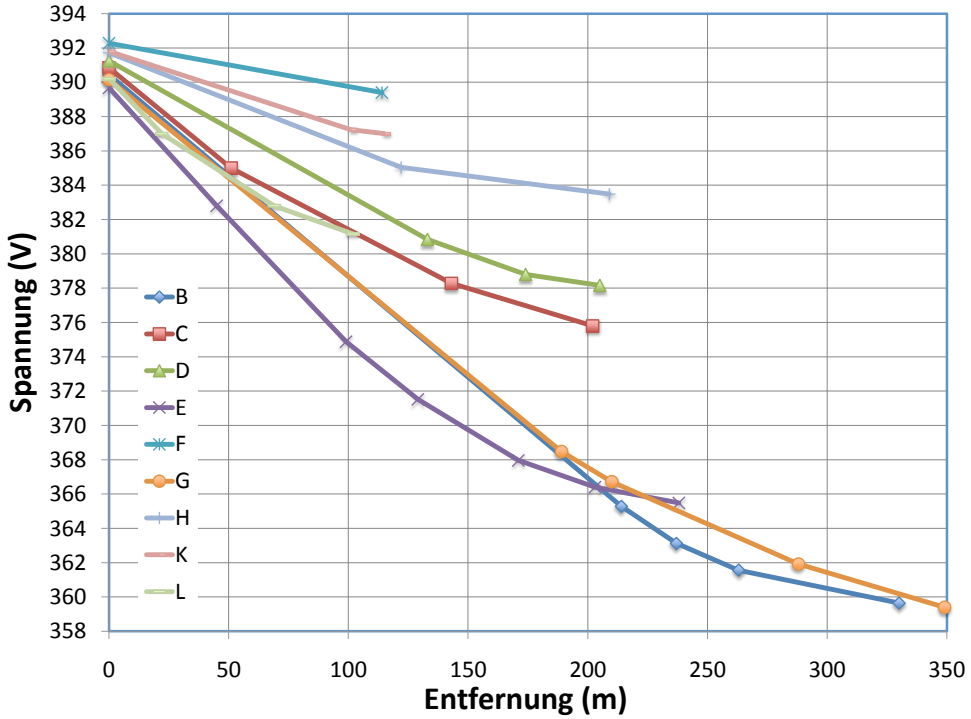


Abbildung A.16.: Spannungsverhältnisse im Schnellladeszenario mit 22 kVA Ladestationen

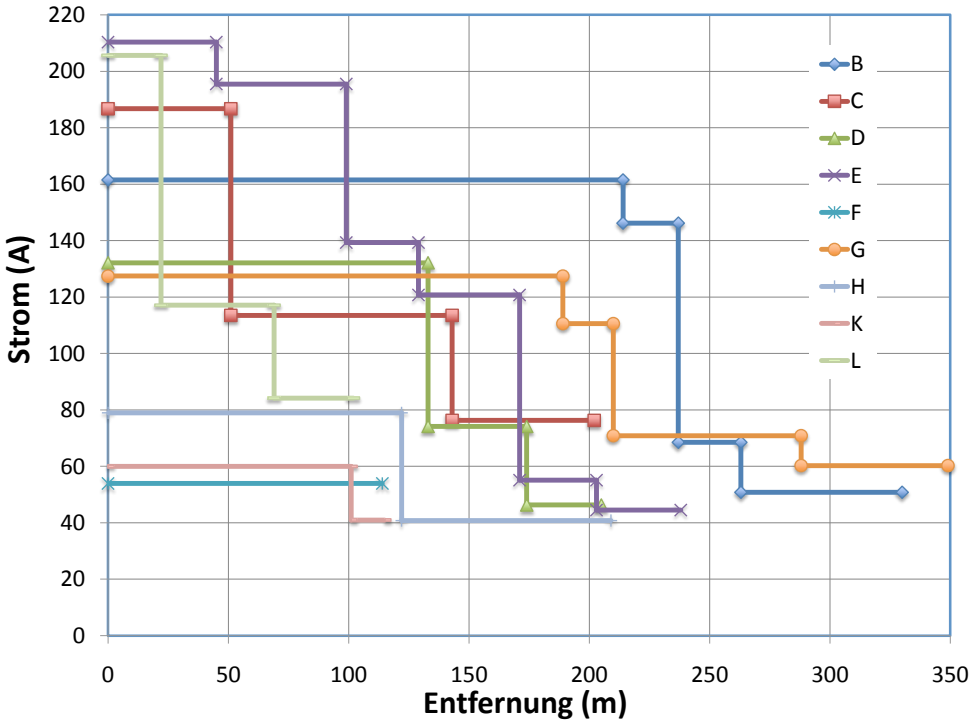


Abbildung A.17.: Stromverhältnisse im Schnellladeszenario mit 22 kVA Ladestationen

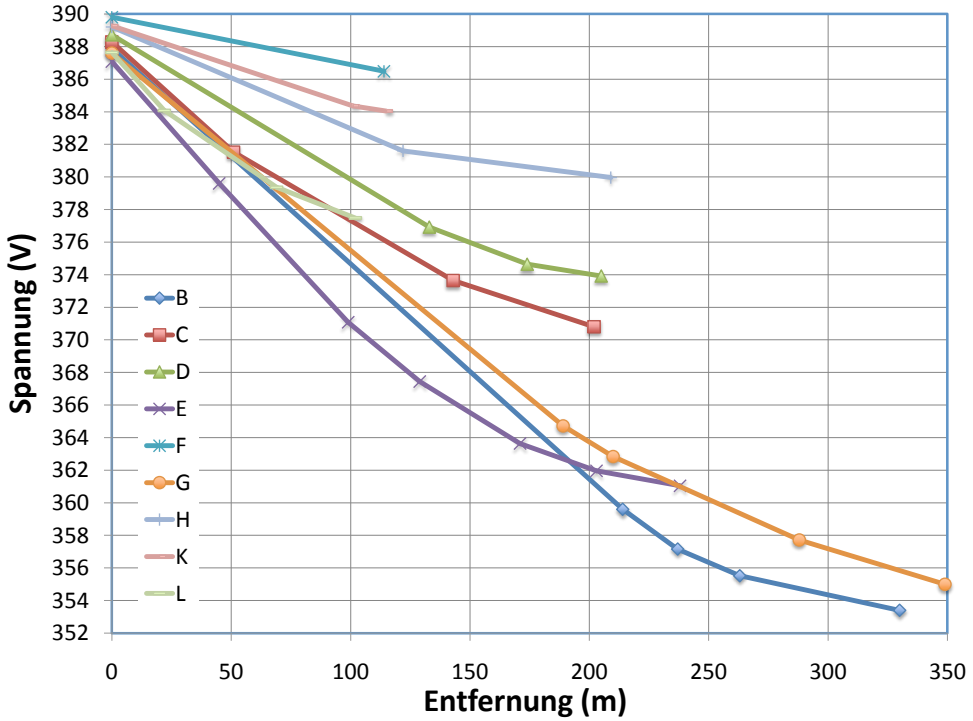


Abbildung A.18.: Spannungsverhältnisse im Szenario mit gestiegenem Stromverbrauch

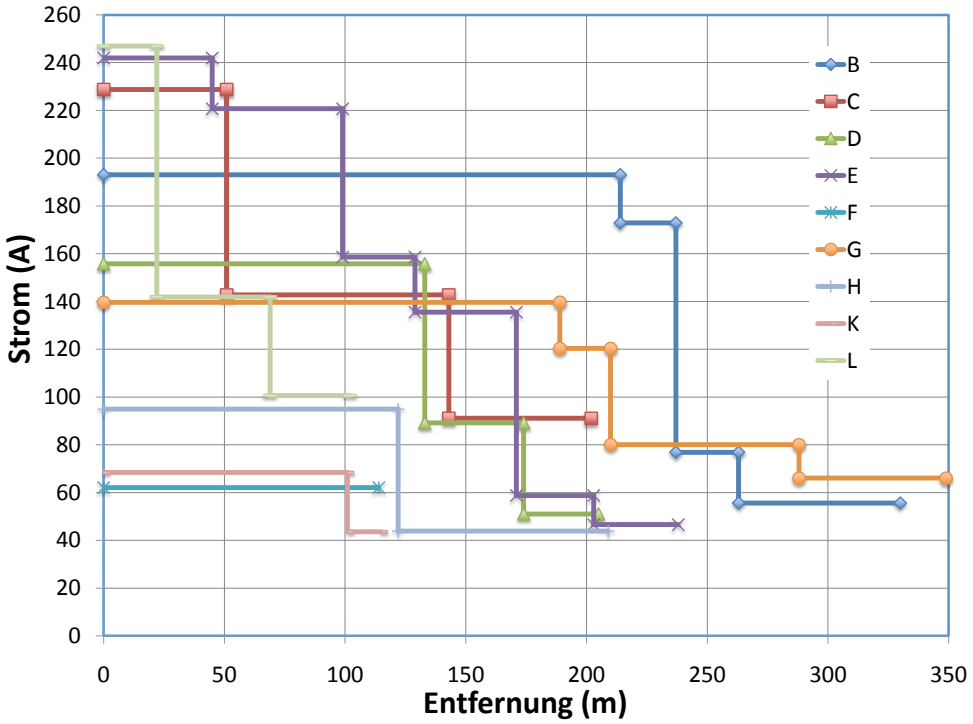


Abbildung A.19.: Stromverhältnisse im Szenario mit gestiegenem Stromverbrauch