

Diplomarbeit

Auswirkungen von Ladesteuerungen elektrischer Fahrzeuge in einem konkreten Verteilnetz

ausgeführt am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Arbeitsgebiet Elektrische Anlagen

unter der Leitung von

Em.O.Univ.Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner

und

Dipl.-Ing. Andreas Schuster

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Manfred Lanner
0325861

Wien, 16. April 2012

Kurzfassung

Die Notwendigkeit einer Veränderung im Umgang mit Energie ist unvermeidbar. Die rücksichtslose Verbrennung von fossilen Brennstoffen führt zu immer schwerwiegenden Problemen in globalem Ausmaß und deren Einschränkung ist das Ziel vieler politischer Abkommen. Im Verkehrssektor sollen effiziente Verbrennungsmotoren, Hybridfahrzeuge und rein elektrisch betriebene Fahrzeuge einen positiven Beitrag leisten. Die größten Erwartungen werden dabei in das zuletzt genannte Elektrofahrzeug, vor allem in Kombination mit Energie aus erneuerbaren Quellen, gesetzt. Neben der Herausforderung, erneuerbare Energie bereit zu stellen, muss auch das Energienetz in der Lage sein, die Ladeenergie für eine Vielzahl von Elektrofahrzeugen zu übertragen, ohne dabei überlastet zu werden. Die Erforschung der Auswirkungen dieser Ladeprozesse auf das bestehende Energienetz steckt noch in den Kinderschuhen. Ein kleiner Beitrag in diese Richtung wird im Rahmen dieser Arbeit geleistet.

Eine von der niederösterreichischen Landesregierung in Auftrag gegebene Mobilitätsstudie ermöglicht, das Nutzerverhalten einer Vielzahl von Fahrzeughaltern zu analysieren. Die darin ermittelten Zeiten des Stillstands und der Bewegung der Fahrzeuge zeigen, dass diese zum größten Teil eines Tages abgestellt sind. Die Standorte Zuhause und am Arbeitsplatz sind dabei die hauptsächlich genutzten und somit relevanten Plätze, um Lademöglichkeiten zu realisieren. Sowohl die Integration von Ladeinfrastrukturen an soeben genannten Plätzen, als auch von öffentlichen Ladestellen, wird in den Rahmenbedingungen der durchgeführten Simulationen berücksichtigt.

Der Wunsch, die Ladevorgänge der Fahrzeugbatterien in möglichst kurzer Zeit durchzuführen, erfordert hohe Ladeleistungen und genau diese Tatsache bringt das Niederspannungsnetz an die Grenzen seiner Belastbarkeit. Das gleichzeitige Auftreten von mehreren Ladevorgängen kann zu Leistungsspitzen führen, die in weiterer Folge diverse Netzkomponenten überlasten können. Aus diesem Grund sind Konzepte notwendig, die den Elektrofahrzeugen eine netzschonende Leistungszufuhr gewähren ohne dabei hohe Lastspitzen zu erzeugen. Ein weiteres wichtiges Kriterium ist die Mobilität der Fahrzeuge. Alle Strecken eines Tages sollten zurückgelegt werden können, ohne die Kapazität der Fahrzeugbatterie dadurch zu erschöpfen.

Unter Berücksichtigung der angeführten Punkte, werden zwei Szenarien und verschiedene Ladekonzepte entwickelt und deren Auswirkungen auf ein Verteilnetz der Niederspannungsebene analysiert. Das Basisszenario zeigt die Auslastung des betrachteten Teilnetzes unter Berücksichtigung der ansässigen Haushalte und gewerblichen Betriebe. Im Szenario 2030 werden die Ziele der aktuellen Energiepolitik berücksichtigt und eine nachhaltige Energieversorgung mit geringen Treibhausgasemissionen angestrebt. Dazu wird das ambitionierte Ziel einer Durchdringungsrate von 80% für die Elektrofahrzeuge angenommen. Die entwickelten Ladekonzepte orientieren sich entweder am Energieverbrauch, an dessen Erzeugung aus erneuerbarer Energie oder am aktuellen Zustand des Netzes.

Die durchgeführten Netzanalysen beinhalten die Betrachtung von Auslastungen, Spannungsschwankungen und Netzverlusten unter Anwendung der unterschiedlichen Ladekonzepte. Ein Augenmerk liegt auch auf der Netzintegration von Photovoltaik und deren Anwendung als Energielieferant für die Batterien der Elektrofahrzeuge.

Gesetztes Ziel dieser Arbeit ist außerdem, eine umfangreiche Kommunikation der beiden verwendeten Programme NEPLAN und MATLAB zu realisieren. Dies sollte in einer Art »Regelschleife« umgesetzt werden.

Abstract

The need for change in our dealings with the remaining energy resources is unpreventable. The mindless burning of fossil fuels leads to a steady rise of severe problems in a global extent and their limitations are the objective of various political conventions. In the transport sector more efficient combustion engines, hybrid cars and fully electrical powered engines are supposed to achieve a positive contribution. The highest expectations are set for the last-mentioned electrical vehicles in combination with charging processes powered by renewable energies. Beside the challenge of allocating renewable energy, the electrical power grid has to have the ability to transmit the required energy to the batteries of the vehicles without being overloaded. The exploration of the effects on the existing electrical grid caused by the charging processes is still in its infancy. A small contributory is delivered in the range of this work.

A mobility study on the authority of the provincial government of Niederösterreich allows analysing the user behaviour of a multitude of car owners. The determined times of standstill and moving of the vehicles show that they are parked most of the time during a day. Most used places of location are at home and at work and therefore these two are the relevant places to implement charging stations. In addition to the integration of a charging infrastructure placed on the mentioned locations also public charging stations are considered in the simulations within the framework of this thesis.

The desire to accomplish the charging of the batteries as fast as possible requires a high charging power. This fact pushes the electrical grid to the edge of its loading capacity. The simultaneous appearance of charging processes holds the risk of overloading the components of the grid as a result of peak power. On the basis of this facts there are concepts needed to provide the batteries of the electric vehicles with the demanded energy excluding the production of high power peaks. Among these requirements also the mobility of the vehicles is an essential matter.

Having regard to the mentioned points there are developed two scenarios and different concepts of charging. The effects of these concepts on the low voltage level of a specific sector of the power grid are determined and analysed. In the basic scenario is shown the loading capacity of the examined grid which is caused by the load of households and industry. The scenario 2030 considers some of the objectives of the current energy policy. Sustainable energy supply with a low grade of CO₂ emissions is therefore integrated in the surrounding conditions of the scenario. Additionally the ambitious target of 80% penetration rate for the electric vehicles in the transport sector is assumed. The developed concepts for charging are guided by three different approaches based on the consumption of energy, the generation of energy from renewable sources or the current conditions of the power grid.

The conducted analysis of the grid contains inspections of cable capacities, voltage fluctuations and grid losses using the different types of charging processes. Particular attention is also paid to the integration of photovoltaic systems and its application as energy supplier for the batteries of the electrical vehicles.

An additional target is to provide communication between the two programs NEPLAN and MATLAB that are used to perform the simulations. This should be implemented in a kind of »control loop«.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
1.1 Problemstellung	2
1.2 Zielsetzung	2
1.3 Gliederung der Arbeit	3
2. Basisdaten	4
2.1 Verteilnetzdaten	4
2.1.1 Fehlerkriterien	8
2.2 Fahrprofildaten	9
2.3 Erzeugungsmuster aus erneuerbarer Energie	10
2.4 Verbrauchermuster	12
2.4.1 Haushaltslastprofile	12
2.4.2 Industrielastprofile	14
2.4.3 Skalierung der Lastprofile	14
3. Leistungsaufnahme und deren Steuerung	16
3.1 Energiespeicher	16
3.2 Ladeleistung	19
3.3 Leistungselektronik	19
3.4 Ungesteuertes Laden	20
3.5 Gesteuertes Laden	20
3.5.1 Verbrauchsorientierte Steuerung (VoSt)	21
3.5.2 Erzeugungsorientierte Steuerung (EoSt)	22
3.5.3 Netzorientierte Regelung (NoR)	23
3.6 Systemtechnische Anforderungen	23
4. Systembeschreibung	25
4.1 MATLAB	26
4.1.1 Graphical User Interface	26
4.1.2 Datendepot	29
4.1.3 Netzmatrix	29
4.1.4 Standort-Matrix	29
4.1.5 Ladeinfrastruktur	30
4.1.6 Reihung nach Anwesenheit	31
4.1.7 Anpassung des Ladezeitraums für VoSt und EoSt	32

4.1.8	Berechnungszeitraum von 48 Stunden	33
4.1.9	Netzorientierte Regelung	34
4.1.10	Variablendefinition	38
4.1.11	Mobilitätskriterium	38
4.2	NEPLAN	39
4.2.1	Einstellungen	39
4.2.2	Inputdaten	40
4.2.3	Outputdaten	41
4.3	Ablaufplan des Gesamtsystems	42
5.	Analyse und Ergebnisse	44
5.1	Basisszenario 2010	44
5.2	Szenario 2030	46
5.2.1	Parameterdefinition	46
5.2.2	Ergebnisse für die Ladeinfrastruktur <i>Zuhause</i>	51
5.2.3	Ergebnisse für die Ladeinfrastruktur <i>Arbeitsplatz</i>	52
5.2.4	Ergebnisse der netzorientierten Regelung	56
5.2.5	Vergleiche anhand von Spannung, Auslastung und Verlustenergie	60
5.3	Interpretation	63
6.	Zusammenfassung	65
	Literaturverzeichnis	68
	Abkürzungsverzeichnis	70
	Abbildungsverzeichnis	71
	Tabellenverzeichnis	73
A.	Anhang	74
A.1	Auslegung der Kabelleitungen und Transformatoren	74
A.2	NEPLAN Einstellungen	74
A.3	Externes Starten der Lastflussberechnung in NEPLAN	77
A.4	Konstellation der Profildaten in den Szenarien	77
A.5	Ergebnisse an Last <i>L-146</i> aus dem Szenario 2030	78

1. Einleitung

Der stetig steigende Bedarf an Energie jeglicher Form bringt nicht nur Fortschritt, Komfort und ein bequemes Leben mit sich, sondern leider auch negative Aspekte. Einer und mitunter der gravierendste, ist der Ausstoß von Kohlendioxid in die Erdatmosphäre durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe. Die damit einhergehenden Veränderungen der Temperatur, führen zu einer langen Liste an klimatischen Veränderungen, die auch das Leben der Menschen und der Tierwelt betreffen. Immer öfter trifft man in den Medien auf Begriffe wie Gletscherschmelze, Treibhauseffekt, Anstieg des Meeresspiegels, Wetterkatastrophen, Kyoto-Protokoll etc. und nicht selten wird eine Verbindung zu den Emissionen von Kohlendioxid gemacht.

Die Ursprünge der globalen CO₂ Emissionen lassen sich laut der IEA (International Energy Agency) in nachfolgend dargestellte Sektoren unterteilen. Nahezu zwei Drittel werden durch die Erzeugung von Elektrizität und Wärme und zu Zwecken des Transports verursacht und bieten somit enormes Potential für Emissionseinschränkungen. Neben Effizienzsteigerung, Abgasfilterung, Förderung von erneuerbaren Energien und vielen weiteren Maßnahmen, wird im Transportsektor der Umstieg von Verbrennungsmotoren auf eine kombinierte oder alleinige Anwendung von Elektromotoren angestrebt.

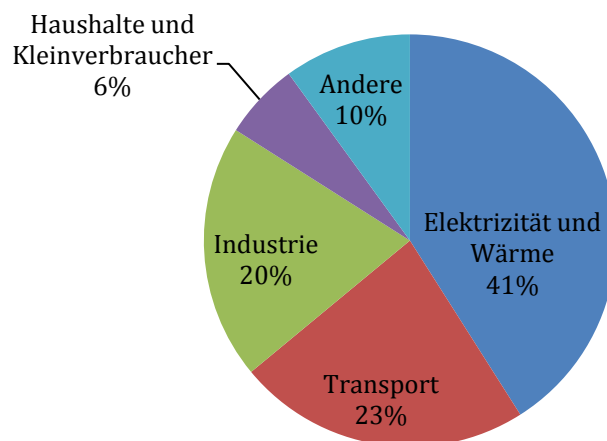


Abbildung 1.1: Unterteilung der weltweiten CO₂-Emissionen nach Sektoren im Jahr 2009 [1]

Die technischen Voraussetzungen für die Umsetzung dieser Ziele sind prinzipiell gegeben, wie eine immer größere Vielfalt an bereits am Markt vorhandenen Hybrid- und Elektrofahrzeugen beweist. Um jedoch eine flächendeckend hohe Durchdringungsrate zu erreichen, sind noch einige Hürden zu meistern.

1.1 Problemstellung

Eine der größten Herausforderungen betrifft die Batterien der Fahrzeuge. Diese sollten eine möglichst große Speicherkapazität aufweisen, um große Reichweiten zu gewährleisten und gleichzeitig sollte ihr Gewicht beschränkt sein, um die angesprochene Reichweite nicht unnötig zu verkürzen. Ein ausgewogenes Verhältnis dieser beiden im Konflikt stehenden Anforderungen ist somit von großer Bedeutung. Des Weiteren ist eine erschwingliche Kostendeckung eine essenzielle Eigenschaft, die zu einer erhöhten Akzeptanz von Elektroautos führt.

Die Energiedichte der Batterien, im Vergleich zu jener von herkömmlichen Treibstoffen, zeigt ein weiteres Problem auf: Ladezeit. Die vielversprechendste Technologie unter den Batterien wird durch Li-Ionen-Akkus repräsentiert. Ihre Energiedichte liegt derzeit bei rund 200 Wh/kg und ist damit ca. um den Faktor 60 kleiner als jene von Benzin. Damit verbunden ist ein wesentlich längerer zeitlicher Aufwand um dem Fahrzeug Energie zuzuführen, als dies durch schnelles Tanken in der Gewohnheit der Menschen verankert ist. Neben dem völlig anderen Konzept, den Fahrzeugen während der Parkzeiten Energie zuzuführen, bedarf es somit auch einem grundsätzlichen Umdenken der Menschen und der Akzeptanz eventuell einen kleinen Rückschritt in Bezug auf Bequemlichkeit in Kauf zu nehmen.

Maßgebender Faktor für die Ladezeit ist die Leistung, mit der die Energie in die Fahrzeugbatterie übertragen wird. Je höher diese Ladeleistung, desto kürzer die Ladezeit. Gleichbedeutend bringt jedoch eine erhöhte Ladeleistung die Netzkomponenten des Niederspannungsnetzes näher an ihre Belastungsgrenzen und somit ist auch hier ein ausgewogenes Verhältnis erforderlich.

Die Auswirkungen auf ein ausgewähltes Niederspannungsnetz, bedingt durch die Integration von Ladestellen für Elektrofahrzeuge unter der Annahme einer Durchdringungsrate von 80%, werden in den nachfolgenden Kapiteln behandelt.

1.2 Zielsetzung

Die Integration von flächendeckenden Lademöglichkeiten in ein bestehendes Energienetz, ist eine sehr fordernde Aufgabe. Es müssen die räumlichen Gegebenheiten für Ladeplätze mit zugehörigen Parkplätzen vorhanden sein und zusätzlich müssen auch die Leitungen und der speisende Transformator des betroffenen Energienetzes den erhöhten Lasten standhalten. Um die Netzkomponenten nicht an die Grenzen ihrer Belastbarkeit zu bringen, sind Konzepte notwendig, die ein kontrolliertes Laden der Batterien ermöglichen. Zur Umsetzung dessen, können entweder Prognosen des Lastverlaufes herangezogen werden oder es ist eine Kommunikation notwendig, die den Energiebedarf der Elektrofahrzeuge mit dem Belastungszustand des Energienetzes abgleicht.

Ziel dieser Arbeit ist es, verschiedene Arten der Ladesteuerung in ein Simulationsmodell einzubauen und deren Effektivität zu bewerten. Dazu müssen die Verbrauchergruppen bestehend aus Haushalten, Industrie und Elektromobilität kombiniert in das betrachtete Verteilnetz eingefügt werden. Die dadurch entstehenden Summenlastprofile werden durch Erzeugerprofile aus Photovoltaik gestützt und deren Auswirkungen betrachtet. Die beiden Programme MATLAB und NEPLAN bilden dabei die Grundlage des Modells und arbeiten in einer Art »Regelschleife« zusammen.

1.3 Gliederung der Arbeit

Den einleitenden Worten folgt in Kapitel 2 eine detaillierte Erklärung der im Simulationsmodell verwendeten Basisdaten. Darin werden der Ursprung und das Datum der erfolgten Messungen angegeben, der Aufbau und die lokalen Gegebenheiten des Verteilnetzes erläutert und Rahmenbedingungen für das Modell festgelegt.

Kapitel 3 befasst sich mit der Leistungsaufnahme der Batterien und deren Steuerung. Dazu wird anfangs auf Energiespeicher, Ladeleistung und die erforderliche Leistungselektronik innerhalb eines Elektrofahrzeugs eingegangen. Dem ungesteuerten Vorgang der Leistungszufuhr folgen drei verschiedenen Ansätze, um eine kontrollierte Zufuhr der Ladeenergie zu gewährleisten. Der erste orientiert sich dabei am Lastverlauf bedingt durch die Grundlast ohne BEV (**B**attery-**p**owered **E**lectric **V**ehicle), der zweite am Verlauf der erzeugten Energie aus Photovoltaik und der zuletzt angeführte am aktuellen Zustand der Netzkomponenten.

In Kapitel 4 werden der genaue Aufbau des Modells und die wichtigsten Umsetzungen der Ladekonzepte dargestellt. Außerdem werden die wichtigsten Funktionen und Einstellungen der Programme MATLAB und NEPLAN in Bezug auf das Modell erläutert und anhand von Ablaufplänen verdeutlicht.

Eine Analyse der Ergebnisse aus den Simulationen zweier Szenarien wird in Kapitel 5 durchgeführt. Es werden Betrachtungen bezüglich Auslastung, Spannungsschwankung und Netzverluste angestellt und die unterschiedlichen Aspekte der angewendeten Ladekonzepte interpretiert.

In der Zusammenfassung werden abschließend die Ergebnisse der Arbeit in kompakter Form wiedergegeben.

2. Basisdaten

Damit ein Simulationsmodell möglichst aussagekräftige und realitätsnahe Ergebnisse liefern kann, müssen sämtliche Daten, die in dieses Modell einfließen, dieselben Attribute aufweisen: aussagekräftig und realitätsnah. Aus diesem Grund wurden die Daten, die in diese Arbeit Einzug hielten, nach Möglichkeit aus bestehenden Systemen bezogen. So stammen die Daten und die Struktur des verwendeten Energienetzes aus einem existierenden Verteilnetz, die Lastprofile der Haushalte und Firmen aus gemessenen Daten, die Erzeugungsprofile der Photovoltaikanlagen aus einem Forschungsprojekt und die Daten zu den Fahrprofilen aus einer Mobilitätsbefragung, an der sich eine große Anzahl von Fahrzeughaltern beteiligt hat.

Nachfolgend sind alle erwähnten Komponenten mit deren Inhalt und Ursprung ausführend erklärt.

Zum Verständnis sei vorweg angeführt, dass kursiv geschriebenes auf eine der folgenden Kategorien verweist:

- Variablen- oder Funktionsname im Programmcode für MATLAB
- Element- oder Knotenbezeichnung des in NEPLAN erstellten Verteilnetzes
- Bezeichnung, die den Funktionsumfang eines dieser beiden Programme betrifft
- Firmen- oder Projektbezeichnung

2.1 Verteilnetzdaten

Das dieser Arbeit zugrunde liegende Energienetz mit allen erforderlichen Daten über Leistungsanschlüsse, Energieverbräuche, Netzstruktur etc. wurde von der *Vorarlberger Kraftwerke Netz AG (VKW-Netz AG)* zur Verfügung gestellt. Es umfasst die Energieversorgung von vier Häuserblöcken und den Anschluss von öffentlichen Ladestellen für Elektrofahrzeuge, dessen Ursprung dem Vorarlberger Projekt *VLOTTE* zuzuweisen ist. In Abbildung 2.1 ist die örtliche Lage der besagten Objekte dargestellt. Es handelt sich um die Blöcke mit den Hausnummern 7, 9, 18 und 20 in einer Straße im Zentrum von Bregenz. Die öffentliche Ladestelle liegt südwestlich der Hausnummer 7, markiert durch einen grünen Punkt. Sie ist ausgelegt für das Laden von zwei Elektrofahrzeugen.

In Abbildung 2.2 ist die gesamte Struktur des Verteilnetzes dargestellt. Es handelt sich um ein 400V-Niederspannungsnetz, das von zwei parallel geschalteten Transformatoren mit je 630 kVA Nennscheinleistung gespeist wird – in Abbildung 2.1 ist deren örtliche Lage als roter Punkt markiert. Die Speisung durch zwei Transformatoren dient der redundanten Energieversorgung, falls einer der beiden ausfallen sollte. Eine weitere Maßnahme zur Gewährleistung der Redundanz innerhalb des Verteilnetzes ist nachfolgend in Kapitel 2.1.1 angeführt.

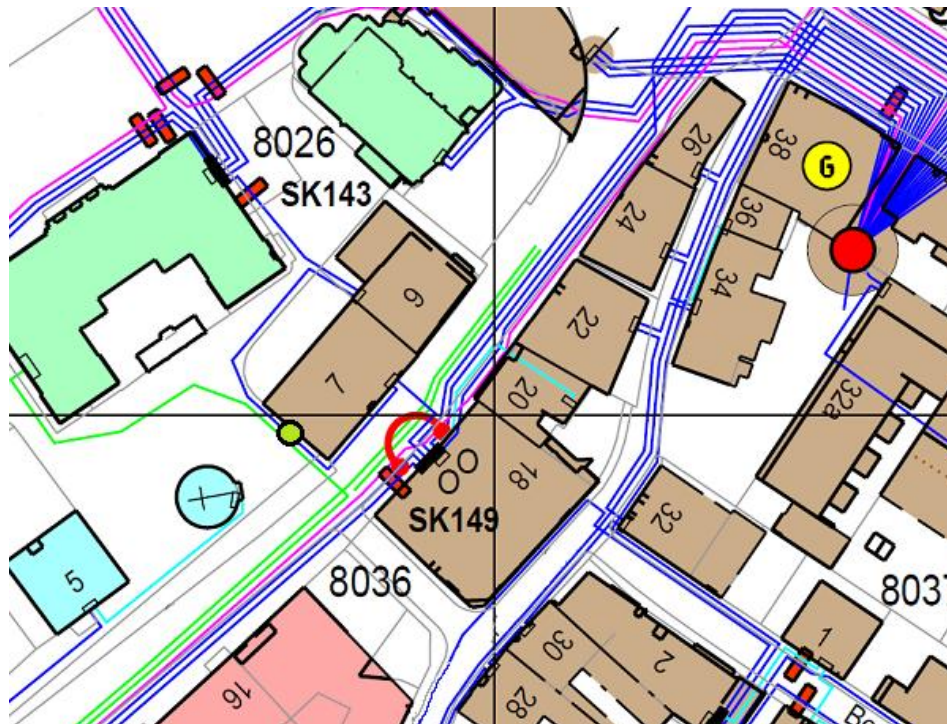


Abbildung 2.1: Lageplan der vom Verteilnetz versorgten Häuserblöcke

Die Struktur des Netzes entspricht laut [2] jener eines Strangnetzes. Dabei werden die Versorgungsleitungen des Teilnetzes mit mehreren Einspeisestationen verbunden, jedoch mit geöffneten Trennschaltern betrieben (s. Abbildung 2.3). Die betriebliche Sicherheit wird durch diese Teilvermaschung des Netzes erheblich erhöht.

Jeder Häuserblock wird über einen Hausanschluss (HA) gespeist. So wird beispielsweise der Block mit der Hausnummer 7 über HA7 gespeist und dessen Energieverbrauch in der Last *L-146* zusammengefasst. Die Last *L-151* entsprach ursprünglich einer Druckerei mit einem Leistungsanschluss von über 150 kW und ist deshalb über eine Doppelleitung gespeist worden. Im jetzigen Zustand treten allerdings nur noch Spitzenleistungen von etwa 30 kW an diesem Lastanschluss auf, da anstatt der Druckerei ein wesentlich kleinerer gewerblicher Verbraucher dort ansässig wurde.

L92 bezeichnet jene Leitung, an der alle restlichen Verbraucher liegen. Sie versorgt den Knotenpunkt *SK149*, von dem aus die drei Hausanschlüsse 7, 9 und 20 als auch die öffentliche Ladestelle *VLOTTE* ihre geforderten Leistungen beziehen.

Der Netzstrang mit den Leitungen *L120* und *L125* ist insofern interessant, als er untypische Verhältnisse in Bezug auf die Leitungsauslegung aufweist. Aus der aktuellen Netzstruktur ist nicht ersichtlich, aus welchem Grund die Leitung *L125* stärker ausgelegt wurde als *L120*. In den Betrachtungen der Leitungsauslastung in Kapitel 5 wird wegen diesem Umstand die Leitung *L120* als Schwachstelle dieses Netzstrangs herangezogen. Im Anhang A.1 sind alle Leitungsquerschnitte, das Leitermaterial und die maximal zulässigen Ströme aller Leitungen angeführt.

Die Bezeichnungen der einzelnen Netzelemente und die IDs in Abbildung 2.2 stammen aus dem Netzplanungs- und Optimierungsprogramm NEPLAN, das im Rahmen dieser Arbeit zur Anwendung kommt und in Kapitel 4.2 näher erklärt wird.

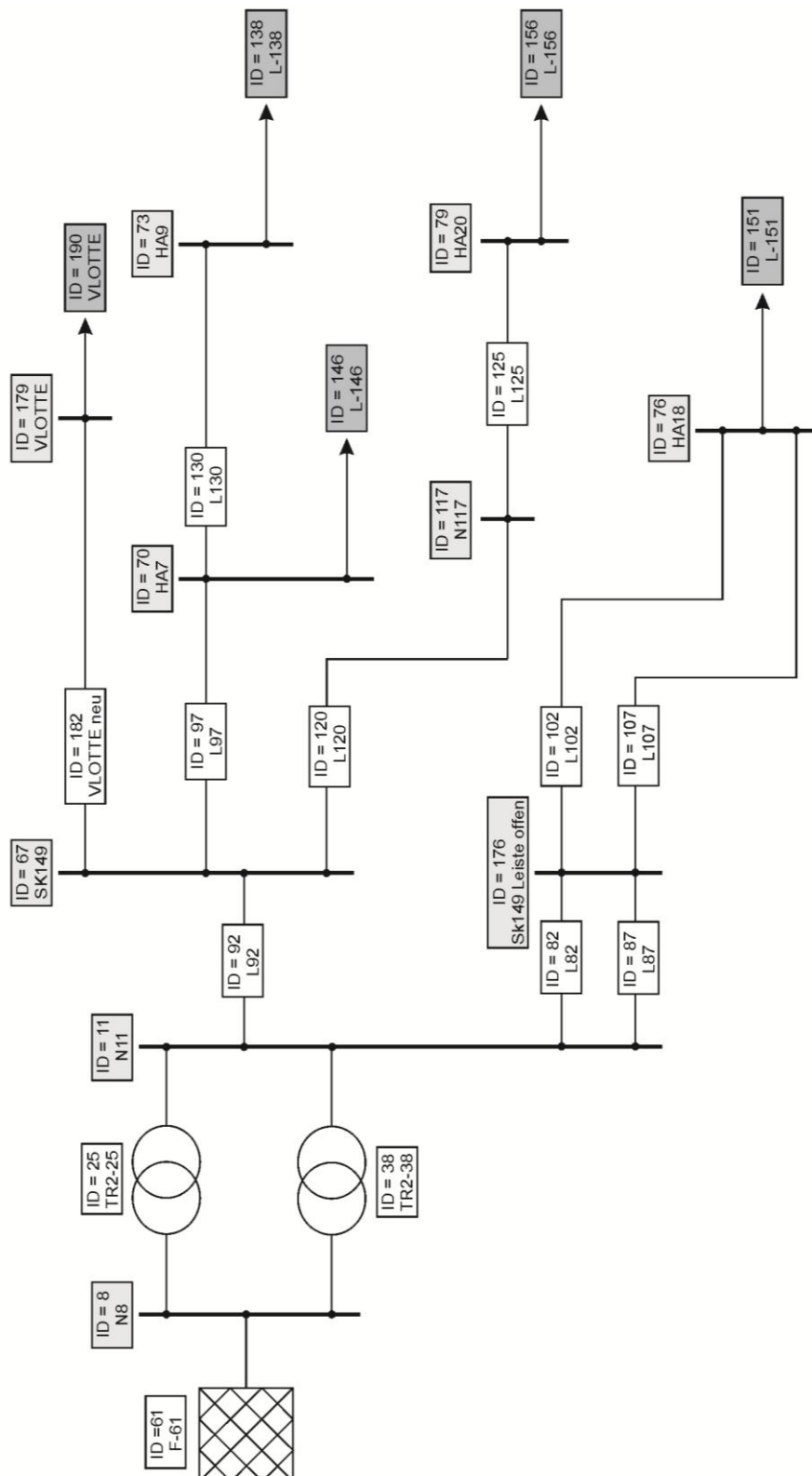


Abbildung 2.2: Struktur des Energienetzes

Tabelle 2.1 beinhaltet sämtliche Lastanschlüsse mit Unterteilung in deren einzelne Verbraucher, Angabe ihrer Bezeichnung, Zuordnung zu einer Branche, Auslegung des Leistungsanschlusses und Jahresenergieverbrauch (JEV). Anhand der Branchenzuordnung wurde jeder Verbraucher einem Profiltyp zugeordnet. Die Typen sind unterteilt in Haushalt (HH) oder Gewerbe bzw. Industrie (I) – genauere Erläuterungen zu diesen beiden Typen erfolgen in Kapitel 2.4.

Lastanschluss- bezeichnung	Branchentext	P-Anschluss [kW]	JEV [kWh/a]	Profiltyp
L-146	Haushalte	4,5	63	HH
L-146	Haushalte	7,3	4.227	HH
L-146	Sonstige private Dienstleistungen	54,5	311	HH
L-146	Architektur- und Ingenieurbüros	31	7.477	I
L-146	Gastgewerbe	23,2	590	HH
L-146	Haushalte	9	6.029	HH
L-138	Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	6	21.981	I
L-138	Haushalte	3	8.552	HH
L-138	Haushalte	3	1.031	HH
L-138	Handel, Instandhaltung, Reparatur	3	5.141	I
L-138	Haushalte	3	4.914	HH
L-138	Haushalte	3	3.181	HH
L-138	Haushalte	3	1.983	HH
L-138	Haushalte	3	1.749	HH
L-138	Haushalte	3	2.097	HH
L-138	Haushalte	3	845	HH
L-138	Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	3	2.081	I
L-138	Haushalte	3	1.176	HH
L-151	Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	15,2	4.931	I
L-151	Papier, Verlag, Druckerei	152,5 ¹	90.206	I
L-156	Immobilien	3	6.410	I
L-156	Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	3	7.808	I
L-156	Haushalte	3	4.372	HH
L-156	Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	3	5.825	I
L-156	Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	3	8.824	I
L-156	Kredit- und Versicherungswesen	3	9.572	I

Tabelle 2.1: Jahresenergieverbrauchswerte und Profiltzuordnung

Die Einträge in Zeile 3 und 5 wurden aufgrund des geringen JEV und dem eher zutreffenden Profilverlauf eines Haushalts dem Profiltyp HH zugeordnet.

¹ Entspricht nicht mehr den Gegebenheiten. Die maximalen Leistungen an diesem Anschluss liegen aktuell bei ca. 30 kW.

2.1.1 Fehlerkriterien

Vorgreifend wird an dieser Stelle die netzorientierte Regelung (s. Kapitel 3.5.3) des Ladevorgangs von Elektrofahrzeugen erwähnt. Dabei werden relevante Parameter des Verteilnetzes überwacht und im Fehlerfall entsprechende Maßnahmen gesetzt. Bevor jedoch eine Regelung zur Anwendung kommen kann, müssen Grenzwerte für das Inkrafttreten dieser festgelegt werden. In diesem Zusammenhang sind sowohl die Spannungen an den Knotenpunkten als auch die Auslastungen der Leitungen bzw. der Transformatoren innerhalb des Verteilnetzes von Bedeutung.

Die Grenzwerte der Spannung werden von der *VKW-Netz AG* übernommen. Für das Niederspannungsnetz gelten demnach folgende Spannungsänderungen als grenzwertig:

- 6% Spannungsabsenkung vom NS-Verteiler bis zum Hausanschluss, ohne Berücksichtigung des Transformators,
- 1,5% Spannungsanhebung vom NS-Verteiler bis zum Hausanschluss, mit Berücksichtigung des Transformators.

Für die Auslastung wird ein wesentlich niedrigerer Grenzwert von 50% festgelegt. Die Begründung hierfür wird mittels Abbildung 2.3 erläutert.

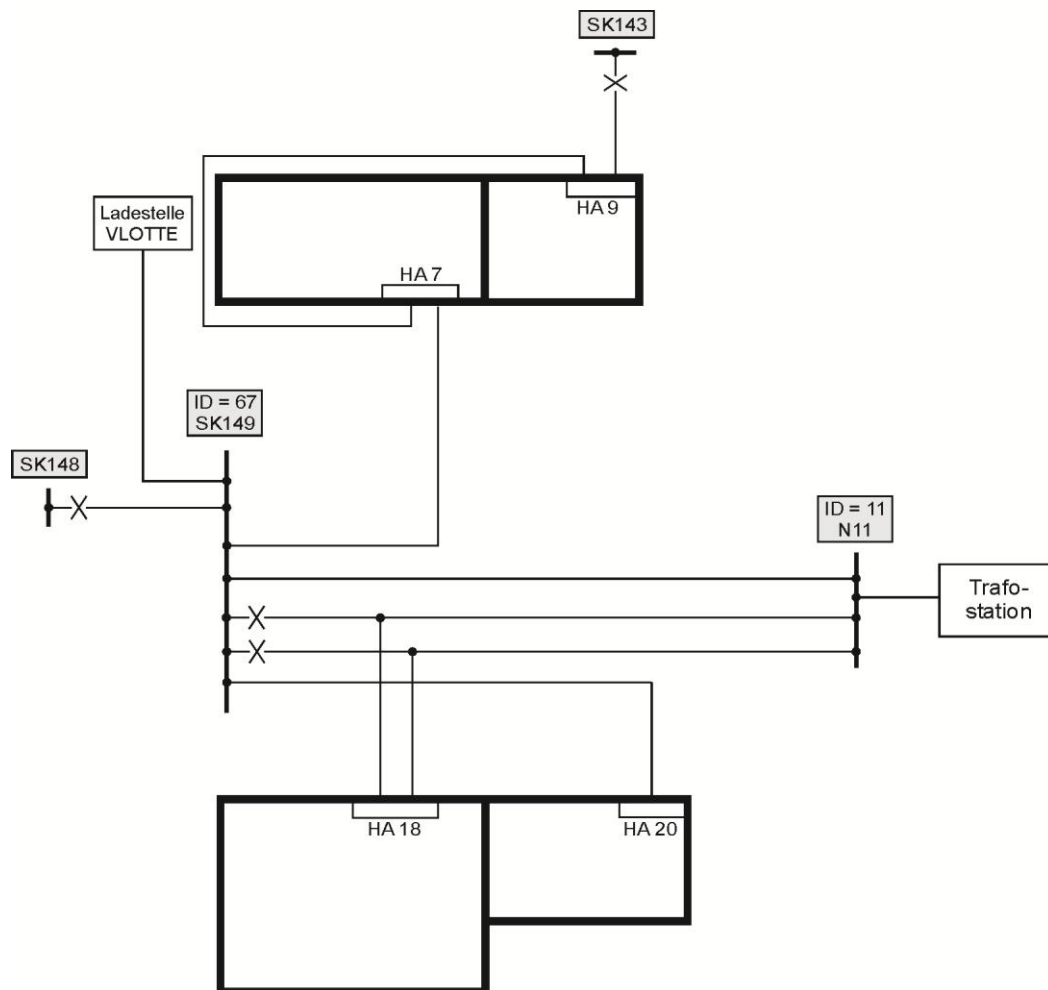


Abbildung 2.3: Schematische Darstellung der Anordnung der Trennschalter zur Gewährleistung redundanter Energieversorgung

Darin sind die vier Häuserblöcke des Verteilnetzes mit Anordnung der zugehörigen Hausanschlüsse, die öffentliche Ladestelle und die Trafostation schematisch abgebildet. Zusätzlich sind die Positionen von vier Trennschaltern durch ein X markiert. Diese Trennschalter sind im fehlerlosen Betrieb geöffnet und dienen im Falle eines Versorgungsausfalls innerhalb eines Verteilnetzes zur Gewährleistung einer redundanten Energieversorgung. So kann beispielsweise der Sammelschienenkasten *SK148*, des benachbarten Verteilnetzes, im Fehlerfall durch Schließen des zugehörigen Trennschalters versorgt werden. Dadurch müssen natürlich höhere Leistungen über manche Netzabschnitte übertragen werden. In diesem Beispielfall wäre davon die Leitung *L92* betroffen, welche die Verbindung der Knotenpunkte *N11* und *SK149* darstellt.

Aufgrund dieser Zusatzbelastung, die über einen langen Zeitraum auftreten kann, wird die zulässige Auslastung ohne Fehlerfall für Leitungen und Transformatoren mit 50% begrenzt.

2.2 Fahrprofilaten

Das Amt der niederösterreichischen Landesregierung hat im Jahr 2008 eine landesweite Mobilitätsbefragung in Auftrag gegeben [3]. An dieser schriftlichen Befragung nahmen 9300 Personen aus 4041 verschiedenen Haushalten teil. Das Ergebnis lieferte teils erstmalige Einblicke in das Mobilitätsverhalten verschiedener Personengruppen an Werktagen, als auch an Wochenenden.

Die daraus resultierenden statistischen Daten werden in der vorliegenden Diplomarbeit als Grundlage herangezogen, um den Ladeleistungsbedarf von Elektrofahrzeugen an einem Werktag zu ermitteln. Die notwendigen Schritte zur Erstellung von Lastprofilen wurden in [4] bereits beschrieben und erfordern die Klärung einiger verkehrs- und fahrzeugspezifischer Fragen. Erstere lauten:

- Wieviele Strecken werden pro Tag mit dem Auto zurückgelegt?
- Zu welchen Uhrzeiten beginnen die Fahrten, und wann enden sie wieder?
- Wieviele Kilometer werden pro Weg gefahren?

Die Ermittlung des Energiebedarfs der Fahrzeuge erfordert des Weiteren die Bestimmung der nachfolgenden Fahrzeugparameter:

- Wieviel Energie wird pro zurückgelegtem Kilometer benötigt?
- Welche Batterie wird für die Energiespeicherung verwendet, und welche Parameter weist diese auf?
- Wie sieht die Ladecharakteristik dieser Batterie aus?
- An welchen Orten wird das Fahrzeug abgestellt, und besteht dort eine Möglichkeit die Batterie zu laden?

Um die Auswirkungen von Ladesteuerungen elektrischer Fahrzeuge in einem konkreten Verteilnetz auswerten und analysieren zu können, sind vorweg einige Schritte zu tätigen. Der erste Schritt, die Klärung der Fragen zu den Verkehrsdaten, wurde im Rahmen der Mobilitätsbefragung gemacht. Der zweite Schritt, die Umwandlung dieser Daten in eine Form, die eine Weiterverarbeitung und Erstellung von Ladeprofilen ermöglicht, als auch die Klärung der Fragen zu den Fahrzeugparametern, wurde in [4] umgesetzt – die genauen Abläufe zur Verarbeitung der Daten sind u.a. im Kapitel Systembeschreibung erklärt. Aufbauend darauf werden in

dieser Arbeit alle restlichen Schritte durchgeführt, welche im Wesentlichen folgendes beinhalten:

- Lastprofile aus Haushalten und Gewerbe, als auch Erzeugerprofile aus Photovoltaik einbeziehen,
- verschiedene Konzepte der Leistungsaufnahme und deren Steuerung für die Elektrofahrzeuge anwenden,
- Summenlastprofile erstellen,
- Lastflussberechnungen durchführen und deren Ergebnisse auswerten.

Die Anzahl der Fahrprofile, die dieser Arbeit zugrunde liegen, ergibt sich zu 3394. Die zu Anfang dieses Kapitels erwähnten 9300 befragten Personen lassen vielleicht eine höhere Anzahl von Fahrprofilen erwarten. Da sich die Befragung jedoch auf den gesamten motorisierten Individualverkehr und somit auf Fahrzeuge aller Antriebsarten bezog, erklärt dies das Ausscheiden vieler Fahrprofilaten. Zusätzlich scheiden all jene Fahrzeuge aus, die bei ungesteuertem Laden – d.h. Laden zu jeder Uhrzeit und mit unbeschränkter Ladeleistung (siehe Kapitel 3.4) – das Mobilitätskriterium nicht erfüllen. Dieses Kriterium verlangt die Bewältigung aller Fahrtstrecken, ohne je die Untergrenze für den Ladezustand der Fahrzeugbatterie zu unterschreiten. Näheres dazu ist in Kapitel 4.1.11 angegeben.

2.3 Erzeugungsmuster aus erneuerbarer Energie

Um in den nachfolgenden Szenarien (s. Kapitel 5) auch der nachhaltigen Energieerzeugung und den notwendigen Zielen der Energiepolitik Rechnung zu tragen, wird entsprechend dem vorliegenden Niederspannungsnetz eine erneuerbare Energie für diese Netzebene eingeführt. Dazu wird für die Häuserblöcke 7, 9 und 20 angenommen, dass auf den ausreichend großen Dachflächen Photovoltaikanlagen mit je 60m² Fläche installiert werden.

Die Erzeugerprofile für diese Anlagen wurden von dem *Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf* zur Verfügung gestellt. Konkret handelt es sich dabei um die Daten eines, auf einem freien Feld stehenden, nach Süden ausgerichteten, ca. 30° geneigten, nicht nachgeführten Systems. Drei parallele Stränge, mit je 14 Modulen, liefern eine gesamte Nennleistung (wird auch als Spitzenleistung bezeichnet) von 8950W unter Testbedingungen. Diese liegen vor, wenn 1000W/m² Einstrahlungsstärke, 25°C Modultemperatur und eine Luftmasse von 1,5 herrschen. Die Fläche dieser Module liegt in etwa bei 65m². Die zur Verfügung stehenden Daten umfassen den Zeitraum von Juli 2010 bis Juli 2011.

In den Abbildung 2.4 und Abbildung 2.5 sind für einen wolkenlosen Sonnentag, als auch für einen wechselhaften Tag, ausgewählte Erzeugungswerte aus den Monaten Dezember und Juli gegenübergestellt.

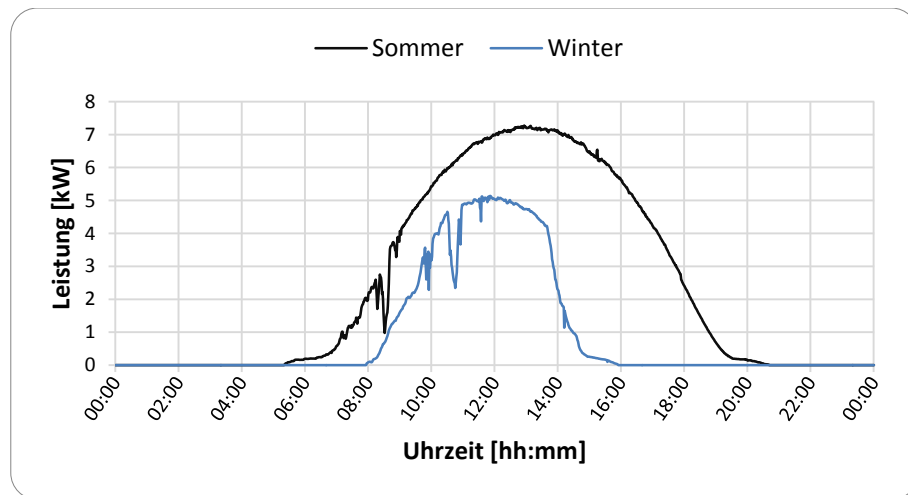


Abbildung 2.4: Gegenüberstellung des Leistungsverlaufs der PV-Anlage an einem Sonnentag im Juli und im Dezember²

Vor allem der große Zeitunterschied, an dem die Sonnenenergie genutzt werden kann, sticht bei dieser Darstellung ins Auge. Im Sommer ist dieser Zeitraum nahezu sechs Stunden größer als im Winter und auch die Spitzenleistung liegt wesentlich höher. Zum Teil ist dieser gravierende Unterschied durch die fixierte Neigung der Module bedingt und würde im Falle eines nachgeführten Systems wesentlich besser aussehen. Um jedoch die realitätsnahen Bedingungen nochmals anzusprechen, ist ein nachgeführtes System für eine Installation der PV-Anlage am Dach, nicht zuletzt wegen dem erhöhten Gewicht, eher unüblich und somit sind die hier gezeigten Unterschiede durchaus relevant.

Der Spitzenwert des Sommertages in Abbildung 2.4 liegt knapp über 7kW und somit weit unter der erwähnten Nennleistung. Dieser Umstand ist durch die Erwärmung der Moduloberfläche und der damit verbunden Reduzierung des Wirkungsgrads der einzelnen Zellen verbunden. An einem heißen Sommertag wirkt sich diese Erwärmung also negativ auf den Wirkungsgrad der Zelle aus und an einem kühlen Tag, an dem die Modultemperatur ideale Werte annimmt, liegt die Einstrahlungsstärke unterhalb der 1000W/m^2 . Da sich diese beiden Parameter unter Normalbedingungen gegenseitig negativ beeinflussen, ist das Erreichen der Nennleistung unüblich.

Abbildung 2.5 zeigt den Verlauf eines wechselhaften Tages im Sommer und im Winter. Betrachtet man das Maximum der Kurve im Juli so sieht man, dass der Wert bei nahezu 8kW liegt und somit höher als jener des Sonnentages im Juli ist. Dieser bemerkenswerte Umstand ergibt sich wiederum aufgrund der Modultemperatur und dem damit zusammenhängenden Einfluss auf den Wirkungsgrad der Solarzellen. Folgt man dem Verlauf in Abbildung 2.5, so sind unmittelbar vor den Maximalwerten wesentlich kleinere Leistungswerte zu sehen. Daraus lässt sich schließen, dass ein Wolkenfeld Schatten auf die Module geworfen hat, die Modultemperatur dadurch gesunken ist und der negative Einfluss auf den Wirkungsgrad abgenommen hat. Reißt die Wolkendecke plötzlich auf, ergeben sich aufgrund der niedrigen Modultemperatur somit höhere Maximalwerte als an einem konstant schönen Tag.

² Die genauen Daten an denen diese Leistungskurven aufgezeichnet wurden, sind der 09.07.2010 und der 20.12.2010.

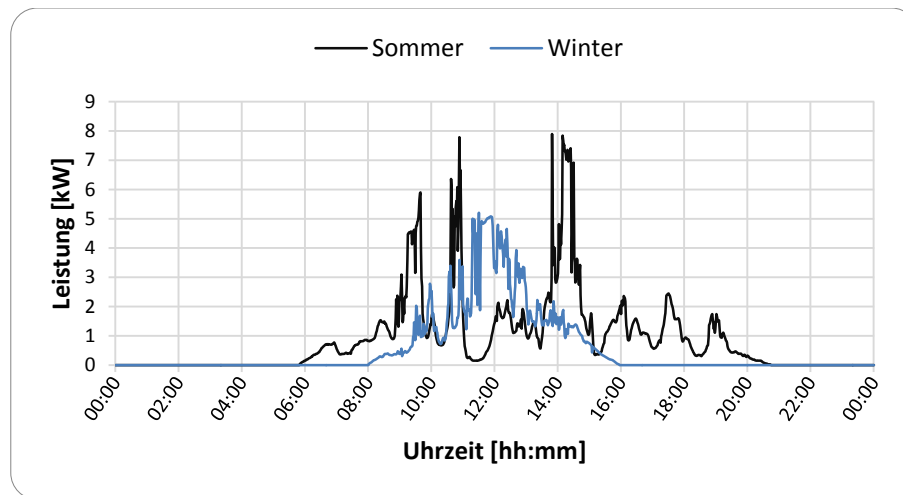


Abbildung 2.5: Gegenüberstellung des Leistungsverlaufs der PV-Anlage an einem wechselhaften Tag im Juli und im Dezember³

Die Aufzeichnung der Leistungsdaten im *Forschungszentrum Zwentendorf* wurden mit einer Taktung von 1 bzw. 10 Sekunden durchgeführt. Da bei der Lastflussberechnung in dem Programm NEPLAN keine kleineren Zeitschritte als eine Minute verarbeitet werden können (s. Kap. 4.2.1), werden die Daten der Photovoltaikanlage im Rahmen der Simulationen dieser Arbeit zu einer Taktung von einer Minute gemittelt.

2.4 Verbrauchermuster

»Die Betreiber von Verteilernetzen wenden für die Abwicklung von Stromlieferungen an Endkunden vereinfachte Methoden für die Ermittlung des Ausgleichsenergiebedarfes an. Für diese Kundengruppe mit weniger als 100.000kWh Jahresverbrauch oder weniger als 50kW Anschlussleistung wurden daher standardisierte Lastprofile erstellt. Für Kleinkunden ist wegen des technischen und organisatorischen Aufwands und der damit verbundenen beträchtlichen Kosten der Einbau eines Lastprofilzählers nicht wirtschaftlich. [...]«, schreibt die Wirtschaftskammer Oberösterreich in [5] über die Standardisierung von Lastprofilen.

Im Hinblick auf die Netzauslastung hat sich bei der Auswahl der Verbrauchermuster die Frage gestellt, ob standardisierte Lastprofile oder tatsächlich gemessene Lastprofile für Haushalt und Gewerbe verwendet werden sollten. Mit der Absicht möglichst wahrheitsgetreue Belastungen zu erzeugen, fiel die Wahl auf letzteres.

2.4.1 Haushaltslastprofile

Im Rahmen des Projektes ADRES-CONCEPT⁴ unter Leitung der TU Wien, wurden von 40 verschiedenen Haushalten Lastprofile im Minutentakt an einem Sommer- und einem Wintertag aufgezeichnet. Dabei handelte es sich jeweils um Werktage. Abbildung 2.6 zeigt die minütlich

³ Die genauen Daten, an denen diese Leistungskurven aufgezeichnet wurden, sind der 06.07.2010 und der 19.12.2010.

⁴ Konzeptentwicklung für ADRES – Autonome **D**ezentrale **R**egenerative **E**nergie-**S**ysteme, FFG-Projekt Nr.: 815 674. Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ durchgeführt.

gemittelten Werte dieser 40 Haushalte im Sommer und Winter. Wie zu erwarten, liegt das Mittel im Winter höher. Die Belastung des Energienetzes sollte für die in Kapitel 5 folgenden Betrachtungen für den ungünstigeren Fall erfolgen. Aus diesem Grund werden in den Szenarien stets die Profildaten des Winters herangezogen.

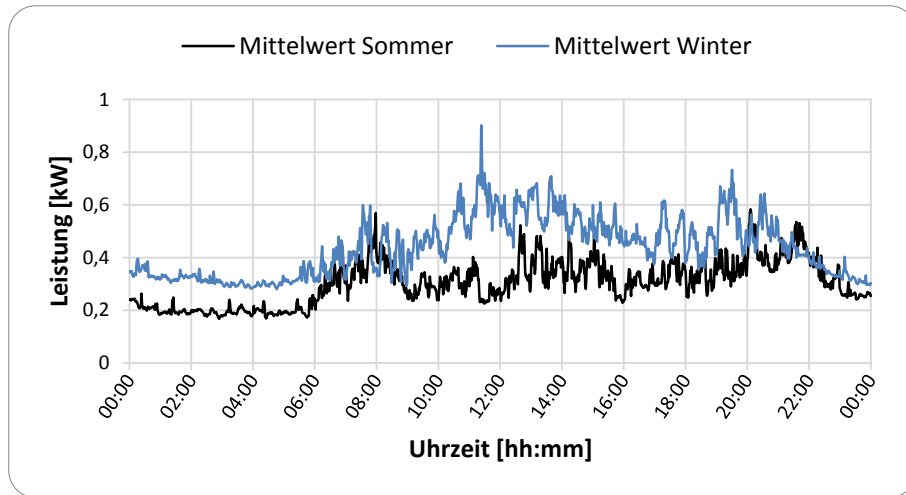


Abbildung 2.6: Im Minutentakt gemittelte Leistungswerte von 40 HH-Lastprofilen über einen Zeitraum von 24h für einen Sommer- als auch einen Winterwerktag

Abbildung 2.7 zeigt ein typisches Lastprofil eines Werktages im Winter, ausgewählt aus den 40 Haushaltsmessdaten. Neben der Grundlast treten zwei ausgeprägte Spitzen am Morgen und am Abend auf.

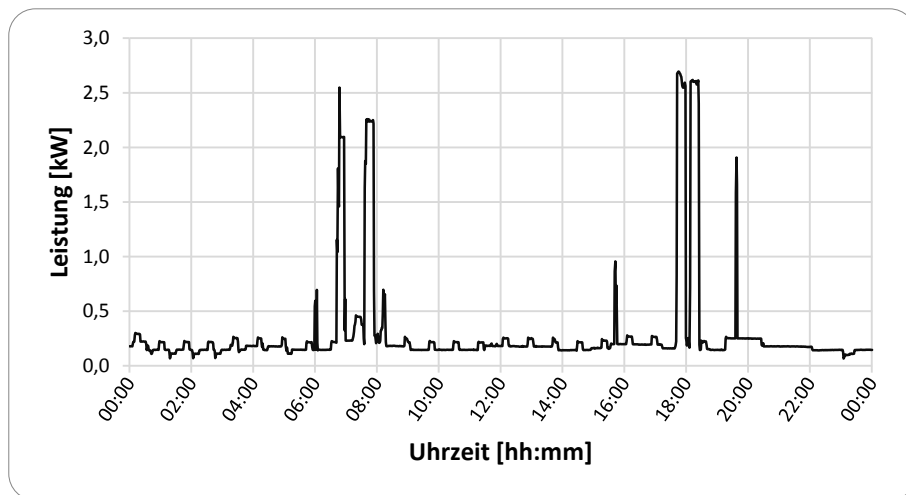


Abbildung 2.7: Typisches Lastprofil eines Haushalts an einem Werktag im Winter

Im Weiteren stehen diese 40 HH-Lastprofile (HH, **H**aushalt) für die Simulation zur Verfügung und werden per Zufall gewählt und einer entsprechenden Last aus Tabelle 2.1 zugeordnet. Die genauen Abläufe der Simulation sind dem Kapitel 4 zu entnehmen.

2.4.2 Industrielastprofile

Für industrielles Gewerbe kann zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit nicht auf eine vergleichbare Vielzahl an verschiedenen Messdaten wie für die Haushalte zurückgegriffen werden. Allerdings stehen von der *VKW-Netz AG* Daten aus einer Messung an dem Hausanschluss *HA18* des betrachteten Verteilnetzes zur Verfügung. Dabei handelt es sich um den Anschluss eines Industriegewerbes mit dafür typischem Lastverlauf. Die Messungen wurden über einen Zeitraum von zwei Monaten, vom 01.01.2011 bis 01.03.2011 durchgeführt und dienen als Grundlage für 39 Industrielastprofile für einen Werktag. Im Rahmen der Simulation werden diese Profile wiederum per Zufall gewählt und einer entsprechenden Last aus Tabelle 2.1 zugeordnet.

Nachfolgend ist in Abbildung 2.8 der Verlauf eines dieser 39 I-Profile (I, Industrie) zu sehen. Die Grundlast wird darin mit einer zusätzlichen Belastung während dem Arbeitszeitraum von ca. 8 bis 18 Uhr beaufschlagt.

2.4.3 Skalierung der Lastprofile

Der Jahresenergieverbrauch jedes einzelnen Verbrauchers im vorliegenden Teilnetz ist in Tabelle 2.1 angegeben, allerdings liegen dazu keine Lastprofile vor. Um nun möglichst reale Gegebenheiten zu gewährleisten, werden die soeben angeführten Verbraucherprofile den gemessenen Verbrauchswerten angepasst. Nachfolgend wird dieser Skalierungsvorgang detailliert erklärt:

Anhand der angegebenen Werte des JEV und der Zuordnung zu einem Profil-Typ, werden die geforderten Haushalts- bzw. Industrieprofile per Zufall aus dem Datendepot (siehe Kapitel 4.1.2) gewählt und einzeln skaliert. Beispielsweise werden für den Hausanschluss 7 die Verbraucher in der Last *L-146* zusammengefasst und diese beinhaltet fünf Haushalte und einen gewerblichen Betrieb. Aus dem Datendepot werden somit fünf HH-Profile und ein I-Profil ausgewählt. Vor der Skalierung muss nun der JEV von den sechs gewählten Lastprofilen einzeln berechnet werden. Beispielhaft ist dies für ein Profil *x* in Gleichung (2.1) durchgeführt.

$$JEV_{Profil\ x, Depot} = \sum_{i=1}^{1440} P_i * \frac{365}{60} \quad (2.1)$$

Alle Lastprofile liegen als minütliche Leistungswerte über 24 Stunden vor, d.h. der JEV eines Profils in kWh ergibt sich aus der Summe von 1440 Leistungswerten, multipliziert mit 365 Tagen, dividiert durch 60 Minuten.

Das Profil *x* wird in weiterer Folge einem Abnehmer aus Tabelle 2.1 zugeordnet. Sei dies der zweite Zeileneintrag, also ein Haushalt mit 4227 kWh Energieverbrauch pro Jahr. Aus der Division dieses Wertes, durch den in Gleichung (2.1) ermittelten Wert, ergibt sich ein Skalierungsfaktor, mit Hilfe dessen das Lastprofil *x* angepasst werden muss.

$$Skalierungsfaktor_x = \frac{JEV_{Last\ x, VKW}}{JEV_{Profil\ x, Depot}} \quad (2.2)$$

Dieser Faktor muss für jede einzelne Last ermittelt werden, um letztlich ein Summenlastprofil erstellen zu können. Dies wiederum geschieht, indem sämtliche zu *L-146* gehörenden Lastprofile minutenweise skaliert und aufsummiert werden.

$$\text{Summenlastprofil}_{L-146} = \sum_{i=1}^{1440} \sum_{j=1}^n P_{i,j} * \text{Skalierungsfaktor}_j \quad (2.3)$$

In Gleichung (2.3) gibt *n* die Anzahl der Haushalte und Gewerbe an, welche die Last am betrachteten Hausanschluss beinhaltet, im vorliegenden Beispiel ist *n* also gleich sechs.

Der beschriebene Vorgang wird für alle Lasten an den Hausanschlüssen durchgeführt und jeweils ein Summenlastprofile erstellt. Abbildung 2.8 zeigt eine grafische Veranschaulichung einer Skalierung mit einem Skalierungsfaktor größer eins, wobei sich natürlich auch Skalierungen mit Faktoren kleiner eins ergeben können.

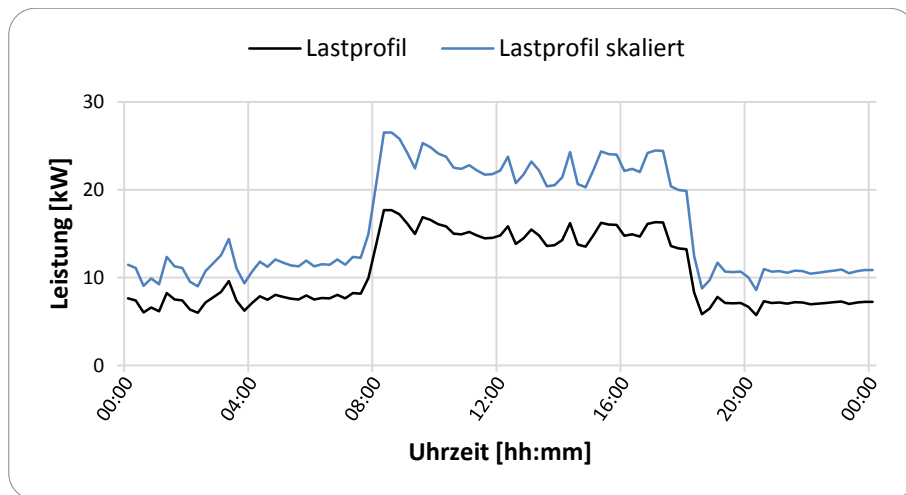


Abbildung 2.8: Skalierung eines Lastprofils

Durch die soeben beschriebene Skalierung muss eine leichte Verfälschung der skalierten Leistungskurve in Kauf genommen werden: aufgrund der vereinfachten Berechnung des Jahresenergieverbrauchs, durch die Multiplikation des Tagesenergieverbrauchs mit der Anzahl der Tage pro Jahr, wird eine leichte Gesamt-Abenkung der skalierten Leistungskurve verursacht. In Bezug auf die Industrie-Profile, die einen wesentlichen Teil der Summenprofile darstellen, wird nämlich insofern ein Fehler eingebaut, als nur das Profil eines Werktags zur Ermittlung des JEV verwendet wird und das wesentlich abgesenkte Profil eines Wochenendtags nicht berücksichtigt wird. Dies hat einen geringfügig verkleinerten Skalierungsfaktor zur Folge. In Abbildung 5.2 in Kapitel 5.1 ist diese Verfälschung in grafischer Form verdeutlicht.

3. Leistungsaufnahme und deren Steuerung

In diesem Kapitel wird einführend auf den Energiespeicher, die Ladeleistung und die erforderliche Leistungselektronik in einem Elektrofahrzeug eingegangen. Anschließend folgen die Maßnahmen zur Steuerung und Regelung der Leistungen, die aus dem Energienetz in den Energiespeicher des BEV fließen und es werden die systemtechnischen Anforderungen der verschiedenen Ladekonzepte aufgezeigt.

3.1 Energiespeicher

In der Vergangenheit wurden Elektrofahrzeuge vorwiegend mit Batterien auf Basis von Bleisäure (Pb), Nickel-Cadmium (Ni-Cd), Nickel-Metallhydrid (Ni-MH) oder Natrium-Nickelchlorid (Na-NiCl₂) ausgestattet. In der heutigen Zeit, nach vielen Jahren der Forschung und Entwicklung, setzen die Hersteller vorwiegend auf Lithium-Ionen-Batterien (Li-Ionen). Hauptgründe dafür sind die hervorragenden Materialeigenschaften von Lithium: es ist das leichteste aller Metalle und weist gleichzeitig das größte elektrochemische Potential auf [6]. Diese beiden Umstände führen zu einem sehr guten Verhältnis von Energie zu Gewicht, der spezifischen Energiedichte, angegeben in Wh/kg.

Abbildung 3.1 zeigt das halblogarithmische Ragone-Diagramm. Für alle gängigen Batterie-Typen ist darin die spezifische Leistungsdichte über der spezifischen Energiedichte aufgetragen.

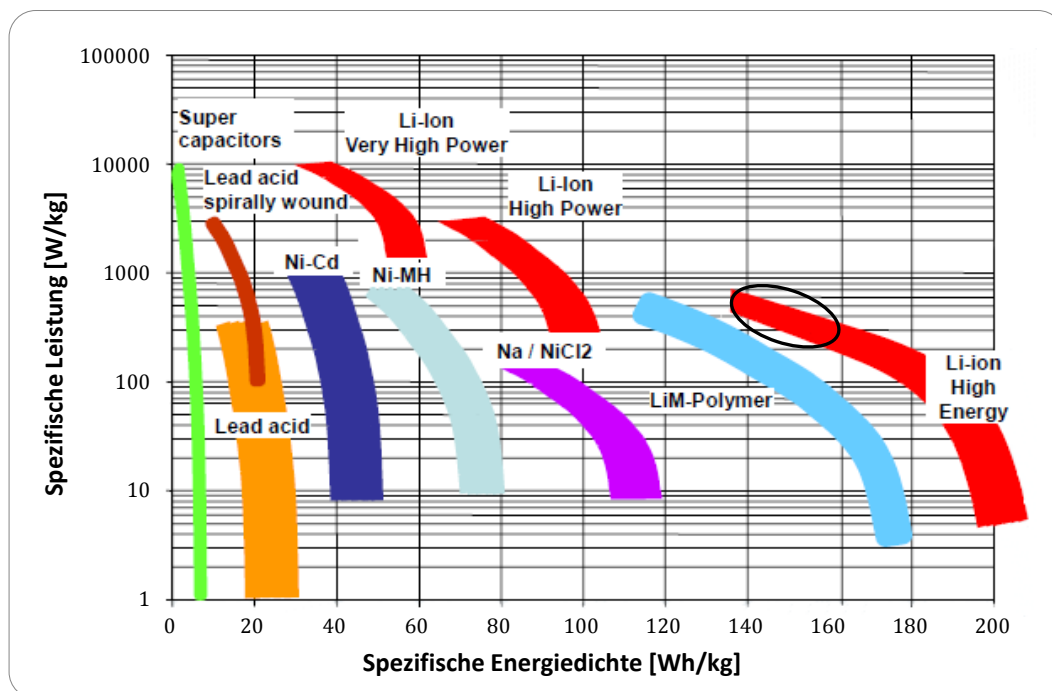


Abbildung 3.1: Ragone-Diagramm mit Veranschaulichung der spezifischen Leistungs- und Energiedichten verschiedener Batterie-Typen [7]

Rot dargestellt sticht sofort das große Potential von Li-Ionen Batterien ins Auge, welche Energiedichten bis zu 200Wh/kg und Leistungsdichten von mehreren kW/kg ermöglichen. Allerdings sinkt mit steigender Energiedichte die Leistungsdichte und damit gleichbedeutend sinkt die Leistung des Fahrzeugs. Aus diesem Grund muss ein gutes Mittel gefunden werden, um dem Elektrofahrzeug einerseits genügend Reichweite als auch genügend Leistung mitzugeben. Die schwarze Markierung in dem Diagramm kennzeichnet jenen Bereich, in dem diese Anforderungen für BEV in einem guten Maß erfüllt sind [7].

Dem Vorteil der hohen Energiedichte von Li-Ionen Batterien gegenüber anderen Batterie-Typen stehen noch weitere Vorzüge zur Seite: es tritt kein Memory-Effekt und somit keine Verringerung der nutzbaren Kapazität der Batterie und des Weiteren nur eine sehr geringe Selbstentladung auf. Des Weiteren ist auch der sehr hohe energetische Wirkungsgrad als positive Eigenschaft zu nennen.

Trotz dieser Vorzüge und ständiger Weiterentwicklung und Verbesserung der Li-Ionen Technologie gibt es noch einige offene Punkte, die eine breite Akzeptanz und die vermehrte Einführung von Elektrofahrzeugen verhindern. Dies sind vor allem die hohen Kosten für die Herstellung, der relativ enge Bereiche der zulässigen Betriebstemperatur, die geringe Lebensdauer und sicherheitstechnische Fragen. Laut [8] lässt sich der Stand der Dinge in der Entwicklung von Li-Ionen Batterien in Abbildung 3.2 zusammenfassen. Darin sind für acht Schwerpunkte die Ziele des USABC (**United States Advanced Battery Consortium**) für Elektrofahrzeuge und der Stand der Li-Ionen Technologie Mitte 2009 dargestellt.

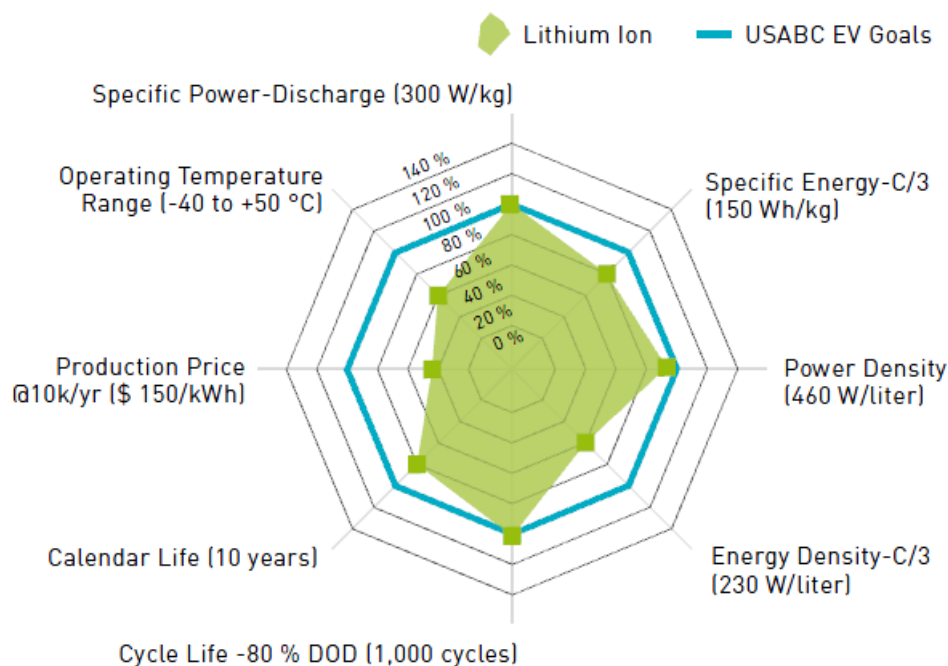


Abbildung 3.2: Entwicklungsstatus der Li-Ionen Technologie im Vergleich zu den Zielen des USABC [9]

In Bezug auf die Lebensdauer ist vor allem der Ladevorgang von essenzieller Bedeutung. Dieser unterliegt sehr strikten Vorgaben und wird laut [10] in den meisten Fällen nach dem IUa-Verfahren durchgeführt. Dabei wird eine Kombination aus Laden bei konstantem Strom (Bezeichnung **I**) und Laden bei konstanter Spannung (Bezeichnung **U**) mit selbsttätiger Abschaltung (Bezeichnung **a**) angewendet. Abbildung 3.3 zeigt den Verlauf von Spannung, Strom und

Ladezustand einer Li-Ionen-Zelle (SOC, State Of Charge) während der Ladung. Es ist ersichtlich, dass während der I-Ladung der Großteil der Energie zugeführt wird. Anhand des Ladezustands der Zelle wird der Übergang zur U-Ladung festgelegt – im nachfolgenden Modell ist dieser Wert durch den Ladezustand der Batterie mit 80% festgelegt. Die zweite Phase des Ladevorgangs erfolgt wesentlich langsamer, bei exponentiell abfallendem Strom und ermöglicht die Vollladung der Batterie ohne die einzelnen Zellen zu schädigen. Der Vorgang endet sobald eines der Abschaltkriterien – dies kann ein Strom- oder Zeitkriterium oder eine Kombination daraus sein – erreicht ist [10].

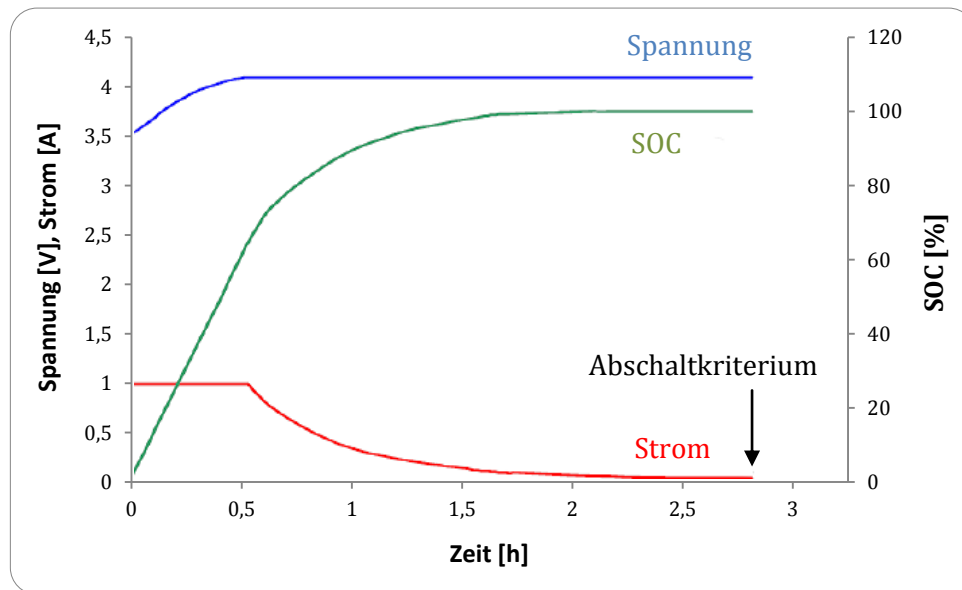


Abbildung 3.3: Verlauf von Spannung, Strom und Ladezustand einer Li-Ionen Zelle während des IUa Ladeverfahrens [12]

Der Leistungsverlauf des Ladevorgangs wird für die konstante Phase des Stromes ebenfalls als konstant angenommen, da sich die Zellspannung in dieser Zeit nur geringfügig ändert. In der zweiten Phase wird die Ladeleistung durch den exponentiellen Abfall des Stromes geprägt und somit ergibt sich laut [4] die gesamte Ladeleistung des Ladevorgangs zu

$$P = P_{konst} + e^{\frac{s-SOC}{kl}}, \quad (3.1)$$

mit den einzelnen Komponenten

- P_{konst} ... Ladeleistung der Konstantstrom – Phase,
- s ... Umschaltzeitpunkt der Ladephasen in % des SOC,
- kl ... Ladeabschaltstrom⁵.

⁵ Die Berechnung des Ladeabschaltstroms wird in [4] ausführlich erklärt und an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt.

3.2 Ladeleistung

Die Leistung mit der eine Fahrzeugbatterie geladen wird, bestimmt die Dauer des Ladevorgangs und ist somit sehr bedeutend für flexible Mobilität. Auf der Niederspannungsebene herrscht im einphasigen Netz eine Spannung von 230V und im dreiphasigen Netz eine Spannung von 400V. Durch die Strombegrenzungen bedingt durch die heutigen Absicherungsstandards von 16A, 32A und 64A ergeben sich somit Ladeleistungen von 3,7kW bis 44kW. Für dreiphasiges Laden mit 16A Ladestrom je Phase ergibt sich eine Ladeleistung von

$$P = \sqrt{3} * U * I = \sqrt{3} * 400 * 16 = 11kW. \quad (3.2)$$

Derzeit werden Elektrofahrzeuge üblicherweise mit 3,7kW Leistung geladen, aufgrund des vorherrschenden Trends zu höherer Leistung, wird jedoch in weiterer Folge von 11kW Ladeleistung ausgegangen. Der dazu nötige Anschluss an das dreiphasige Netz lässt sich problemlos in jeder Hausinstallation integrieren.

Bei einer Batterie mit typischerweise 25kWh Speicherkapazität und 11kW Ladeleistung ergibt sich unter Beachtung eines Entladungsgrads von 80%, eine Ladezeit von unter zwei Stunden für eine Vollladung – die individuelle Vorgabe des Entladungsgrads (DOD, **Depth Of Discharge**) begrenzt die Entladung der Batterie und beeinflusst die Anzahl der Ladezyklen während der Lebensdauer einer Batterie maßgeblich. Die Vorgabe einer minimalen Restkapazität von 20% für Li-Ionen Batterien wurde [8] entnommen.

Wie bereits erwähnt wird durch erhöhte Ladeleistung die Zeit des Ladevorgangs verkürzt. Dies bringt allerdings einige technische Herausforderungen mit sich. Eine davon betrifft den Gleichrichter, der benötigt wird, um eine Umwandlung der elektrischen Energie von Wechsel- zu Gleichstrom durchführen und in weiterer Folge die Batterie laden zu können. Die Größe und das Gewicht eines Gleichrichters sind abhängig von der zu verarbeitenden Leistung und sofern keine Infrastruktur mit Ladesäulen und darin integrierten Gleichrichtern für BEV vorhanden ist, müssen diese im Fahrzeug verbaut werden. Bei großen Ladeleistungen muss folgedessen erhöhtes Gewicht und verringerter Freiraum im Fahrzeug in Kauf genommen werden, Argumente die dagegen sprechen. Ein Kompromiss zwischen schnellem Ladevorgang und technischer Machbarkeit findet sich für »on-board« Ladegeräte bei einer Ladeleistung von 11kW.

Unter Voraussetzung einer bestehenden Infrastruktur und zugehörigen Ladesäulen sind allerdings auch höhere Leistungen denkbar. Wie aus [11] ersichtlich, sind bereits Ladesäulen mit 22kW realisiert und auch Konzepte mit wesentlich höheren Leistungen werden angestrebt.

3.3 Leistungselektronik

Um die Energie aus dem Netz letztendlich an die Räder des Elektrofahrzeugs zu übertragen, ist eine Reihe von Umformungen der elektrischen Energie notwendig. Abbildung 3.4 zeigt den Aufbau eines Elektrofahrzeugs mit den wesentlichen Komponenten der Leistungselektronik. Die Anbindung an das Energienetz erfolgt durch ein Ladegerät mit integriertem Gleichrichter, der den Wechsel- in Gleichstrom umwandelt. Um die hohen Leistungsflüsse im Fahrzeug zu gewährleisten und gleichzeitig die Ströme zu begrenzen kommt ein Bussystem mit erhöhter Spannung zur Anwendung (HV-Bus, **High Voltage Bus**). Die Motoren der Antriebsräder werden mit Energie aus der Batterie versorgt und die zugehörigen Wechselrichter erzeugen sinusförmige

ge Drehfelder, die zu einer Drehbewegung der Räder führen. Zusätzlich werden Spannungsanpassungen für das Bordnetz und die Batterie mit DC/DC-Wandlern durchgeführt [13].

Wie bereits erwähnt, sind das Bauvolumen und das Gewicht, als auch die Kosten dieser Komponenten von großer Bedeutung und wirken sich hinsichtlich der Ladeleistung zum Teil begrenzend aus.

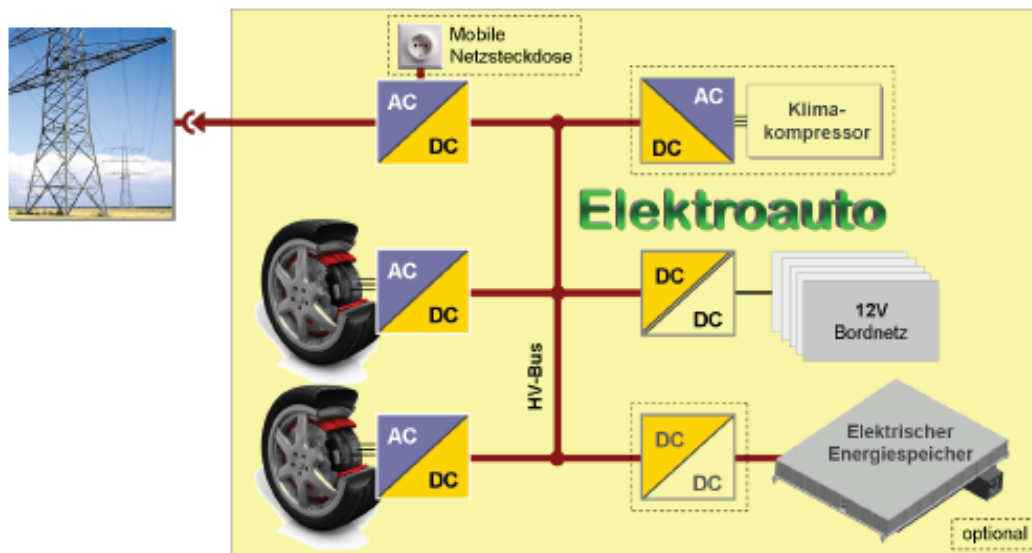


Abbildung 3.4: Schematischer Aufbau eines Elektrofahrzeugs mit den wesentlichen Komponenten der Leistungselektronik [13]

3.4 Ungesteuertes Laden

Unter diesem Begriff ist das unverzögerte Laden, unmittelbar nach Anschluss der Batterie bzw. des Ladegeräts an das Energienetz zu verstehen. Es wird nicht auf aktuelle Auslastungen oder tageszeitlich bedingte Lastspitzen geachtet. Das Laden ist somit rund um die Uhr bei unbeschränkter Ladeleistung möglich.

Wie in Kapitel 5 zu sehen sein wird, bringt dieser ungesteuerte Vorgang allerdings den großen Nachteil mit sich, dass bei unweigerlich auftretender Gleichzeitigkeit von mehreren Ladevorgängen, es rasch zu Überlastungen kommt. Diese Gleichzeitigkeit tritt z.B. für arbeitende Fahrzeughalter auf, die nach Arbeitsende in etwa zur selben Uhrzeit ihr Zuhause erreichen und dort das BEV an das Netz hängen, um die Batterie zu laden.

3.5 Gesteuertes Laden

Um die Problematik der Gleichzeitigkeit und eine zeitliche Deckung der Lastspitzen von Haushalten als auch Industrie mit jenen der Ladeprofile zu umgehen, müssen die Ladevorgänge gesteuert ablaufen. Diesbezüglich gibt es mehrere Ansätze, die nachfolgend angeführt sind.

3.5.1 Verbrauchsorientierte Steuerung (VoSt)

Die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge können als vorbeugende Maßnahme in jene Zeitabschnitte eines Tages gelegt werden, in denen die Grundaustlastung des Verteilnetzes gering ist. Diese Zeitabschnitte können standardisierten Lastprofilen entnommen werden. Abbildung 3.5 zeigt das standardisierte VDEW⁶ Haushaltslastprofil H0, in welches alle Haushalte und solche mit (elektrisch) geringfügigem gewerblichem Bedarf ohne installierte Speicherheizung, Wärmepumpe etc. eingeordnet werden [5]. Gleichwertig gibt es auch Profile zu Gewerbe und Landwirtschaft mit Unterteilungen nach JEV, an dieser Stelle wird jedoch nur eines dieser standardisierten Lastprofile beispielhaft angeführt.

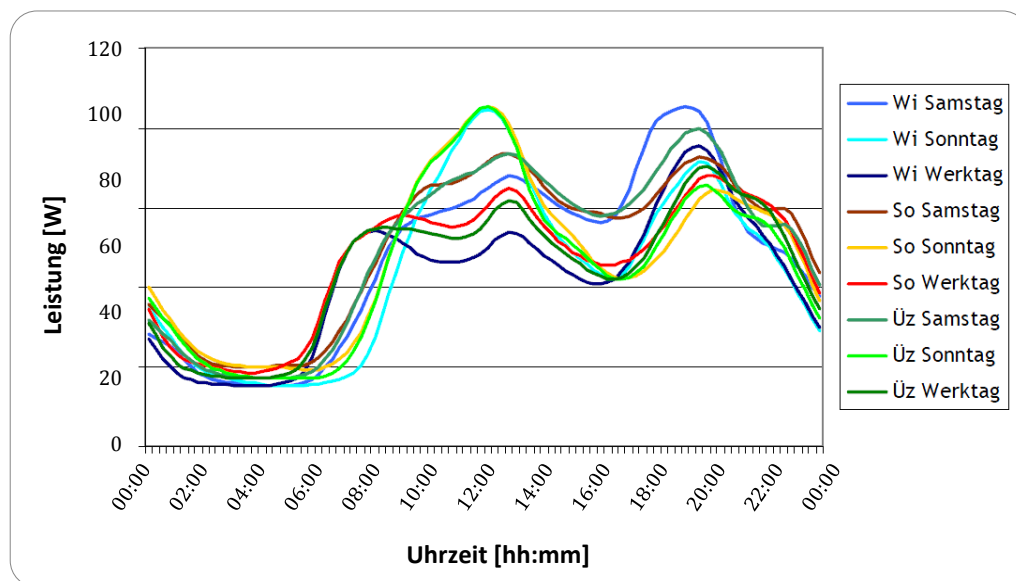


Abbildung 3.5: Standardisiertes Lastprofil H0 für Tage im Winter, Sommer und in der Übergangszeit dazwischen [5]

Es sind deutlich die beiden Lastspitzen am Morgen und am Abend eines Tages auszumachen. Bei einem Lastprofil für einen gewerblichen Betrieb liegen – zeitlich gesehen – die Tagesspitzen ebenfalls zwischen diesen beiden Lastspitzen des H0-Profiles. Natürlich gibt es auch Betriebe, die außerhalb dieser Zeiten ebenfalls hohen Energieverbrauch aufweisen, wie z.B. bei Schichtbetrieb, diese werden hier aber von den Betrachtungen ausgeschlossen.

Namensgebend orientiert sich die VoSt (**V**erbrauchs**o**rientierte **S**teuerung) nun an dem zu erwartenden Verbrauch und schließt die Zeiträume hoher Energienachfrage für die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen aus. In der erstellten Simulation ist der Zeitraum von 22 Uhr bis 6 Uhr als zulässiges Zeitfenster für die Ladevorgänge gewählt worden.

Die Beschränkung auf einen Zeitraum ist jedoch nicht ausreichend, da trotzdem eine hohe Gleichzeitigkeit auftreten kann. Angenommen 10 BEV stehen im selben Verteilnetz an ihren Ladeplätzen und sind an das Energienetz angebunden. Sobald das Zeitfenster für den Ladevorgang um 22 Uhr beginnt, werden alle gleichzeitig dem Ladevorgang zugeschaltet und dies würde unweigerlich zu einer Überlastung führen – bei 11kW Ladeleistung und 10 Fahrzeugen, ergibt sich eine Summenladeleistung von maximal 110kW. Um dem vorzubeugen, werden die BEV

⁶ Der VDEW (**V**erband **d**er **E**lektrizitäts**w**irtschaft) fusionierte im Jahr 2007 mit mehreren Unternehmen zum BDEW (**B**undesverband **d**er **E**nergie- und **W**asserwirtschaft).

schrittweise je Zeiteinheit zugeschalten. Genauerer zu diesem Vorgang ist Kapitel 4.1.7 zu entnehmen.

3.5.2 Erzeugungsorientierte Steuerung (EoSt)

Laut einer Studie [6] zu den Umwelteinflüssen von BEV und im konkreten der Li-Ionen Batterie, sind diese dominiert durch die Phase der Nutzung. Es sind demnach nicht die Produktion oder die Entsorgung eines BEV die maßgebenden Einflussfaktoren auf die Umwelt, sondern die Energie, mit der die Batterie beladen wird, genauer die Art der Erzeugung dieser Energie. Bei Fahrzeugen mit konventionellen Verbrennungsmotoren ist ebenfalls die Nutzungsphase jene mit dem größten Umwelteinfluss. Wird ein BEV während seiner Lebensdauer mit Energie aus dem europäischen Strommix geladen, so entspricht der dadurch entstandene Umwelteinfluss, jenem eines konventionellen Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor (ICEV, Internal Combustion Engine Vehicle), bei einem Durchschnittsverbrauch von 3 - 4 l/km. Dies sind allerdings Verbrauchswerte, die bisher nur von wenigen kleinen Dieselfahrzeugen erreicht werden. In der Studie wurde als Referenzfahrzeug ein effizienter, benzinbetriebener PKW mit einem Verbrauch von 5,2 l/100km verwendet. Die Ergebnisse zeigten, dass allein durch die Nutzungsphase des PKWs Umwelteinflüsse verursacht werden, die den gesamten Umwelteinflüssen – inklusive Erzeugung und Entsorgung – des BEV gleichen.

Trotz dieser positiven Bilanz von BEV gegenüber ICEV, ist die Art der Erzeugung der Ladeenergie von wesentlicher Bedeutung wenn man von umweltfreundlicher und nachhaltiger Technologie sprechen will. Österreich ist in diesem Fall ein privilegiertes Land, da der Großteil der elektrischen Energie ohnehin aus Wasserkraft erzeugt wird. Dennoch ist eine Verknüpfung der Ladeenergie von BEV mit der Erzeugung aus erneuerbaren wie Wind und Photovoltaik sehr sinnvoll.

Damit zurück zur EoSt (**E**rzeugungs**o**rientierten **S**teuerung). Wie der Name bereits vermuten lässt, erfolgt hier eine Orientierung anhand des zeitlichen Verlaufs der Energieerzeugung. Für die vorliegende Arbeit wird Photovoltaik als Erzeuger in der Niederspannungsebene herangezogen. In Kapitel 2.3 wurde bereits auf den typischen Leistungsverlauf einer Photovoltaikanlage eingegangen und auf die großen Unterschiede zwischen dem Verlauf im Winter und im Sommer hingewiesen. Als Zeitfenster für die Simulation wird hier der Zeitraum von 8 Uhr bis 18 Uhr festgelegt.

Die in dieser Arbeit getroffenen Annahmen bezüglich Ladeleistung der BEV, Nennleistung der PV-Anlagen, Durchdringung der BEV in Haushalten und das beschränkte Ausmaß des vorliegenden Verteilnetzes führen dazu, dass allein durch Photovoltaik nicht ausreichend Energie erzeugt werden kann, um die Elektrofahrzeuge damit zu Laden. Aus diesem Grund wird »nur« eine zeitliche Orientierung an der PV-Erzeugung angewendet und die fehlende Ladeenergie aus dem Netz bezogen.

Die genauen Abläufe der EoSt sind in Kapitel 4.1.7 angeführt.

3.5.3 Netzorientierte Regelung (NoR)

Ungleich der VoSt und der EoSt ist die NoR (**Netz**orientierte **R**egelung) keine vorbeugende Maßnahme. Hier wird direkt auf die Auslastungen und Spannungsschwankungen der Netzelemente und -knoten reagiert. Dazu wird jede einzelne Komponente des Verteilnetzes überwacht und bei Über- oder Unterschreitung eines Grenzwerts eine gezielte Regelung der Ladevorgänge der BEV gestartet. Aufgrund der bidirektionalen Vorgänge von Abfrage und Reaktion kommt hier der Begriff Regelung zur Anwendung.

Das Ziel der NoR ist, die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge soweit als möglich zuzulassen und nur im Falle einer zu großen Belastung beschränkend einzugreifen um Überlastungen im Niederspannungsnetz zu verhindern. Im Fehlerfall werden nur die Elektrofahrzeuge des fehlerhaften Netzstrangs durch Regelmaßnahmen betroffen. Somit gewährt dieser Vorgang größtmögliche Flexibilität für die Fahrzeughalter und gleichzeitig wird das Verteilnetz gegen zu große Lasten geschützt.

Die Umsetzung der NoR im Modell ist in Kapitel 4.1.9 ausführlich erklärt. Das Verständnis der dort angeführten Vorgänge erfordert ein gewisses Maß an Vorwissen, weshalb an dieser Stelle darauf verwiesen wird.

3.6 Systemtechnische Anforderungen

Abbildung 3.6 zeigt die Strukturierung der Ladestrategien nach steigendem Kommunikationsbedarf.

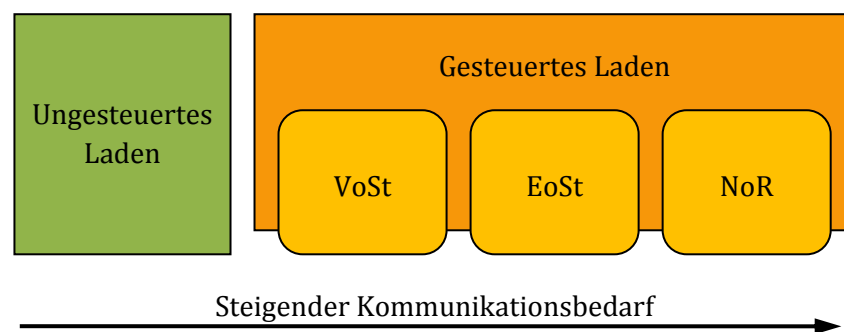


Abbildung 3.6: Strukturierung der Ladestrategien nach steigendem Kommunikationsbedarf – grafische Veranschaulichung in Anlehnung an [14]

- UL: Der ungesteuerte Ladevorgang erfolgt ohne Beachtung des aktuellen Netzzustandes und startet unmittelbar nach Netzanschluss des BEV. Es ist somit weder auf Kunden- noch auf Versorgerseite eine Kommunikation notwendig.
- VoSt: Durch die Orientierung an den Lastspitzen der Grundlast wird eine zusätzliche Erhöhung dieser vermieden, indem die Ladevorgänge der BEV außerhalb der dafür prognostizierten Zeiträume stattfinden. Der Aufwand zur Bewerksstellung dieser Maßnahmen beschränkt sich lediglich auf eine zeitliche Steuerung der Ladegeräte. Dies könnte, wie in [15] beschrieben, mit Hilfe der Rundsteuertechnik erfolgen. Die Steuerinformationen werden dabei durch das Verteilnetz

übermittelt und von Rundsteuerempfängern am Ort der Ladung dekodiert. Die Anforderungen zur Umsetzung dieser Technologie betreffen somit einerseits die EVUs, die für die Übertragung der Steuerinformationen zuständig wären und andererseits die Hersteller der Ladegeräte, die für onboard- und offboard-Geräte einen Rundsteuerempfänger vorsehen müssten.

EoSt: Hier erfolgt eine zeitliche Orientierung an der Erzeugung aus erneuerbarer Energie wie Wind oder Photovoltaik, wobei in dieser Arbeit nur die Niederspannungsebene betrachtet und somit Windenergie nicht in die Simulationen einbezogen wird. Die zusätzliche Orientierung am momentanen Dargebot dieser Energiequellen laut [14], wird in dieser Arbeit unterlassen. Der Aufwand bezüglich der Kommunikation wird dadurch erheblich reduziert und umfasst dieselben Punkte wie für die VoSt. Dem reduzierten Kommunikationsaufwand steht gegenüber, dass die optimale Nutzung der erneuerbaren Energie zur Ladung der BEV nicht gegeben ist. In den später folgenden Szenarien dieser Arbeit wird jedoch ersichtlich, dass die Energie zum Laden der Fahrzeuge beträchtlich höher ist, als die erzeugte Energie aus Photovoltaik. Somit ergibt sich dennoch eine nahezu optimale Nutzung der Energie aus Photovoltaik als Quelle der Ladeenergie für die Fahrzeugbatterien.

NoR: Der größte Aufwand bezüglich Kommunikation tritt im Fall der netzorientierten Regelung auf. Hier muss die Auslastung einer jeden Netzkomponente und die Spannung aller Knotenpunkte im Netz gemessen werden. Auf Seiten der Netzbetreiber und Energieversorger bedeutet dies einen erheblichen Aufwand, da Messeinheiten an allen nötigen Punkten im Netz installiert und deren Messergebnisse übermittelt werden müssen. Die Maßnahmen im Fehlerfall könnten wiederum über eine Rundsteuerung übermittelt werden. Die Komplexität der Ladegeräte, unter Anwendung der in 4.1.9 beschriebenen Abläufe, wäre ebenfalls geringfügig erhöht.

4. Systembeschreibung

Die Analyse der Auswirkungen von Elektrofahrzeugen und deren Leistungsaufnahme auf ein konkretes Energienetz wird durch Anwendung der beiden Programme NEPLAN und MATLAB umgesetzt.

NEPLAN ist ein Softwareprodukt, das unter anderem die Planung, Optimierung und Analyse von Energienetzen in allen Spannungsebenen ermöglicht. Lastflussberechnungen können über mehrere Tage in minütlichen Schritten abgearbeitet werden. Die Ergebnisse liefern Auslastungen und Spannungsschwankungen sämtlicher beteiligter Elemente und Knotenpunkte des betrachteten Energienetzes und ermöglichen eine minutengenaue Auswertung der Ursachen von Überlastungen oder eventuellen Spannungsabweichungen.

Die Software MATLAB dient vor allem der Lösung mathematischer Probleme, deren optimale Anwendung in Form von Matrizen realisiert werden sollte. Daher stammt auch die Bezeichnung **Matrix Laboratory**.

Das Zusammenspiel dieser beiden Programme ist schematisch in Abbildung 4.1 dargestellt. Sämtliche in Kapitel 2 erwähnten Basisdaten werden MATLAB zur Verfügung gestellt. Der Aufbau des Verteilnetzes wird in Form einer Matrix gespeichert. Aus den Haushalts- und Industrieprofilen der Verbraucher eines jeden Hausanschlusses werden Summenlastprofile erstellt, die Verläufe der erzeugten Leistungen in den Photovoltaikanlagen werden in Erzeugerprofile umgewandelt und als wichtigster Teil dieser Arbeit werden die Fahrprofile der Elektrofahrzeuge verarbeitet. Je nach Art der Leistungsaufnahme und anhand des Fahrverhaltens der Fahrzeughalter wird für jedes im Energienetz vorhandene Elektromobil ein Verlauf des Ladeleistungsbedarfs berechnet.

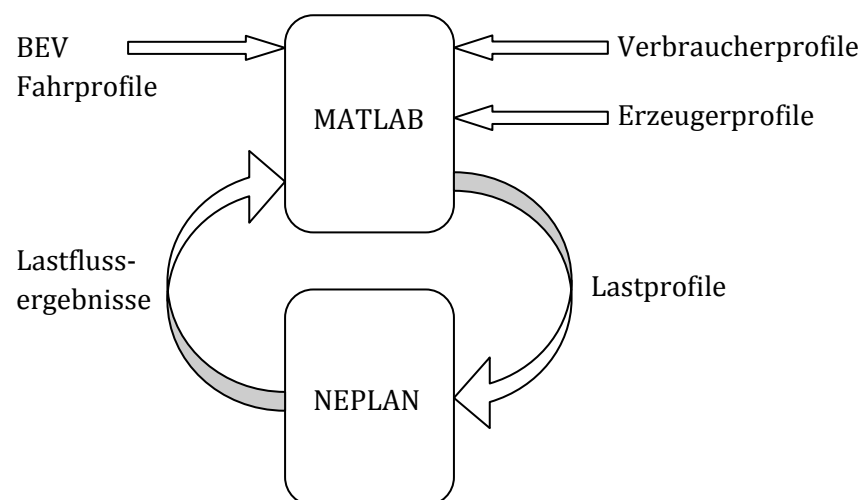


Abbildung 4.1: Schematischer Systemablauf

Für jeden Lastanschlusspunkt – dies umfasst die Hausanschlüsse und die öffentliche Ladestelle – im Verteilnetz, wird von MATLAB ein Lastprofil erstellt, das alle eben angeführten Bestandteile beinhaltet. Diese Lastprofile werden an NEPLAN übermittelt und eine Lastflussberechnung durchgeführt, deren Ergebnisse wiederum von MATLAB ausgewertet und grafisch veranschaulicht werden. Je nach Beurteilung dieser Ergebnisse kann eine gewünschte Leistungsaufnahme in Form einer verbrauchs-, erzeugungs- oder netzorientierten Steuerung bzw. Regelung gewählt und ein erneuter Durchlauf der Simulation gestartet werden. Auf diese Weise kann in einer Art »Regelschleife« auf Ursachen reagiert und eine optimierte Auslastung des Energienetzes erreicht werden.

4.1 MATLAB

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Punkte der Umsetzung der Aufgabenstellung in MATLAB erläutert. Beginnend bei der Bedienung der Benutzeroberfläche, über detaillierte Erläuterungen der Datenverarbeitung, bis zur Definitionen von wichtigen Parametern und der Festlegung von Fehlerkriterien, wird hier ein Streifzug durch die in MATLAB erstellten Algorithmen vollzogen. Die Kenntnis dieser Abläufe dient im Weiteren dem Verständnis und der Analyse der Simulationsergebnisse und beinhaltet auch die Realisierung der gesteuerten und geregelten Leistungsaufnahme.

4.1.1 Graphical User Interface

Die grafische Benutzeroberfläche dient als Schnittstelle zwischen MATLAB und User. Neben der bequemen Eingabe von relevanten Daten und der Auswahl der gewünschten Ladesteuerung lassen sich über die GUI (**G**raphical **U**ser **I**nterface) sämtliche Simulationsabschnitte einzeln starten und ausführen. Die Ergebnisse der Simulationen werden in Textfeldern angezeigt bzw. in separaten Fenstern grafisch dargestellt.

Nachfolgend sind alle Bestandteile der GUI im Detail beschrieben und ihr Aufbau in Abbildung 4.2 dargestellt:

Statusanzeige:	In der Statusanzeige stehen Anweisungen zum Ablauf des Simulationsvorgangs.
Nennspannung:	Zur Ermittlung von Über- oder Unterspannung an einem der Knotenpunkte, muss die Spannung im Teilnetz angegeben werden.
Elemente-Tabelle:	Das Energienetz in NEPLAN besteht im Wesentlichen aus Elementen und Knoten. Knoten umfassen dabei sämtliche Knotenpunkte und Elemente beinhalten alle restlichen Bausteine des Netzes. Die Namen der Elemente werden der NEPLAN entstammenden *.rlf Datei (s. Kap. 4.2.3) entnommen und in die Tabelle eingefügt ⁷ . Der User muss die restlichen Angaben vervollständigen:

⁷ Die *Knoten* des Energienetzes werden hier nicht angeführt, da diese nur in Zusammenhang mit der Netz-Matrix (s.Kap. 4.1.3) von Bedeutung sind.

- Typ. Hier wird unter einer Auswahl von sechs verschiedenen Typen der entsprechende eingetragen:

Netz	→	Netzelement
Trafo	→	Transformator
Last-HA	→	Hausanschluss
Last-BEV	→	Öffentliche Ladestelle
Leitung	→	Leitung
PV	→	Photovoltaik

- BEV#. Gibt Auskunft über die maximale Anzahl der Fahrzeuge an der betroffenen Ladestelle.
- Ladeinfrastruktur. An jeder Ladestelle werden die dort vorhandenen Elektrofahrzeuge einer einzigen Infrastruktur zugewiesen. Es stehen drei Typen zur Auswahl:
 - Zuhause
 - Arbeitsplatz
 - Öffentliche Ladestelle

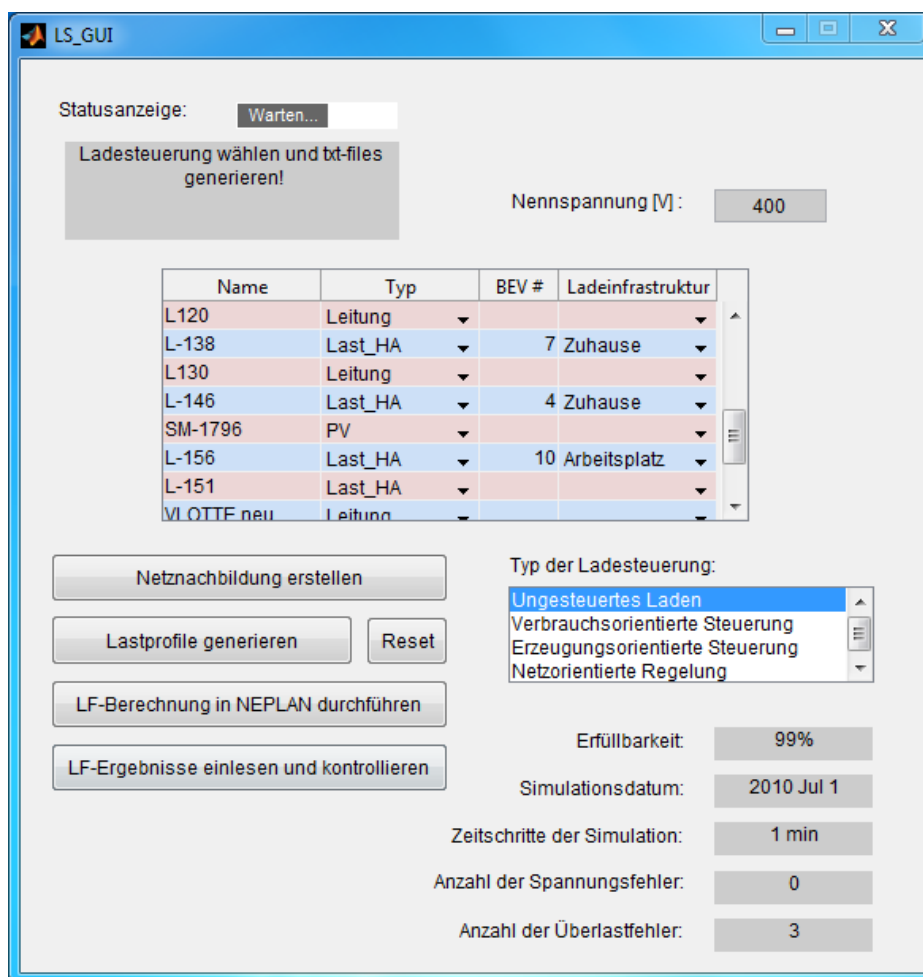


Abbildung 4.2: Graphical User Interface

Typ der Ladesteuerung:	Entsprechend den Erläuterungen aus Kapitel 3 stehen vier Arten der Leistungsaufnahme zur Auswahl.
Netznachbildung erstellen:	Um gezielt eine netzorientierte Regelung durchführen zu können, muss MATLAB die Struktur des NEPLAN-Energienetzes bekannt sein. Dieser Button startet eine Syntax, die eine Abbildung dieses Netzes als Matrix erstellt. Der genaue Aufbau dieser Matrix ist in Kapitel 4.1.3 beschrieben.
Lastprofile generieren:	Die vorhandenen Haushalts- bzw. Industrielasten je Hausanschluss werden entsprechend den Vorgaben des Jahresenergieverbrauchs skaliert und aufsummiert (s. Kap. 2.4.3). Zusätzlich werden die Lastprofile sämtlicher Elektrofahrzeuge unter Berücksichtigung der gewählten Ladesteuerung und Ladeinfrastruktur ermittelt und zu den Summenlasten addiert. Nach dieser Berechnung werden sämtliche Lastprofile über den Verlauf eines Tages geplottet. Somit werden die Lasten an den Hausanschlüssen und an der öffentlichen Ladestelle, als auch der Leistungsverlauf der Photovoltaik-Anlage grafisch dargestellt.
LF-Berechnung in NEPLAN durchführen:	Nach einmaliger Kalibrierung sämtlicher Parameter in NEPLAN (s. Kap. 4.2.1) wird die <i>Lastflussberechnung mit Lastprofilen</i> über diesen Button gestartet. Nach Beendigung der Berechnung wird dies über die Statusanzeige mitgeteilt.
LF-Ergebnisse einlesen und kontrollieren:	Die NEPLAN entstammende Ausgabedatei mit den Lastfluss-Ergebnissen wird eingelesen und nach den in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Fehlerkriterien ausgewertet. Sämtliche Überlastungen von Elementen, als auch Über- und Unterspannungen an Knoten werden grafisch dargestellt. Die Auslastungen einer Auswahl von aussagekräftigen Elementen werden bei jeder Kontrolle der Ergebnisse zur Anzeige gebracht.
Erfüllbarkeit:	Nach der Lastprofil-Generierung werden die BEV auf die Erfüllbarkeit ihrer Mobilität überprüft (s. Kap. 4.1.11).
Simulationsdatum:	Das Datum an dem die Lastprofile erstellt wurden, wird den NEPLAN zugewiesenen Input Daten entnommen (s. Kap. 4.2.2).
Zeitschritte der Simulation:	Anhand der Anzahl der angegebenen Leistungswerte je Netzelement in der Ausgabedatei von NEPLAN (s. Kap. 4.2.3), werden die Zeitschritte zwischen zwei Lastfluss-Berechnungen ermittelt.
Anzahl der Spannungsfehler:	Unter Berücksichtigung der Fehlerkriterien wird die Anzahl der Über-/ Unterspannungen ermittelt.
Anzahl der Überlastfehler:	Unter Berücksichtigung der Fehlerkriterien wird die Anzahl der überlasteten Netzelemente ermittelt.

Neben den in der Benutzeroberfläche möglichen Einstellungen, kann des Weiteren konkret auf die Leistungsaufnahme Einfluss genommen werden. Die dafür zuständigen Parameter sind in Kapitel 4.1.10 angeführt.

4.1.2 Datendepot

Das Datendepot beinhaltet sämtliche Daten auf die MATLAB zugreift und welche zur Erstellung der Summenlastprofile für NEPLAN benötigt werden. Diese Daten umfassen Haushaltslastprofile, Lastprofile diverser gewerblicher Betriebe, Erzeugungsprofile von Photovoltaik-Anlagen und das Fahrverhalten einer Vielzahl von Fahrzeughaltern in Form von Fahrprofilen. Der Ursprung dieser Daten ist dem Kapitel 2 zu entnehmen.

Alle erwähnten Daten, mit Ausnahme der Fahrprofil-Daten, liegen als *.txt Dateien vor, deren Formatierung in Kapitel 4.2.2 erläutert wird. Die Fahrprofil-Daten sind in Matrizen gespeichert (*.mat Dateien), die, ebenso wie die *.txt Dateien, von MATLAB erstellt wurden. Der Aufbau und die Funktion der wichtigsten dieser Matrizen sind in den nachfolgenden Kapiteln angeführt.

4.1.3 Netzmatrix

Bei der netzorientierten Regelung wird gezielt auf Überlastungen bestimmter Netzelemente reagiert. Dazu muss einerseits bekannt sein, welches Element überlastet ist und andererseits, welche Knoten, Leitungen und Lasten unmittelbar vor bzw. nach dem betroffenen Element liegen. Damit diese Informationen im Zuge der Regelung zur Verfügung stehen, wird das Energienetz aus NEPLAN in Form einer Matrix abgespeichert. Die IDs und die Anordnung sämtlicher Netzelemente und -knoten untereinander werden der *.rlf Datei (s. Kap. 4.2.3) entnommen und in eine Matrix geschrieben, deren Aufbau jenem der Tabelle 4.1 entspricht.

61	8	38	11	92	67	97	70	130	73	138
61	8	38	11	92	67	97	70	130	73	234
61	8	38	11	92	67	97	70	146	0	0
61	8	38	11	92	67	97	70	1796	0	0
61	8	38	11	92	67	120	117	125	79	156
61	8	38	11	92	67	120	117	125	79	1806
61	8	38	11	92	67	182	179	190	0	0
61	8	25	11	87	176	107	76	151	0	0
61	8	25	11	82	176	102	76	151	0	0

... Knoten
 ... Element

Tabelle 4.1: Netzmatrix des Bregenzer Teilnetzes für das Jahr 2030

Das Element mit der ID 61 stellt das gesamte Energienetz dar, in welches das vorliegende Teilnetz eingebettet ist. Elemente und Knoten wechseln sich im seriellen Durchlauf des Netzes ab, wobei immer ein Element das Ende einer solchen Serie bildet.

4.1.4 Standort-Matrix

Die Standorte der Fahrzeuge sind über einen Zeitraum von 24 Stunden bekannt und in codierter Form in der Matrix *FZ_ort* gespeichert. Tabelle 4.2 zeigt einen Ausschnitt dieser Matrix. Jede Spalte ist einem bestimmten Fahrzeug zugeordnet, die Zeile gibt den Zeitpunkt und die Zellen-

einträge den Standort an. So entspricht die Zeile 480 der Uhrzeit 08:00 und die Zeile 485 der Uhrzeit 08:05. In Summe beinhaltet die Matrix 1440 Zeilen, resultierend aus einer minütlichen Aufzeichnung des Fahrzeug-Standorts beginnend um 00:00.

	FZ1	FZ2	FZ3	FZ4	FZ5	FZ6	FZ7	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...
Zeile 480	3	6	1	0	1	6	4	...
Zeile 481	3	6	1	0	1	6	4	...
Zeile 482	3	6	1	0	1	6	4	...
Zeile 483	3	6	1	0	1	6	4	...
Zeile 484	3	6	1	0	1	0	4	...
Zeile 485	3	6	1	0	1	0	4	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...

Tabelle 4.2: Aufbau der Standort-Matrix [4]

Die Einträge der Matrix sind Elemente der Zahlenreihe null bis sechs und deren Codierung ist der Tabelle 4.3 zu entnehmen. Die linke Spalte gibt den Zweck der Fahrt und damit verbunden den Standort des Fahrzeugs an und die rechte beinhaltet die zugehörige Nummer.

Standort	Codierung
FZ in Bewegung	0
Arbeitsplatz / Ausbildung	1
Bringen / Holen von Personen	2
Dienstlich / Geschäftlich	3
Private Erledigung / Einkauf	4
Freizeit	5
Zuhause	6

Tabelle 4.3: Codierung der Fahrzeug-Standorte [4]

4.1.5 Ladeinfrastruktur

Wie unter 4.1.1 erwähnt gibt es drei unterschiedliche Ladeinfrastrukturen. Jeder Infrastruktur werden unterschiedliche Standorte zugewiesen, welche als Ladestellen dienen - siehe Tabelle 4.4.

Ladeinfrastruktur	Standort
Zuhause	6
Arbeitsplatz	1
Öffentliche Ladestelle	3 / 4 / 5

Tabelle 4.4: Zuordnung der Ladeinfrastrukturen zu den Fahrzeug-Standorten

Dabei ist die Zuordnung der beiden ersteren Ladeinfrastrukturen eindeutig, bei der öffentlichen Ladestelle hingegen etwas schwieriger, da es keine Angaben zu den Standzeiten an einer Tankstelle oder Ähnliches in den Fahrprofilen gibt. Aus diesem Grund wurden hier jene Fahrzwecke gewählt, die am ehesten einen Zeitraum für das Laden an einer öffentlichen Ladestelle inkludieren könnten. Dies sind Fahrten zum Zweck dienstlicher, geschäftlicher als auch privater Erledigungen, Einkauf oder Freizeit.

Bei der Ermittlung des Ladeleistungsbedarfs werden je nach Ladeinfrastruktur nur die zugehörigen Standorte als mögliche Ladeorte bzw. -zeitpunkte herangezogen. Nutzt ein BEV also z.B. die Ladeinfrastruktur *Arbeitsplatz*, so sind dies nur die mit 1 codierten Einträge in der Matrix *FZ_ort*.

4.1.6 Reihung nach Anwesenheit

In der Benutzeroberfläche wird angegeben, wie viele Elektrofahrzeuge je HA bzw. öffentlicher Ladestelle vorhanden sind und welche Ladeinfrastruktur von diesen genutzt wird. Die Elektrofahrzeuge und deren zugehörige Fahrprofile werden zu Beginn der Simulation per Zufall aus dem Datendepot gewählt. Dabei wird darauf geachtet, dass die Fahrprofile der gewählten Fahrzeuge auch der Ladeinfrastruktur an der jeweiligen Ladestelle entsprechen. Liegt also z.B. am Hausanschluss *L-156* die Ladeinfrastruktur *Arbeitsplatz* vor, so müssen die gewählten Fahrzeuge an diesem HA ein Fahrprofil aufweisen, das jenem eines arbeitenden Fahrzeugbesitzers entspricht und nicht jenem eines beispielsweise Pensionisten. Bei dieser Auswahl wird allerdings nicht auf eine zeitliche Reihung geachtet, sondern nur überprüft ob die Matrix *FZ_ort* eine entsprechende Standort-Codierung aufweist.

Bei der verbrauchsorientierten als auch bei der erzeugungsorientierten Steuerung werden die Elektrofahrzeuge gezielt, je Zeiteinheit, dem Ladevorgang zugeschaltet. Dieses Zuschalten geschieht allerdings nur während eines vorbestimmten Ladezeitraums, innerhalb dessen eine Reihung nach Anwesenheit durchgeführt werden muss – in Kapitel 4.1.7 wird dieser Vorgang genauer erklärt. Die Reihung bewirkt, dass jene Fahrzeuge, die zu Beginn des erwähnten Zeitraums anwesend sind, auch zu Beginn geladen werden. Jene die später oder eventuell gar nicht anwesend sind, werden nach hinten gereiht und später geladen.

Nachfolgende Abbildung dient zur Veranschaulichung dieser Reihung. Darin ist tabellarisch die Matrix *FZ_ort* dargestellt, welche die Information beinhaltet, ob ein Fahrzeug für den Ladevorgang anwesend (1) oder abwesend (0) ist. Es handelt sich in diesem Beispiel offensichtlich um Fahrzeuge, welche die Ladeinfrastruktur *Arbeitsplatz* für den Ladevorgang nutzen. Die BEVs aus Spalte vier und sechs kommen gleichzeitig an und werden somit innerhalb der Matrix ganz nach links geschoben. Danach folgt Fahrzeug #5, #2, #3 und abschließend #1.

In dieser Arbeit wird das Prinzip »1st come, 1st serve« als Kriterium für die Reihung angewendet. Natürlich gibt es auch andere Ansätze, wie z.B. Reihung nach dem Ladezustand der Batterie oder Reihung nach Dringlichkeit zur Erfüllung der Mobilität. Um den Umfang der Programmierarbeit jedoch einzuschränken, ist in dieser Diplomarbeit nur ein Prinzip zur Anwendung gebracht worden.

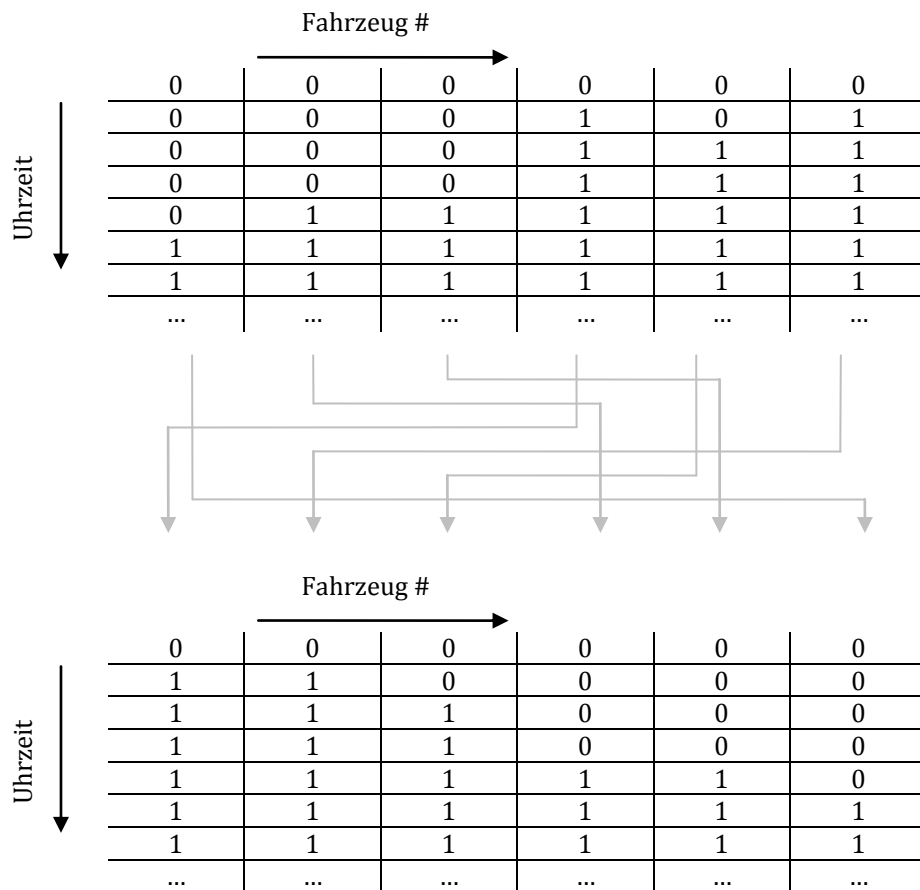


Abbildung 4.3: Reihung der Fahrzeuge nach dem Prinzip
»1st come, 1st serve«

4.1.7 Anpassung des Ladezeitraums für VoSt und EoSt

Verbrauchs- als auch erzeugungsorientierte Steuerung erfordern eine Anpassung des Ladezeitraums, innerhalb dessen ein Fahrzeug geladen werden darf. Dies geschieht mit Hilfe einer Matrix, die nur zu den zulässigen Zeitpunkten auf den Wert 1 und außerhalb dieser auf den Wert 0 gesetzt wird. Abbildung 4.4 zeigt den Aufbau von drei derartigen Matrizen in grafischer Form für verbrauchsorientierte Steuerung. Das Ladefenster reicht darin von 22:00 bis 06:00, tritt allerdings zwei Mal auf, da die Abbildung einen Gesamtzeitraum von 48 Stunden umfasst - die Begründung hierfür ist dem Kapitel 4.1.8 zu entnehmen. Es sei angenommen, die betroffenen Elektrofahrzeuge wurden bereits nach Anwesenheit gereiht. Fahrzeug 1 steht in diesem Beispiel das komplette Ladefenster, Fahrzeug 2 ein Fenster von 23:00 bis 06:00 Uhr und Fahrzeug 3 ein Fenster von 00:00 bis 06:00 Uhr zur Verfügung.

Durch elementweise Multiplikation dieser Matrizen mit den zugehörigen Spalten der Standort-Matrix ergeben sich alle Einträge außerhalb des Ladefensters zu null und somit stehen diese auch nicht als Ladezeitpunkte zur Verfügung.

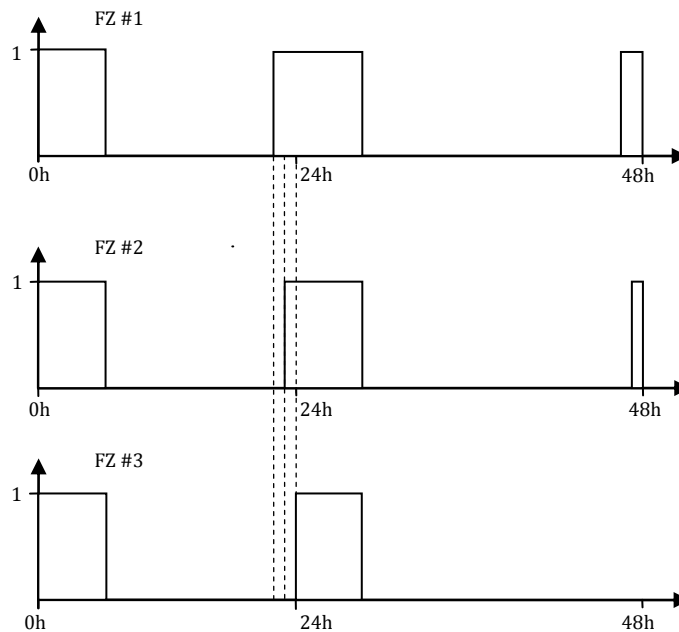


Abbildung 4.4: Matrizen zur Anpassung des Ladezeitraums für VoSt

In diesem Beispiel wird der Ladezeitraum um eine Stunde je zugeschaltetem Fahrzeug verkürzt. Dieser hohe Wert ist aus Gründen der besseren Darstellung so gewählt worden. In den Simulationen unter Kapitel 5 wird eine Verkürzung um 30 Minuten je Fahrzeug angewendet. Die Matrizen für die Anpassung des Ladezeitraums für EoSt haben, abgesehen von unterschiedlich angeordneten Ladefenstern, den gleichen Aufbau.

4.1.8 Berechnungszeitraum von 48 Stunden

Anhand von Abbildung 4.5 wird nun erläutert, weshalb die Berechnung des Ladeprofils über einen Zeitraum von 48 Stunden stattfinden muss.

Die von der Arbeitsgruppe Elektrische Anlagen [4] zur Verfügung gestellte Syntax, zur Ermittlung der Ladeprofile der Fahrzeuge, beinhaltet unter Anderem zwei Variablen, die den maximal und den minimal zulässigen Wert des SOC in per unit – bezogen auf den Maximalwert – angeben. Zu Beginn der Berechnungen werden die SOC sämtlicher BEV auf den Maximalwert gesetzt, da den statistischen Daten der Fahrprofile keine Startwerte für die Batterien zugrunde liegen. In diesem Beispiel entspricht dieser Wert 0,9. Folgt man nun dem Verlauf des SOC in Abbildung 4.5 so setzt sich das Fahrzeug um 6:00 zum ersten Mal in Bewegung. Der SOC sinkt bis zum Zeitpunkt des erneuten Stillstands. Um 15:00 setzt es sich wieder in Bewegung und wird unmittelbar nach Stillstand für etwa eine Stunde geladen um danach gleich wieder loszufahren. Nach einer weiteren längeren Standzeit bewegt sich das Fahrzeug an diesem Tag noch einmal, bevor es über Nacht von 23:00 bis 06:00 des nächsten Tages am Ladeplatz steht. Innerhalb dieses Zeitraums wird die Batterie vollständig geladen und erreicht um 4:00 Morgen, des darauf folgenden Tages, den Maximalwert von 0,9. Der Ablauf der restlichen 20 Stunden des zweiten Tages ergibt sich gleich dem ersten Tag ab 6:00.

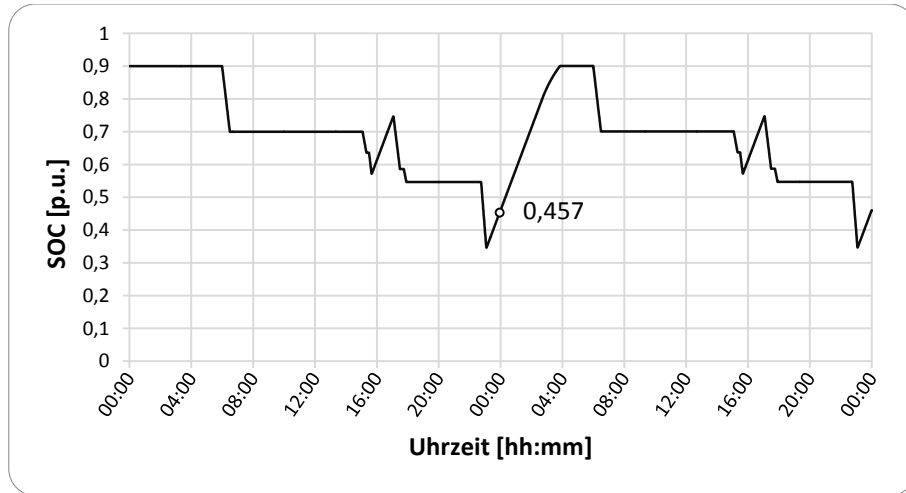


Abbildung 4.5: Verlauf des Ladezustandes der Batterie

Nun zur Begründung der Berechnung über 48 Stunden: Wie man dem SOC-Verlauf entnehmen kann, steht dieser zur Stunde 0 bei 0,9, nach 24h bei 0,457 und nach 48h wiederum bei 0,457. Um also den tatsächlichen Verlauf des SOC eines Fahrzeugs zu erhalten, muss der Verlauf des zweiten Tages herangezogen werden, da sich erst hier der SOC »eingeschwungen« hat.

Dieses Konzept der 48 Stunden betrifft nicht nur die Matrix FZ_SOC , welche die 2880, minütlich festgehaltenen Werte des SOC beinhaltet, sondern sämtliche Matrizen in Zusammenhang mit den Fahrprofil-Daten, inklusive FZ_ort .

4.1.9 Netzorientierte Regelung

In Kapitel 3.5.3 wurde bereits erklärt was unter dem Begriff NoR zu verstehen ist. Dieses Kapitel gibt nun Aufschluss über die Umsetzung dieser Regelung in MATLAB. Der Schlüssel dazu ist wiederum eine eigens kreierte Matrix, mithilfe welcher – wie auch bei der Anpassung des Ladezeitraums für VoSt und Eost – die Matrix FZ_ort manipuliert wird.

Die Grundidee dahinter wird anhand des folgenden Gedankenbeispiels erläutert: Angenommen, es wird zu einem bestimmten Zeitpunkt eine Überlastung an einer Leitung festgestellt, so kann anhand der ID und mit Hilfe der Netzmatrix festgestellt werden, welche Lastanschlüsse und des Weiteren welche Elektrofahrzeuge an dieser Leitung liegen. Diese betroffenen BEV bzw. die zugehörigen Spalten der Matrix FZ_ort werden nun zur besseren Weiterverarbeitung in einer Matrix zusammengefasst und in drei Gruppen unterteilt. Die Unterteilung erfolgt entsprechend den Gleichungen (4.1) bis (4.3), wobei i die Spalten- bzw. Fahrzeugnummer bezeichnet:

$$i \in \text{Gruppe A} \quad \text{wenn} \quad i = 1 + k * 3; \quad k \in \mathbb{N} \quad (4.1)$$

$$i \in \text{Gruppe B} \quad \text{wenn} \quad i = 2 + k * 3; \quad k \in \mathbb{N} \quad (4.2)$$

$$i \in \text{Gruppe C} \quad \text{wenn} \quad i = 3 + k * 3; \quad k \in \mathbb{N} \quad (4.3)$$

Jene Fahrzeuge bzw. Spalten, die der Gruppe A zugehörig sind, werden nun mit der in Abbildung 4.6 dargestellten Puls-Matrix A elementweise multipliziert, jene der Gruppe B mit der Puls-Matrix B und jene der Gruppe C mit der Puls-Matrix C.

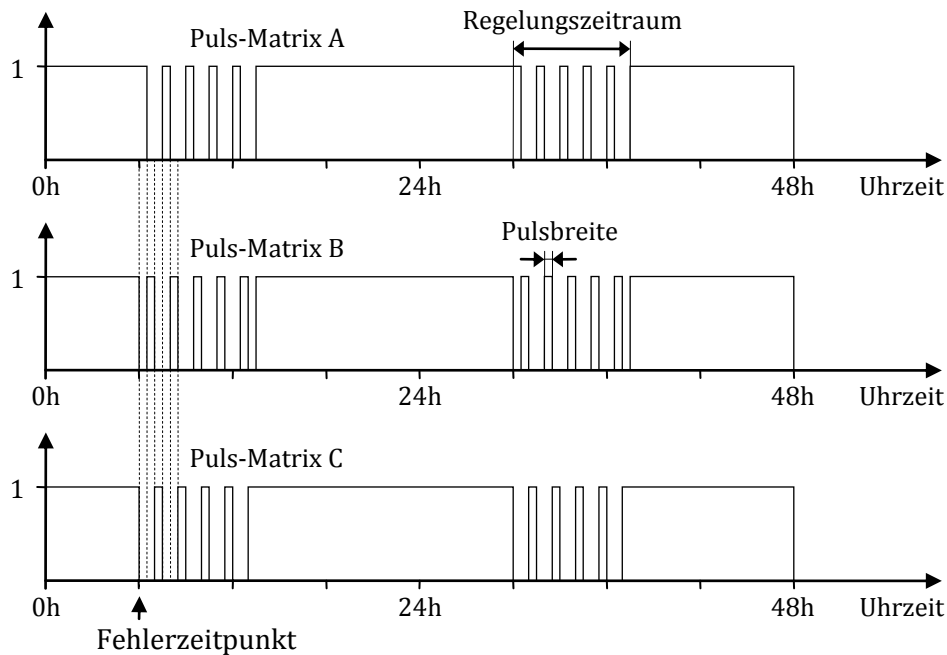


Abbildung 4.6: Aufbau der Puls-Matrix für NoR

Die Regelung mit Pulsbetrieb beginnt zum Zeitpunkt des Fehlersauftretens und wird über einen vorbestimmten Regelungszeitraum durchgeführt. Die Pulsbreite wird ebenfalls vorgegeben⁸. Die Definition dieser beiden Parameter ist in Kapitel 4.1.10 genau beschrieben.

Durch die eben beschriebene Vorgehensweise wird innerhalb des Regelungszeitraums immer nur eine Gruppe von Fahrzeugen für die Dauer einer Pulsbreite geladen. Dadurch wird die betroffene Leitung entlastet und der Fehler behoben. Nach Beendigung dieses Pulsbetriebs werden wieder alle BEV dem Ladevorgang zugeschaltet.

Es kann natürlich auch der Fall eintreten, dass nach der ersten Regelung ein erneuter Überlastfehler zustande kommt, weil nach wie vor zu viel Ladeleistung gefordert wird. In diesem Fall wird bei der darauffolgenden Simulation der Fehlerzeitpunkt an das Ende des oben dargestellten Regelungszeitraums wandern und die Regelung wird in gleicher Weise wie eben beschrieben nochmals in Kraft treten. Dies geschieht solange, bis sämtliche Fehler durch die Regelung eliminiert bzw. die Elektrofahrzeuge vollständig geladen wurden.

Im Zuge der Simulationen wurde auch eine Unterteilung der betroffenen Fahrzeuge in nur zwei Gruppen getestet. Dabei wurde festgestellt, dass bei einer Anzahl von beispielsweise 10 Fahrzeugen an einem Lastanschluss und hoher Gleichzeitigkeit in Bezug auf den Ladevorgang, auch die halbierte Anzahl der BEV schnell zu Überlastungen führt. Durch eine Unterteilung in drei Gruppen wurden hier wesentlich bessere Ergebnisse erzielt.

⁸ Die in Abbildung 4.6 sehr langen Zeiträume für Regelung und Pulsbreite dienen wiederum nur einer besseren Darstellung und sind in den Simulationen wesentlich kleiner gewählt worden.

Nachfolgend ist der Ablaufplan der netzorientierten Regelung dargestellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass vor dem Start der ersten netzorientierten Regelung, einmal ungesteuert simuliert wurde, sodass die entsprechenden LF-Ergebnisse vorliegen.

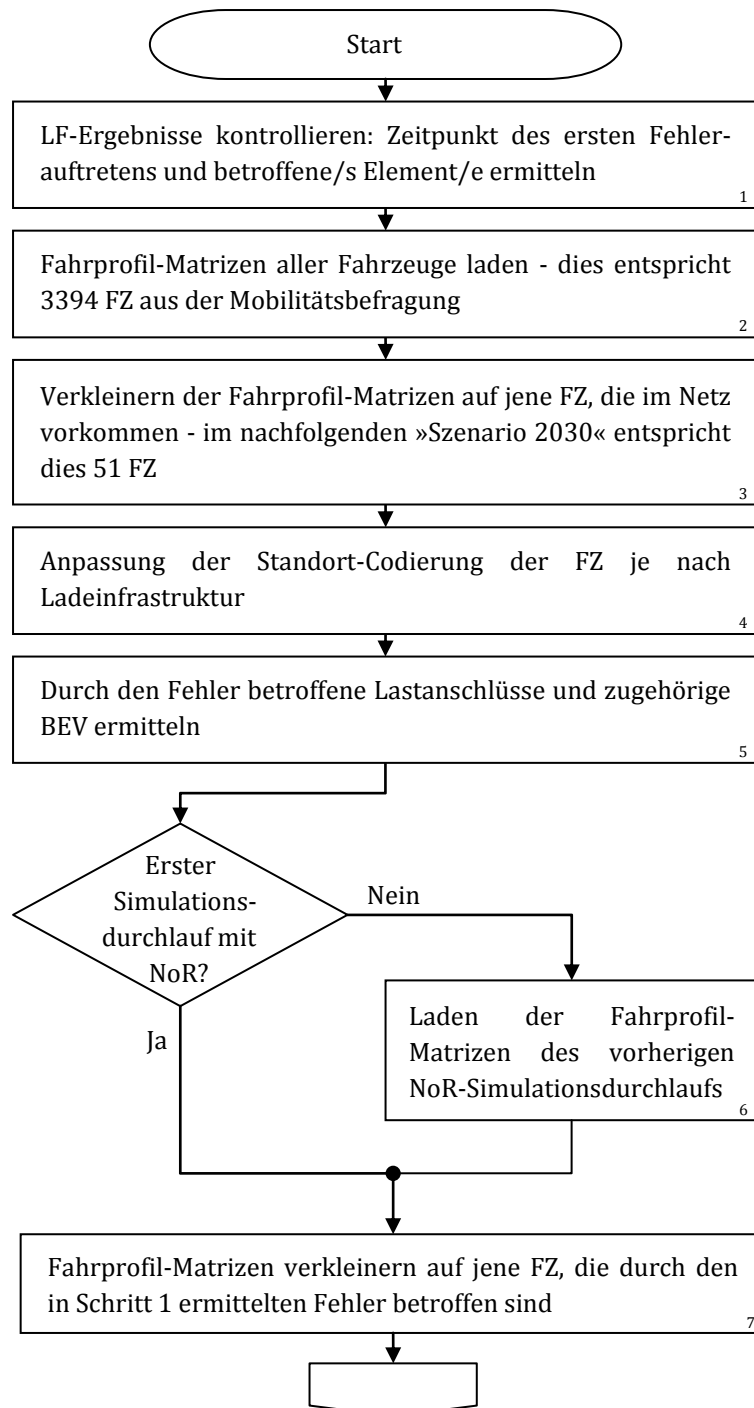


Abbildung 4.7: Ablaufplan der NoR, Teil 1

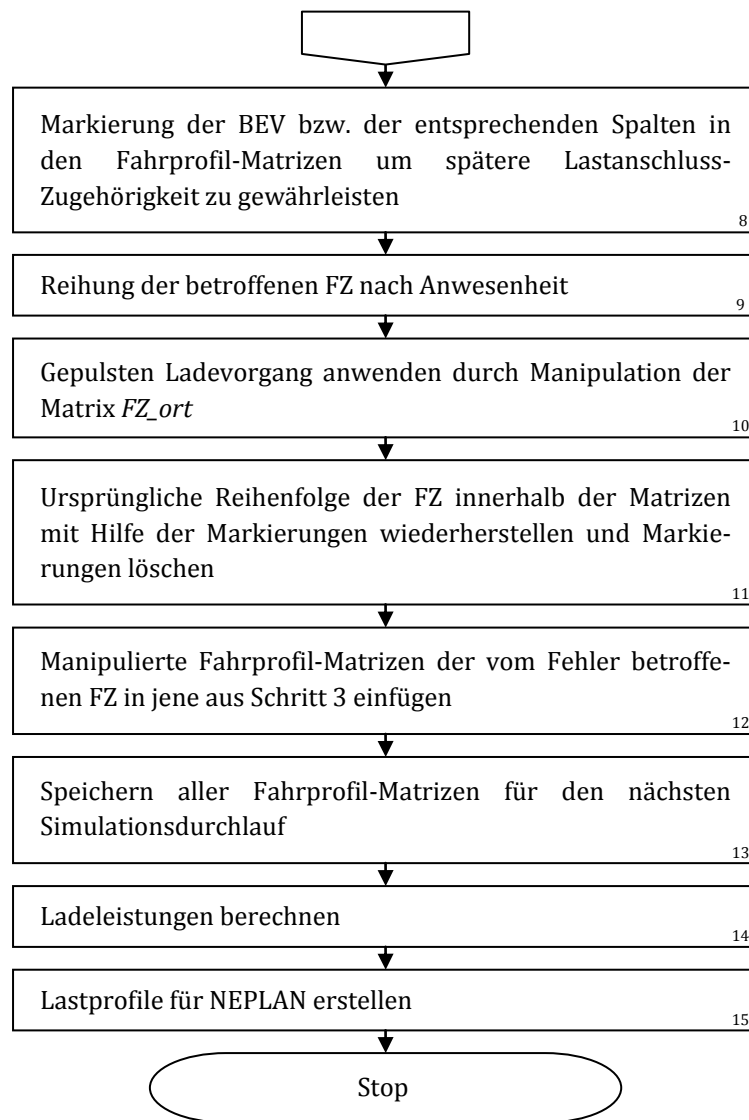


Abbildung 4.8: Ablaufplan der NoR, Teil 2

Im Rahmen dieser Arbeit wird angenommen, dass für jedes FZ nur eine Ladeinfrastruktur innerhalb des Verteilnetzes zur Verfügung steht. Aus diesem Grund muss die in Schritt 4 erwähnte Anpassung durchgeführt werden: Dabei wird je nach Ladeinfrastruktur und zugehöriger Standort-Codierung (s. Tabelle 4.4) die Matrix FZ_{ort} abgeändert, sodass bei der Berechnung der Ladeprofile auch tatsächlich nur eine Infrastruktur je BEV verwendet wird.

Die in Schritt 9 angeführte Reihung nach Anwesenheit muss an dieser Stelle durchgeführt werden, damit die darauffolgende Einteilung in drei Gruppen auch tatsächlich eine Drittelung der Ladeleistung verursacht. Wird diese Reihung unterlassen, kann beispielsweise der Fall eintreten, dass einer Gruppe nur FZ zugewiesen werden, welche zum Fehlerzeitpunkt gar nicht anwesend sind.

Nach Schritt 15 des dargestellten Ablaufs endet der Algorithmus und es folgt eine LF-Berechnung in NEPLAN mit darauffolgender Auswertung der Ergebnisse, um die Auswirkungen der Regelung beurteilen zu können. Sollte der Regelungszeitraum nicht ausreichend gewesen sein und ein erneuter Fehler auftreten, so muss, wie oben bereits erwähnt, die Regelung ein weiteres Mal gestartet werden.

4.1.10 Variablendefinition

Im Kopf der MATLAB-Datei *LS_GUI.m* werden alle wesentlichen Variablen definiert. Die wichtigsten unter ihnen sind nachfolgend mit Angabe ihrer Einheit aufgelistet und ihre Funktionen erläutert:

- *JEV_HH* Diese Variable beinhaltet die JEV-Daten jedes einzelnen Haushalts an jedem Hausanschluss [kWh]
- *JEV_Industrie* Gleichwertig zu den Haushalten sind in dieser Variable die Jahresenergieverbräuche sämtlicher Gewerbe angegeben [kWh]
- *Ladebeginn_VoSt* Uhrzeit des Ladebeginns für VoSt [h]
- *Ladeende_VoSt* Uhrzeit des Ladeendes für VoSt [h]
- *Ladebeginn_EoSt* Uhrzeit des Ladebeginns für EoSt [h]
- *Ladeende_EoSt* Uhrzeit des Ladeendes für EoSt [h]
- *FZ_Anz_jeStufe* Anzahl der dem Ladevorgang zugeschalteten FZ je Stufe der verbrauchs- bzw. erzeugungsorientierten Steuerung [-]
- *Zeit_zw_Stufen* Zeit zwischen zwei Stufen bei VoSt und EoSt [min]
- *Puls_Zeitraum* Pulsbreite bei NoR [min]
- *Regelung_Zeitraum* Zeitraum der netzorientierten Regelung [min]

Fünf wichtige Parameter zur Berechnung der Ladeleistung [4] sind des Weiteren:

- *laden_ort* Definition des Standorts an dem geladen werden kann [-]⁹
- *batt_e* Gibt die Nenngröße der Batterien in den Elektrofahrzeugen an [kWh]
- *SOC_min* Ladezustand der Batterie, welcher nicht unterschritten werden darf [pu]
- *SOC_max* Ladezustand der Batterie, welcher nicht überschritten werden darf [pu]
- *laden_p_konst* Gibt die maximale Ladeleistung in der konstanten Phase des Ladevorgangs an [kW]

Die Beschränkung des Ladezustandes der Batterie auf den Bereich zwischen *SOC_min* und *SOC_max* dient der Verlängerung der Lebensdauer der Li-Ionen-Batterie.

4.1.11 Mobilitätskriterium

Wie unter Kapitel 4.1.8 bereits erwähnt, werden die Berechnungen der Ladeprofile der BEV über einen Zeitraum von zwei Tagen durchgeführt, wobei für das Mobilitätskriterium nur der Verlauf des zweiten Tages relevant ist. Betrachtet man für diesen zweiten Tag die Zeitpunkte zu Beginn

⁹ Wie unter 4.1.9 erwähnt, steht im Rahmen dieser Arbeit jedem BEV nur eine Ladeinfrastruktur im Verteilnetz zur Verfügung. Ohne auf die genauen Ausführungen innerhalb MATLABs zur Erreichung dieser Vorgabe einzugehen, sei gesagt, dass aus diesem Grund der Wert für *laden_ort* mit 6 fixiert ist.

und am Ende des Tages, so sollte der SOC am Ende zumindest der gleiche oder höher sein. Andernfalls wird, unter Annahme der Absolvierung derselben Strecken pro Tag, der SOC von Tag zu Tag geringer und die Mobilität ist auf Dauer nicht gewährleistet. Sobald der Ladezustand der Batterie unter die Untergrenze SOC_{min} fällt, kann das betroffene Fahrzeug keine weiteren Wege fahren und das Mobilitätskriterium ist nicht erfüllt.

Anders formuliert ist das Mobilitätskriterium erfüllt, wenn einerseits alle Wege eines Tages zurückgelegt werden können ohne SOC_{min} zu unterschreiten und andererseits genügend Zeit zur Verfügung steht, um der Fahrzeugbatterie, die durch die Fahrten entnommene Energie wieder zuzuführen.

4.2 NEPLAN

Damit das Zusammenspiel von MATLAB und NEPLAN gewährleistet ist, müssen einige Einstellungen und die Formate der Input- und Output-Daten beachtet werden. Da sich die Programmierung in MATLAB äußerst flexibel gestalten lässt, wird eine Anpassung an die von NEPLAN vorgegebenen Datenformate durchgeführt. In diesem Kapitel werden die notwendigen Schritte für ein funktionierendes Zusammenwirken gezeigt.

4.2.1 Einstellungen

Die Berechnungsmethode *Lastfluss mit Lastprofilen* ermöglicht die Lastflüsse innerhalb eines Energienetzes während eines vorbestimmten Zeitraums zu ermitteln. Dazu muss in den Parametern dieser Berechnungsmethode die Option *Zeitsimulation* gewählt und der gewünschte Zeitraum angegeben werden. Unter *Zeitinkrement* wird der Zeitschritt zwischen zwei Berechnungsschritten in Minuten eingestellt. Zugehörig zu dem gewählten Zeitraum müssen die Lastverläufe sämtlicher im Netz auftretenden Lasten, ob Verbraucher oder Erzeuger, als *.txt Datei mit vorgegebenem Format vorliegen. Der Ablageort, an dem diese Dateien zu finden sind, wird ebenfalls in den Parametern unter *Messdaten* bestimmt. In der Registerkarte *Ergebnis-Dateien* muss letztlich angegeben werden, wohin die Datei mit den Ergebnissen exportiert werden soll.

Für jedes Element im Netz muss des Weiteren in den *Elementeigenschaften*, unter *LF-Analyse*, *Skalierungsfaktoren* folgendes markiert werden: *Messdaten von Datei lesen*.

Wie in den vorherigen Kapiteln bereits mehrmals erwähnt, benötigt MATLAB auch eine sogenannte *.rlf Datei, welche von NEPLAN kreiert wird. Diese Datei wird nach Durchlauf der Berechnungsmethode *Lastfluss* exportiert, sofern dies in den Parametern so angegeben ist. Dazu muss in der Registerkarte *Parameter (Forts.)*, unter *Ergebnisdatei*, der Speicherort angegeben werden. Im Anhang A.2 befinden sich Abbildungen, die das Durchführen aller Einstellungen erleichtern sollen.

Sofern alle angesprochenen Einstellungen korrekt erledigt wurden, ist es im Weiteren nicht mehr nötig das Programm NEPLAN zu starten. Um eine LF-Berechnung durchzuführen muss lediglich der entsprechende Knopf auf der Benutzeroberfläche gedrückt werden – wie das externe Starten von NEPLAN funktioniert und was dafür gewährleistet sein muss, ist dem Anhang A.3 zu entnehmen.

4.2.2 Inputdaten

Die zeitlich variablen Verläufe sämtlicher Lasten innerhalb des Energienetzes müssen an NEPLAN übermittelt werden. Dies geschieht in Form einer *.txt Datei, deren Formatierung der Kopfzeile mit Hilfe der Tabelle 4.5 erläutert wird. Der erste Eintrag beinhaltet den Namen des Elements, der genau mit der Bezeichnung im Energienetz übereinstimmen muss, da mit diesem Namen die Datei der zugehörigen Last zugewiesen wird. Der relevante Datentyp, der in dieser Arbeit verwendet wird ist LO, welcher die Daten als Messdaten eines Verbrauchers kennzeichnet und die Einheit dieser Messdaten wird in Kilowatt [kW] angegeben. Der Eintrag, Anzahl der Datenzeilen, gibt an, wie viele Leistungswerte nach der Kopfzeile folgen werden. Als Beschreibung kann ein beliebiger Eintrag gewählt werden. Mit der Codierung 0 oder 1 wird angegeben ob der Leistungsfaktor des betroffenen Elements während des Berechnungszeitraums konstant ist oder variiert und letztlich wird in der Kopfzeile das Datum der Messdatenaufzeichnung angegeben.

Name	Name des Elementes, dem die Messdaten zugewiesen werden sollen
Datentyp	DF = Tagesfaktor, WF = Wochenfaktor, MF = Monatsfaktor, YF = Jahresfaktor, LO = Messdaten eines Verbrauchers, MD = Messdaten eines Messgerätes
Einheit	A, kA, kW, MW, %
Anzahl der Datenzeilen	Anzahl der Einträge nach der Kopfzeile
Beschreibung	beliebig
Konstanter Leistungsfaktor	1=ja, 0=nein
Tag	Definition des Datums (nur für Messdaten relevant)
Monat	Definition des Datums (nur für Messdaten relevant)
Jahr	Definition des Datums (nur für Messdaten relevant)

Tabelle 4.5: Kopfzeilenformat der Messdaten¹⁰

Zu beachten ist, dass als Trennzeichen zwischen den einzelnen Einträgen ein Tabulator eingefügt werden muss. Tabelle 4.6 zeigt einen Auszug einer bereits formatierten *.txt Datei. Sie gibt die Leistungsdaten der Last *L-138* an, wobei die Anzahl der Datenzeilen auf 1440 gesetzt ist und somit die Messdaten eines ganzen Tages, in minütlichen Schritten, vorliegen. Der Leistungsfaktor der Last ist konstant und das Datum der Messung war der 1.Juli 2010.

L-138	LO	kW	1440	Hausanschluss	1	1	7	2010
...	...	...						
10	57	13,31						
10	58	13,43						
10	59	13,44						
11	00	11,22						
11	01	10,95						
...	...	...						

Tabelle 4.6: Beispielhafter Auszug der *.txt Datei für die Last *L-138*

¹⁰ Zur besseren Darstellung ist die Kopfzeile hier transponiert abgebildet.

Die Umwandlung der erfassten Messdaten von einer Formatierung in Excel (*.xlsx) zu einer Formatierung in einer Textdatei (*.txt) wurde mit MATLAB bewerkstelligt und deren Umsetzung durch Vorarbeit in [16] beschleunigt.

4.2.3 Outputdaten

NEPLAN erstellt nach erfolgreicher Berechnung im Modus *Lastfluss mit Lastprofilen* eine *.txt Datei, die für jeden Knoten und jedes Element die Belastungen, Spannungswerte, Auslastungen und Verluste in minütlichen Schritten angibt – ein Auszug einer solchen Datei ist in Tabelle 4.7 dargestellt. Die enthaltenen Daten stammen aus einer LF-Berechnung des Bregenzer Netzes für das Szenario 2030, das in Kapitel 5.2 noch erläutert wird. In der Tabelle sind für den Knoten HA9, die Last L-138, die Photovoltaikanlage SM-234 und die Leitung L92, die Ergebnisse für zwei Zeitinkremente eingetragen.

In Bezug auf die Auswertung dieser Datei in MATLAB sind vor allem die Einträge der Spannungswerte und Auslastungen relevant. Anhand dieser Werte kann ein Spannungs- oder Überlastfehler festgestellt und in weiterer Folge durch geeignete Maßnahmen korrigiert werden.

Knoten	0	HA 9			
Jahr	Monat	Tag	t [hh:mm]	U [kV]	
...	...	...	...	...	
2010	Jul	1	11:00	0,393	
2010	Jul	1	11:01	0,394	
...	...	...	...	...	
Element	50	L-138			
Jahr	Monat	Tag	t [hh:mm]	P [MW]	Q [MVar]
...	...	...	...	...	
2010	Jul	1	11:00	0,0112	0
2010	Jul	1	11:01	0,0109	0
...	...	...	...	...	
Element	52	SM-234			
Jahr	Monat	Tag	t [hh:mm]	P [MW]	Q [MVar]
...	...	...	...	...	
2010	Jul	1	11:00	-0,0062	0
2010	Jul	1	11:01	-0,0064	0
...	...	...	...	...	

Element	1	L92							
Jahr	Monat	Tag	t [hh:mm]	I [kA]	P [MW]	Q [MVar]	Auslastung [%]	Ploss [MW]	Qloss [MVar]
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2010	Jul	1	11:00	0,0275	0,019	0,0001	8,16	21E-6	12E-6
2010	Jul	1	11:01	0,0292	0,017	0,0001	8,40	24E-6	14E-6
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Tabelle 4.7: Format der von NEPLAN exportierten Ergebnisdatei anhand eines Auszugs von wenigen ausgewählten Daten

4.3 Ablaufplan des Gesamtsystems

Um das Kapitel Systembeschreibung zu vervollständigen, wird anhand von Abbildung 4.9 das Zusammenwirken von MATLAB und NEPLAN als Gesamtsystem erläutert. Die Blöcke mit den Bezeichnungen *Datendepot*, *NEPLAN Input* und *NEPLAN Output* stellen die gleichnamigen Ordner dar, in denen alle simulationsrelevanten Daten abgelegt sind. Dazu werden alle Profildaten in Schritt 1 erstellt und im *Datendepot* gespeichert. Die für die LF-Berechnungen benötigten *.txt Dateien werden in Schritt 8 erstellt und in den Ordner *NEPLAN Input* exportiert und in Schritt 9 wird schließlich die LF-Berechnung gestartet und die Ergebnisdatei in den Ordner *NEPLAN Output* abgelegt.

In den einzelnen Blöcken des Gesamtsystems sind die jeweils ausführenden MATLAB-Funktionen (*.m Dateien) angegeben.

Sofern die *.rlf Datei des NEPLAN Netzes vorliegt und alle notwendigen Einstellungen in NEPLAN getätigt wurden, können die angeführten Prozesse allein über MATLAB gestartet und gesteuert werden.

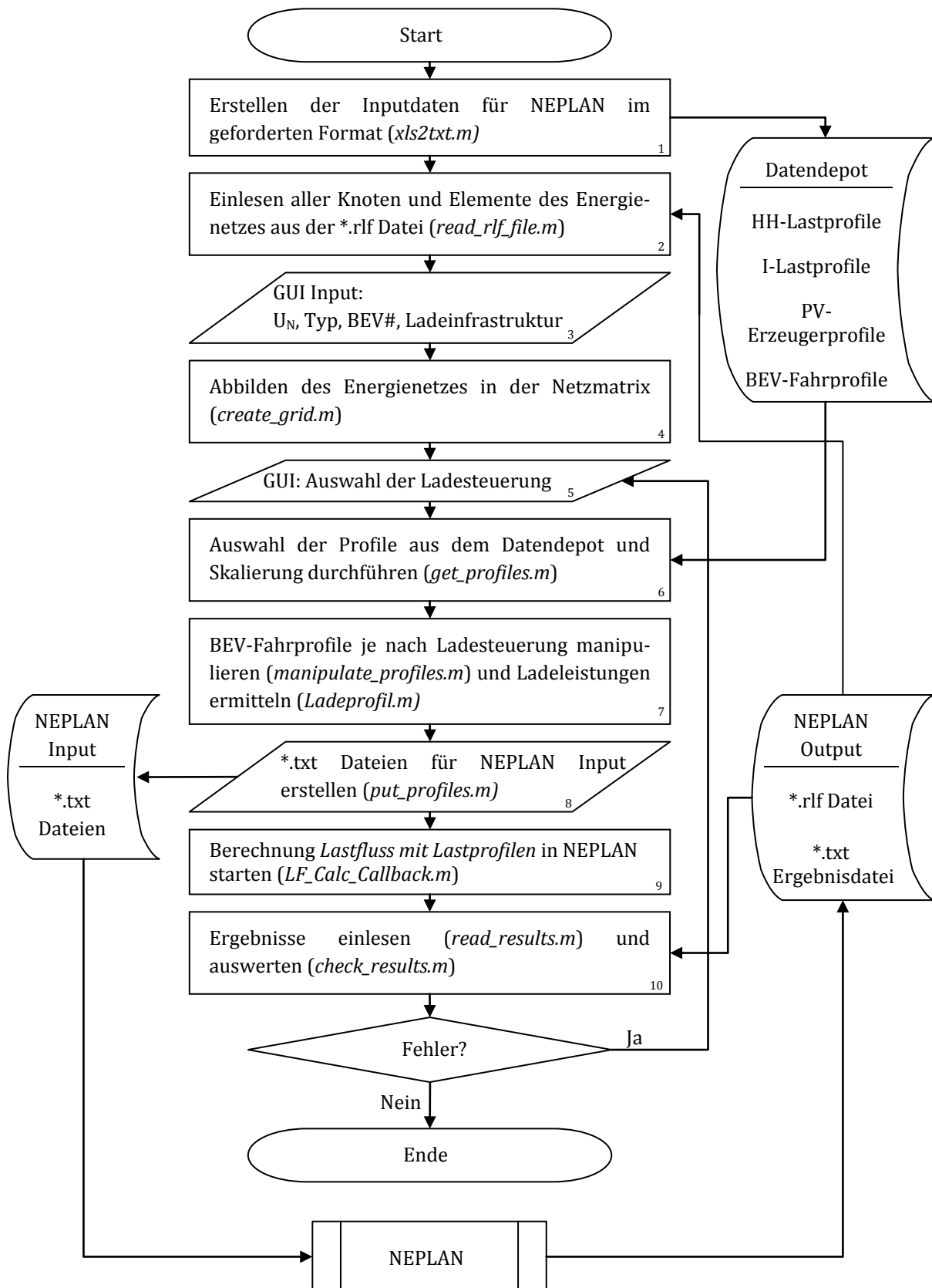


Abbildung 4.9: Ablaufplan des Gesamtsystems

5. Analyse und Ergebnisse

Dieses Kapitel befasst sich im Wesentlichen mit der Auswertung der Ergebnisse zweier Szenarien, dem »Basisszenario 2010« und dem »Szenario 2030«.

Das »Basisszenario 2010« befasst sich mit dem Zustand des Verteilnetzes bei Belastung mit aktuellen Werten, die aus Messungen der *VKW-Netz AG* stammen und zeigt somit den Istzustand des Netzes und dessen Auslastung ohne den Einfluss von Elektrofahrzeugen. Die Bezeichnung 2010 ergibt sich durch die vorwiegend in diesem Jahr erhobenen Messdaten.

Das »Szenario 2030« enthält hingegen Komponenten, die den Zielen der aktuellen Energiepolitik entsprechen. Demzufolge ist erneuerbare Energie in Form von Photovoltaik enthalten und es ist eine teilweise Umstellung im Mobilitätssektor – von den herkömmlichen Verbrennungsmotoren auf umweltschonendere Elektromotoren – darin umgesetzt.

Bei beiden Szenarien wird dieselbe Konstellation aus Haushalts-, Industrie-, Erzeuger- und Fahrprofilen verwendet, um einen Vergleich der Auswirkungen anstellen zu können. Im Anhang A.4 ist die genaue Konstellation aufgelistet.

5.1 Basisszenario 2010

Die Verbraucherprofile für die Lasten in diesem Szenario werden für die Haushalte aus den Messdaten von *ADRES* und für die gewerblichen Betriebe aus den Messdaten der *VKW-Netz AG* bezogen. Der Energieverbrauch eines jeden Verbrauchers wird ebenfalls den Daten der *VKW-Netz AG* entnommen und nach den Konzepten aus Kapitel 2.4.3 angepasst. Es sind weder Elektrofahrzeuge noch Photovoltaikanlagen im Netz vorhanden. Die verwendeten Lastprofile beziehen sich allesamt auf einen Werktag im Winter und die Netzstruktur in diesem Szenario entspricht jener in Abbildung 2.2.

Abbildung 5.1 zeigt die Belastungen an den vier Hausanschlüssen des Verteilnetzes. Die Last *L-151* setzt sich aus zwei Verbrauchern mit dem Profiltyp Industrie zusammen und weist einen dafür typischen Leistungsverlauf auf. *L-156*, mit einem Verhältnis der HH- zu I-Profilen von 1 zu 5, zeigt ebenfalls einen von der Industrie stark geprägten Verlauf. In den Leistungsverläufen von *L-146*, mit einem Verhältnis von 5 zu 1, und *L-138*, mit einem Verhältnis von 9 zu 3, sind hingegen die typischen, kurzzeitigen Spitzen eines Haushalts-Lastprofils auszumachen.

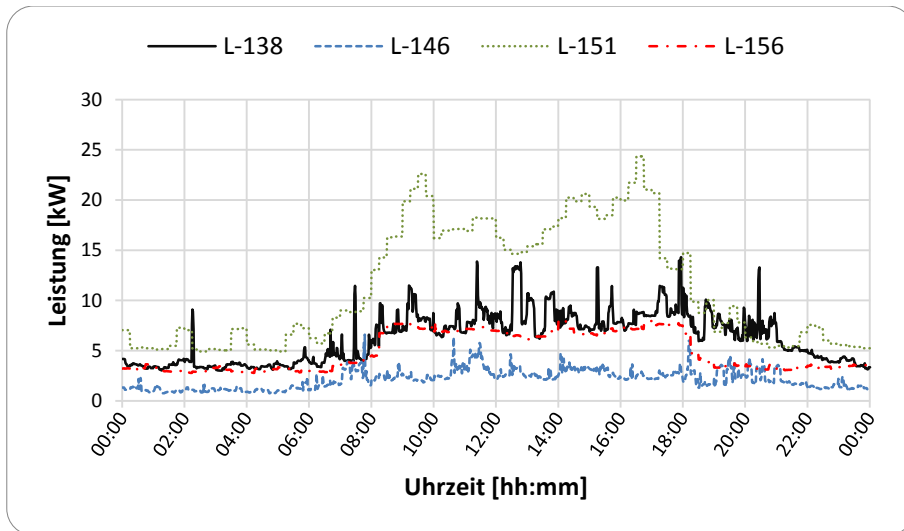


Abbildung 5.1: Simulationsergebnis der Lastverläufe an den einzelnen Häuserblöcken im Basisszenario 2010

Im Rahmen der von der VKW-Netz AG zur Verfügung gestellten Daten, sind auch Messdaten aus Messungen an verschiedenen Leitungen im Netz enthalten. Unter anderem wurde auch an der Summenleitung L92, über welche nahezu alle Ströme zu den Verbrauchern fließen, Messungen durchgeführt. Um einen Vergleich der Simulationsergebnisse zu den gemessenen Daten zu erhalten, sind diese in Abbildung 5.2 gemeinsam in einem Graphen dargestellt. Zwei ausgewählte Tage im März, einer an einem Werktag, einer Wochenends, sind dem Simulationsergebnis für die Summenlast an L92 gegenübergestellt.

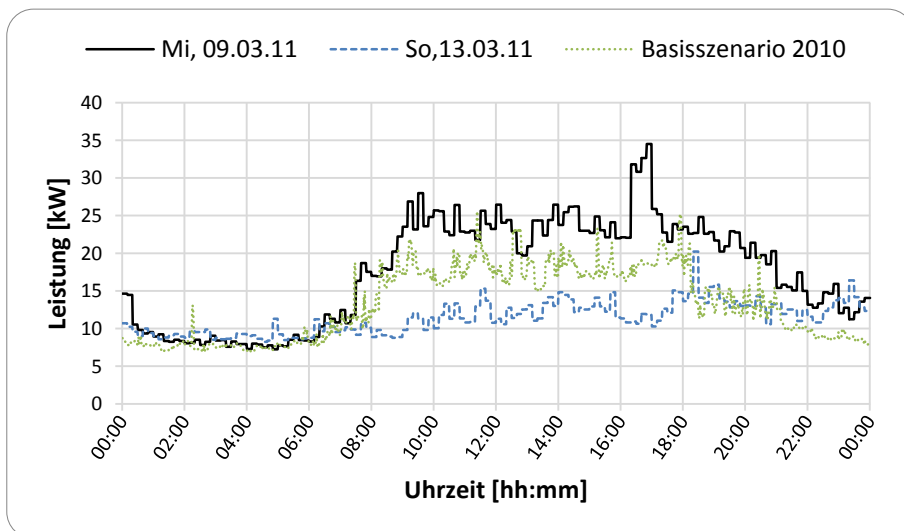


Abbildung 5.2: Gemessene Lastverläufe an Leitung L92 an einem Werk- und einem Wochenende im März 2011, im Vergleich zu dem Simulationsergebnis für das Basisszenario 2010

Es ist zu sehen, dass der Verlauf der Summenlast aus der Simulation dem gemessenen Verlauf an einem Werktag gut angepasst ist, jedoch erscheint er ein wenig abgesenkt. Der Grund dafür wurde am Ende des Kapitels 2.4.3 bereits erläutert und ist hier nochmals grafisch nachzuvollziehen.

Abbildung 5.3 zeigt die Auslastungen von drei, zur Veranschaulichung ausgewählten Leitungen. Es zeigt sich, dass die Leitungen *L92*, *L120* und *L130* durch die, von den Haushalten und Firmen verursachten Lasten, nur geringfügig ausgelastet werden. Die maximalen Auslastungen aller anderen, im Netz vorkommenden Leitungen liegen unterhalb jener von *L92* und somit unter 10%.

Bezüglich *L120* sei nochmals erwähnt, dass diese Leitung – unter Betrachtung der aktuellen Netzstruktur wider alle Erwartungen – schwächer ausgelegt wurde als *L125*. Aus diesem Grund wird in weiterer Folge *L120* als Schwachstelle im zugehörigen Netzstrang betrachtet.

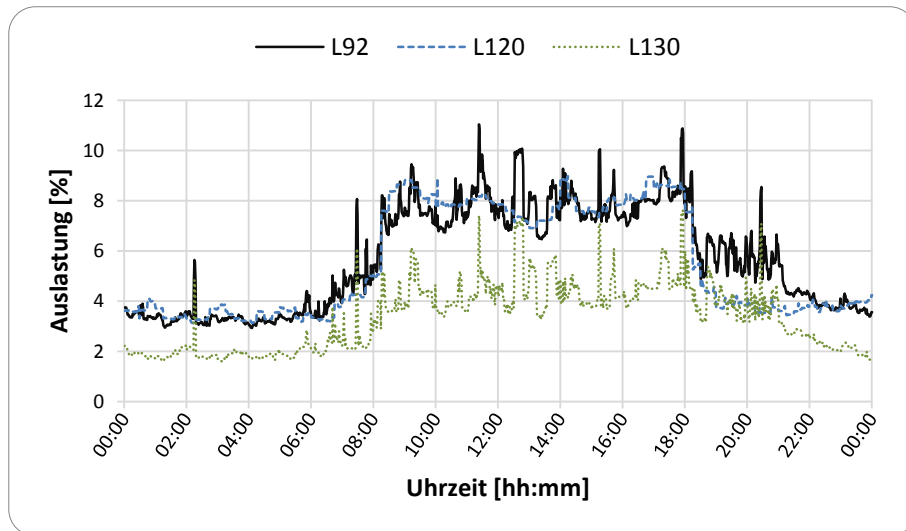


Abbildung 5.3: Prozentuale Auslastung ausgewählter Leitungen des Energienetzes im Basisszenario 2010

Bezüglich Spannungshaltung und Auslastung der Transformatoren im Basisszenario sei an dieser Stelle auf Kapitel 5.2.5 verwiesen.

5.2 Szenario 2030

In diesem Szenario werden alle in Kapitel 3 vorgestellten Typen der Leistungsaufnahme angewendet. Die Auswirkungen der verbrauchs-, als auch erzeugungsorientierten Steuerung, sowie jene der netzorientierte Regelung, werden analysiert und ihre Effektivität bewertet. Zusätzlich wird die Kombination aus VoSt und EoSt betrachtet.

5.2.1 Parameterdefinition

- **Haushaltslastprofile**

Es werden die im Projekt *ADRES-CONCEPT* ermittelten Lastprofile eines Werktags im Winter verwendet und eine Anpassung an die Energieverbrauchsdaten aus Bregenz durchgeführt (s. Tabelle 2.1).

Laut [17] ergibt sich in der »Energiegesamtrechnung elektrische Energie« in den Jahren 1999 bis 2008 bei der gesamten Energienachfrage eine gemittelte Zuwachsrate von ca. 1,9%. Für dieses Szenario wird darauf basierend eine Zuwachsrate von 2%

pro Jahr angenommen. Im Zeitraum von 2010 bis 2030 entspricht dies laut Gleichung (5.1) einem gerundeten Energieverbrauchszuwachs von 50%.

$$\left(1 + \frac{p}{100}\right)^a = 1,02^{20} = 1,486 \quad (5.1)$$

p jährliche Zuwachsrate in %
 a Laufzeit in Jahren

- **Industrielastprofile**

Es werden die Messdaten der *VKW-Netz AG* eines Werktags im Winter verwendet und eine Anpassung an die Energieverbrauchsdaten aus Bregenz durchgeführt. Auch hier wird ein Verbrauchszuwachs von 2% pro Jahr angenommen.

- **Elektrofahrzeuge**

Bei den Privathaushalten wird das ambitionierte Ziel einer Durchdringung von 80% für die Elektrofahrzeuge angenommen. Mit der Angabe der Einwohner pro Haushalt [18], dem Motorisierungsgrad in PKW pro Einwohner [19] und einem zusätzlichen Faktor von 0,8 für jene Fahrzeuge, die täglich in Bewegung sind¹¹, ergibt sich nach Gleichung (5.2) eine Anzahl von 0,777 Elektrofahrzeugen pro Haushalt, die täglich zumindest eine Strecke zurücklegen.

$$2,29 \frac{EW}{HH} * 0,5303 \frac{PKW}{EW} * 0,8 * 0,8 = 0,777 \frac{BEV}{HH} \quad (5.2)$$

Anhand von diesem Wert wird die Anzahl der Elektrofahrzeuge je Häuserblock bestimmt, für welche die Ladeinfrastruktur *Zuhause* vorliegt.

Es wird zusätzlich angenommen, dass an den Hausanschluss 20 ein Firmenparkplatz mit 10 Ladestellen und zugehörig 10 Elektrofahrzeugen angebunden ist. Diese 10 BEV nutzen die Ladeinfrastruktur *Arbeitsplatz*.

Für die öffentliche Ladestelle *VLOTTE* wird angenommen, dass sie vier Ladeplätze umfasst und somit bis zu vier BEV mit einer maximalen Ladeleistung von je 10,5kW geladen werden können. Die Bezeichnung der Ladeinfrastruktur für die zugehörigen Fahrzeuge ist *Öffentliche Ladestelle*.

Zusammengefasst ergibt dies folgende Zuordnung der BEV zu den Lastanschlusspunkten und deren Ladeinfrastruktur:

Lastanschlusspunkt	Anzahl der BEV	Ladeinfrastruktur
<i>L-138</i>	7	<i>Zuhause</i>
<i>L-146</i>	4	<i>Zuhause</i>
<i>L-151</i>	-	-
<i>L-156</i>	10	<i>Arbeitsplatz</i>
<i>VLOTTE</i>	30	<i>Öff.Ladestelle</i>

Tabelle 5.1: Zuordnung der BEV zu den Lastanschlusspunkten und deren Ladeinfrastruktur

Die Anzahl von 30 BEV an der öffentlichen Ladestelle wurde so gewählt, dass sich entsprechend der vier Ladestellen eine maximale Summenbelastung von $4 * 10,5kW =$

¹¹ Laut [20] stehen 20% aller Fahrzeuge im Schnitt über den ganzen Tag.

42kW an diesem Lastanschlusspunkt ergibt – vorgehend ist hier die mit 10,5kW festgelegte Ladeleistung angegeben. D.h. über einen Tag verteilt nutzen 30 Fahrzeuge die öffentlichen Ladestellen, wobei aufgrund von gleichzeitigen Ladevorgängen niemals 42kW Ladeleistung überschritten werden.

Der in Kapitel 2.1 erwähnte Lastwechsel an *L-151* hat eine Überdimensionierung der zugehörigen Leitungen zur Folge, weshalb in der Simulation keine BEV an diesem Lastanschlusspunkt vorgesehen werden.

- **Photovoltaik**

Für die Häuserblöcke mit den Hausnummern 7,9 und 20 wird angenommen, dass eine Photovoltaikanlage mit einer Nennleistung von ca. 9kW auf den ausreichend großflächigen Dächern installiert sei. Die Erzeugerprofile hierzu werden aus dem *Photovoltaik Forschungszentrum Zwentendorf* bezogen. Da die Lastprofile der Haushalte und der Industrie aus Messungen im Winter entstammen, gilt selbiges auch für die Erzeugungsprofile der Photovoltaik. Die genauen Daten zu den Modulen, deren Ausrichtung etc. sind in Kapitel 2.3 angeführt.

Der Leistungsverlauf der drei installierten PV-Anlagen entspricht jenem des Wintertages in Abbildung 2.4 und wird aufgrund des relativ engen Raums auf dem sich die Anlagen befinden als ident angenommen.

- **Ladeleistung**

Unter Berücksichtigung von Kapitel 3.2 wird in diesem Szenario eine maximale Ladeleistung von 10,5kW für die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge vorausgesetzt – die geringfügige Absenkung gegenüber 11kW dient dazu, ein ungewolltes Auslösen der Absicherung mit 16A zu vermeiden. Der gewählte Leistungswert erfüllt den Wunsch nach relativ schnellem Laden bei gleichzeitiger Unabhängigkeit von einer Ladestelle mit Gleichrichter, da dieser bei einer Ladeleistung von 10,5kW im Fahrzeug verbaut werden kann.

- **Variablendefinition**

Die in Kapitel 4.1.10 angeführten Variablen werden für dieses Szenario wie folgt festgelegt:

Variable	
<i>Ladebeginn_VoSt</i>	22 Uhr
<i>Ladeende_VoSt</i>	6 Uhr
<i>Ladebeginn_EoSt</i>	8 Uhr
<i>Ladeende_EoSt</i>	18 Uhr
<i>FZ_Anz_jeStufe</i>	1
<i>Zeit_zw_Stufen</i>	30 min
<i>Puls_Zeitraum</i>	10 min
<i>Regelung_Zeitraum</i>	30 min
<i>batt_e</i>	25 kWh
<i>laden_p_konst</i>	10,5 kW
<i>SOC_min</i>	0,1 p.u.
<i>SOC_max</i>	0,9 p.u.

Tabelle 5.2: Parameter für das Szenario 2030

Der Tabelle 5.2 ist zu entnehmen, dass bei VoSt und EoSt alle 30 Minuten ein Fahrzeug dem Ladevorgang zugeschaltet wird. Bei NoR wird je Regelvorgang über eine halbe Stunde gepulst geladen, mit einer Pulsbreite von 10 Minuten und einer Unterteilung in 3 Gruppen.

Es wird angenommen die Batterien in den BEV speichern eine Energie von 25kWh und werden mit einer maximalen Leistung von 10,5kW geladen. Die untere und obere Grenze des Ladezustands der Batterie liegt bei 10% bzw. 90% der Gesamtenergie – der Entladungsgrad ist mit 10% niedrig angesetzt, wird jedoch unter Einbezug von mehreren Jahren der Forschung und Entwicklung in der Li-Ionen Technologie für das Szenario 2030 mit diesem Wert festgelegt.

Die Abbildung 5.4 zeigt ein Satellitenbild der lokalen Gegebenheiten der Verbraucher des Verteilnetzes. Die vier Häuserblöcke sind rot umrandet. Südwestlich der Hausnummer 7 sind die Parkplätze für die öffentlichen Ladestellen ersichtlich. Östlich der Hausnummer 20 befinden sich jene Parkplätze, die in diesem Szenario als Firmenparkplätze mit installierten Ladestellen dienen. Die Dächer der Hausnummern 7,9 und 20 eignen sich zur Installation der Photovoltaikanlagen, die für dieses Szenario vorgesehen sind.



Abbildung 5.4: Satellitenbild der lokalen Gegebenheiten der Verbraucher innerhalb des Verteilnetzes (© 2011 Google)

Der Abbildung 5.5 ist die Struktur des Energienetzes für das Szenario 2030 zu entnehmen. Es beinhaltet die drei angesprochenen PV-Anlagen in Form von Generatoren, abgesehen davon, entspricht die Struktur jener des Basisszenarios.

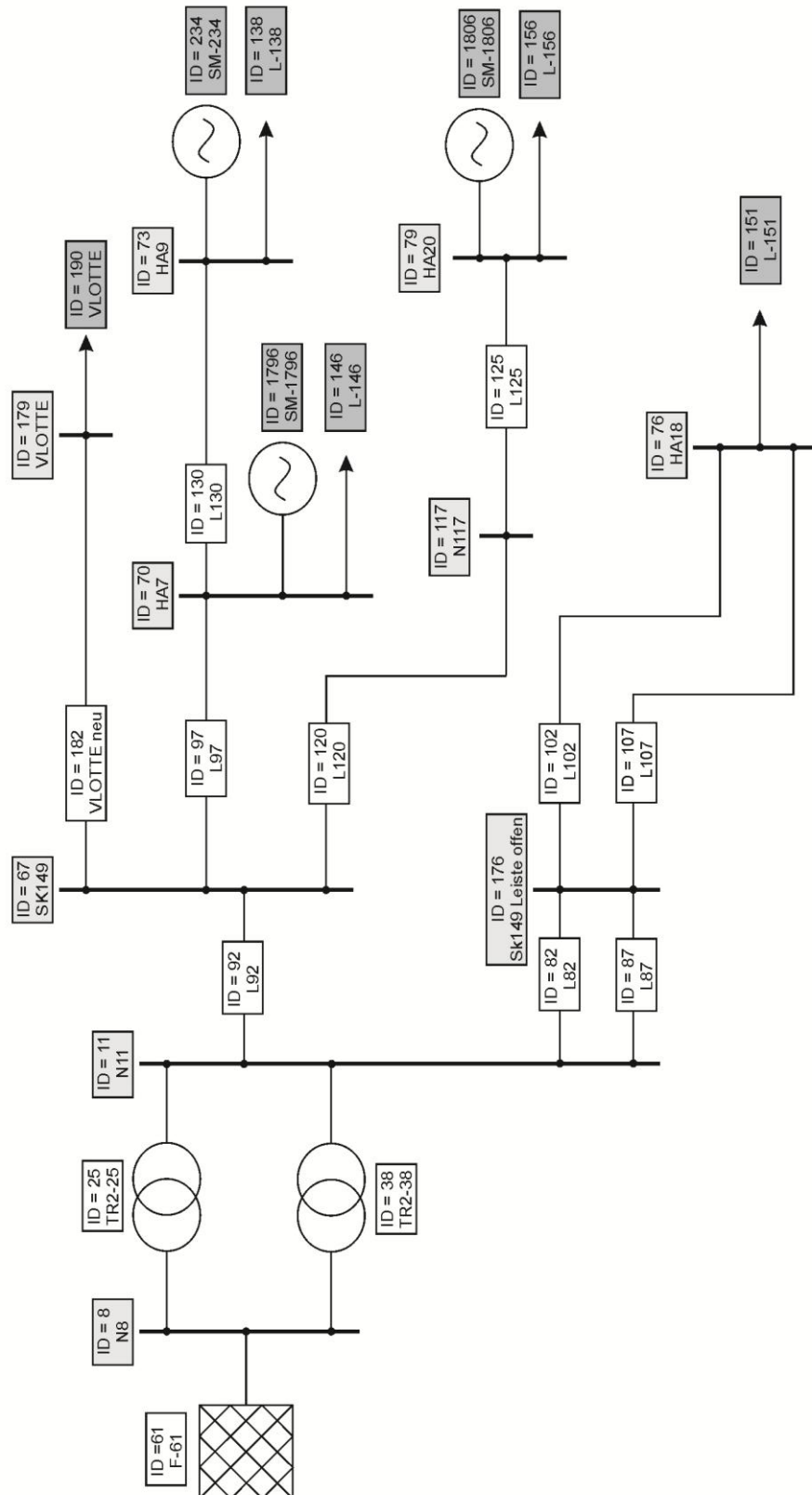


Abbildung 5.5: Netzstruktur für das Szenario 2030

5.2.2 Ergebnisse für die Ladeinfrastruktur Zuhause

Abbildung 5.6 zeigt die durch den Ladevorgang erzeugten Lastprofile bei ungesteuertem Laden, verbrauchs- und erzeugungsorientierter Steuerung. Bei UL ergibt sich aufgrund der auftretenden Gleichzeitigkeit eine Leistungsspitze von nahezu 40kW um ca. 17:30 Uhr. Die BEV kommen demzufolge zu einem Großteil im selben Zeitraum – nach Arbeitsende und Rückfahrt vom Arbeitsplatz nachhause – an ihre Ladestelle und werden für den Ladevorgang an das Energienetz gehängt. Wie Abbildung 5.7 zeigt, fällt das Lastprofil der BEV bei UL zeitlich mit Spitzenwerten der Grundlast aus Haushalten und Industrie zusammen.

Die VoSt vermeidet diese Deckung der Spitzen und zusätzlich wird, aufgrund des stufenweisen Zuschaltens der BEV zum Ladevorgang, das Maximum der Leistungsspitze herabgesetzt. In Abbildung 5.6 sind bei der VoSt die Stufen des Ladevorgangs zu Beginn des Ladefensters deutlich zu sehen. Der Spitzenwert der Ladeleistung liegt knapp über 30kW.

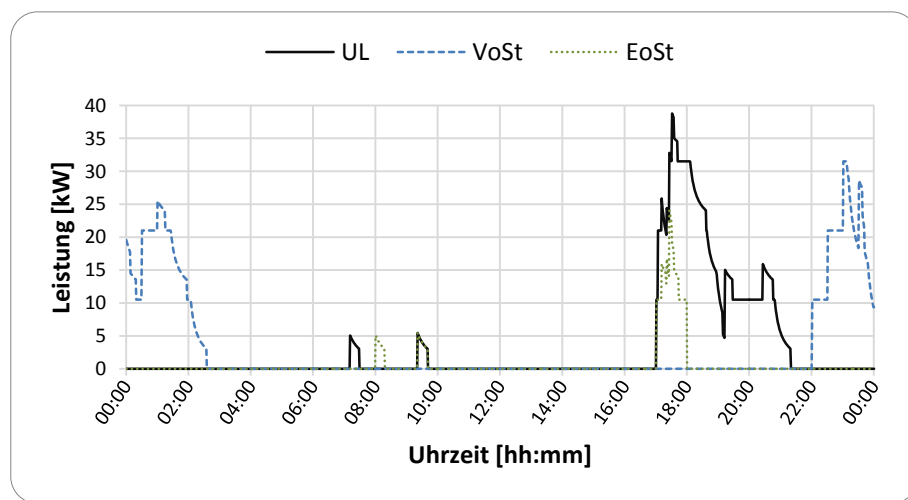


Abbildung 5.6: Gegenüberstellung der Lastprofile verursacht durch den Ladevorgang der BEV bei UL, VoSt und EoSt an Last L-138

Bei der EoSt ist deutlich zu sehen, dass das Ladefenster von 8:00 bis 18:00 Uhr für die meisten BEV nicht ausreicht, um die geforderte Energie für die Ladung zu übertragen. Der Grund dafür liegt in der Abwesenheit der meisten Fahrzeuge innerhalb des Ladezeitraums, weshalb sich diese Steuerung als nicht zielführend für die Ladeinfrastruktur *Zuhause* erweist.

Für die Last L-146, welche bis zu vier BEV mit der Ladeinfrastruktur *Zuhause* beinhaltet, ergeben sich sehr ähnliche Lastverläufe zu denen in Abbildung 5.6, mit Spitzenbelastungen um denselben Zeitraum. Aus diesem Grund und um die Zahl der Grafiken zu beschränken, wird auf deren Abbildung an dieser Stelle verzichtet und auf den Anhang A.5 verwiesen.

Wie bereits in Kapitel 2.1.1 angeführt, ist die maximal zulässige Auslastung der Elemente im Energienetz mit 50% festgelegt. Wie Abbildung 5.8 zeigt, führen die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge zusammen mit der Grundlast der zugehörigen Häuserblöcke bei UL um ca. 17:30 zu einer Überlastung der Leitung L92. Die Auswirkungen der VoSt sind zum Vergleich im selben Diagramm dargestellt und zeigen über den Verlauf eines ganzen Tages eine maximale Auslastung von knapp 30% und somit eine deutliche Absenkung gegenüber der ungesteuerten Variante.

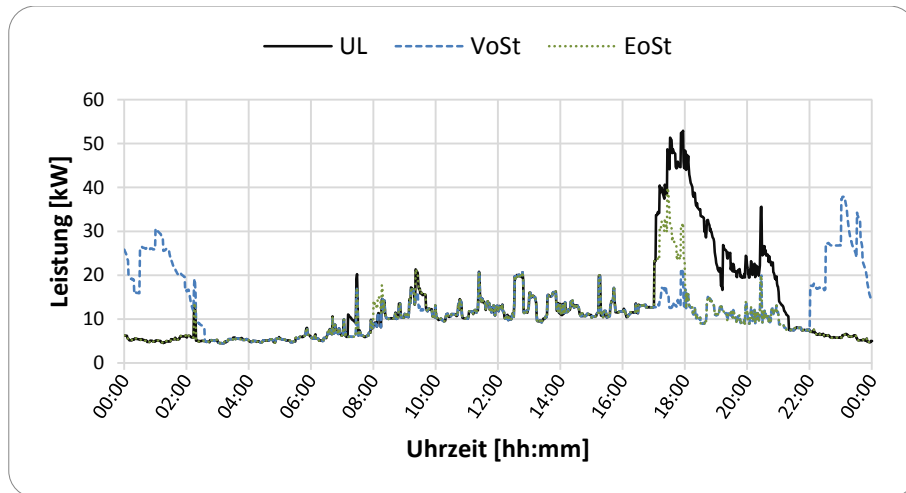


Abbildung 5.7: Summenlast resultierend aus HH-, I- und Fahrprofilen bei unterschiedlicher Ladesteuerung an Last L-138

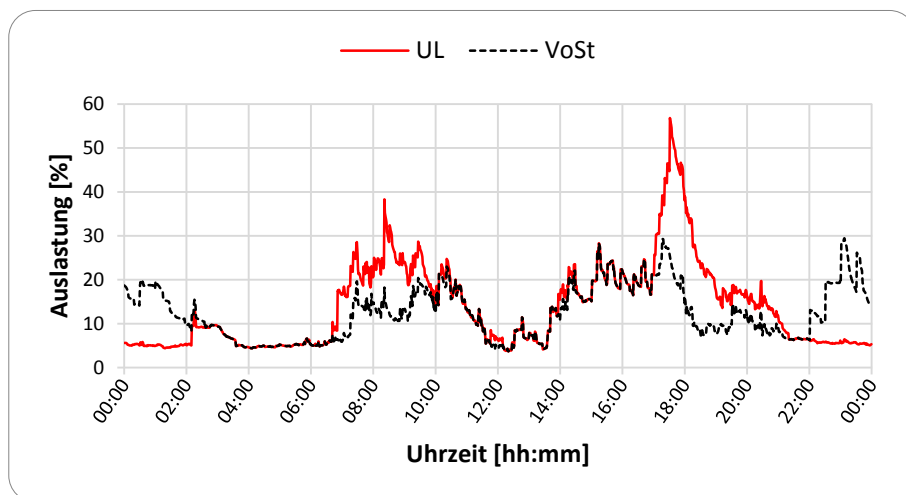


Abbildung 5.8: Auslastung der Leitung L92 während eines Werktages bei UL und bei VoSt

Bezüglich der Mobilität der BEV ist zu sagen, dass diese bei VoSt für sämtliche Fahrzeuge gegeben ist und somit bei 100% liegt. Bei EoSt ist jedoch nur für die an vorderster Stelle gereihten Fahrzeuge Mobilität gewährleistet weshalb auch auf die Darstellung ihrer Auswirkungen in Abbildung 5.8 verzichtet wurde.

5.2.3 Ergebnisse für die Ladeinfrastruktur *Arbeitsplatz*

Die Ladeinfrastruktur *Arbeitsplatz* umfasst 10 Elektrofahrzeuge an Hausanschluss 20 mit zugehörigem Parkplatz und Ladeanschluss. Es wird davon ausgegangen, dass den Fahrzeughaltern nur die Infrastruktur am Arbeitsplatz zur Ladung der Fahrzeuge zur Verfügung steht. In Abbildung 5.9 ist neben den Lastprofilen der Ladevorgänge für UL, VoSt und EoSt auch der Leistungsverlauf der Photovoltaikanlage an HA 20 dargestellt. Der ungesteuerte Ladevorgang erzeugt um ca. 8:20 Uhr eine sehr hohe Spitze mit mehr als 45kW. Die Ursache hierfür liegt in der auftretenden Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge zu Beginn des Werktages.

Im Gegensatz zu den vorherigen Ergebnissen, ist in diesem Fall die VoSt jene, die zu keinem zufriedenstellenden Ergebnis führt. Das dafür vorgesehene Ladefenster von 22:00 bis 6:00 schließt alle Fahrzeuge vom Ladevorgang aus, da diese zu angegebener Zeit nicht anwesend sind. Dieser Umstand macht die VoSt für die Ladeinfrastruktur *Arbeitsplatz* unbrauchbar.

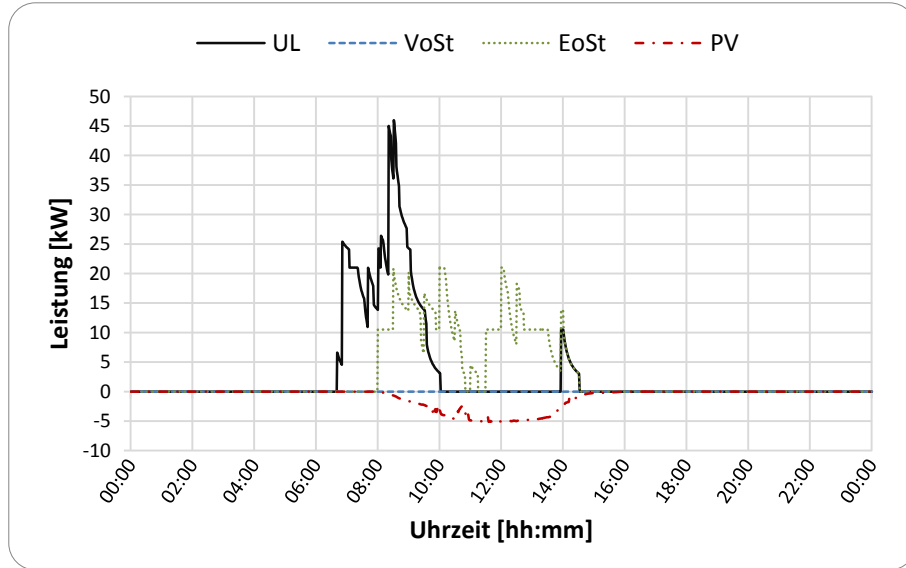


Abbildung 5.9: Gegenüberstellung der Lastprofile verursacht durch den Ladevorgang der BEV bei UL, VoSt und EoSt an Last L-156 mit zusätzlich grafisch veranschaulichter Leistung aus PV

Die EoSt hingegen ist vor allem in Kombination mit Photovoltaik geradezu prädestiniert, um am Arbeitsplatz Anwendung zu finden. Der Abbildung 5.9 ist eine deutliche Absenkung der Spitzenleistung gegenüber UL zu entnehmen und in Bezug auf die Erzeugung aus Photovoltaik ist eine gute zeitliche Überlappung der geforderten Ladeleistung mit der erzeugten Leistung zu erkennen.

Drei aussagekräftige Kennwerte hinsichtlich der effizienten Nutzung von PV und der zeitlichen Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage der Ladeenergie sind laut [14] das Bilanzierungsverhältnis, der Deckungsbeitrag und der Integrationsgrad. Das Bilanzierungsverhältnis gibt das Verhältnis von erzeugter zu verbrauchter Energie während eines Betrachtungszeitraums ohne zeitliche Korrelation an. Für das vorliegende Szenario umfasst dieser Betrachtungszeitraum 24 Stunden eines Werktags. Die Summe der elektrischen Last in Gleichung (5.3) umfasst somit sämtliche Ladevorgänge während eines solchen Tages, während die Summe der PV Erzeugung die gesamte erzeugte Energie der zugehörigen PV-Anlage angibt.

$$\text{Bilanzierungsverhältnis} = \frac{\sum \text{PV Erzeugung}}{\sum \text{elektrische Last}} \quad (5.3)$$

Der Deckungsbeitrag ergibt sich laut Gleichung (5.4) aus dem Quotienten der Summen von übereinstimmender Last und elektrischer Last. Unter übereinstimmender Last ist jener Anteil der Ladeleistung zu verstehen, der unter zeitlicher Korrelation direkt von der PV-Anlage bezogen werden kann. Abbildung 5.10 dient zur Veranschaulichung der maßgebenden Parameter der Kennwerte, wobei die schattierte Fläche die Summe der übereinstimmenden Last kennzeichnet, die Fläche unter der Ladeleistungskurve die Summe der elektrischen Last und die Fläche unter der Erzeugungskurve die Summe der PV Erzeugung darstellt.

$$\text{Deckungsbeitrag} = \frac{\sum \text{uebereinstimmende Last}}{\sum \text{elektrische Last}} \quad (5.4)$$

Der Integrationsgrad wird laut Gleichung (5.5) durch den Quotienten der Summen von übereinstimmender Last und der durch Photovoltaik erzeugten Leistung gebildet. Er gibt Aussage darüber, wie viel der gesamten erzeugten Energie aus PV tatsächlich für die Ladung der Batterien in den Elektrofahrzeugen verwendet wird.

$$\text{Integrationsgrad} = \frac{\sum \text{uebereinstimmende Last}}{\sum \text{PV Erzeugung}} \quad (5.5)$$

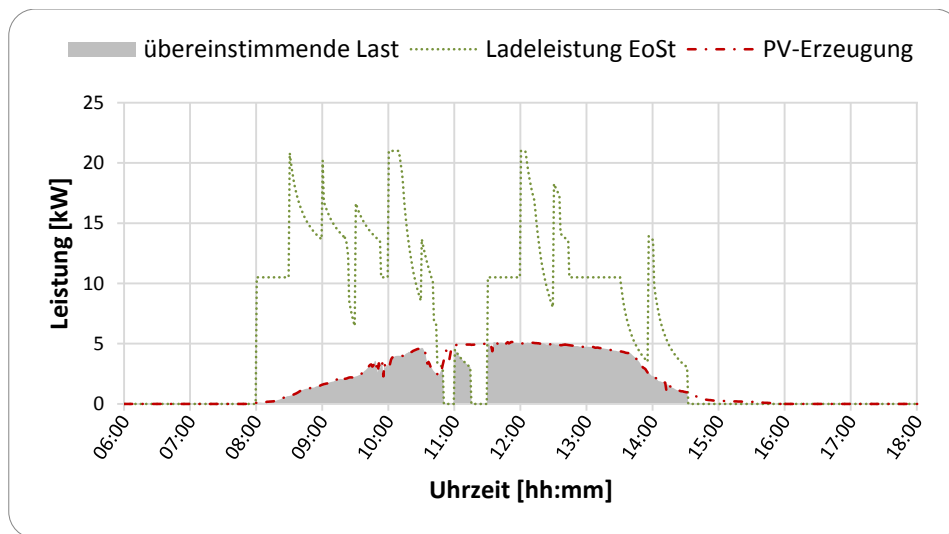


Abbildung 5.10: Veranschaulichung der maßgebenden Parameter (Bilanzierungsverhältnis, Deckungsbeitrag und Integrationsgrad) anhand der Ladeleistung bei EoSt und der Erzeugung aus PV (Erzeugung und Verbrauch sind hier mit jeweils positiven Werten dargestellt)

Für die vorliegende Konstellation aus Elektrofahrzeugen und dem verwendeten PV-Profil ergeben sich folgende Kennwerte:

Bilanzierungsverhältnis	0,32
Deckungsbeitrag	0,28
Integrationsgrad	0,88

Tabelle 5.3: Kennwerte für das Szenario 2030

Der niedrige Wert des Bilanzierungsverhältnisses zeigt den geringen Anteil an PV-Erzeugung gegenüber der geforderten Ladeenergie. Hier zeigt sich eine gewisse Flächenproblematik im städtischen Bereich. Im Szenario 2030 wird auf verhältnismäßig kleiner Fläche eine große Anzahl an BEV geladen. Die großen Leistungswerte der Ladevorgänge würden ebenso große Flächen an PV-Modulen erfordern, wenn eine vollständige Deckung der Ladeenergie durch Photovoltaik erreicht werden soll.

Der Deckungsbeitrag ergibt sich ähnlich dem Bilanzierungsverhältnis zu einem Drittel. Auch hier ist schlicht das beschränkte Ausmaß der installierten PV-Module der Grund für diesen Wert. Der Integrationsgrad liegt mit 0,88 sehr gut und zeigt das hohe Potential, das in der Kombination aus erzeugungsorientierter Steuerung mit Ladeinfrastruktur *Arbeitsplatz* und Erzeugung aus Photovoltaik liegt.

Abbildung 5.11 zeigt die Summe der geforderten Leistungen für Haushalt, Industrie und Ladevorgänge. Eine zeitliche Überlappung der Lastspitzen resultierend aus den Ladevorgängen der Fahrzeuge und der Grundlast, lässt sich hier nicht vermeiden.

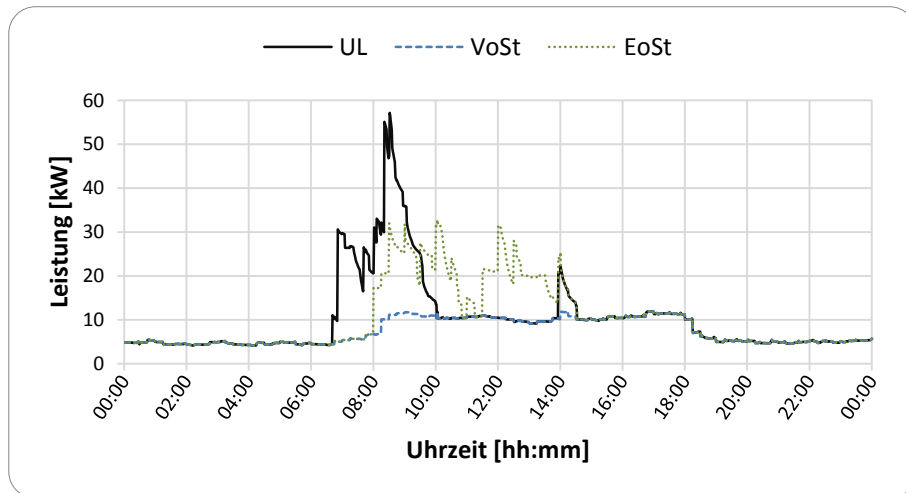


Abbildung 5.11: Summenlast resultierend aus HH-, I- und Ladeprofilen bei unterschiedlicher Ladesteuerung an Last L-156

Abbildung 5.12 zeigt die Auslastung der Leitung L120 während eines Werktags bei ungesteuertem Laden und bei EoSt. Der Vergleich zeigt eine massive Absenkung der Leitungsauslastung und eine Verschiebung der Spitzen dieser Auslastung in das Ladefenster, beginnend um 8:00 Uhr.

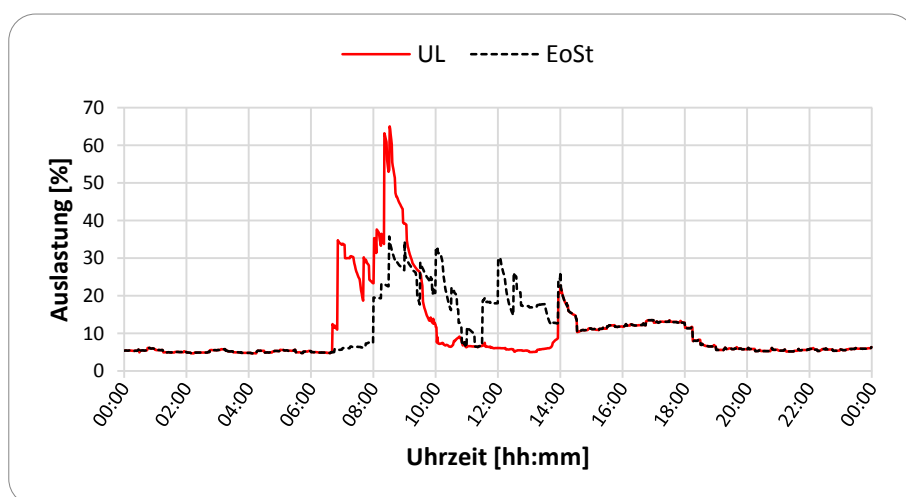


Abbildung 5.12: Auslastung der Leitung L120 während eines Werktages bei UL und EoSt

Die Mobilität der BEV liegt für EoSt und Ladeinfrastruktur *Arbeitsplatz* bei 100%. Dies kann auch Abbildung 5.9 entnommen werden, da alle Ladevorgänge bereits Stunden vor Ende des Lade-fensters abgeschlossen sind.

VoSt ist für diese Ladeinfrastruktur wie bereits erwähnt unbrauchbar, weshalb auf die Darstellung in Abbildung 5.12 verzichtet wird.

5.2.4 Ergebnisse der netzorientierten Regelung

Wie in Kapitel 3.5.3 erklärt, greift die NoR nur bei Überschreitung eines Fehlerkriteriums in die Ladevorgänge ein. Aus Abbildung 5.12 lässt sich das Auftreten einer Überlastung um 8:22 Uhr an Leitung *L120* ablesen. Nach erfolgter Ermittlung der dort anliegenden Last wird die Regelung an den 10 BEV des Lastanschlusses *L-156* angewendet. Abbildung 5.13 zeigt die Auswirkungen dieser Regelung. Im ungesteuerten Fall verursacht das gleichzeitige Laden mehrerer FZ eine Leistungsspitze von ca. 45kW. Zu diesem Zeitpunkt greift die Regelung zum ersten Mal für 30

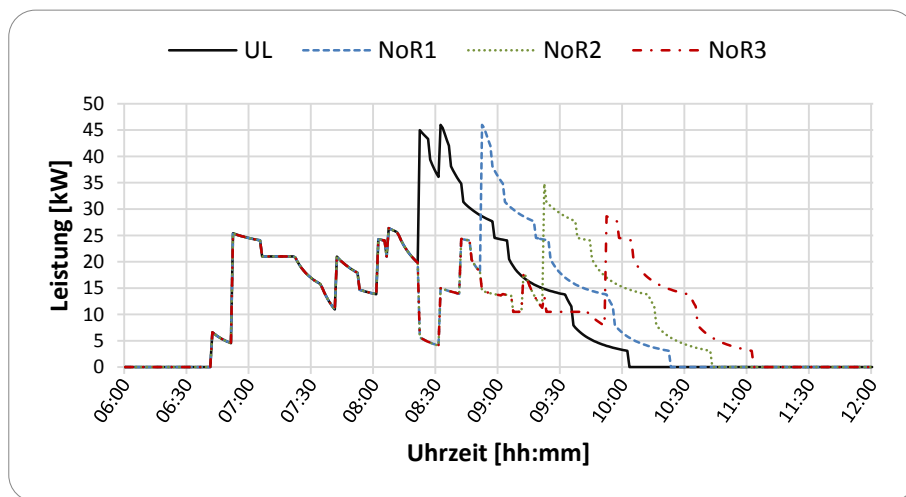


Abbildung 5.13: Auswirkungen der NoR an Last *L-156* nach dreimaligem Einsetzen der Regelung

Minuten ein. Nach Ablauf des Regelungszeitraums verursachen die Ladevorgänge jedoch weiterhin eine Überlastung der Leitung und somit startet sofort der zweite Durchlauf der NoR. Dieser bewirkt eine deutliche Absenkung der Leistungsspitze, es ist jedoch ein dritter Durchlauf erforderlich, um die Auslastung der Leitung unter 50% zu senken. Der Zeitraum der Ladevorgänge wird durch die Regelung vergrößert, da bei abgesenkten Leistungswerten dieselbe Energiemenge an die FZ übertragen werden muss.

Abbildung 5.14 zeigt das Ergebnis der Regelung anhand der Auslastung. Der Verlauf nach erfolgreicher Regelung folgt dem Leistungsverlauf an Last *L-156* und ist gegenüber der ungesteuerten Variante deutlich abgesenkt.

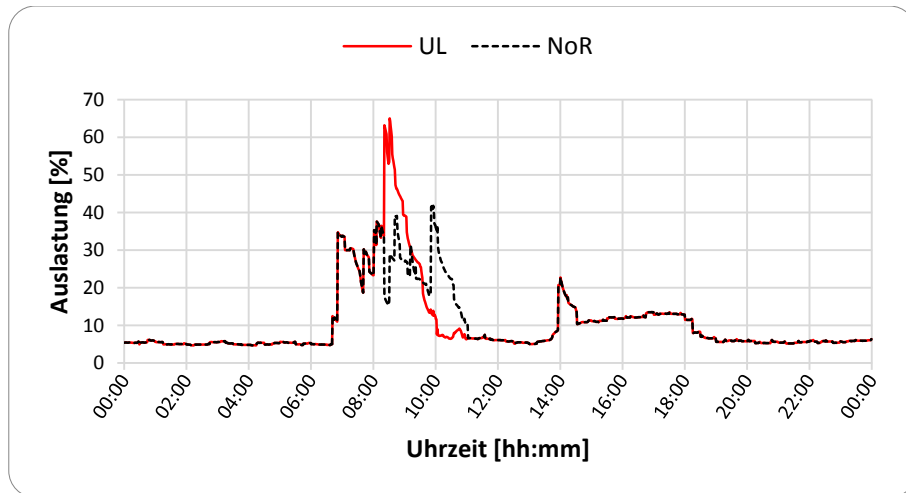


Abbildung 5.14: Auslastung der Leitung *L120* während eines Werktags bei UL und nach erfolgreich durchgeführter NoR

Zu späterer Uhrzeit, am selben Werktag, tritt im betrachteten Szenario eine weitere Überlastung durch ungesteuerte Ladevorgänge auf. Abbildung 5.8 zeigt eine Überschreitung des Überlastkriteriums an Leitung *L92* um 17:31 Uhr. Die von der Regelung betroffenen Lasten sind in diesem Fall die BEV an den Lastanschlüssen *L-138*, *L-146*, *L-156* und jene an der öffentlichen Ladestelle *VLOTTE*. Die Ladevorgänge an *L-156* sind zum Zeitpunkt des Fehlers auftrittens bereits abgeschlossen, sodass die Regelung keinen Einfluss darauf nimmt. Die Auswirkungen der Regelung an den drei anderen Lastanschlusspunkten sind den nachfolgenden Abbildungen zu entnehmen. Abbildung 5.15 zeigt den Verlauf der Ladeleistung an Last *L-138*. Um 17:31 Uhr tritt die Regelung in Kraft und bewirkt nach einmaligem Durchlauf bereits die gewünschte Entlastung der Leitung *L92*.

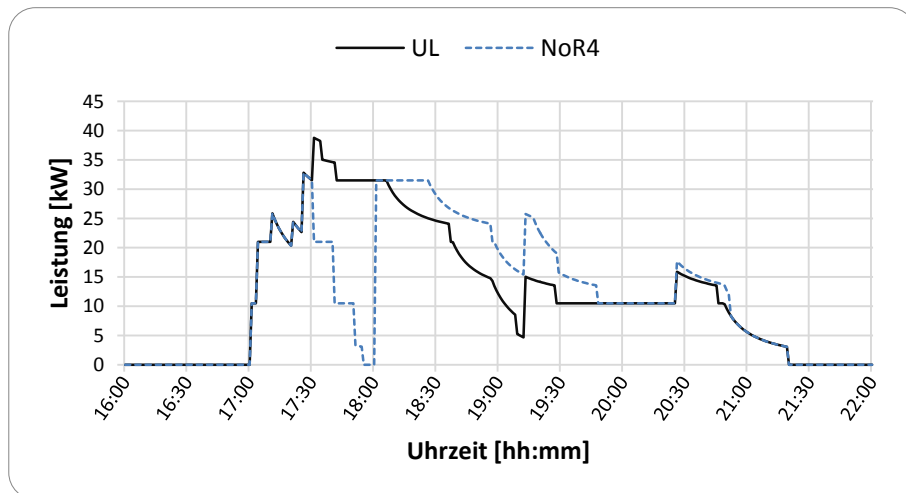


Abbildung 5.15: Auswirkungen der vierten NoR an Last *L-138*

Um die genauen Vorgänge während der Regelung genauer zu betrachten, sind in den Abbildung 5.16 und Abbildung 5.17 der Verlauf des State of Charge und die Standorte von allen Elektrofahrzeugen, die *L-138* zugehörig sind, dargestellt. In diesem Fall sind dies 7 Fahrzeuge, die – wie in Kapitel 4.1.9 erklärt – in 3 Gruppen unterteilt und gruppenweise geladen werden. Zu Gruppe 1 zählen FZ#1 und FZ#4 – FZ#7 wird aufgrund der Reihung nach Anwesenheit an dreißigste Stelle gereiht und fällt demnach in Gruppe 3. Gruppe 1 wird nun von 17:31 bis 17:41 Uhr

geladen. Der Standort dieser beiden FZ ist *Zuhause* und der SOC steigt während dieser Zeit kontinuierlich an. Die Ladung erfolgt mit je 10,5kW und somit ergibt sich ein Wert von 21kW Ladeleistung, welcher mit jenem in Abbildung 5.15 übereinstimmt. Gruppe 2 besteht aus FZ#2 und FZ#5. Beide sind von 17:41 bis 17:51 Uhr anwesend, ersteres ist laut SOC jedoch bereits vollständig geladen und somit ergibt sich eine Ladeleistung von 10,5kW im Gesamtverlauf der Leistungskurve. Wie dem sinkenden SOC-Verlauf von FZ#3 zu entnehmen ist, bewegt sich dieses innerhalb des zweiten Ladepulses. Gruppe 3 setzt sich aus FZ#3, FZ#6 und FZ#7 zusammen. Den Standorten ist allerdings zu entnehmen, dass #3 und #7 nicht *Zuhause* anwesend sind, sodass nur FZ#6 geladen wird. Dieses erreicht nach kurzer Zeit vollen SOC ($SOC_{max} = 0,9$) und dementsprechend fällt der Verlauf der Ladeleistung in Abbildung 5.15 auf null ab.

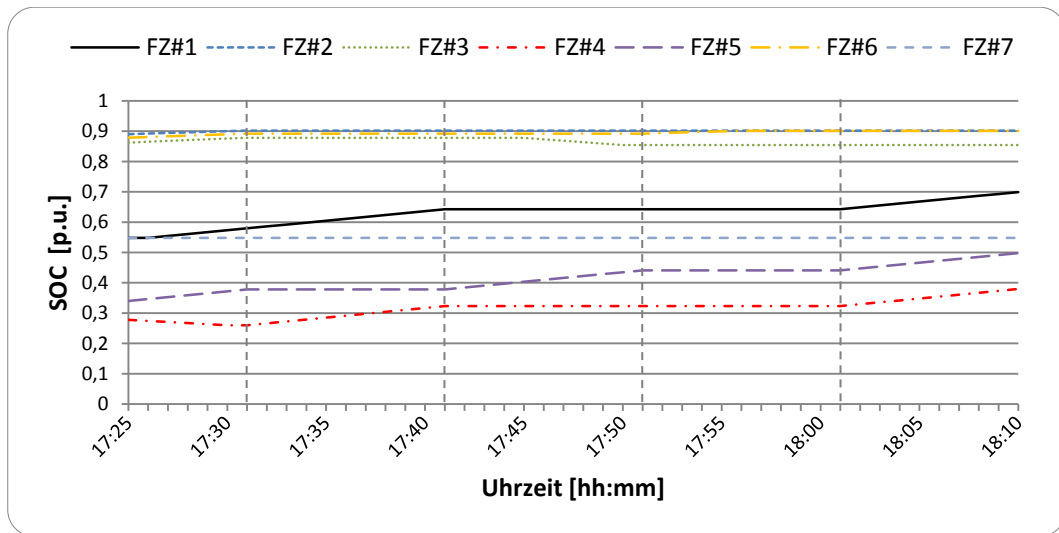


Abbildung 5.16: State of Charge der sieben Fahrzeuge während des vierten NoR-Zyklus an Last L-138

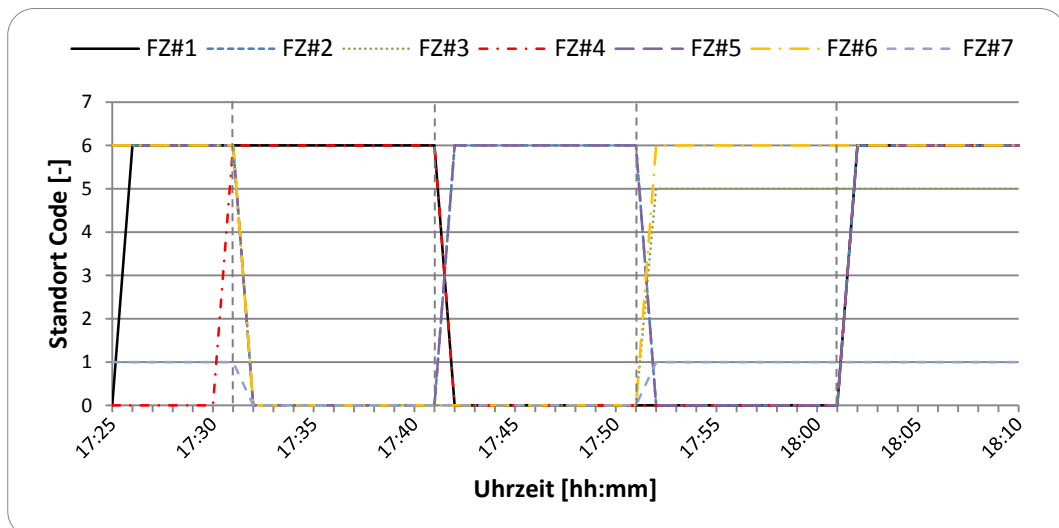


Abbildung 5.17: Standorte der sieben Fahrzeuge deren Ladestellen an Last L-138 angebunden sind während des vierten NoR-Zyklus

Die gezeigte Vielfalt der Zustände von SOC und Standort und deren Zusammenspiel in mehreren Gruppen von Fahrzeugen erklärt die teils sprunghaften Änderungen des Verlaufs der Ladeleistung während der Regelung.

Die nachfolgende Abbildung 5.18 zeigt den Verlauf der Ladeleistung an Last *L-146*. In Summe sind vier BEV diesem Hausanschluss zugehörig, wobei eines davon zum Zeitpunkt des Fehlertretens bereits vollständig geladen ist. Die restlichen drei werden jeweils für 10 Minuten mit voller Leistung geladen, wodurch sich während der 30 Minuten des Regelungszeitraums ein konstanter Wert von 10,5kW Ladeleistung ergibt.

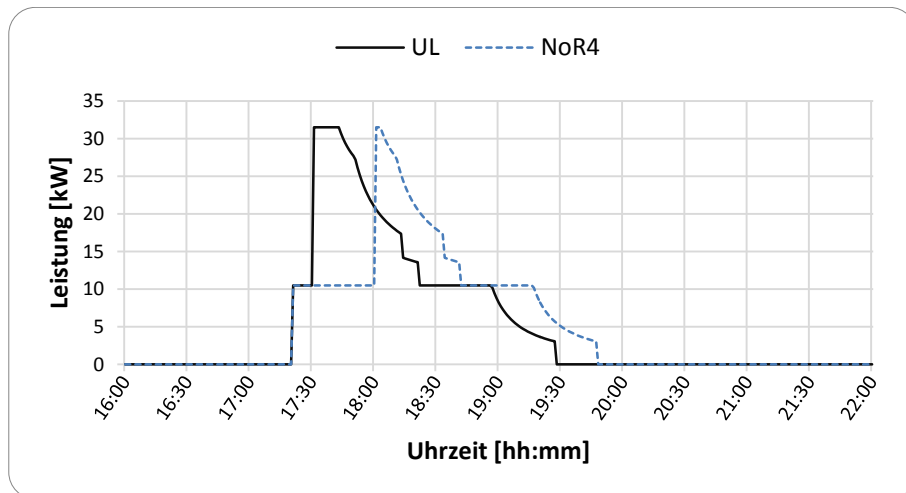


Abbildung 5.18: Auswirkungen der vierten NoR an Last L-146

Bei der öffentlichen Ladestelle – siehe Abbildung 5.19 – sind sämtliche FZ der Gruppe 1 vollständig geladen, wodurch der Abfall der Ladekurve auf null erklärt wird. Durch die Reihung nach Anwesenheit aller betroffenen Fahrzeuge und darauffolgende Teilung in Gruppen kann dieser Fall auftreten.

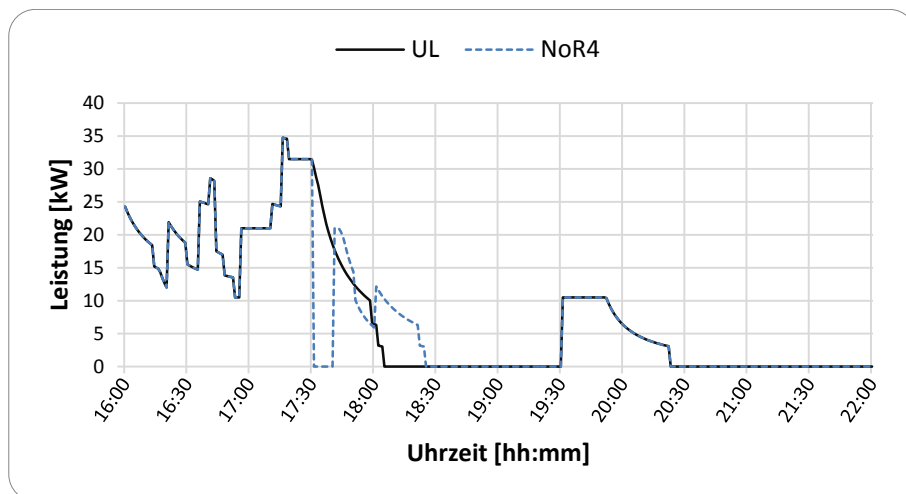


Abbildung 5.19: Auswirkungen der vierten NoR an der öffentlichen Ladestelle *VLOTTE*

Eine Abfrage des Ladezustands der Batterie und dessen Berücksichtigung in der Gruppeneinteilung könnte diese ungünstige Teilung unterbinden.

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird dieses Konzept jedoch nicht weiter verfolgt.

In den 10 min Ladezeit der Gruppe 2 werden zwei BEV geladen, deren Batterien zu Beginn des Ladepulses bereits mehr als 80% Restkapazität aufweisen. Somit erfolgt die Ladung in der

exponentiell fallenden Phase des Ladevorgangs. Selbiges gilt für ein FZ der Gruppe 3 im dritten Abschnitt der Regelung.

Abschließend zu den Ergebnissen der NoR sind die Auswirkungen der vier netzorientierten Regelungszyklen an Leitung *L92* in Abbildung 5.20 dargestellt. Die Leistungsspitze, welche um 8:22 Uhr an *L120* zu einer Überlastung führt, ist auch an dieser Leitung zu erkennen. Zusammen mit jener Spitze, die um 17:31 Uhr den vierten Regelungszyklus auslöst, sind somit beide Überlastfehler dem Kurvenverlauf bei ungesteuertem Laden zu entnehmen. Der Verlauf der strichlierten Kurve zeigt die erfolgreiche Unterbindung der Leitungsüberlastung durch die Regelung.

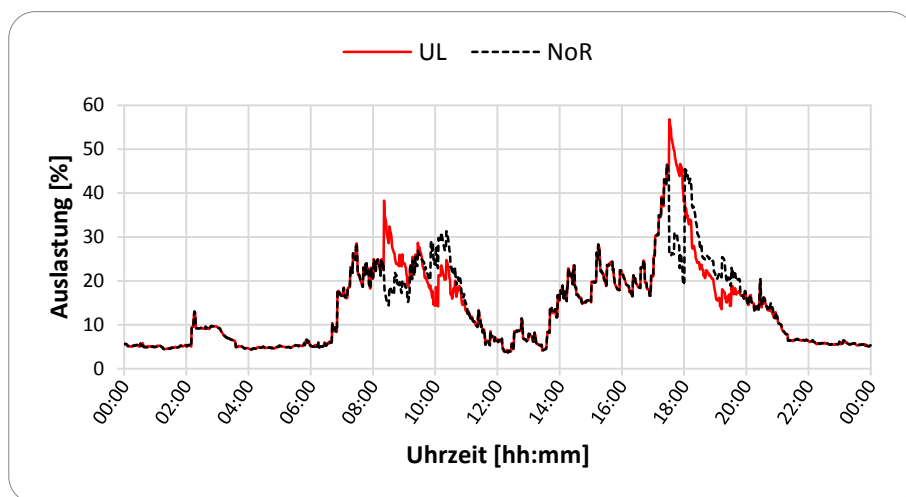


Abbildung 5.20: Auslastung der Leitung *L92* bei UL und nach erfolgreicher NoR

5.2.5 Vergleiche anhand von Spannung, Auslastung und Verlustenergie

Das unter 2.1.1 angeführte Fehlerkriterium für Spannungsabsenkung bzw. -anhebung wird in allen durchgeführten Simulationen erfüllt. Abbildung 5.21 zeigt bei nicht vorhandenen Elektrofahrzeugen und für alle Varianten der Leistungsaufnahme die Auswirkungen auf die Spannung an vier ausgewählten Knotenpunkten des Verteilnetzes im Szenario 2030. Die Knoten liegen, mit Ausnahme von HA7, jeweils am Ende eines Strangs und unterliegen somit den größten Spannungsschwankungen innerhalb des Teilnetzes. Die dargestellten Werte zeigen das jeweilige Spannungsminimum – anders formuliert: die maximale Spannungsabsenkung – eines Werktags. Bei Abwesenheit von Elektrofahrzeugen (**ohne BEV**) sinkt die Spannung an allen Netzknoten um ca. 2% gegenüber der sekundärseitigen Nennspannung des Verteiltrafos. Bei ungesteuerten Ladevorgängen werden durch die hohen Leistungsspitzen die größten Spannungseinbrüche verursacht. Der Knotenpunkt HA9 ist mit einer Spannungsabsenkung um ca. 4,5% am stärksten betroffen, wobei der Grenzwert für das Fehlerkriterium mit 6% festgelegt ist und somit eine zulässige Spannungsschwankung vorliegt. Die Schwankungen im Fall der VoSt und der EoSt sind zu relativieren, da wie weiter oben in diesem Kapitel bereits beschrieben, die Mobilität der BEV in beiden Varianten nur beschränkt gegeben ist – aus diesem Grund sind die Ergebnisse dieser Steuerungen transparent dargestellt. Als interessant erweist sich eine Kombination aus den beiden soeben genannten Varianten, wobei die Mobilität zu 100% gewährleistet ist. Unter Anwendung der VoSt für die Ladeinfrastruktur *Zuhause* und der EoSt für die Infrastruktur *Arbeitsplatz* ergeben sich sehr gute Werte in Bezug auf die Knotenspannungen.

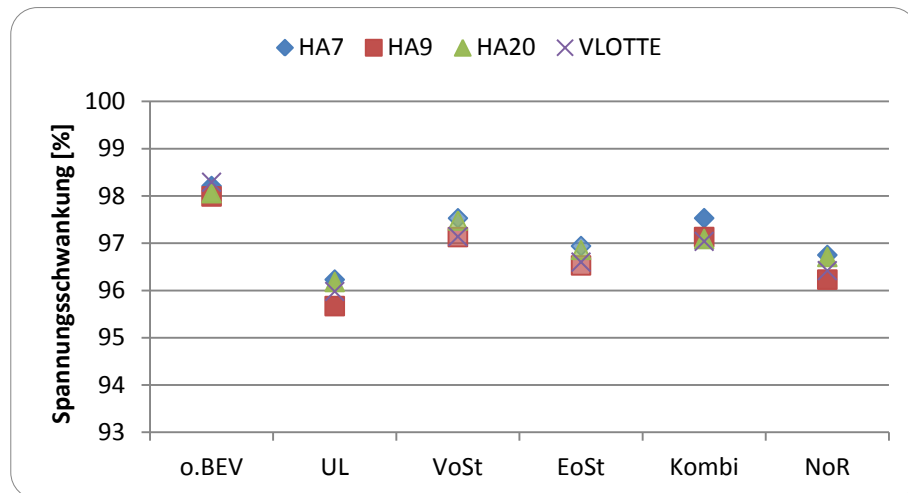


Abbildung 5.21: Spannungsschwankungen an ausgewählten Knotenpunkten des Verteilnetzes im Szenario 2030

Bei der NoR ist aufgrund der reduzierten Leistungsspitzen ebenfalls eine geringfügige Verbesserung gegenüber dem UL zu erkennen.

In Summe tritt keine fehlerhafte Spannung im Rahmen der Simulationen der beiden Szenarien 2010 und 2030 auf. Sämtliche Spannungsabweichungen führen zu einer Absenkung, es tritt keine Überhöhung auf.

Abbildung 5.22 zeigt die Spanne der Maximalwerte der Auslastung von allen Leitungen bei sämtlichen Varianten der Leistungsaufnahme und die dabei auftretende maximale Auslastung der beiden Transformatoren. Zusätzlich sind die Auslastungen bei Grundlast, ohne BEV, dargestellt. Im Letzteren Fall bewegt sich die Leitungsauslastung zwischen 12 und 15% und ist demnach sehr gering. Bei UL tritt die größte Spanne als auch der größte Maximalwert auf. Dies hängt natürlich mit den auftretenden Leistungsspitzen zusammen, welche im unregelmäßigen Fall am höchsten sind. VoSt als auch EoSt sind hier wiederum, aus oben angeführten Gründen der beschränkten Mobilität, transparent dargestellt.

Die Kombination der beiden Steuerungsvarianten führt wie auch im Fall der Spannungsbetrachtungen zu einem guten Ergebnis. Gegenüber der NoR liegen deren Maximalwerte um rund 10% niedriger und die Spanne der Auslastungen ist reduziert.

Betrachtet man die Maximalwerte der Trafoauslastung, so zeigt sich die großzügige Auslegung der Trafos. Durch den Parallelbetrieb wird die Last auf die beiden Transformatoren aufgeteilt und die Nennscheinleistung von 630 kVA wird selbst im ungünstigsten Fall der ungesteuerten Ladung zu lediglich 12% beansprucht. Zu einem Teil hängt dies sicherlich mit der geringeren Last an L-151 zusammen, da die Druckerei, wie erwähnt, durch einen kleineren Industriebetrieb ersetzt wurde. Folglich wurde eine Lastflussberechnung in NEPLAN durchgeführt, bei der alle Belastungen – mit Ausnahme jener an L-151 – jenen gleich geblieben sind, die zu 12% Auslastung geführt haben. Laut Angaben der VKW-Netz AG war der Lastanschluss L-151 für 150 kW Leistung ausgelegt und somit wurde dieser Wert als Belastung angenommen. Das Ergebnis der LF-Berechnung zeigt aber auch unter dieser erhöhten Belastung eine geringe Auslastung der Trafos mit rund 23%.

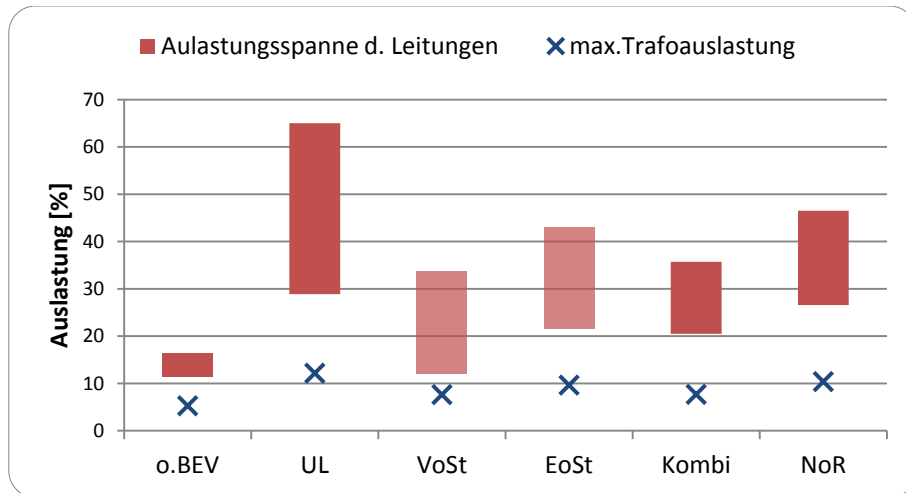


Abbildung 5.22: Variation der max. Auslastungen aller durch Steuerung bzw. Regelung beeinflusster Leitungen im Szenario 2030 und die dabei auftretende max. Auslastung der Trafos

Die Verlustenergien, angegeben in kWh über den Zeitraum eines Werktags, sind in Abbildung 5.23 dargestellt. Sie zeigen ein ähnliches Muster wie jenes der Auslastungen: Sind keine BEV vorhanden, sind die Verluste am geringsten, bei UL sind sie am höchsten. VoSt und EoSt sind unter erwähntem Vorbehalt zu betrachten und eine Kombination der beiden führt zu dem besten Ergebnis, mit immerhin rund 2 kWh weniger Verlust je Werktag gegenüber dem ungesteuerten Laden.

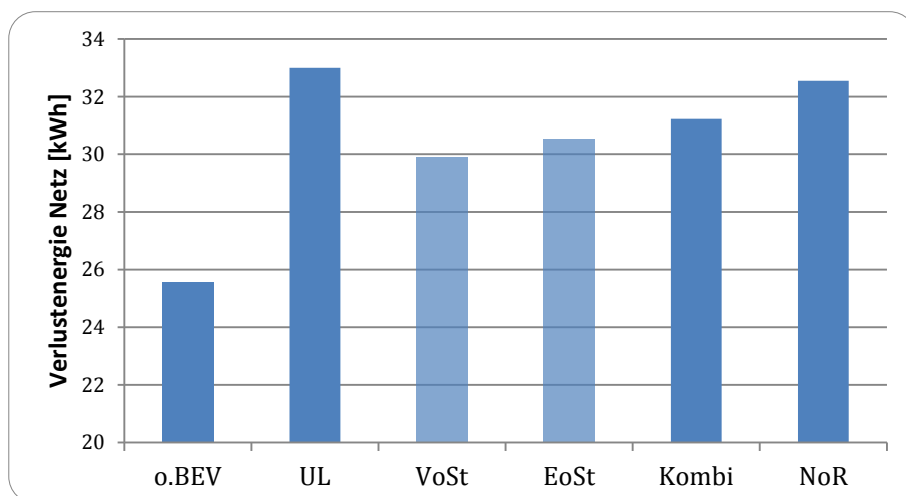


Abbildung 5.23: Verlustenergien des Netzes bei unterschiedlichen Maßnahmen zur Leistungsaufnahme im Vergleich zu jenen bei UL und ohne Elektrofahrzeuge

Die NoR führt ebenfalls zu einer Reduktion der Verlustenergie, allerdings zu einer geringeren als bei der Kombination, da die netzorientierte Variante Auslastungen bis zum Grenzwert zulässt, während bei verbrauchs- als auch erzeugungsorientierter Steuerung ungeachtet der Auslastung eingegriffen wird. Die Verluste steigen exponentiell mit der Belastung und somit erklärt sich der größere Wert bei NoR gegenüber der Kombination aus VoSt und EoSt.

5.3 Interpretation

Wie die Simulationsergebnisse im Basisszenario 2010 gezeigt haben, ist die Auslastung der Leitungen und ebenfalls jene der Transformatoren unter Berücksichtigung der Lasten aus den gemessenen Werten der *VKW-Netz AG*, als gering anzusehen. Auch unter Berücksichtigung der erhöhten Last aufgrund der früher ansässigen Druckerei an Hausanschluss 18, sind die Werte der Auslastung sehr gering. Tabelle 5.4 zeigt zusammengefasst die maximalen Werte der Spannungsschwankungen an den Knotenpunkten und der Auslastungen von allen Leitungen und Transformatoren. U_N und S_r beziehen sich dabei auf die Transformatoren und bezeichnen deren Nennspannung der Sekundärseite bzw. deren maximale Bemessungsleistung. I_r steht für den maximalen Bemessungsstrom der Leitungen.

	Basisszenario 2010	Szenario 2030
Maximale Spannungsschwankung U/U_N	98,3% (HA9)	95,7% (HA9)
Maximale Leitungsauslastung I/I_r	11,1% (L92)	64,8% (L120)
Maximale Trafoauslastung S/S_r	5,3% / 14,8%	12,2% / 22,6%

Tabelle 5.4: Gegenüberstellung der maximalen Spannungsschwankungen und Auslastungen in den simulierten Szenarien

Die maximale Schwankung der Knotenspannung tritt in beiden Szenarien an HA9 auf. Die maximale Leitungsauslastung im Basisszenario scheint an Summenleitung L92 auf, während die Spitzenwerte der Ladevorgänge an HA20 ein Maximum an Leitung L120 im Szenario 2030 verursachen. Bezüglich der Auslastung der Transformatoren sind je Szenario zwei Werte angeführt: der erste ergibt sich aufgrund einer Belastung, die sich an den im März 2011 ermittelten Messwerten der *VKW-Netz AG* orientiert und der zweite beinhaltet zusätzlich eine Erhöhung der Last an L-151 auf 150 kW gemäß jenem Wert, nach dem das Verteilnetz ausgelegt wurde. In allen vier Fällen ist die Auslastung sehr gering. Um einen Vergleich anzuführen sei auf [21] verwiesen: darin wird ein Verteilnetz des *Wien Energie Stromnetzes* unter ähnlichen Rahmenbedingungen wie in dieser Arbeit betrachtet. Die Auslastung des Transformators bei Grundlast (ohne Elektrofahrzeuge) ergibt sich dabei zu 49%.

Alle Maxima im Szenario 2030 treten bei der Simulation mit ungesteuertem Ladevorgang auf.

Bezugnehmend auf die unterschiedlichen Ladestrategien, seien als erstes die verbrauchs- und die erzeugungsorientierte Steuerung erwähnt. Beide müssen unter Berücksichtigung der Standorte und Standzeiten der Elektrofahrzeuge Anwendung finden. Eine VoSt macht bei vorhandener Ladeinfrastruktur *Zuhause* in den meisten Fällen Sinn, da die Elektrofahrzeuge nachts über einen langen Zeitraum stehen und geladen werden können. Bei der EoSt, mit Orientierung an der Erzeugung aus Photovoltaik, tritt bei gleicher Ladeinfrastruktur die Problematik auf, dass viele Fahrzeuge nicht zuhause anwesend sind. Vor allem im ländlichen Bereich werden die Wege zum Arbeitsplatz meist mit dem Fahrzeug bewältigt und somit können deren Batterien nicht im vorgesehenen Zeitraum aufgeladen werden. Diese Feststellung deckt sich auch mit den Simulationsergebnissen insofern, dass die Kombination der PV-orientierten Steuerung mit einer Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz zu 100% und dieselbe Steuerung mit Ladeinfrastruktur *Zuhause* zu einer sehr geringen Mobilitätsbefriedigung führt.

Die Kombination der beiden Steuerungen mit Zuordnung zu den Ladeinfrastrukturen führt unter Beachtung aller Kriterien zu einem sehr guten Ergebnis. Die Mobilität liegt im simulierten Szenario 2030 bei 100% und die Spannungseinbrüche, die Auslastungen als auch die Netzverluste ergeben im Vergleich mit den anderen Ladekonzepten sehr niedrige Werte.

Bei der netzorientierten Variante im Szenario 2030 liegt die Mobilität ebenfalls bei 100%. Die Werte für Spannungsschwankung, Auslastung und Verluste fallen jedoch geringfügig höher aus, als bei der gerade angeführten Kombination.

Die Tabelle 5.5 zeigt in zusammengefasster Form die Mobilitätserfüllung bei Anwendung der unterschiedlichen Ladestrategien mit zusätzlicher Unterteilung der Elektrofahrzeuge in jene, die nur die Ladeinfrastruktur *Zuhause* bzw. nur die Infrastruktur *Arbeitsplatz* nutzen.

	<i>Zuhause</i>	<i>Arbeitsplatz</i>
UL	100 %	100 %
VoSt	100 %	0 %
EoSt	36,4 %	100 %
Kombi	100 %	100 %
NoR	100 %	100 %

Tabelle 5.5: Gegenüberstellung der Mobilitätserfüllung bei Anwendung unterschiedlicher Ladekonzepte und Zuordnung zu einer Ladeinfrastruktur

6. Zusammenfassung

Die in dieser Arbeit erstellten Szenarien dienen einerseits dazu, die aktuelle Belastung des Verteilnetzes zu veranschaulichen und andererseits die Auswirkungen einer Zusatzbelastung durch Elektrofahrzeuge aufzuzeigen. Die Lasten aus Haushalt, Industrie und Ladevorgängen werden darin jeweils über einen Zeitraum von 24 Stunden eines Werktags untersucht und minütlich ausgewertet.

Die Simulationsergebnisse bei ungesteuertem Laden weisen bei den Ladeinfrastrukturen *Zuhause* und *Arbeitsplatz* auf dieselbe Hauptproblematik hin: Gleichzeitigkeit. Da sich Arbeitsbeginn und Arbeitsende der meisten Gewerbe einigermaßen decken, tritt an den Werktagen genau zu diesen Zeiten Gleichzeitigkeit bei den Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge auf. Die dadurch verursachten Lastspitzen können schnell zu einer Überlastung eines Netzelementes führen und infolgedessen sind Ladekonzepte zur Vermeidung erforderlich.

Eines dieser Konzepte ist die verbrauchsorientierte Steuerung. Sie dient dazu, die Belastungsspitzen der Grundlast nicht weiter zu erhöhen, indem die Ladevorgänge der BEV außerhalb der prognostizierten Zeiträume angesiedelt werden. Die erzeugungsorientierte Steuerung erlaubt die Ladevorgänge nur in einem Zeitraum, der sich mit der PV-Erzeugung deckt. Damit wird der Notwendigkeit der Kombination von Ladevorgängen mit erneuerbarer Energieerzeugung Rechnung getragen. Neben den erwähnten Zielsetzungen dieser beiden Steuerungen, wird zur Umgehung der Problematik der Gleichzeitigkeit ein schrittweises Zuschalten der Elektrofahrzeuge zu den Ladevorgängen umgesetzt. Dieser Vorgang wird je Hausanschluss des betrachteten Verteilnetzes durchgeführt.

Die Ergebnisse bei Anwendung dieser Steuerungen zeigen eine deutliche Absenkung der Lastspitzen, erfordern allerdings einen größeren Zeitraum um den Fahrzeugen die Ladeenergie zuzuführen. Desweiteren ist eine Abstimmung der Steuerung und der vorhandenen Ladeinfrastruktur nötig. Die Kombination von VoSt mit der Ladeinfrastruktur *Zuhause* als auch die Kombination von EoSt mit der Ladeinfrastruktur *Arbeitsplatz* ist sehr zielführend. Die Anwendung einer Steuerung auf das ganze Verteilnetz, in dem sowohl die Ladeinfrastrukturen *Zuhause* als auch *Arbeitsplatz* vorhanden sind, führt zu teils eingeschränkter Mobilität der Elektrofahrzeuge. Im Szenario 2030 führt die gezielte, kombinierte Anwendung zu den besten Ergebnissen im Hinblick auf Auslastungen, Spannungsschwankungen und Netzerluste. Die Mobilitätserfüllung ergibt sich dabei zu 100%.

Ein weiteres Konzept, den Elektrofahrzeugen die Ladeenergie zuzuführen, ist die netzorientierte Regelung. Hierbei werden alle Ladevorgänge innerhalb des Verteilnetzes zugelassen, solange kein Fehlerkriterium der Netzelemente verletzt wird. Durch diese Maßnahme wird dem Fahrzeugnutzer größtmögliche Flexibilität gewährt und gleichzeitig das Netz mit all seinen Komponenten geschützt. Die erzielte Mobilitätserfüllung bei dieser Regelung liegt ebenfalls bei 100%. Als nachteilig ist hier allerdings der relativ hohe Aufwand zur Umsetzung anzuführen. Die Installation der notwendigen Messeinheiten zur Überwachung der Spannungen und Ströme an

den erforderlichen Stellen im Verteilnetz, bringen nicht nur erheblichen Arbeitsaufwand, sondern auch erhöhte Kosten mit sich. Im Vergleich ist der Aufwand zur Realisierung der verbrauchs- oder erzeugungsorientierten Steuerung gering.

Das untersuchte Verteilnetz und vor allem dessen versorgende Transformatoren können als sehr robust und großzügig dimensioniert angesehen werden. Die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge im ungesteuerten und somit ungünstigsten Fall, führen auf Grund der auftretenden Gleichzeitigkeit zu Leitungsüberlastungen. Die Transformatoren werden jedoch selbst im ungünstigsten Fall nur zu einem Viertel ihrer Bemessungsleistungen beansprucht.

Das Zusammenspiel von NEPLAN und MATLAB funktioniert – dank der nahezu unbeschränkten Möglichkeiten des letztgenannten Programms – problemlos. Das Einlesen und Verarbeiten aller notwendigen Input- und Outputdateien lässt sich unter Beachtung der zugehörigen Einstellungen gut realisieren.

Ausblick

Die erwähnte Kombination einer PV-orientierten Steuerung mit einer Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz erscheint sehr vielversprechend. Voraussetzung dafür sind in erster Linie natürlich die räumlichen Gegebenheiten, um Energie aus Photovoltaik zur Verfügung stellen zu können. Gebäudeintegrierte Photovoltaik als auch die Dachflächen von Carports bieten hier Ansätze zur Realisierung.

In Regionen mit einer hohen Dichte an PV-Anlagen, in denen auch Rückspeisung in das Netz durchgeführt wird, kann sich eine hohe Durchdringungsrate an Elektrofahrzeugen auch entlastend auf die speisenden Leitungen auswirken. Ist das Angebot an erzeugter Energie größer als die Nachfrage, wird die überschüssige Energie in das Netz rückgespeist. Um dies zu bewerkstelligen, müssen die vorgelagerten Leitungen mit zusätzlicher Last beansprucht werden. Durch eine lokale Nutzung der erzeugten Energie zur Ladung von Fahrzeugbatterien, entfällt dieser Effekt und das Netz wird teilweise entlastet.

Die Ladeinfrastrukturen betreffend führen Lademöglichkeiten, die sowohl Zuhause als auch am Arbeitsplatz vorhanden sind, zu positiven Effekten. Es ist abzuschätzen, dass sich ein »Glättungseffekt« der Ladekurve ergibt, da die Ladung über den Tag verteilt und dadurch gegebenenfalls auch mit geringerer Ladeleistung bewerkstelligt werden kann.

Was die Verbesserung der in dieser Arbeit umgesetzten Konzepte der Leistungsaufnahme angeht, so wäre eine Überwachung des Ladezustandes der Fahrzeugbatterie und entsprechende Beachtung bei der Reihung der Fahrzeuge sinnvoll. Elektrofahrzeuge mit erschöpfter Kapazität könnten dadurch bei der Reihung bevorzugt und somit schneller geladen werden. Auch die im letzten Absatz erwähnte Variante mit Nutzung mehrerer Infrastrukturen und Absenkung der Ladeleistung, bietet interessante Ansätze, um einen Lastgang mit möglichst kleinen Leistungsspitzen zu erreichen.

Der Weg in eine Zukunft, in der Straßenverkehr nicht mit Lärm und Luftverschmutzung gleichgesetzt wird, ist sicherlich ein sehr langer, mit vielen Herausforderungen gepflasterter Weg. Die Vorstellung, nur das leise Summen von Elektromotoren auf den vielbefahrenen Straßen im städtischen Bereich zu vernehmen und dabei nicht deren Abgase einatmen zu müssen, erscheint noch sehr futuristisch. Deren Umsetzung ist jedoch mit Sicherheit die Mühen wert.

Literaturverzeichnis

- [1] OECD/IEA, *CO₂ Emissions From Fuel Combustion – Highlights*. International Energy Agency, Paris, Oktober 2011.
- [2] CRASTAN, V., *Elektrische Energieversorgung 1, 2.*, bearbeitete Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007.
- [3] HERRY, M., STEINBACHER, I., TOMSCHY, R. *Mobilität in Niederösterreich – Ergebnisse der landesweiten Mobilitätsbefragung 2008*. Amt der NÖ Landesregierung, Abteilung Gesamtverkehrsangelegenheiten; NÖ Landesakademie, Bereich Umwelt und Energie, Wien, 2008.
- [4] LITZLBAUER, M., *Erstellung und Modellierung von stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher mit MATLAB*. Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, September 2009.
- [5] KALAB, O., *Standardisierte Lastprofile*. Wirtschaftskammer OÖ, Aug. 2011.
http://portal.wko.at/wk/format_detail.wk?AngID=1&StID=292071&DstID=0
- [6] NOTTER, D., GAUCH, M., WIDMER, R., WAGER, P., STAMP, A., ZAH, R., ALTHAUS, H., *Contribution of Li-Ion Batteries to the Environmental Impact of Electric Vehicles*. Technology and Society Laboratory, Swiss Federal Laboratories for Materials Science and Technology, Switzerland, June 2010.
- [7] DE GUIBERT, A., *Batteries and supercapacitors cells for the fully electric vehicle*. Saft Groupe, Brussels, June 2009.
- [8] SNYDER, K., *DOE Merit Review*. United States Advanced Battery Consortium, Southfield, May 2009.
- [9] SMOLE, E., WOLFSEGGGER, C., *Abschlussbericht*. Klima- und Energiefonds, Wien, November 2009.
- [10] SCHUSTER, A., *Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen*. Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, September 2008.

- [11] WOLF, T., *Siemens halbiert die Ladezeit für Elektroautos mit neuer Ladesäule*. Energy Sector, Power Distribution Division, Erlangen, Februar 2011.
- [12] WEBER, A., *Batterie- und Brennstoffzellensysteme*. Institut für Werkstoffe der Elektrotechnik, Karlsruhe, Juli 2011.
- [13] ETG Task Force Elektrofahrzeuge, *Elektrofahrzeuge – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*. VDE Verband der Elektrotechnik, Frankfurt, April 2010.
- [14] LEITINGER, C., *Netzintegration von solarer elektrischer Mobilität – Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem*. Dissertation, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien, September 2011.
- [15] FRITZ, J., *Rundsteuertechnik*. September 2011.
<http://www.rundsteuerung.de/>
- [16] PINK, F., *Anwendung von Optimal Power Flow auf Niederspannungsnetze bei verstärkter dezentraler Erzeugung*. Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, 2010.
- [17] STATISTIK AUSTRIA, *Energiegesamtrechnung elektrische Energie 1999 bis 2008*, September 2011.
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiegesamtrechnung/036357.html
- [18] STATISTIK AUSTRIA, *Bevölkerung – Ergebnisse im Überblick: Privathaushalte und Familien*, September 2011.
http://www.statistik.at/web_de/static/ergebnisse_im_ueberblick_privathaushalte_und_familien_040791.pdf
- [19] STATISTIK AUSTRIA, *KFZ-Bestand 2010*, September 2011.
http://www.statistik.at/web_de/Redirect/index.htm?dDocName=055766
- [20] Projekt *Smart Electric Mobility* – Institut für Energiesysteme und Elektrische Anlagen, TU Wien.
- [21] BOLZER, A., *Auswirkungen von elektrischer Mobilität im Verteilnetz*. Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, September 2009.

Abkürzungsverzeichnis

ADRES	A utonome D ezentrale R egenerative E nergiesysteme
BEV	B attery-powered E lectric V ehicle
BDEW	B undesverband d er E nergie- und W asserwirtschaft
DOD	D epth O f D ischarge
EoSt	E rzeugungsorientierte S teuerung
EV	E lectric V ehicle
GUI	G raphical U ser I nterface
HA	H ausanschluss
HH	H aushalt
HV	H igh V oltage
I	I ndustrie
ICEV	I nternal C ombustion E ngine V ehicle
IEA	I nternational E nergy A gency
JEV	J ahresenergieverbrauch
LF	L astfluss
MATLAB	M atrix L aboratory
NoR	N etzorientierte R egelung
OECD	O rganisation for E conomic C o-operation and D evelopment
SOC	S tate O f C harge
UL	U ngesteuertes L aden
USABC	U nited S tates A dvanced B attery C onsortium
VDEW	V erband d er E lektrizitätswirtschaft
VKW	V orarlberger K raftwerke
VLOTTE	V orarlberger F lotte (Modellregion)
VoSt	V erbrauchsorientierte S teuerung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Unterteilung der weltweiten CO ₂ - Emissionen nach Sektoren im Jahr 2009 [1].....	1
Abbildung 2.1: Lageplan der vom Verteilnetz versorgten Häuserblöcke	5
Abbildung 2.2: Struktur des Energienetzes.....	6
Abbildung 2.3: Schematische Darstellung der Anordnung der Trennschalter zur Gewährleistung redundanter Energieversorgung.....	8
Abbildung 2.4: Gegenüberstellung des Leistungsverlaufs der PV-Anlage an einem Sonnentag im Juli und im Dezember	11
Abbildung 2.5: Gegenüberstellung des Leistungsverlaufs der PV-Anlage an einem wechselhaften Tag im Juli und im Dezember	12
Abbildung 2.6: Im Minutentakt gemittelte Leistungswerte von 40 Haushaltslastprofilen über einen Zeitraum von 24h für einen Sommer- als auch einen Wintertag	13
Abbildung 2.7: Typisches Lastprofil eines Haushalts an einem Werktag im Winter.....	13
Abbildung 2.8: Skalierung eines Lastprofils.....	15
Abbildung 3.1: Ragone-Diagramm mit Veranschaulichung der spezifischen Leistungs- und Energiedichten verschiedener Batterie-Typen [7]	16
Abbildung 3.2: Entwicklungsstatus der Li-Ionen Technologie im Vergleich zu den Zielen des USABC [9].....	17
Abbildung 3.3: Verlauf von Spannung, Strom und Ladezustand einer Li-Ionen Zelle während des IUa Ladeverfahrens [12].....	18
Abbildung 3.4: Schematischer Aufbau eines Elektrofahrzeugs mit den wesentlichen Komponenten der Leistungselektronik [13].	20
Abbildung 3.5: Standardisiertes Lastprofil H0 für Tage im Winter, Sommer und in der Übergangszeit dazwischen [5].....	21
Abbildung 3.6: Strukturierung der Ladestrategien nach steigendem Kommunikationsbedarf – grafische Veranschaulichung in Anlehnung an [14].....	23
Abbildung 4.1: Schematischer Systemablauf.....	25
Abbildung 4.2: Graphical User Interface.....	27
Abbildung 4.3: Reihung der Fahrzeuge nach dem Prinzip »1st come, 1st serve«.....	32
Abbildung 4.4: Matrizen zur Anpassung des Ladezeitraums für EoSt	33
Abbildung 4.5: Verlauf des Ladezustandes der Batterie	34
Abbildung 4.6: Aufbau der Puls-Matrix für NoR.....	35
Abbildung 4.7: Ablaufplan der NoR, Teil 1.....	36
Abbildung 4.8: Ablaufplan der NoR, Teil 2.....	37
Abbildung 4.9: Ablaufplan des Gesamtsystems	43
Abbildung 5.1: Simulationsergebnis der Lastverläufe an den einzelnen Häuserblöcken im Basisszenario 2010.....	45
Abbildung 5.2: Gemessene Lastverläufe an Leitung L92 an einem Werk- und einem Wochenendtag im März 2011, im Vergleich zu dem Simulationsergebnis für das Basisszenario 2010	45
Abbildung 5.3: Prozentuale Auslastung ausgewählter Leitungen des Energienetzes im Basisszenario 2010.....	46

Abbildung 5.4: Satellitenbild der lokalen Gegebenheiten der Verbraucher innerhalb des Verteilnetzes (© 2011 Google).....	49
Abbildung 5.5: Netzstruktur für das Szenario 2030.....	50
Abbildung 5.6: Gegenüberstellung der Lastprofile verursacht durch den Ladevorgang der BEV bei UL, VoSt und EoSt an Last <i>L-138</i>	51
Abbildung 5.7: Summenlast resultierend aus HH-, I- und Fahrprofilen bei unterschiedlicher Ladesteuerung an Last <i>L-138</i>	52
Abbildung 5.8: Auslastung der Leitung <i>L92</i> während eines Werktages bei UL und bei VoSt.....	52
Abbildung 5.9: Gegenüberstellung der Lastprofile verursacht durch den Ladevorgang der BEV bei UL, VoSt und EoSt an Last <i>L-156</i> mit zusätzlich grafisch veranschaulichter Leistung aus PV.....	53
Abbildung 5.10: Veranschaulichung der maßgebenden Parameter (Bilanzierungsverhältnis, Deckungsbeitrag und Integrationsgrad) anhand der Ladeleistung bei EoSt und der Erzeugung aus PV.....	54
Abbildung 5.11: Summenlast resultierend aus HH-, I- und Ladeprofilen bei unterschiedlicher Ladesteuerung an Last <i>L-156</i>	55
Abbildung 5.12: Auslastung der Leitung <i>L120</i> während eines Werktages bei UL und EoSt.....	55
Abbildung 5.13: Auswirkungen der NoR an Last <i>L-156</i> nach dreimaligem Einsetzen der Regelung.....	56
Abbildung 5.14: Auslastung der Leitung <i>L120</i> während eines Werktags bei UL und nach erfolgreich durchgeführter NoR.....	57
Abbildung 5.15: Auswirkungen der vierten NoR an Last <i>L-138</i>	57
Abbildung 5.16: State of Charge der sieben Fahrzeuge während des vierten NoR-Zyklus an Last <i>L-138</i>	58
Abbildung 5.17: Standorte der sieben Fahrzeuge deren Ladestellen an Last <i>L-138</i> angebunden sind während des vierten NoR-Zyklus.....	58
Abbildung 5.18: Auswirkungen der vierten NoR an Last <i>L-146</i>	59
Abbildung 5.19: Auswirkungen der vierten NoR an der öffentlichen Ladestelle <i>VLOTTE</i>	59
Abbildung 5.20: Auslastung der Leitung <i>L92</i> bei UL und nach erfolgreicher NoR.....	60
Abbildung 5.21: Spannungsschwankungen an ausgewählten Knotenpunkten des Verteilnetzes im Szenario 2030.....	61
Abbildung 5.22: Variation der max. Auslastungen aller durch Steuerung bzw. Regelung beeinflusster Leitungen im Szenario 2030 und die dabei auftretende max. Auslastung der Trafos.....	62
Abbildung 5.23: Verlustenergien des Netzes bei unterschiedlichen Maßnahmen zur Leistungsaufnahme im Vergleich zu jenen bei UL und ohne BEV.....	62
Abbildung A.1: Parameter der Berechnungsmethode <i>Lastfluss mit Lastprofilen</i> – Zeitsimulation.....	74
Abbildung A.2: Parameter der Berechnungsmethode <i>Lastfluss mit Lastprofilen</i> – Ablageort der Messdaten.....	75
Abbildung A.3: Parameter der Berechnungsmethode <i>Lastfluss mit Lastprofilen</i> – Ablageort der Ergebnisdatei.....	75
Abbildung A.4: Parameter der Berechnungsmethode <i>Lastfluss</i> – Ablageort der *.rlf-Datei.....	76
Abbildung A.5: Elementeigenschaften – Messdaten von Datei lesen.....	76
Abbildung A.6: Gegenüberstellung der Lastprofile verursacht durch den Ladevorgang der BEV bei UL, VoSt und EoSt an Last <i>L-146</i>	78
Abbildung A.7: Summenlast resultierend aus HH-, I- und Fahrprofilen bei unterschiedlicher Ladesteuerung an Last <i>L-146</i>	78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Jahresenergieverbrauchswerte und Profilzuordnung.....	7
Tabelle 4.1:	Netzmatrix des Bregenzer Teilnetzes für das Jahr 2030	29
Tabelle 4.2:	Aufbau der Standort-Matrix [4]	30
Tabelle 4.3:	Codierung der Fahrzeug-Standorte [4].....	30
Tabelle 4.4:	Zuordnung der Ladeinfrastrukturen zu den Fahrzeug-Standorten.....	30
Tabelle 4.5:	Kopfzeilenformat der Messdaten	40
Tabelle 4.6:	Beispielhafter Auszug der *.txt Datei für die Last <i>L-138</i>	40
Tabelle 4.7:	Format der von NEPLAN exportierten Ergebnisdatei anhand eines Auszugs von wenigen ausgewählten Daten	41
Tabelle 5.1:	Zuordnung der BEV zu den Lastanschlusspunkten und deren Ladeinfrastruktur.	47
Tabelle 5.2:	Parameter für das Szenario 2030	48
Tabelle 5.3:	Kennwerte für das Szenario 2030	54
Tabelle 5.4:	Gegenüberstellung der maximalen Spannungsschwankungen und Auslastungen in den simulierten Szenarien	63
Tabelle 5.5:	Gegenüberstellung der Mobilitätserfüllung bei Anwendung unterschied- licher Ladekonzepte und Zuordnung zu einer Ladeinfrastruktur.....	64
Tabelle A.1:	Auslegung der Kabelleitungen des Verteilnetzes	74
Tabelle A.2:	Auslegung der Transformatoren des Verteilnetzes.....	74
Tabelle A.3:	Zuordnung der Haushaltslastprofile zu den Häuserblöcken des Verteilnetzes.....	77
Tabelle A.4:	Zuordnung der Industrielastprofile zu den Häuserblöcken des Verteilnetzes.....	77
Tabelle A.5:	Zuordnung der Fahrzeug-Fahrprofile zu den Häuserblöcken und der öffentlichen Ladestelle des Verteilnetzes.	77
Tabelle A.6:	Zuordnung der PV-Erzeugerprofile zu den Hausanschlüssen des Verteilnetzes	78

A. Anhang

A.1 Auslegung der Kabelleitungen und Transformatoren

Name	Typ	Länge [m]	Bemessungsstrom $I_{r,max}$ [A]
L92	Kabelleitung 120 Cu	188	340
L82	Kabelleitung 150 Alu	152	275
L87	Kabelleitung 150 Alu	152	275
L97	Kabelleitung 150 Alu	22	275
L120	Kabelleitung 25 Cu	26	130
L125	Kabelleitung 50 Alu	20	145
L102	Kabelleitung 150 Alu	8	275
L107	Kabelleitung 150 Alu	8	275
L130	Kabelleitung 150 Alu	81	275
VLOTTE neu	Kabelleitung 50 Alu	40	145

Tabelle A.1: Auslegung der Kabelleitungen des Verteilnetzes

Name	Typ	U_{N1} [kV]	U_{N2} [kV]	Bemessungsleistung S_r [kVA]
TR2-25	Trafo Yy0	10,7	0,4	630
TR2-38	Trafo Yy0	10,7	0,4	630

Tabelle A.2: Auslegung der Transformatoren des Verteilnetzes

A.2 NEPLAN Einstellungen

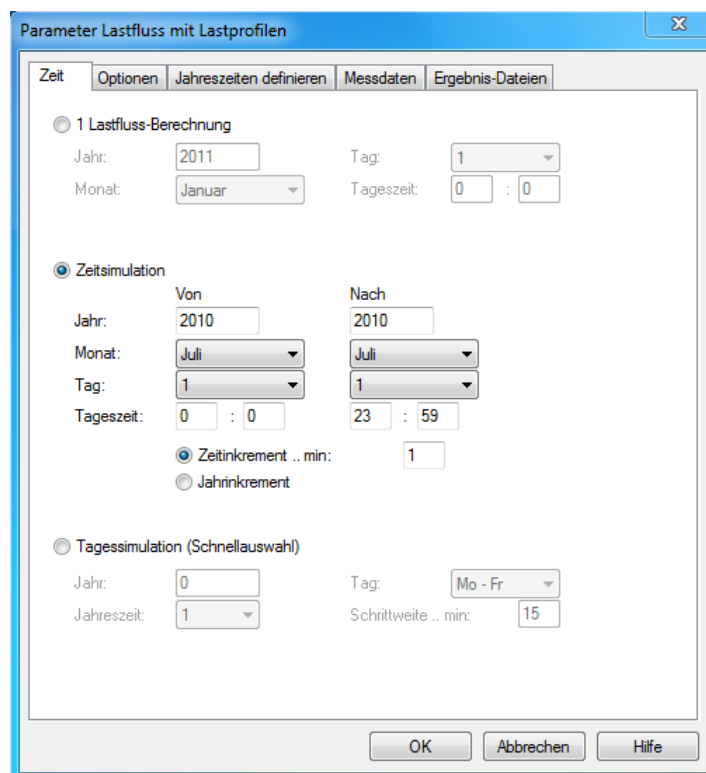


Abbildung A.1: Parameter der Berechnungsmethode *Lastfluss mit Lastprofilen* – Zeitsimulation

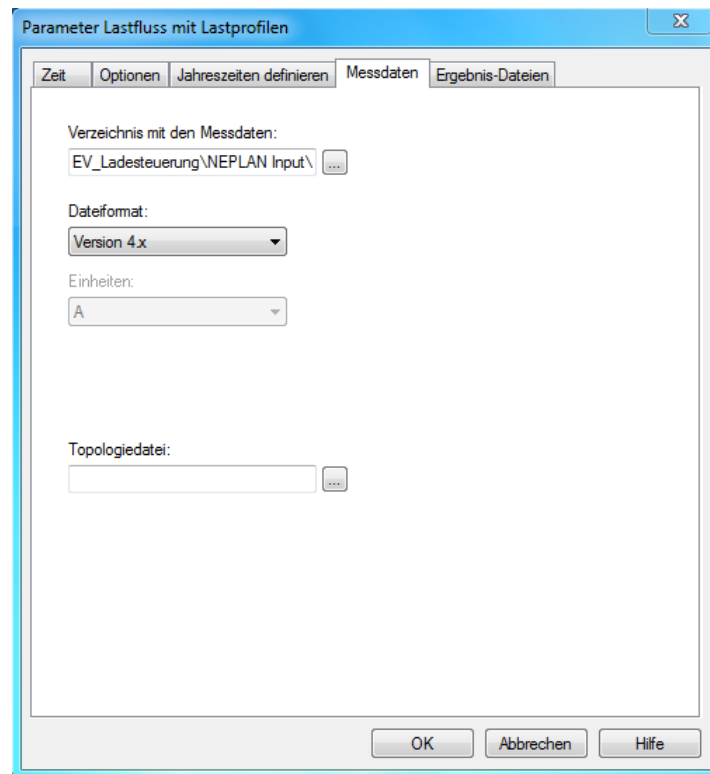


Abbildung A.2: Parameter der Berechnungsmethode *Lastfluss mit Lastprofilen* – Ablageort der Messdaten

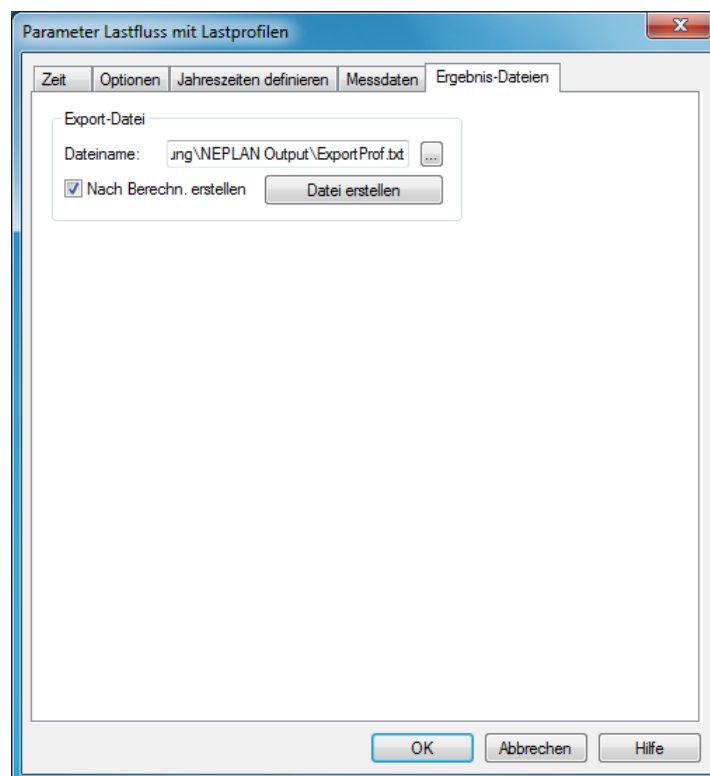


Abbildung A.3: Parameter der Berechnungsmethode *Lastfluss mit Lastprofilen* – Ablageort der Ergebnisdatei

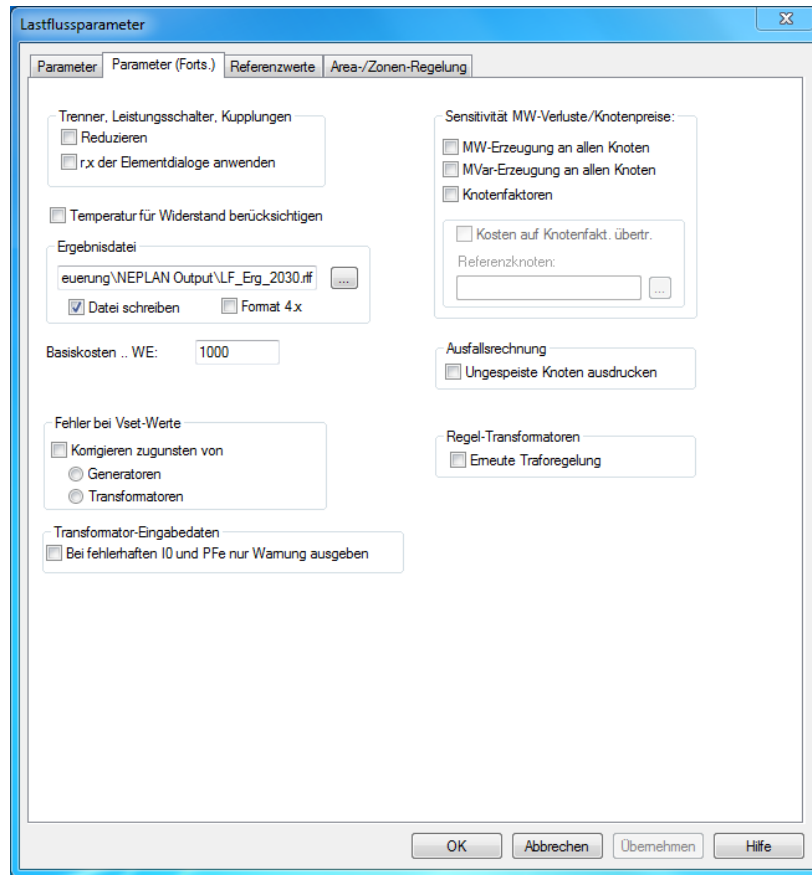


Abbildung A.4: Parameter der Berechnungsmethode *Lastfluss* – Ablageort der *.rlf-Datei

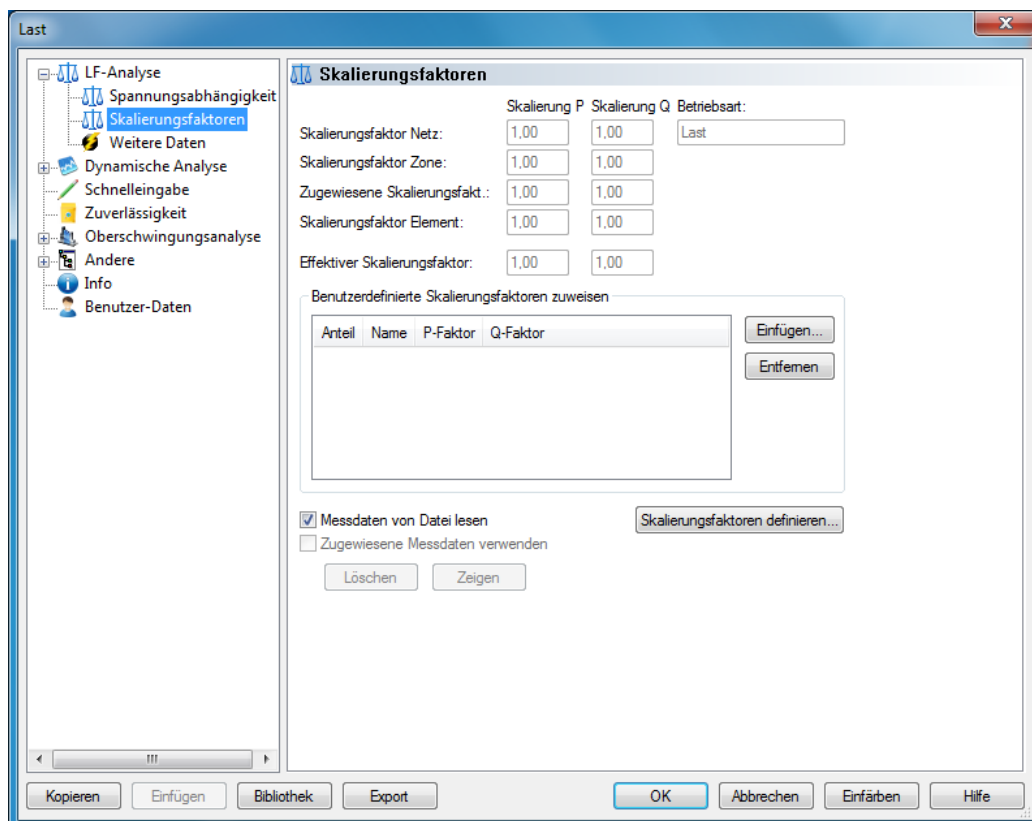


Abbildung A.5: Elementeigenschaften – Messdaten von Datei lesen

A.3 Externes Starten der Lastflussberechnung in NEPLAN

- Eine in JAVA erstellte dll-Datei (© M. Chochole) beinhaltet alle notwendigen Konfigurationen.
- Die Datei muss in »C:\Programme\NEPLAN\Bin« abgelegt werden und mit »bev_ls.dll« bezeichnet sein.
- Durch den Befehl »C:\Programme\NEPLAN\Bin_neplan_\npl_bev_ls.dll« wird NEPLAN mit den Vorgaben der dll-Datei gestartet.
- Unter anderem ist in der dll-Datei vorgegeben, dass in »C:\bev_ls« die zu öffnende Neplan-Datei abgelegt und mit »bev_ls.nepprj« bezeichnet ist → dazu muss das gewünschte NEPLAN-File kopiert und entsprechend umbenannt werden.
- In MATLAB wird mit dem Befehl »dos('C:\bev_ls\neplan_\npl_bev_ls.dll')« NEPLAN gestartet und die *Lastflussberechnung mit Lastprofilen* mit den eingestellten Parametern ausgeführt.
- Um den Programmstart von NEPLAN zu ermöglichen, muss gegebenenfalls eine Verknüpfung der »NEPLAN.exe« nach »C:\bev_ls« kopiert werden, da der Aufruf von NEPLAN im Ordner »Program Files« aufgrund des Leerzeichens in der Bezeichnung nicht von MATLAB ausgeführt werden kann. Der MATLAB-Befehl lautet danach:
`dos('C:\bev_ls\Neplan.exe.lnk_\npl_bev_ls.dll')` oder
`dos('C:\bev_ls\Neplan.lnk_\npl_bev_ls.dll').`

A.4 Konstellation der Profildaten in den Szenarien

Häuserblock	Haushaltslastprofilnummer/n
'L-138'	30,17,21,24,7,36,18,27,12
'L-146'	6,8,29,19,20
'L-156'	13

Tabelle A.3: Zuordnung der Haushaltslastprofile zu den Häuserblöcken des Verteilnetzes.

Häuserblock	Industriellastprofilnummer/n
'L-138'	10,7,19
'L-146'	11
'L-156'	15,25,32,23,16
'L-151'	4,30

Tabelle A.4: Zuordnung der Industriellastprofile zu den Häuserblöcken des Verteilnetzes

Häuserblock	Fahrprofilnummern
'L-138'	2111,3227,377,2976,686,2324,2440
'L-146'	2911,388,1472,530
'L-156'	1327,995,1466,3386,2611,3036,321,2421,2097,3178
'VLOTTE'	2193,2543,1209,2002,2425,2841,1992,641,1986,2290,413,161,2444,2267,1019,3329,1858,2266,2216,1482,1902,1743,2825,1663,1535,1216,2354,2664,2269,1691

Tabelle A.5: Zuordnung der Fahrzeug-Fahrprofile zu den Häuserblöcken und der öffentlichen Ladestelle des Verteilnetzes

Hausanschluss	PV-Erzeugerprofilnummer
'HA7'	6
'HA9'	6
'HA20'	6

Tabelle A.6: Zuordnung der PV-Erzeugerprofile zu den Hausanschlüssen des Verteilnetzes

A.5 Ergebnisse an Last *L-146* aus dem Szenario 2030

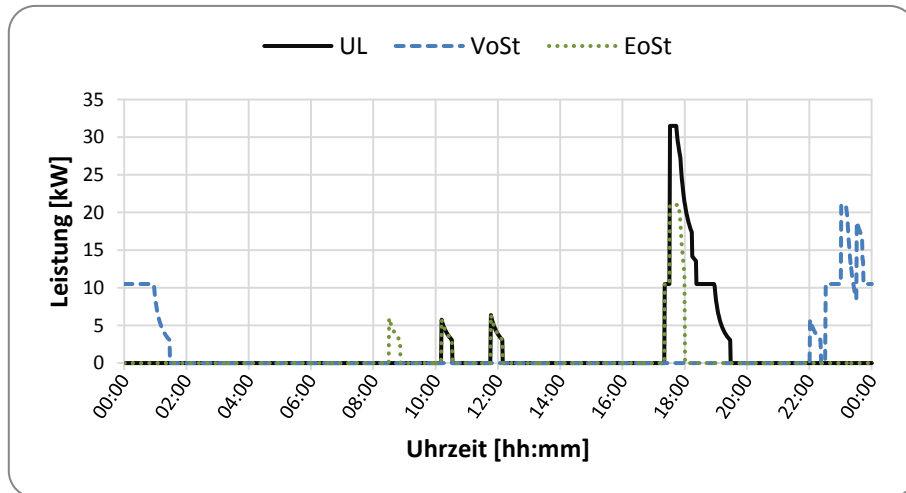


Abbildung A.6: Gegenüberstellung der Lastprofile verursacht durch den Ladevorgang der BEV bei UL, VoSt und EoSt an Last *L-146*

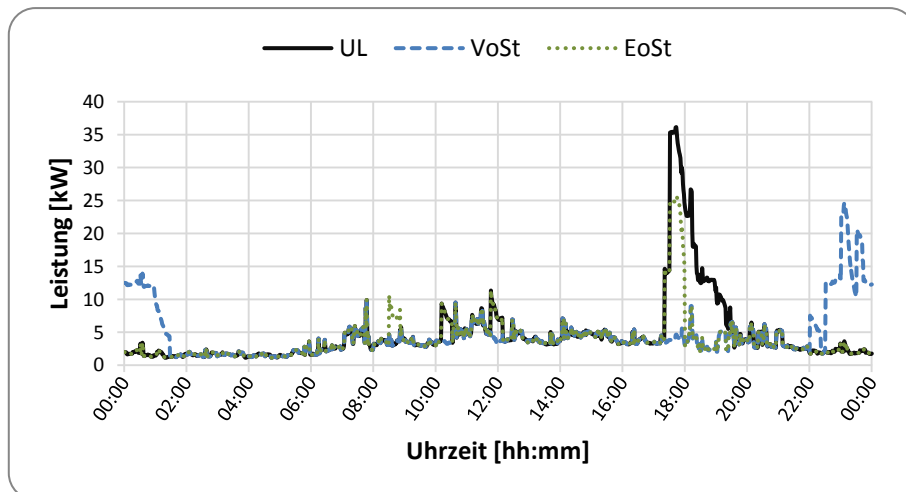


Abbildung A.7: Summenlast resultierend aus HH-, I- und Fahrprofilen bei unterschiedlicher Ladesteuerung an Last *L-146*