

Fachhochschule Köln Cologne University of Applied Sciences

Fachbereich 07:
Informations-, Medien- und Elektrotechnik
Institut für Elektrische Energietechnik

Studiengang: Elektrotechnik
Studienrichtung: Energietechnik

Titel der Masterarbeit:

Notwendigkeit und Rahmenbedingungen eines Lastmanagements
für Elektromobilität in Niederspannungsnetzen

Masterarbeit von Thorben Doum

Matr.-Nr.: 11099324

Betreut von:

Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt

Externer Betreuer:

Pascal Hahulla, M.Sc (smartlab Innovationsgesellschaft)

Abgabedatum:

12. August 2015

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die im Literaturverzeichnis angegebenen Quellen benutzt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder noch nicht veröffentlichten Quellen entnommen sind, sind als solche kenntlich gemacht. Die Zeichnungen oder Abbildungen in dieser Arbeit sind von mir selbst erstellt worden oder mit einem entsprechenden Quellennachweis versehen. Diese Arbeit ist in gleicher oder ähnlicher Form noch bei keiner anderen Prüfungsbehörde eingereicht worden.

Bildrechte

Die Bildrechte der folgenden Abbildungen wurden durch den Autor freigegeben:

Abbildung 1: Übersicht econnect Germany

Abbildung 2: Systemarchitektur des Gesamtsystems

Abbildung 3: Ausschnitt Leitstand des VNB

Abbildung 7: Spannungsband ohne RONT

Abbildung 8: Spannungsband mit RONT

Abbildung 9: Vorstädtisches Ortsnetz. Eigene Darstellung.

Abbildung 10: Ländliches Ortsnetz. Eigene Darstellung.

Abbildung 47: Verschiebbarkeit der geladenen Energiemenge für das Jahr 2030

Alle sonstigen Abbildungen wurden von mir erstellt.

Ort, Datum

Unterschrift Thorben Doum

Vorwort

Diese Abschlussarbeit mit dem Titel „Notwendigkeit und Rahmenbedingungen eines Lastmanagements für Elektromobilität in Niederspannungsnetzen“ sowie eine anschließende Präsentation der Ergebnisse bilden den Abschluss meines Masterstudiums zum „Master of Science“ an der Fachhochschule Köln.

Auf diesem Wege möchte ich mich bei denen bedanken, die mich auf diesem Weg begleitet und tatkräftig unterstützt haben.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt für die Betreuung, Zeit und vor allem freundliche Unterstützung beim Anfertigen dieser Masterarbeit.

Ebenfalls möchte ich mich bei Herrn Pascal Hahulla bedanken, der mich beim Erstellen dieser Masterarbeit sowie während meines Praxissemesters bei der smartlab Innovationsgesellschaft mit sehr viel Engagement, fachlichen Informationen und unermüdlicher Hilfe unterstützt und betreut hat.

Großer Dank gilt auch Herrn Daniel Kern. Er hat mir mit vielen aktuellen Informationen rund um die Elektromobilität sowie anregenden Diskussionen beim Anfertigen dieser Masterarbeit geholfen.

Darüber hinaus bedanken möchte ich mich bei Herrn Dr. Mark Steffen Walcher und Herrn Hauke Hinrichs für die Möglichkeit, die vorliegende Arbeit bei der smartlab Innovationsgesellschaft in Aachen anzufertigen.

Ebenso allen Mitarbeitern der smartlab Innovationsgesellschaft möchte ich recht herzlich danken. Das angenehme Arbeitsklima, die stetige Hilfsbereitschaft und Unterstützung bei Fragen und Problemen haben mir bei der Erstellung der Arbeit sehr geholfen.

Abschließend möchte ich mich von ganzen Herzen bei meinen Eltern, meinen Geschwistern und meiner Freundin bedanken, die mich nicht nur finanziell, sondern vor allem moralisch und motivierend unterstützt und mir den Rücken gestärkt haben. Ohne sie wäre es nicht möglich gewesen, diesen Weg einzuschlagen und mein Leben so zu gestalten.

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	II
INHALTSVERZEICHNIS	III
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	V
TABELLENVERZEICHNIS.....	VII
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	VIII
ZUSAMMENFASSUNG	IX
ABSTRACT.....	IX
1 EINLEITUNG	10
1.1 HINTERGRUND UND MOTIVATION.....	10
1.2 ZIELE UND AUFBAU DER ARBEIT	11
2 AUSGANGSLAGE	13
2.1 FORSCHUNGSPROJEKT ECONNECT GERMANY.....	13
2.2 ABGRENZUNG ZU VORHANDENEN ARBEITEN	18
2.2.1 Auswirkung von Elektromobilität auf die Niederspannungsnetze.....	18
2.2.2 Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität	19
2.2.3 Konzept für eine barrierefreie Ladeinfrastruktur für E-Mobile in der Europäischen Union....	19
2.3 STAND DER TECHNIK	20
2.3.1 Aufbau elektrischer Netze	20
2.3.2 Regelbarer Ortsnetztransformator	26
2.3.3 Ladetechnologie.....	28
2.4 LADESTRATEGIEN	29
2.4.1 Ungesteuerte Ladung bei Ankunft.....	29
2.4.2 Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung	29
2.4.3 Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung	30
2.5 REFERENZNETZE	31
2.5.1 Vorstädtisches Netzgebiet	31
2.5.2 Ländliches Netzgebiet	33
2.6 INTEGRATION EINES FUHRSERVANTS	35
3 VORUNTERSUCHUNG	36
3.1 BESTIMMUNG DER ANKUNFTSZEITEN	36
3.1.1 Haushalte	37
3.1.2 Fuhrpark	38
3.2 ENTWICKLUNG DER LASTPROFILE	39
3.2.1 Haushalte	39

3.2.2 <i>Elektrofahrzeuge</i>	42
3.3 GLEICHZEITIGKEITSFAKTOR IN ABHÄNGIGKEIT ZUR LADELEISTUNG	44
4 ANALYSE UND NETZBERECHNUNG.....	48
4.1 VERGLEICH DER SIMULATION IN NEPLAN MIT DEN MESSERGEBNISSEN	48
4.2 REFERENZNETZE OHNE ELEKTROMOBILITÄT	50
4.3 AUSWIRKUNG DER LADESTRATEGIEN.....	54
4.3.1 <i>Ungesteuerte Ladung bei Ankunft</i>	54
4.3.2 <i>Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung</i>	63
4.3.3 <i>Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung</i>	68
4.4 INTEGRATION EINES REGELBAREN ORTSNETZTRANSFORMATORS.....	72
4.5 INTEGRATION EINES FUHRPARKS	76
5 INTERPRETATION	79
5.1 BEWERTUNG DER LADELEISTUNG.....	79
5.2 BEWERTUNG DER LADESTRATEGIEN.....	80
5.3 INTEGRATION EINES REGELBAREN ORTSNETZTRANSFORMATORS.....	85
5.4 INTEGRATION EINES FUHRPARKS	86
6 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK.....	88
6.1 ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT.....	88
6.2 AUSBLICK	89
LITERATURVERZEICHNIS.....	90
ANHANG	93
A: SCREENSHOT APP ECONNECT – GERMANY	93
B: WASSERFALLDIAGRAMM DER INTRADAY-PREISE FÜR DAS JAHR 2013.....	94
C: ABGANG PUMPSTATION.....	95
D: ABSOLUTE LETZTE ANKUNFTSZEIT DER HH (15.OKTOBER – 15.MÄRZ)	96
E: ABSOLUTE LETZTE ANKUNFTSZEIT DES FUHRPARKS (1.OKTOBER – 31.MÄRZ).....	97
F: LEISTUNGSVERLAUF ORTSNETZSTATION VORSTÄDTISCHES NETZGEBIET.....	98
G: LADEKURVEN	99
H: LEISTUNGSVERLAUF ECONNECT-FELDVERSUCHSTEILNEHMER	100
I: OHNE ELEKTROMOBILITÄT	101
J: UNGESTEUERTE LADUNG BEI ANKUNFT	104
K: DYNAMISCHER STROMTARIF OHNE NETZSTEUERUNG	125
L: DYNAMISCHER STROMTARIF MIT NETZSTEUERUNG	145
M: INTEGRATION RONT	147
N: INBETRIEBNAHME ABGESETZTE SENSOREN	149
O: EINSTELLUNGSPARAMETER FÜR DEN RONT IN NEPLAN	150

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: ÜBERSICHT ECONNECT GERMANY [4].....	13
ABBILDUNG 2: SYSTEMARCHITEKTUR DES GESAMTSYSTEMS [5]	15
ABBILDUNG 3: AUSSCHNITT LEITSTAND DES VNB [5]	17
ABBILDUNG 4: AUFBAU STROMNETZ NACH SPANNUNGSEBENEN. EIGENE DARSTELLUNG NACH [11].....	20
ABBILDUNG 5: STRAHLENNETHZ. EIGENE DARSTELLUNG NACH	22
ABBILDUNG 6: A) RINGNETZ B) MASCHENNETZ. EIGENE DARSTELLUNG NACH [10, P. 66].....	23
ABBILDUNG 7: SPANNUNGSBAND OHNE RONT [18]	26
ABBILDUNG 8: SPANNUNGSBAND MIT RONT [18]	27
ABBILDUNG 9: VORSTÄDTISCHES ORTSNETZ. EIGENE DARSTELLUNG. QUELLE: STAWAG.....	31
ABBILDUNG 10: LÄNDLICHES ORTSNETZ. EIGENE DARSTELLUNG. QUELLE: STAWAG.....	33
ABBILDUNG 11: LETZTE ANKUNFTSZEITEN DER ECONNECT FELDVERSUCHSTEILNEHMER ZU HAUSE (WOCHENTAGS). EIGENE DARSTELLUNG.....	37
ABBILDUNG 12: ANKUNFTSZEITEN FUHRPARK. EIGENE DARSTELLUNG.....	38
ABBILDUNG 13: DARSTELLUNG DER LASTPROFILE (WOCHENTAGS). EIGENE DARSTELLUNG	40
ABBILDUNG 14: LASTPROFIL BAUERNHOF. EIGENE DARSTELLUNG	41
ABBILDUNG 15: STANDARDLASTPROFIL FÜR ELEKTROFAHRZEUGE VERSCHIEDENER LADELEISTUNGEN. EIGENE DARSTELLUNG NACH [25].....	42
ABBILDUNG 16: LADEKENNLINIE EINES ELEKTROFAHRZEUGES. EIGENE DARSTELLUNG NACH [27, P. 46].....	43
ABBILDUNG 17: GLEICHZEITIGKEIT DER LADELEISTUNG DER HAUSHALTE. EIGENE DARSTELLUNG	44
ABBILDUNG 18: GLEICHZEITIGKEIT DER LADELEISTUNG DES FUHPARKS. EIGENE DARSTELLUNG	44
ABBILDUNG 19: KUMULIERTE LADELEISTUNG DER HAUSHALTE. EIGENE DARSTELLUNG	45
ABBILDUNG 20: KUMULIERTE LADELEISTUNG DES FUHPARKS (40 EV). EIGENE DARSTELLUNG.....	46
ABBILDUNG 21: VERGLEICH GEMESSENE UND SIMULIERTE LEISTUNG DES TRANSFORMATORS. EIGENE DARSTELLUNG.....	49
ABBILDUNG 22: VERLAUF ELEKTRISCHE LEISTUNG ORTSNETZTRANSFORMATOR (VORSTÄDTISCHES UND LÄNDLICHES ORTSNETZ). EIGENE DARSTELLUNG.....	50
ABBILDUNG 23: AUSLASTUNG DER ABGÄNGE/KABEL DER ORTSNETZSTATION. EIGENE DARSTELLUNG	52
ABBILDUNG 24: VERLAUF SPANNUNG (VORSTÄDTISCHES UND LÄNDLICHES ORTSNETZ). EIGENE DARSTELLUNG	53
ABBILDUNG 25: ERLÄUTERUNG DER ZUFÄLLIGEN VERTEILUNG DER FAHRZEUGLASTPROFILE IN ABHÄNGIGKEIT VON DER DURCHDRINGUNG. a) DURCHDRINGUNGSGRAD 50 % b) DURCHDRINGUNGSGRAD 100 %. EIGENE DARSTELLUNG	54
ABBILDUNG 26: LEISTUNGSVERLAUF VORSTÄDTISCHER ORTSNETZTRANSFORMATOR (100 % EV). EIGENE DARSTELLUNG	55
ABBILDUNG 27: MAXIMALE AUSLASTUNG DES ORTSNETZTRANSFORMATORS IN ABHÄNGIGKEIT VON DER LADELEISTUNG UND VON DER ANZAHL DER ELEKTROFAHRZEUGE. EIGENE DARSTELLUNG	56
ABBILDUNG 28: AUSLASTUNG DER ABGÄNGE/KABEL DER VORSTÄDTISCHEN ORTSNETZSTATION (100 % EV). EIGENE DARSTELLUNG	57

ABBILDUNG 29: MAXIMALE AUSLASTUNG DER KABEL IN ABHÄNGIGKEIT VON DER LADELEISTUNG UND VON DER ANZAHL DER ELEKTROFAHRZEUGE. EIGENE DARSTELLUNG.....	58
ABBILDUNG 30: SPANNUNGSVERLAUF LEITUNGSSENDE IM VORSTÄDTISCHEN ORTSNETZ (100 % EV). EIGENE DARSTELLUNG.....	59
ABBILDUNG 31: MAXIMALER SPANNUNGSABFALL IN ABHÄNGIGKEIT VON DER LADELEISTUNG UND VON DER ANZAHL DER ELEKTROFAHRZEUGE. EIGENE DARSTELLUNG.....	60
ABBILDUNG 32: LEISTUNGSVERLAUF VORSTÄDTISCHER ORTSNETZTRANSFORMATOR (22 % EV). EIGENE DARSTELLUNG.....	63
ABBILDUNG 33: MAXIMALE AUSLASTUNG DES ORTSNETZTRANSFORMATORS IN ABHÄNGIGKEIT VON DER LADELEISTUNG UND DER ANZAHL DER ELEKTROFAHRZEUGE (DYNAMISCHER STROMTARIF). EIGENE DARSTELLUNG.....	64
ABBILDUNG 34: AUSLASTUNG DER ABGÄNGE/KABEL DER VORSTÄDTISCHEN ORTSNETZSTATION (22 % EV). EIGENE DARSTELLUNG.....	65
ABBILDUNG 35: MAXIMALE AUSLASTUNG DER KABEL IN ABHÄNGIGKEIT VON DER LADELEISTUNG UND DER ANZAHL DER ELEKTROFAHRZEUGE. EIGENE DARSTELLUNG.....	65
ABBILDUNG 36: SPANNUNGSVERLAUF LEITUNGSSENDE IM VORSTÄDTISCHEN ORTSNETZ (22 % EV). EIGENE DARSTELLUNG.....	66
ABBILDUNG 37: MAXIMALER SPANNUNGSABFALL IN ABHÄNGIGKEIT VON DER LADELEISTUNG UND DER ANZAHL DER ELEKTROFAHRZEUGE. EIGENE DARSTELLUNG.....	67
ABBILDUNG 38: LEISTUNGSVERLAUF VORSTÄDTISCHER ORTSNETZTRANSFORMATOR (150 % EV). EIGENE DARSTELLUNG.....	69
ABBILDUNG 39: AUSLASTUNG DER ABGÄNGE/KABEL DER VORSTÄDTISCHEN ORTSNETZSTATION (150 % EV). EIGENE DARSTELLUNG.....	70
ABBILDUNG 40: ERLÄUTERUNG AUFTRETENDER PROBLEME BEI VARIANTE B	71
ABBILDUNG 41: SPANNUNGSVERLAUF LEITUNGSSENDE IM VORSTÄDTISCHEN ORTSNETZ (150 % EV). EIGENE DARSTELLUNG.....	72
ABBILDUNG 42: VERLAUF LEISTUNG ORTSNETZTRANSFORMATOR UND SPANNUNG IM LÄNDLICHEN ORTSNETZ (OHNE RONT). EIGENE DARSTELLUNG	73
ABBILDUNG 43: VERLAUF LEISTUNG ORTSNETZTRANSFORMATOR UND SPANNUNG IM LÄNDLICHEN ORTSNETZ (MIT RONT). EIGENE DARSTELLUNG	75
ABBILDUNG 44: LEISTUNGSVERLAUF FUHRPARK UND VORSTÄDTISCHER ORTSNETZTRANSFORMATOR. EIGENE DARSTELLUNG.....	76
ABBILDUNG 45: AUSLASTUNG ABGANG 3 IM VORST. ORTSNETZ IN ABHÄNGIGKEIT VON DER LADELEISTUNG. EIGENE DARSTELLUNG.....	77
ABBILDUNG 46: SPANNUNGSVERLAUF LE4 IM VORST. ORTSNETZ IN ABHÄNGIGKEIT VON DER LADELEISTUNG. EIGENE DARSTELLUNG.....	78
ABBILDUNG 47: VERSCHIEBBARKEIT DER GELADENEN ENERGIEMENGE FÜR DAS JAHR 2030 [35].....	82
ABBILDUNG 48: LEISTUNGSVERLAUF VORSTÄDTISCHER ORTSNETZTRANSFORMATOR (150 % EV). EIGENE DARSTELLUNG.....	84
ABBILDUNG 49: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER LADEVORGÄNGE EINES FUHRPARKS MIT UND OHNE LASTMANAGEMENT. EIGENE DARSTELLUNG NACH [38]	87

Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: LADEDAUER IN ABHÄNGIGKEIT VON DER LADELEISTUNG	45
TABELLE 2: MAXIMAL MÖGLICHER DURCHDRINGUNGSGRAD DER ELEKTROMOBILITÄT IN ABHÄNGIGKEIT VON DEN ÜBERLASTUNGEN DER NETZKOMPONENTEN.	62
TABELLE 3: MAXIMAL MÖGLICHER DURCHDRINGUNGSGRAD DER ELEKTROMOBILITÄT IN ABHÄNGIGKEIT VON DEN ÜBERLASTUNGEN DER NETZKOMPONENTEN.	67
TABELLE 4: MAXIMALE ELEKTRISCHE LEISTUNG DES FUHRPARKS UND LEISTUNGSPREIS IN ABHÄNGIGKEIT VON DER LADELEISTUNG UND ANZAHL DER ELEKTROFAHRZEUGE.	86

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMWI	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange (Strombörse)
EMS	Energiemanagementsystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EON	E.ON Energie Deutschland GmbH (EON)
EV	Electric Vehicle (Elektrofahrzeug)
HAK	Hausanschlusskasten
HH	Haushalt
HMG	Home Management Gateway
Hz	Hertz
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KVS	Kabelverteilerschrank
kW	Kilowatt
MR	Maschinenfabrik Reinhausen
PJ	Petajoule
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SLP	Standardlastprofil
SOC	State of Charge (Ladezustand)
STAWAG	Stadtwerke Aachen AG
Trafo	Transformator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VNB	Verteilnetzbetreiber

Zusammenfassung

Aufbauend auf dem Forschungsprojekt „econnect Germany“ befasst sich diese Masterarbeit mit den Auswirkungen der Elektromobilität auf das Niederspannungsnetz. Anhand eines realen ländlichen und vorstädtischen Ortsnetzes wird ermittelt, ab welchem Durchdringungsgrad der Elektromobilität ein Lastmanagement zur Einhaltung der Versorgungssicherheit notwendig ist. Es werden verschiedene Ladestrategien entwickelt, die anschließend mit der Simulationssoftware NEPLAN analysiert und ausgewertet werden. Die verschiedenen Ladeszenarien werden im Anschluss miteinander verglichen und abschließend bewertet. Es wird untersucht, welche Betriebsmittel in den jeweiligen Netzen die limitierenden Faktoren sind. Abschließend werden Handlungsempfehlungen für die Einführung eines optimalen Lastmanagements zur Integration der Elektromobilität in Niederspannungsnetzen gegeben.

Abstract

Starting out from the research project "econnect Germany" this master thesis examines the effects of electric mobility on low-voltage network. Assessed on the basis of a real-life rural- and suburban local network it is appraised, at which penetration grade of electric mobility we need a load management to ensure the security of energy supply. It is developed various charging strategies which are analysed and evaluated by the simulation software NEPLAN subsequently. After that the results of the various scenarios are compared with each other. It is checked, which of the working funds can be judged as the limiting factors in the respective networks. It is finally offered recommendations for optimizing load management for the sake of integration of electric mobility in low-voltage networks.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Motivation

Mobilität ist für die meisten Menschen in der heutigen Zeit zu einem unverzichtbaren Mittel zur Bewältigung des Alltags geworden. Das Automobil hat sich in den Industrieländern zum primären Träger dieser Mobilität entwickelt. Im Jahr 2012 betrug der gesamte Primärenergieverbrauch des Verkehrssektors 3.127 Petajoule (PJ) und macht etwa 23 % des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland aus [1]. Davon wurden rund 95 % des Energiebedarfs mit fossilen Energieträgern abgedeckt [2]. Durch steigende Ölpreise, sinkende Erdölvorräte, Umwelt- und Klimaschutz werden die Autofahrer und die Automobilindustrie zu einem Umdenken gezwungen. Bei der Bevölkerung wächst der Wunsch nach einer effizienten und CO₂-freien Mobilität ohne Abhängigkeit von Erdöl und von den Staaten, die über diesen Rohstoff verfügen. Elektromobilität bietet die Chance einer CO₂-freien Mobilität und kann als Bindeglied zwischen der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen und dem Verkehrssektor dienen.

Dabei sind Elektrofahrzeuge keine Entwicklung der letzten Jahre, sondern sie konkurrierten schon Anfang des 20. Jahrhunderts mit den verschiedenen Antriebskonzepten um die Vormachtstellung am Markt.

Angetrieben durch die Ziele der Bundesregierung, die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) bis zum Jahr 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis zum Jahr 2035 auf 55 bis 60 Prozent auszubauen und gleichzeitig die Anzahl von Elektroautos bis zum Jahr 2020 auf 1 Million und bis 2030 auf 6 Millionen zu erhöhen [3], bedeutet dies, dass diese Ziele und damit die „Energiewende“ nur erreicht werden können, wenn gleichzeitig ein massiver Umbau des bestehenden Stromversorgungssystems stattfindet. Um die Netzstabilität und die damit verbundene Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten, muss die bestehende Netzinfrastruktur frühzeitig auf ihre Eignung für neue Belastungen untersucht werden.

Aus diesem Grund haben sich sieben Stadtwerke aus ganz Deutschland – Aachen, Allgäu, Duisburg, Leipzig, Osnabrück, Sylt, und Trier – mit Partnern aus Industrie und Hochschulen zum Forschungsvorhaben „econnect Germany“ mit dem Ziel zusammengeschlossen, Elektromobilität deutschlandweit zukunftsfähig zu gestalten. Diese Masterarbeit basiert auf Daten aus „econnect Germany“, welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert wurde.

1.2 Ziele und Aufbau der Arbeit

Für die Stromnetzbetreiber ergeben sich durch die aufkommende Elektromobilität neue Herausforderungen und Aufgaben. Die Elektrofahrzeuge (EV, Electric Vehicle), die Ihre Energie aus dem Stromnetz beziehen, stellen eine neue Verbrauchergruppe dar, für die es bisher keine Erfahrungswerte gibt. Die Netzbetreiber haben nun die Aufgabe, ihre vorhandene Infrastruktur frühzeitig auf die neuen Belastungen zu untersuchen und Strategien und Regeln für die Integration von Elektrofahrzeugen auf der Verbraucherseite und Erneuerbaren Energien auf der Erzeugerseite zu entwickeln.

Der Fokus dieser Masterarbeit liegt auf den Herausforderungen für das Niederspannungsnetz. Hierfür werden zwei unterschiedliche Ortsnetze, ein ländliches und ein vorstädtisches Netz, hinsichtlich folgender Fragestellungen untersucht:

- Welche Auswirkungen haben unterschiedliche Ladestrategien auf die Niederspannungsnetze?
- Welche Auswirkungen haben verschiedene Ladeleistungen auf die Niederspannungsnetze?
- Ab welchem Durchdringungsgrad der Elektromobilität ist ein Lastmanagement¹ notwendig?
- Was sind die limitierenden Betriebsmittel, die ein Lastmanagement erfordern?
- Wie sieht ein optimales Lastmanagement aus?
- Welche Besonderheiten treten in einem elektrischen Fuhrpark auf?
- Welche Rolle kann ein regelbarer Ortsnetztransformator bei der Integration von Elektromobilität einnehmen?

Ziel dieser Masterarbeit ist es, anhand konkreter Ortsnetze und Messwerte zu ermitteln, ob eine Integration der Elektromobilität in das Niederspannungsnetz möglich ist bzw. ab welchem Durchdringungsgrad ein Lastmanagement oder ein konventioneller Netzausbau nötig sind. Hierfür werden verschiedene Ladeszenarien mit verschiedenen Ladeleistungen gegenübergestellt und bewertet.

Im Kapitel 2 wird zunächst die Ausgangslage beschrieben. Hier werden die relevanten Grundlagen für diese Masterarbeit erläutert und Abgrenzungen zu vorhandenen Arbeiten geschaffen.

¹ Lastmanagement bedeutet die flexible Steuerung von Stromverbrauchern (z.B. Elektrofahrzeuge) zur Optimierung des eigenen Stromverbrauchs oder für den übergeordneten Einsatz in Energieversorgungssystemen.

Es werden verschiedene Szenarien entwickelt, die in der späteren Simulation untersucht werden. Hier werden die verschiedenen Herausforderungen, die in der Masterarbeit untersucht werden sollen, evaluiert.

Anschließend werden im Kapitel 3 einige Voruntersuchungen für die Simulation der Ortsnetze durchgeführt. In diesem Kapitel werden Lastprofile für Elektrofahrzeuge und Haushalte erstellt.

Im Kapitel 4 findet die Analyse des vorstädtischen und des ländlichen Ortsnetzes statt. Hierfür werden die verschiedenen Szenarien mit Hilfe der Simulationssoftware NEPLAN untersucht. Es wird analysiert, ab welchem Durchdringungsgrad der Elektromobilität ein Lastmanagement notwendig ist und welche Betriebsmittel im elektrischen Netz für die jeweiligen Szenarien die limitierenden Faktoren sind.

Die Ergebnisse der Simulationen werden im Kapitel 5 miteinander verglichen und bewertet. Es wird ein Lösungsmodell für ein Lastmanagement zur Integration der Elektromobilität in das Niederspannungsnetz entwickelt.

Abschließend werden im Kapitel 6 die Ergebnisse zusammengefasst und mögliche Ansatzpunkte für die Weiterentwicklung des Modells und weiterführende Untersuchungen aufgezeigt.

2 Ausgangslage

2.1 Forschungsprojekt econnect Germany

Unter der Konsortialführung der smartlab Innovationsgesellschaft mbH haben sich sieben Stadtwerke aus ganz Deutschland zum Forschungsprojekt econnect Germany zusammengeschlossen. Ihr Ziel ist es, die Elektromobilität in intelligente Stromnetze und in den vernetzten Verkehr mit Hilfe der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) zu integrieren. econnect Germany ist mit einem Gesamtvolumen von rund 21 Millionen Euro zum Leuchtturmprojekt der 18 vom BMWi ausgewählten Projekte geworden.

Abbildung 1 zeigt eine Übersicht der verschiedenen Forschungszentren (Hubs) mit ihren jeweiligen Themenschwerpunkten. Hierbei hat jeder Hub seine Kernkompetenzen. Diese reichen von intelligenten Stromnetzen der Zukunft (Smart Grid) über Carsharingprojekte mit Elektroautos bis hin zu Flottenmanagement und intelligenter Navigation (Smart Traffic). So wird beispielsweise in Trier das intelligente Parkhaus der Zukunft mit autarker Ökostrom-Versorgung entwickelt, auf Sylt die Verbindung von Elektromobilität zum Tourismus hergestellt oder im Allgäu Elektromobilität im Bereich der Landwirtschaft etabliert.

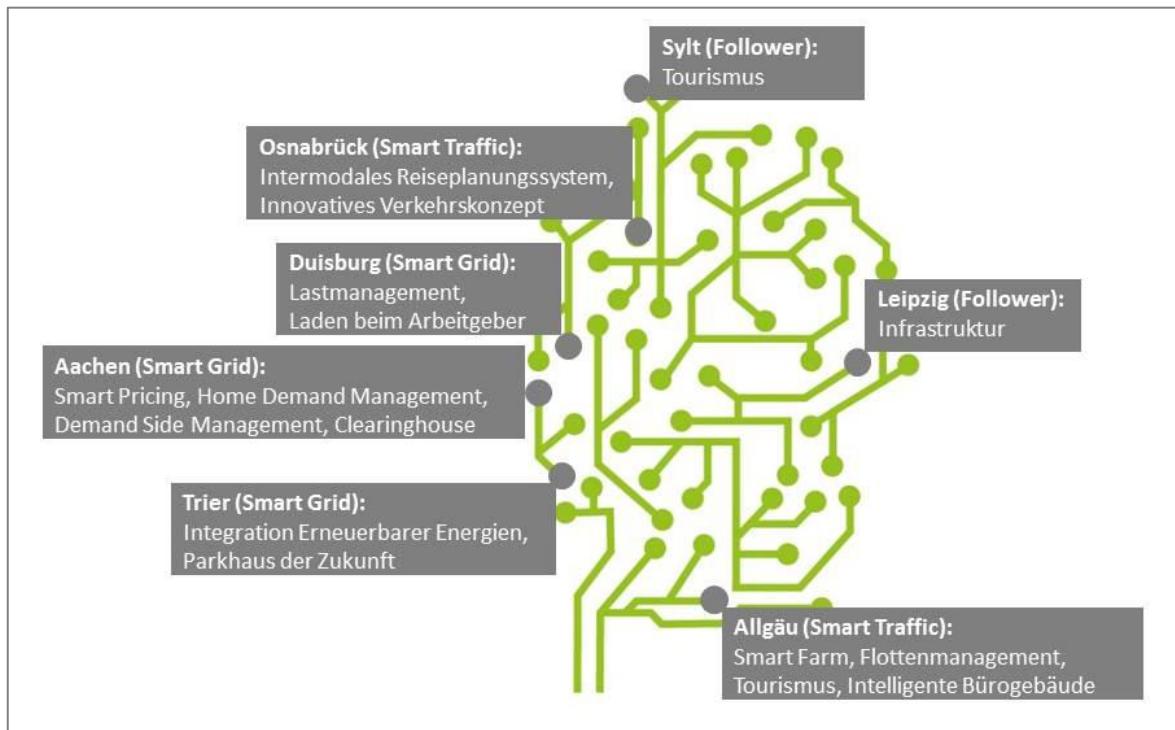


Abbildung 1: Übersicht econnect Germany [4]

Die Stadtwerke Aachen AG (STAWAG) hat die Leitung des Hubs Aachen inne. Weitere Partner sind die Schleupen AG, die Siemens AG, die smartlab Innovationsgesellschaft mbH, die Kellendonk Elektronik GmbH, die PSI AG, die PHOENIX CONTACT Deutschland GmbH und die RWTH Aachen University.

In Aachen befindet sich die Forschungs- und Entwicklungstätigkeit in dem Bereich Smart Grid. Wie in der Abbildung 1 zu sehen ist, liegen die Themenschwerpunkte im Bereich Smart Pricing, Home Demand Management, Demand Side Management und Clearinghouse.

Das Clearinghouse „e-clearing.net“ soll zukünftig die Kompatibilität zwischen verschiedenen Anbietern von Ladeinfrastruktur in Europa herstellen. Es soll sichergestellt werden, dass alle angeschlossenen Ladesäulen über die Datendrehschreibe e-clearing.net wesentliche Daten, die zur Authentifizierung der Nutzer und zur Abrechnung der abgegebenen Strommengen relevant und erforderlich sind, austauschen können.

Des Weiteren wird eine Wandladestation mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW entwickelt und realisiert. Mit Hilfe dieser Wandladestation soll aufbauend auf den Forschungsprojekten „Smart Watts“ und „Smart Wheels“ sowohl netz- als auch preisgesteuertes Demand Side Management (DSM)² mit Elektrofahrzeugen demonstriert werden. Hierfür wurde am 01. Oktober 2014 ein Feldversuch mit 10 Privat-Haushalten gestartet, der die Vernetzung von Smart Home und Smart Grid sowie netz- als auch preisgesteuertes DSM zeigen soll. Die Ortsnetzstation ist für den Feldversuch mit einem regelbaren Ortsnetztransformator (RONT) und Messinstrumenten ausgestattet worden, um die zusätzlichen Belastungen durch die Elektrofahrzeuge für das Ortsnetz auswerten und analysieren zu können. Zusätzlich befinden sich Messinstrumente, die ihre Messwerte über eine Powerline-Verbindung an die Ortsnetzstation übermitteln, in allen Kabelverteilerschränken (KVS), in den Hausanschlusskästen (HAKs) der 10 teilnehmenden Haushalte sowie in den HAK bei PV-Anlagen. In der Ortsnetzstation werden alle Messwerte gesammelt und gespeichert.

Abbildung 2 zeigt, dass die Gesamtarchitektur des Feldversuchs in die drei folgenden Systeme aufgeteilt werden kann:

- Smart Pricing
- Home Demand Management
- Demand Side Management

² Demand-Side-Management (Laststeuerung) beschreibt die Einflussnahme der Netzbetreiber auf die Energienachfrage von Verbrauchern. Die Energiemenge und/oder der Zeitpunkt des Energiekonsums soll gesteuert werden.

Außerdem ist in der Abbildung zu erkennen, welcher Partner des Hubs Aachen für das jeweilige Teilsystem zuständig ist.

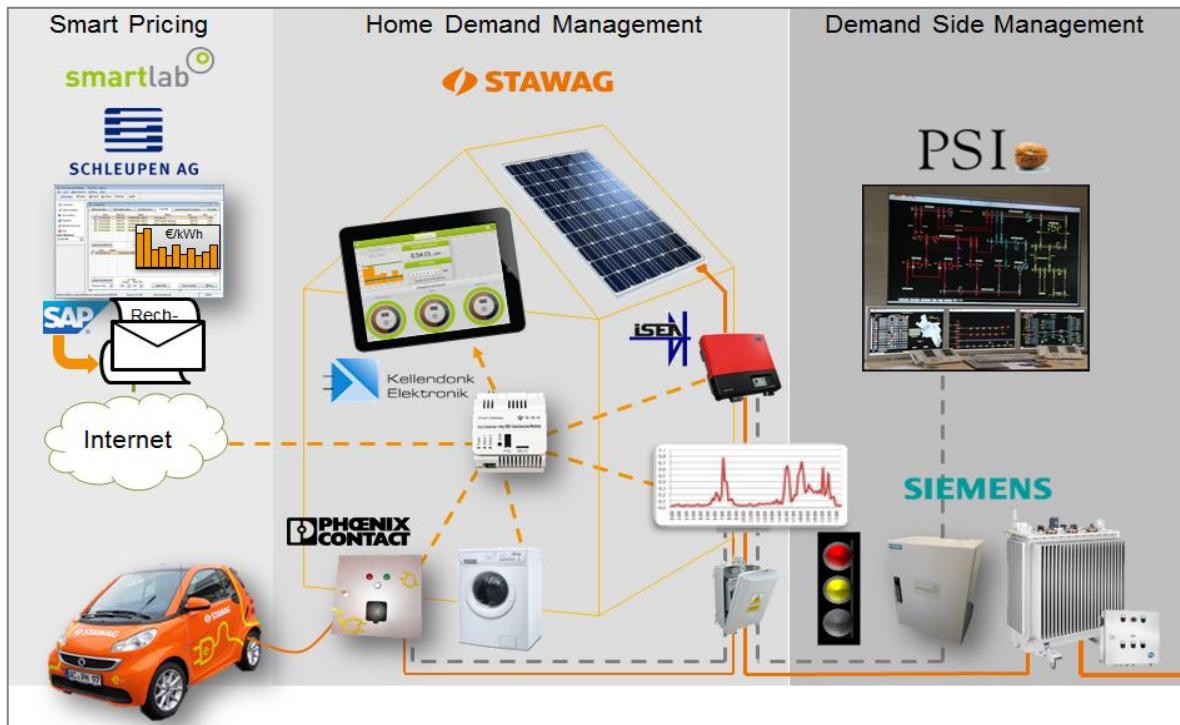


Abbildung 2: Systemarchitektur des Gesamtsystems [5]

Im Teilsystem „Smart Pricing“ wird für die 10 Feldtestteilnehmer ein dynamischer Stromtarif zur Verfügung gestellt. Dieser wird auf Basis von Verbraucherprognosen, Prognosen der Erzeugung von EE-Anlagen in der Region und den Preisen des Day-Ahead-Handels³ an der European Power Exchange (EPEX SPOT) gebildet. Erstmals in Deutschland ist hier eine durch den Landesbetrieb Mess- und Eichwesen NRW geduldete Abrechnung variabler Strompreise mit Elektrofahrzeugen entstanden. Der 15-Minuten-Fahrplan der Strompreise für den Folgetag wird bis spätestens 17 Uhr an das Home Management Gateway (HMG) gesendet, so dass sich der Kunde mit Hilfe einer App die Preisprognosen ansehen und sein Lastverhalten, wie z.B. die Steuerung der Ladevorgänge des Elektrofahrzeugs, dementsprechend anpassen kann (vgl. Abbildung 2). Im Anhang A ist zum besseren Verständnis ein Screenshot der App mit einigen Erläuterungen abgebildet. Das Teilsystem „Home Demand Management“ beinhaltet alle Komponenten zur Steuerung des Smart Home für die Feldversuchsteilnehmer. Das HMG ist sein Herzstück, hier kommen alle wichtigen Informationen zusammen. Es steuert die Ladevorgänge des Autos sowie auch die intelligenten Steckdosen. Die 10 Haushalte, die sich alle in einem Ortsnetz befinden, werden jeweils mit einem Elektrofahrzeug mit einer Ladeleistung von 22 kW

³ Unter dem Begriff Day-Ahead-Handel versteht man den Handel von Strom an der EPEX SPOT in Paris für den folgenden Tag.

(Smart ed), einer Wandladestation, einem HMG, intelligentem Stromzähler und drei intelligenten Steckdosen (für Trockner, Waschmaschine und Spülmaschine)⁴ ausgestattet. Die Feldversuchsteilnehmer haben die Möglichkeit, mit Hilfe einer App die intelligenten Steckdosen, aber vor allem die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge, zu steuern. Hierbei hat der Kunde zwei Möglichkeiten, sein Fahrzeug zu laden bzw. die Betriebszeiträume für Trockner, Waschmaschine oder Spülmaschine zu steuern. Zum einen kann er eine Preisschwelle einstellen, unter der das Auto geladen werden soll. Dabei startet der Ladevorgang, sobald sich der aktuelle Strompreis unterhalb dieser Preisschwelle befindet. Zum anderen kann der Kunde einen Zeitpunkt einstellen, bis wann das Auto vollständig geladen sein muss. Das HMG berechnet mit Hilfe der Batteriekapazität, wie lange der Ladevorgang dauern wird und lädt das Elektrofahrzeug zu den günstigsten Zeiten. Der aktuelle Verbrauch und die Kosten werden dem Verbraucher mit Hilfe der App dargestellt (vgl. Anhang A). Eine Bonusabrechnung am Ende jedes Monats liefert die erzielten Einsparungen und damit den Anreiz für den Kunden, den Stromverbrauch noch stärker in günstige Zeiten zu verlagern.

Das dritte Teilsystem „Demand Side Management“ ermöglicht dem Verteilnetzbetreiber (VNB) mit Hilfe der verbauten Informations- und Kommunikationstechnologie die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge zu verfolgen und bei Bedarf steuernd einzugreifen. Dabei kann die intelligente Ortsnetzstation selbstständig die Ladeleistung der Wandladestationen reduzieren, wenn es zu Überlastungen im Niederspannungsnetz kommt. Hierfür greift die Ortsnetzstation auf die Messwerte des Transformators, der KVS und der Haushalte zurück. Für den Kunden und die Mitarbeiter in der Leitwarte wird die jeweils zu Verfügung stehende Ladeleistung in Form einer Ampel dargestellt (vgl. Abbildung 3):

- **Grüne Ampel:** Keines der Betriebsmittel (Kabel, Trafo,...) im Netz ist ausgelastet. Der Kunde erfährt keine Leistungsbeschränkung.
- **Gelbe Ampel:** Hohe Netzauslastung. Ladeleistung wird so weit wie notwendig reduziert, um Überlastungen zu vermeiden.
- **Rote Ampel:** Netz ist vollständig ausgelastet, der Kunde kann nicht laden. Der Ladevorgang wird erst bei freien Kapazitäten fortgesetzt.

⁴ Diese Verbraucher sind ebenfalls mit Hilfe der App steuerbar. Der komplette Verbrauch der zehn Haushalte wird mit dem dynamischen Stromtarif abgerechnet.

Die zehn Haushalte sind über zwei verschiedene Kabelstränge an der Ortsnetzstation angeschlossen. Somit kann durch den Feldversuch unter realen Bedingungen erforscht werden, wie der Netzbetreiber reagieren muss und kann, wenn eine relevante Anzahl von Elektrofahrzeugen als neue Stromverbraucher ins Netz integriert werden.

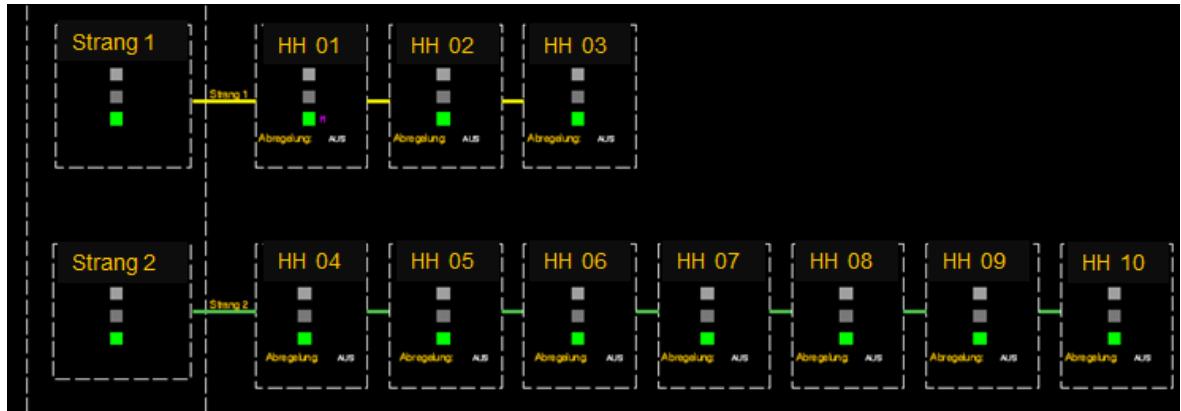


Abbildung 3: Ausschnitt Leitstand des VNB [5]

In der Praxis bedeutet die gleichzeitige Ladung aller 10 Elektrofahrzeuge eine Lastspitze von rund 220 kW. Das würde die durchschnittliche Lastspitze am frühen Abend, also zu der Zeit, in der in Privathaushalten erfahrungsgemäß relativ viel elektrische Energie benötigt wird, mehr als verdoppeln.

Abbildung 3 zeigt einen Ausschnitt der Kontrollansicht, die in der Leitwarte der STAWAG angezeigt werden. Links sind die beiden Abgänge der Ortsnetzstation zu sehen und rechts die 10 Haushalte, die sich in dem jeweiligen Strang befinden.

Die Projektbeteiligten erhoffen sich, aus dem Feldversuch wertvolle Erkenntnisse für die Energieversorgung der Zukunft zu erhalten. Der Messwerte aus dem Feldversuch dienen als Grundlage dieser Masterarbeit.

2.2 Abgrenzung zu vorhandenen Arbeiten

2.2.1 Auswirkung von Elektromobilität auf die Niederspannungsnetze

In der Bachelorarbeit „Auswirkung von Elektromobilität auf die Niederspannungsnetze. Eine praxisorientierte Untersuchung“ von Martin Antonius Göbel, der diese Arbeit im Jahr 2011 an der Fachhochschule Münster in Zusammenarbeit mit der RWE Deutschland AG angefertigt hat, wird, ähnlich wie in dieser Masterarbeit, anhand eines realen Ortsnetzes mit Hilfe von NEPLAN untersucht, ab welchem Durchdringungsgrad der Elektromobilität es zu Überlastungen im Niederspannungsnetz kommt [6]. Allerdings wurden in der Bachelorarbeit einige Vereinfachungen und Annahmen getroffen, die in dieser Masterarbeit intensiver untersuchen werden.

So wurden in der Bachelorarbeit beispielsweise die Ankunftszeiten der Pendler zu Hause aus den „Startzeiten der Wege nach Wegzwecken von Montag bis Freitag“ aus der Studie „Mobilität in Deutschland“ des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung abgeleitet und für die weitere Berechnung genutzt [7]. In dieser Masterarbeit wird hingegen auf reale Ankunftszeiten aus dem Feldversuch econnect Germany zurückgegriffen.

Des Weiteren wird von Herrn Göbel angenommen, dass die durchschnittliche Fahrtstrecke eines Pendlers bei 80 km liegt [6], allerdings liegt die mittlere tägliche Fahrtstrecke in Deutschland bei rund 37 km/Tag [8].

In der Bachelorarbeit wird zudem ausschließlich das Ladeszenario „Ankommen und Laden“ analysiert. Aufbauend auf den Feldversuch werden in dieser Arbeit zusätzlich die Ladenstrategien „Dynamischer Tarif ohne Netzsteuerung“ und „Dynamischer Tarif mit Netzsteuerung“ untersucht. Zusätzlich sollen die verschiedenen Ladestrategien mit den verschiedenen Ladeleistungen bewertet werden. Ziel dieser Arbeit ist es herauszufinden, ab welchem Durchdringungsgrad der Elektromobilität ein Lastmanagement notwendig ist und welche Möglichkeiten des optimalen Einsatzes bestehen.

Eine weitere Abgrenzung zu der Bachelorarbeit von Martin Antonius Göbel ist, dass in dieser Masterarbeit zwei unterschiedliche Ortsnetze, ein ländliches- und ein vorstädtisches Gebiet, analysiert und miteinander verglichen werden. Es wird erarbeitet, was in den jeweiligen Netzen die limitierenden Faktoren sind. Außerdem wird auf die Integration eines elektrischen Fuhrparks sowie den Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators eingegangen.

2.2.2 Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität

In der Veröffentlichung „Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität“ von Philipp Nobis und Sebastian Fischhaber von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. aus dem Jahr 2015 wird die Belastung der Verteilnetze durch Elektromobilität untersucht und analysiert [9].

Es wird festgestellt, dass derzeit Elektrofahrzeuge zu keinen Betriebsmittelüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen führen. Allerdings wird in dieser Arbeit nicht weiter auf die Frage eingegangen, ab welchem Durchdringungsgrad der Elektromobilität es zu Überlastungen kommen kann oder welche Auswirkungen verschiedene Ladestrategien auf das Niederspannungsnetz haben.

Es wird viel mehr untersucht, wie hoch der Energiebedarf der Elektromobilität in Deutschland im Jahr 2030 voraussichtlich sein wird und inwieweit diese Energiemenge durch DSM verlagert werden kann. In der Veröffentlichung wird gezeigt, dass sich Ladevorgänge durch Steuerung in Zeiten mit hoher PV-Einspeisung oder Schwachlastzeiten verschieben lassen. Allerdings werden keine Lösungsansätze für ein optimales Lastmanagement vorgeschlagen.

In dieser Masterarbeit werden verschiedene Ladestrategien und Ladeleistungen analysiert und bewertet, um die Möglichkeiten und den Einsatz eines optimalen Lastmanagements zu ermitteln.

2.2.3 Konzept für eine barrierefreie Ladeinfrastruktur für E-Mobile in der Europäischen Union

Die Masterarbeit „Konzept für eine barrierefreie Ladeinfrastruktur für E-Mobile in der Europäischen Union“ von Stefan Hiltrop, die er an der Fachhochschule Köln in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation geschrieben hat, beinhaltet den Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur in Europa[10].

In dieser Arbeit werden zunächst die technischen Komponenten und der Stand der Technik der Ladeinfrastruktur dargestellt. Damit sich die Elektromobilität europaweit durchsetzen kann, müssen neben den Problemen, die bei der Ladung des Elektrofahrzeuges für das Niederspannungsnetz entstehen und in deren Masterarbeit untersucht werden, auch weitere Probleme, wie z.B. ein europaweiter einheitlicher Ladestecker, einheitliche Ladeleistung oder barrierefreie und einheitliche Abrechnung gelöst werden. Für diese Probleme wird in der Masterarbeit von Stefan Hiltrop ein Konzept erarbeitet. In meiner Masterarbeit wird der Fokus nicht auf die Lade- sondern auf die Netzinfrastruktur und Steuerung gelegt.

2.3 Stand der Technik

2.3.1 Aufbau elektrischer Netze

Über das Stromnetz gelangt die elektrische Energie vom Erzeuger zum Verbraucher. Das Stromnetz in seiner heutigen Form ist ein Konstrukt der historischen Entwicklung des letzten Jahrhunderts. Stromerzeugungsanlagen (Kraftwerke) entstanden zu Beginn des 20. Jahrhunderts zunächst in Ballungsgebieten und Stadtgebieten, da aufgrund der technischen Gegebenheiten eine Übertragung der elektrischen Energie über größere Entfernung nicht möglich war. Die sogenannten Versorgungsinseln hatten aber zur Folge, dass der Ausfall eines Kraftwerks zu einer sofortigen Unterbrechung der Stromversorgung der angeschlossenen Verbraucher führte. Ab 1930 entstanden deshalb die ersten Verbundleitungen zwischen den Inselnetzen auf der Hochspannungsebene (110 kV). Erst dadurch wurde die Stromerzeugung in großen Kraftwerken zu geringen Kosten und hohen Wirkungsgraden mit anschließender Übertragung und Verteilung an die Endverbraucher möglich.

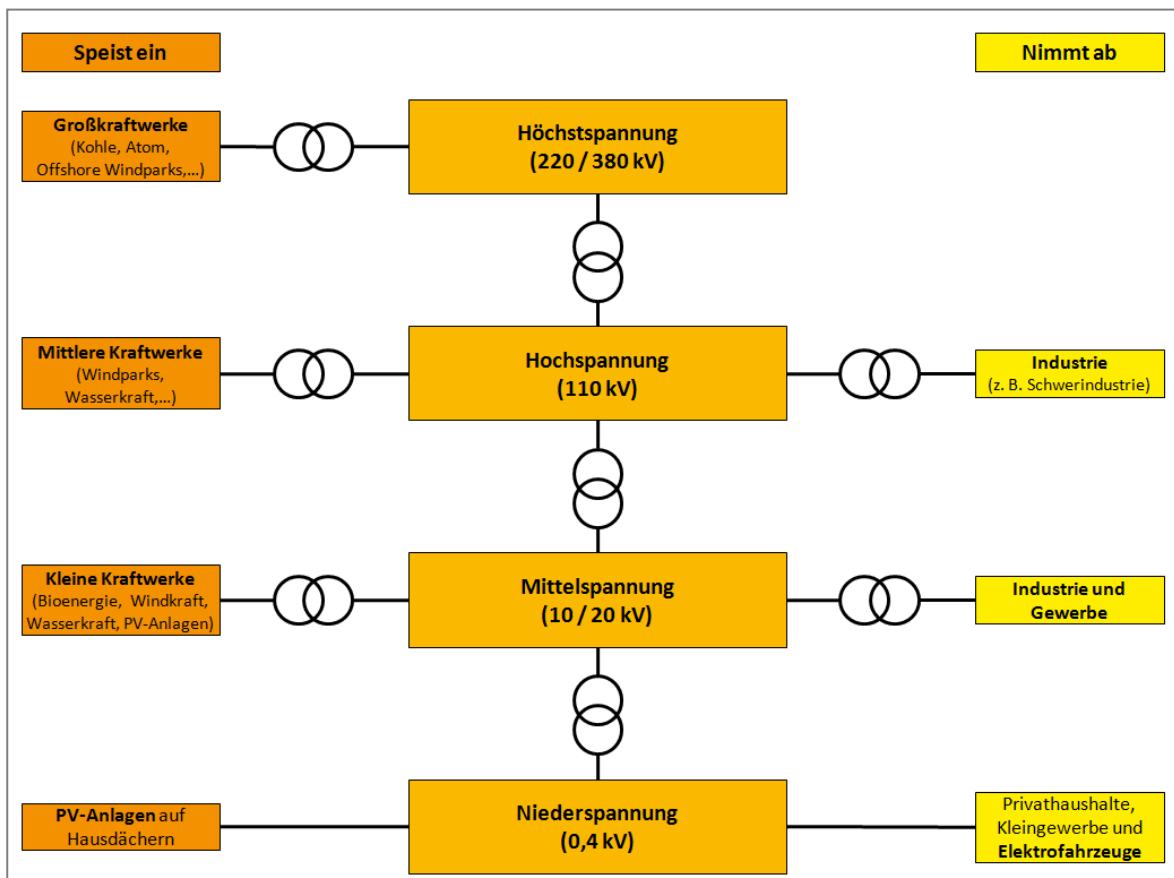


Abbildung 4: Aufbau Stromnetz nach Spannungsebenen. Eigene Darstellung nach [11]

In Abbildung 4 wird der Aufbau des Stromnetzes nach den Netzspannungsebenen schematisch dargestellt.

In Abbildung 4 werden viele Verallgemeinerungen getroffen. Hierdurch kann es, je nach lokalen oder historischen Besonderheiten des Netzes, zu Abweichungen kommen. Es wird zwischen vier Spannungsebenen unterschieden. Dabei sind die Werte für Höchst-, Hoch- und Niederspannungen für Westeuropa weitestgehend standardisiert. Bei der Mittelspannung treten durch historische Gegebenheiten häufiger auch andere Betriebsspannungen (z.B. 35 kV) auf. Der Aufbau des Netzes lässt sich in vier Spannungsebenen mit unterschiedlichen Eigenschaften aufteilen [11]:

Höchstspannung (HÖS):

Die Höchstspannungsnetze werden in der Bundesrepublik Deutschland mit Nennspannungen von 220 kV oder 380 kV betrieben. Sie verteilen die elektrische Energie von Großkraftwerken zu den Verbraucherschwerpunkten in ganz Europa und werden daher auch als Übertragungsnetze bezeichnet. Die Übertragungsnetze sorgen in dem europäischen Verbundnetz für einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch und stellen somit die Stabilität des Gesamtsystems sicher.

Hochspannung (HS):

Hochspannungsnetze übernehmen die regionale Verteilung der Energie und werden ebenfalls als Übertragungsnetze bezeichnet. Die Nennspannung beträgt normalerweise 110 kV. Die Energiebereitstellung der Hochspannungsnetze erfolgt über Umspannwerke aus einem Höchstspannungsnetz und aus angeschlossenen mittleren Kraftwerken und großen Windparks. Weiterhin sind große Industrieparks mit einem sehr hohen Leistungsbedarf angeschlossen.

Mittelspannung (MS):

Für die Mittelspannungsnetze wird in den Umspannwerken die Hochspannung in Deutschland i.d.R. auf 10 kV oder 20 kV heruntertransformiert. Das Mittelspannungsnetz erstreckt sich typischerweise über Stadtteile oder in ländlichen Regionen über mehrere Ortschaften. Mit den Mittelspannungsnetzen werden Industriebetriebe, Großgewerbe sowie teilweise auch öffentliche Einrichtungen mit elektrischer Energie versorgt. Im Rahmen der Energiewende sind gerade in den ausschließlich für Verbraucher geplanten Mittelspannungsnetzen neue Erzeugungsanlagen hinzugekommen. So speisen KWK-Anlagen, Windkraftanlagen und große Photovoltaik-Parks ihre Energie ins Mittelspannungsnetz ein. Das Mittelspannungsnetz dient allerdings in erster Linie dem Anschluss der über 600.000 Ortsnetzstationen in Deutschland [12].

Niederspannung (NS):

Die Versorgung von Privathaushalten und kleinen Gewerbebetrieben bis zu einer Gesamtleistung von ca. 200 kW übernehmen die Niederspannungsnetze. Die elektrische Energie wird in Ortsnetzstationen von der Mittelspannung auf 230 V Wechselstrom / 400 V Drehstrom heruntertransformiert. Angetrieben durch die Energiewende sind in dieser Spannungsebene in den letzten Jahren insbesondere Photovoltaik-Anlagen hinzugekommen. Es wird somit zum ersten Mal elektrische Energie in diese Netzebene eingespeist, in der es bis vor rund 25 Jahren ausschließlich Verbraucher gab. Des Weiteren nimmt auch in Privathaushalten die Anzahl an leistungsstarken Verbrauchern, wie z.B. Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen, tendenziell zu.

Aus wirtschaftlichen und versorgungstechnischen Gründen wird die Netzstruktur bei der Planung jeweils an die örtlichen Gegebenheiten angepasst und dimensioniert. Das führt dazu, dass für Versorgungsgebiete mit unterschiedlicher Leistungsdichte (MW/km^2) entsprechend unterschiedliche Netzstrukturen aufgebaut werden [11]. Grundsätzlich wird hier zwischen zwei Netzstrukturen mit unterschiedlichen Merkmalen unterschieden:

Unvermaschte Netze:

In einem unvermaschten Netz, auch Strahlennetz genannt, erfolgt der Energiefluss vom Speisepunkt strahlenförmig von der Sammelschiene in mehreren Leitungsstrecken (vgl. Abbildung 5). Vorteile dieser Netztopologie sind geringer Planungsaufwand, einfache Fehlersuche, geringer Kurzschlussstrom und geringe Anforderungen an den Netzschatz. Nachteile dieser Topologie sind großer Spannungsfall am Leitungsende, geringe Versorgungssicherheit und große Leitungsverluste. Unvermaschte Netze werden überwiegend bei ländlichen und abgelegenen Verbrauchern eingesetzt.

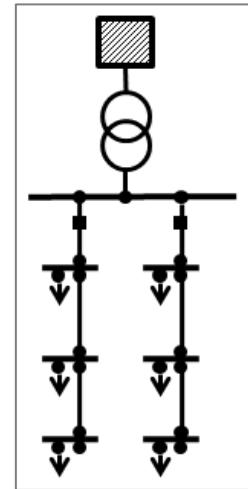


Abbildung 5: Strahlennetz.
Eigene Darstellung nach
[10, p.65]

Vermaschte Netze:

Bei vermaschten Netzen wird der Strom von mehreren Punkten aus eingespeist und die Verbraucher verteilen sich in einem Netz, welches über mehrere Knoten und Zweige verfügt. Hierdurch verringern sich der Spannungsabfall und die Leitungsverluste. Im Störungsfall kann der fehlerhafte Netzabschnitt herausgeschaltet werden, so dass die Versorgung der anderen Verbraucher nicht beeinträchtigt wird.

Je nach Grad der Vermaschung spricht man von einem offenen Ring (Abbildung 6a) oder einem Maschennetz (Abbildung 6b).

Im Ringnetz wird die elektrische Energie vom Einspeisepunkt parallel in zwei Leitungen an die Ortsnetzstationen (im Mittelspannungsnetz) oder Hausanschlüsse (im Niederspannungsnetz) eingespeist. Die beiden Enden können über einen offenen Trennschalter miteinander verbunden werden. Im Fehlerfall wird diese Trennstelle durch Umschaltmaßnahmen um die Störung herum gelegt, um so die Versorgung kurzfristig wieder herzustellen. Ein

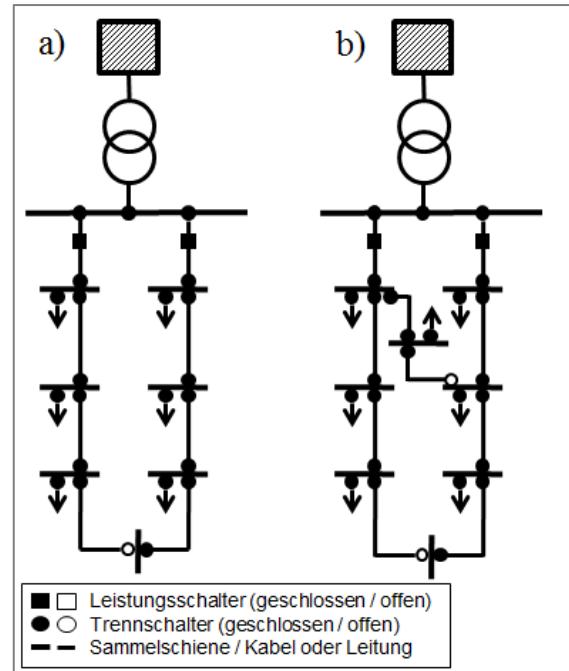


Abbildung 6: a) Ringnetz b) Maschennetz. Eigene Darstellung nach [10, p. 66]

Maschennetz entsteht, wenn ein Ringnetz durch Querverbindungen so verknüpft wird, dass mehrere Maschen entstehen. Das Maschennetz bietet bei entsprechender Auslegung die höchste Versorgungssicherheit, erfordert aber einen komplexeren Netzschatz. Je höher die Vermaschung ist, desto größer werden die Kurzschlussströme und die Schwierigkeiten bei der Überwachung des Netzes nehmen zu. Somit steigen die Kosten mit der Anzahl der Maschen an.

Aus diesem Grund wird in der Praxis oft mit offenen Ringnetzen gearbeitet. Mehrere unvermaschte Zweige entstehen und für den fehlerfreien Betrieb werden die Vorteile des Strahlennetzes genutzt. Während einer Störung kann durch entsprechende Schaltmaßnahmen das fehlerbehaftete Netzelement herausgeschaltet und die weiteren angeschlossenen Verbraucher durch Zuschaltung eines anderen Maschenzweiges wieder mit elektrischer Energie versorgt werden. Des Weiteren bietet der Aufbau des Maschennetzes die Möglichkeit, spätere Ausbaumaßnahmen so durchzuführen, dass eine möglichst günstige Lastverteilung möglich ist.

Um ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, werden Stromnetze meist so aufgebaut, dass Versorgungsunterbrechungen durch den Ausfall einzelner Komponenten, wie z.B. des Transformators oder eines Kabels, durch Umschaltmaßnahmen schnell behoben werden können.

Dies wird als n-1-Kriterium bezeichnet [13], da die Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie auch bei Ausfall eines Betriebsmittel (n-1) weiterhin gewährleistet ist. Zur Einhaltung des n-1-Kriteriums müssen die Betriebsmittel schon bei der Planung größer dimensioniert werden. So darf beispielsweise die größte Lastspitze eines Transformators maximal 50 % seiner Nennleistung betragen, damit im Fehlerfall die Verbraucher über einen zweiten Transformator (der bereits vorher zu 50 % belastet ist) mit elektrischer Energie versorgt werden können. Darüber hinaus sind auch höhere Sicherheiten (n-2 und mehr) möglich. Voraussetzung hierfür ist allerdings die tatsächliche Notwendigkeit⁵, da der Auslastungsgrad der Betriebsmittel sinkt, wodurch die Investitionskosten steigen und damit letzten Endes eine schlechtere Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

Aufgaben des Netzbetreibers bei der Netzplanung

Nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber dazu verpflichtet „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“ [13, EnWG §11]. Um eine ausreichende Qualität der elektrischen Energie während des Betriebs dem Verbraucher zur Verfügung zu stellen, sind die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber dafür verantwortlich, Systemdienstleistungen zu überwachen.

Die erste und wichtigste Bedingung für einen stabilen Netzbetrieb ist der Ausgleich von Energieerzeugung (durch Kraftwerke) und Energieverbrauch (durch Verbraucher). Wenn es zu einem Ungleichgewicht von Einspeisung und Verbrauch kommt, weicht die Netzfrequenz von ihrem Sollwert, der bei 50 Hz liegt, ab. Dies zu verhindern ist Aufgabe des Übertragungsnetzbetreibers und wird durch die Frequenzhaltung erreicht. Dazu halten die ÜNB „Regelleistung“ vor, die sich bei Bedarf zu- oder abschalten lässt.

Der VNB ist aufgrund der Forderung nach einer Trennung von Netz und Vertrieb bei Energieversorgungsunternehmen nicht am Einkauf elektrischer Energie beteiligt. Umgekehrt ist er sogar verpflichtet, dass jede gehandelte Energieeinheit (kWh), unabhängig vom Verkäufer/Anbieter, diskriminierungsfrei beim Verbraucher ankommt. Hierfür muss er eine ausreichende Anschlussleistung zur Verfügung stellen. Bei der Auslegung der Anschlussleistung wird allerdings davon ausgegangen, dass zu keinem Zeitpunkt alle Verbraucher im Netz die maximale Anschlussleistung gleichzeitig benötigen.

⁵ Hohe Kosten bei Ausfall

Daher wird die Netzinfrastruktur (NS-Kabel, MS/NS-Transformator, MS-Kabel, HS/MS-Transformator) kleiner dimensioniert, wodurch eine höhere Wirtschaftlichkeit erreicht wird.

Als Grundlage für die Planung und Auslegung der verschiedenen Komponenten in elektrischen Netzen dienen Gleichzeitigkeitsfaktoren über die verschiedenen Verbrauchergruppen, die aus Erfahrungswerten mit einem Sicherheitsaufschlag gebildet werden [14, p. 17]. So werden die Komponenten, wie z.B. der Kabelquerschnitt oder die Leistung des Transformators in einem Niederspannungsnetz mit elektrischer Warmwasseraufbereitung, größer dimensioniert als in einem Wohngebiet mit ausschließlich Gas- oder Ölheizungen für die Warmwasseraufbereitung. Kommen neue Verbraucher (z.B. Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen) hinzu, für die es noch keine Gleichzeitigkeitsfaktoren bzw. Erfahrungswerte gibt, muss frühzeitig geprüft werden, ob die vorhandene Netzinfrastruktur diese aufnehmen kann.

Eine weitere Bedingung für den stabilen Netzbetrieb ist die Spannungsqualität im Stromnetz. In der europäischen Norm EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ werden die zentralen Merkmale der Netzspannung am Netzanschlusspunkt festgelegt [15]. In dieser Norm wird die Einhaltung des Spannungsbandes in Niederspannungsnetzen beschrieben. Dabei darf die Spannung nicht mehr als $\pm 10\%$ von der Nennspannung abweichen. Daher muss sich Niederspannungsnetz (Nennspannung = 230 V) die Spannung in einem Bereich zwischen 207 V und 253 V bewegen.

Des Weiteren sollen schnelle Spannungssprünge, die in Folge der gleichzeitigen Zu- oder Abschaltung großer Lasten entstehen und die der Mensch als Flicker wahrnimmt, vermieden werden [16]. Das bedeutet für die Simulation im weiteren Verlauf dieser Arbeit, dass Spannungssprünge von $\pm 3\%$ der Nennspannung vermieden werden sollen.

2.3.2 Regelbarer Ortsnetztransformator

Aufgrund des Ausbaus dezentraler Energieerzeugungsanlagen und der Zunahme der Elektromobilität ist insbesondere in ländlichen und vorstädtischen Gebieten mit Spannungsbandverletzungen nach DIN EN 50160 zu rechnen [17]. Obwohl die Leistungs-Kapazitäten der Betriebsmittel derzeit nicht ausgereizt sind, werden Netzbetreiber zu einem Netzausbau gezwungen sein, um Spannungsbandverletzungen zu verhindern. Ein regelbarer Ortsnetztransformator (RONT) stellt eine wirtschaftliche Alternative zum klassischen Netzausbau zur Einhaltung des Spannungsbandes dar.

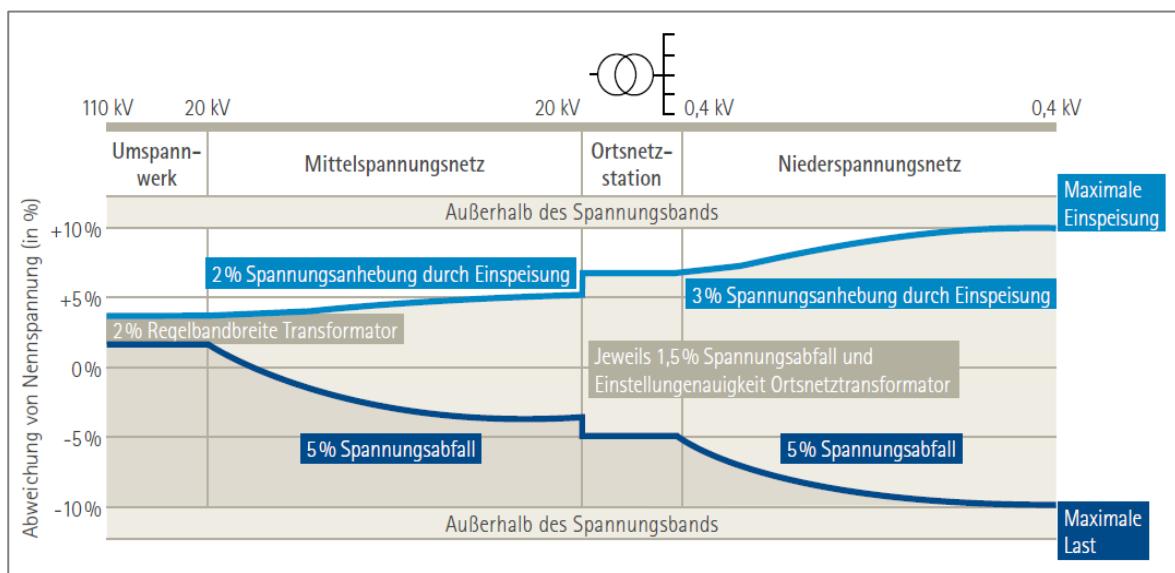


Abbildung 7: Spannungsband ohne RONT [18]

Abbildung 7 beschreibt den Verlauf des Spannungsbandes vom HS/MS-Transformator bis zum Verbraucher der NS für die Fälle „Schwachlast mit starker Einspeisung“ und „Starklast ohne Einspeisung“ ohne RONT.

Von dem erlaubten Spannungsbereich $\pm 10\%$ sind 7 % für die Mittelpunktspannung, Spannungsabfälle und Einstellungsungenauigkeiten reserviert, sodass nur 8 % für das NS-Netz zum Anschluss von Verbrauchern, PV-Anlagen und auch neuer Verbraucher, wie z.B. Elektrofahrzeuge, genutzt werden können.

In Abbildung 8 ist der Verlauf des Spannungsbandes mit RONT zu erkennen. Bei einer regelbaren Ortsnetzstation wird der herkömmliche Transformator um abgesetzte Sensoren zur Spannungsmessung, Informations- und Kommunikationstechnik und einen Stufenschalter ergänzt. Aufgrund der geringen Spannungen können die zusätzlichen Komponenten meist in die bestehenden Transformatorstationen bzw. Kabelverteilerschränke (Spannungsmessung) eingebaut werden.

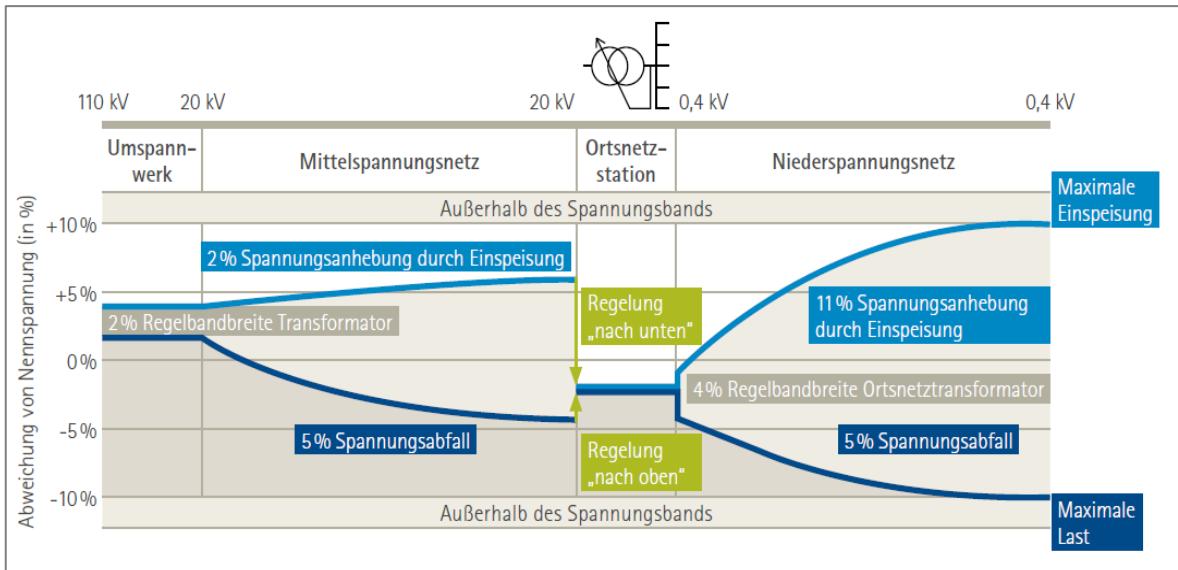


Abbildung 8: Spannungsbands mit RONT [18]

Durch den Einsatz eines im Betrieb veränderbaren Übersetzungsverhältnisses des Transformators wird das Spannungsbands des Niederspannungsnetzes vom Mittelspannungsnetz entkoppelt. Hierfür misst der RONT an der NS-Sammelschiene die Spannung und stellt den Stufenschalter dementsprechend optimal ein. Das hat zur Folge, dass im Niederspannungsnetz 16 % (+11 % und -5 %) statt vorher 8 % des Spannungsbandes zum Anschluss von Verbrauchern und Einspeisern zur Verfügung stehen. Der Netzbetreiber hat durch den Einsatz eines RONTs die Möglichkeit, seine Komponenten im Netz höher auszulasten und somit eine bessere Wirtschaftlichkeit zu erreichen.

Im Rahmen des Forschungsprojektes „Smart Area Aachen“ hat die STAWAG acht regelbare Ortsnetzstationen in Aachen und in der Nordeifel in Betrieb genommen. Smart Area Aachen verfolgt das Ziel, den Aufbau, den Betrieb und die Erforschung eines intelligenten Stromnetzes (Smart Grid), umzusetzen. So wurden auch die beiden Ortsnetzstationen, die in dieser Masterarbeit untersucht werden, mit einem regelbaren Ortsnetztransformator ausgestattet. Ein weiteres Ziel dieser Arbeit ist es zu untersuchen, ob durch den Einsatz eines RONT eine höhere Durchdringung der Elektromobilität möglich ist.

2.3.3 Ladetechnologie

Eine weitere Herausforderung, damit die Elektromobilität sich am Markt durchsetzen kann, sind die ungleichen Ladetechnologien. Derzeit gibt es drei verschieden genormte Stecker-Systeme mit unterschiedlichen Ladeleistungen für die Aufladung von Elektrofahrzeugen, von denen die drei wichtigsten vorgestellt werden:

Steckertyp 1, der sich vor allem auf dem asiatischen und amerikanischen Markt durchgesetzt hat, besitzt eine maximale Ladeleistung von 7,4 kW. Da dieser die Fahrzeuge allerdings nur einphasig auflädt, bietet er für die dreiphasigen europäischen Netze zu wenige Möglichkeiten.

Steckertyp 2, der von MENNEKES in Deutschland entwickelt wurde, beherrscht alle relevanten Leistungsklassen auf dem Markt. Er kann sowohl mit 230 V einphasig als auch mit 400 V dreiphasig das Elektrofahrzeug aufladen. Es können Ladeleistungen in Abhängigkeit des Netzanschlusses (16 A und 32 A hinter bzw. 63 A vor den Hausanschlussicherung) von 3,7 kW bis 43,5 kW übertragen werden.

Steckertyp 3 wurde in Italien entwickelt. Er kann, ähnlich wie der Typ 2, bei einer Anschlussspannung von 230 V einphasig bzw. 400 V dreiphasig Ladeleistungen von 3,7 kW bis 43,5 kW übertragen. Allerdings sind, je nach Ladeleistung, drei verschiedene Steckergeometrien erforderlich.

Des Weiteren verfügt der Markt noch über sogenannte Schnellladestationen, bei denen Elektrofahrzeuge mit Gleichstrom geladen werden und Ladeleistungen von bis zu 180 kW möglich sind. Schnellladestationen sind aus Gründen der benötigten Leistungselektronik und der damit einhergehenden hohen Kosten zurzeit nicht für den Einsatz im privaten Haushalten sinnvoll bzw. wirtschaftlich. Eine Standardisierung des DC-Ladeanschlusses ist noch nicht abgeschlossen.

Eine durchgeführte Befragung im Rahmen des econnect-Feldversuchs hat ergeben, dass nahezu alle Nutzer ihre Elektrofahrzeuge zu Hause laden möchten [19]. Lediglich 30 Prozent der Befragten können es sich derzeit vorstellen, ausschließlich die öffentliche Ladeinfrastruktur zu nutzen, da es keine Garantie über eine Verfügbarkeit der Ladesäule gibt und sich die vielen unterschiedlichen Anbieter leider noch nicht auf ein gemeinsames Zahlungssystem einigen konnten.

Aus diesen Gründen werden für die weitere Berechnung in dieser Masterarbeit ausschließlich Ladevorgänge zu Hause betrachtet. Es werden die Ladeleistungen 3,68 kW, 11,1 kW und 22,2 kW, die in allen privaten Haushalten möglich sind, analysiert und anschließend bewertet.

2.4 Ladestrategien

Im Rahmen dieser Masterarbeit sollen drei unterschiedliche Ladestrategien untersucht werden:

- Ungesteuerte Ladung bei Ankunft
- Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung
- Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung

Die drei Ladestrategien unterscheiden sich in ihrer Funktionsweise und Komplexität und werden in den nachfolgenden Abschnitten näher beschrieben.

2.4.1 Ungesteuerte Ladung bei Ankunft

Bei der ungesteuerten Ladung bei Ankunft handelt es sich um die gegenwärtig übliche Ladestrategie. Die Fahrzeugladung beginnt, sobald die Elektrofahrzeuge über ein Ladekabel mit dem Netz (Ladesäule oder Steckdose) verbunden sind. In diesem Szenario endet der Ladevorgang, wenn die Batterie vollständig aufgeladen ist. Ein vorzeitiges Beenden des Ladevorgangs wird bei den hier erfolgten Untersuchungen nicht berücksichtigt.

Für die Ankunft der Elektrofahrzeuge zu Hause und damit für den Beginn des Ladeprozesses wird die letzte Ankunft an dem jeweiligen Tag an der privaten Ladesäule/Steckdose verwendet. Hierfür werden die GPS-Datenlogger der zehn teilnehmenden Haushalte am econnect-Feldversuch ausgewertet. Eine genaue Auswertung der Ankunftszeiten findet im Abschnitt 3.1.1 statt.

2.4.2 Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung

Im Szenario „Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung“ wählt ein Energiemanagementsystem (EMS), welches sich in der Ladesäule oder im Haushalt befindet, anhand der Strompreise des Intraday-Markts der European Energy Exchange (Strombörsen) einen preisvariablen Stromtarif und bestimmt auf Grundlage dieser dynamischen Preise, wann die Fahrzeugladung beginnt. Das EMS ermittelt nach Anschluss des Elektrofahrzeugs an der Ladesäule aufgrund der voraussichtlichen Standzeit, der maximalen Ladeleistung des Elektrofahrzeugs, den Informationen zum dynamischen Stromtarif und dem aktuellen Batterieladezustand (SOC) den wirtschaftlich optimalen Ladezeitraum. Im Feldversuch econnect Germany setzt sich der dynamische Strompreis aus den Preisen der Strombörsen, der Erzeugung der Erneuerbaren Energien aus der Region und aus Lastprognosen zusammen.

Es wird hier zur Ermittlung des Fahrplans, welcher der Kunde und das EMS 24 Stunden im Voraus erhalten soll, ausschließlich der reale Strompreisverlauf am Intraday-Markt der EEX berücksichtigt. Im Anhang B befindet sich ein Wasserfalldiagramm des Strompreises für das Jahr 2013. Hier fällt auf, dass insbesondere in der Nacht (zwischen 00.00 und 07.00 Uhr), der Strompreis sehr niedrig ist und meist ein Minimum um etwa 02.00 Uhr erreicht wird. Aus diesem Grund startet der Ladevorgang der Elektrofahrzeuge in dem Szenario „Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung“ zur besseren Vergleichbarkeit immer um 02.00 Uhr. Befinden sich zukünftig mehr Erneuerbare Energien im Netz, wird sich der Zeitraum mit niedrigen Preisen variabel über den Tag verteilen.

2.4.3 Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung

Im Szenario „Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung“ wird das Energiemanagementsystem in den Ladeboxen noch um eine Netzsteuerung in den jeweiligen Ortsnetzstationen erweitert. Aufgabe dieser Steuerung ist es, Netzüberlastungen aufgrund von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge zu vermeiden. Die Netzsteuerung ist über Informations- und Kommunikationstechnik mit dem EMS in den Ladeboxen verbunden und kann bei Netzüberlastungen eingreifen. Bei diesem Szenario werden in der späteren Analyse im Abschnitt 4.3.3 zwei verschiedene Varianten analysiert und miteinander verglichen:

- **Variante A:** Gleichmäßige Drosselung aller Elektrofahrzeuge bei Netzengpässen
- **Variante B:** „first-come, first-served“ (Ladevorgänge starten in Reihe ihrer Anmeldung)

Im ersten Szenario werden die Elektrofahrzeuge bei einer drohenden Überlastung im Netz gleichmäßig gedrosselt, sodass keiner der Kunden bevorzugt oder benachteiligt wird. Hierfür erhält die Netzsteuerung von dem Energiemanagementsystemen Informationen über die Ladeleistung und die Anzahl der angeschlossenen Fahrzeuge und drosselt daraufhin alle Fahrzeugladungen gleichmäßig und diskriminierungsfrei.

Im Szenario „first-come, first-served“ startet bei zu vielen gleichzeitigen Ladevorgängen zum gleichen Zeitpunkt (z.B. bei einem besonders günstigen Strompreis) zunächst die Ladung der Elektrofahrzeuge, die sich zuerst angemeldet haben. Die Netzsteuerung erteilt den Ladeboxen eine Freigabe, solange bis die erste Komponente im Netz droht zu überlasten. Alle weiteren Ladevorgänge werden in der Reihenfolge ihrer Anmeldung an die abgeschlossenen Fahrzeugladungen angereiht. Weitere Kriterien, wie z. B. die erhöhte Dringlichkeit einer Fahrzeugladung, werden nicht berücksichtigt.

2.5 Referenznetze

Für die weitere praxisnahe Simulation werden zwei verschiedene Ortsnetze, ein ländliches- und einspeisegeprägtes Netz und ein vorstädtisches- und lastgeprägtes Netz, aus dem Versorgungsgebiet der STAWAG verwendet. Die beiden Netze sind Teil von Forschungsgebieten (econnect Germany bzw. Smart Area Aachen), so dass für die weitere Analyse ausreichend reale Messwerte aus den Ortsnetzstationen und Kabelverteilerverschränken vorhanden sind. Außerdem wurden beide Netzgebiete im Rahmen der Forschungsprojekte mit regelbaren Ortsnetztransformatoren ausgestattet.

2.5.1 Vorstädtisches Netzgebiet

In Abbildung 9 ist das für die Simulationen zu Grunde gelegte vorstädtische Niederspannungsnetz dargestellt. In Rot sind die Kabel, Kabelverteilerschränke und Netzstation des Ortsnetzes zu erkennen. In diesem Ortsnetz werden 179 Haushalte (HH) und ein Kindergarten mit elektrischer Energie versorgt. Die gesamte Leitungslänge in diesem Ortsnetzgebiet liegt bei ca. 2066 Metern, das entspricht einer Leitungslänge pro Haushalt von ca. 11,5 m/HH.

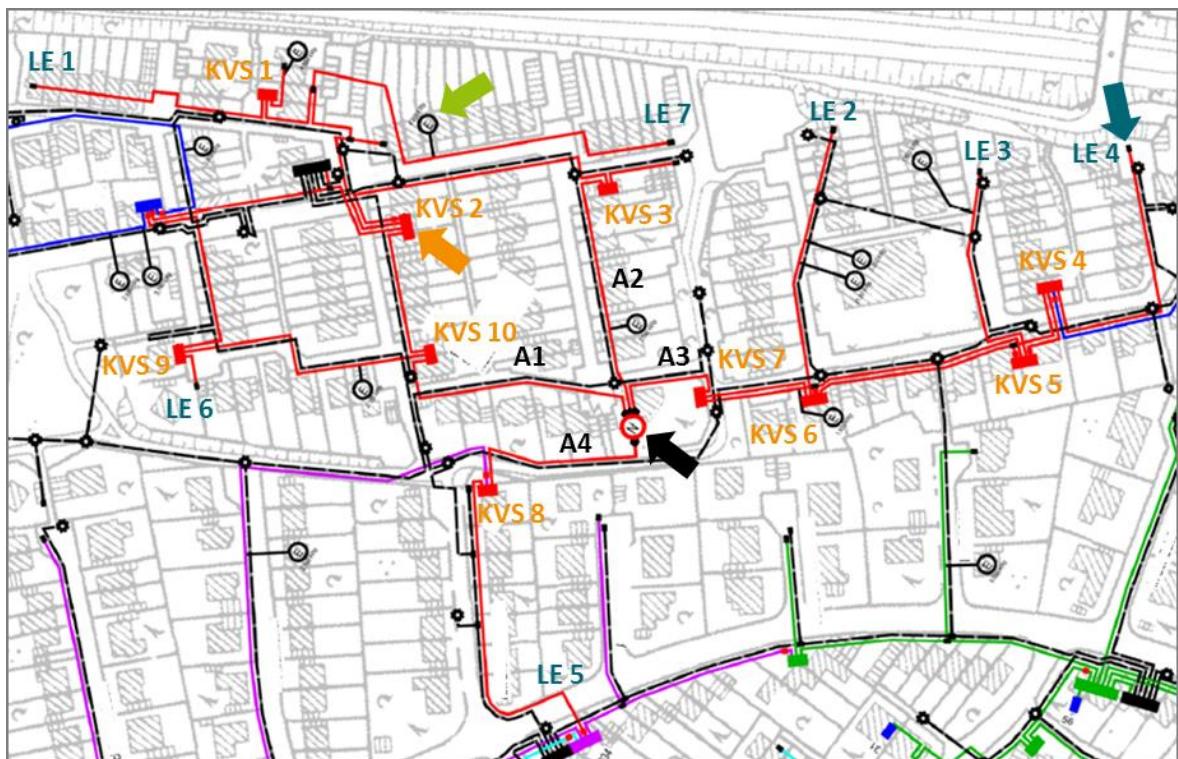


Abbildung 9: Vorstädtisches Ortsnetz. Eigene Darstellung. Quelle: STAWAG

Durch die anderen Farben in der Abbildung sind weitere Ortsnetzgebiete, die über offene Trennstellen miteinander verbunden sind, gekennzeichnet.

Auch ist in der Abbildung 9 die Straßenbeleuchtung (schwarze Linie und Kreise) der verschiedenen Ortsnetze zu sehen.

Der schwarze Pfeil in der Mitte der Abbildung 9 markiert die Ortsnetzstation. In dieser Ortsnetzstation wird die Mittelspannung von 20 kV auf 400 V Niederspannung heruntertransformiert. Die Ortsnetzstation ist im Rahmen des Forschungsprojekts mit einem Transformator mit einer elektrischen Leistung von 630 kVA ausgestattet worden. Aufgrund von Erfahrungswerten aus dem Netzbetrieb ist allerdings festzustellen, dass bei ähnlich großen Netzgebieten auch Transformatoren mit einer Leistung von 400 kVA eingesetzt werden. Daher wird für die weitere Berechnung die Annahme getroffen, dass auch in dieser Ortsnetzstation ein Transformator mit einer Leistung von 400 kVA im Betrieb ist, um eine möglichst praxisnahe Betrachtung zu ermöglichen.

Die Ortsnetzstation hat vier Abgänge, an denen unterschiedlich viele Haushalte angeschlossen sind (vgl. Abbildung 9). So werden am Abgang 4 (A 4) lediglich 15 Haushalte mit elektrischer Energie versorgt, also deutlich weniger Haushalte, als beispielsweise am Abgang 1 (A 1), an dem 81 Haushalte mit elektrischer Energie versorgt werden.

Allerdings wird bei allen vier Abgängen bis zum Leitungsende das gleiche Kabel (NA2XY-J 4x150 SE) zu Übertragung der elektrischen Energie verwendet. Bei den Hausanschlüssen wird das Kabel NYY-J 4x35 eingesetzt.

Der orange Pfeil markiert einen der zehn Kabelverteilerschränke (KVS) in diesem Ortsnetz. In diesem KVS wird für die spätere Simulation eine einfache händelbare Umschaltung durchgeführt, um die Lasten gleichmäßiger auf alle vier Abgänge zu verteilen und somit eine größere Durchdringung der Elektromobilität zu erreichen.

Der grüne Pfeil zeigt einen von acht Haushalten mit PV-Einspeisung. In diesem Ortsnetz beträgt die gesamte Einspeisung 47,7 kW_p.

Bei den folgenden Untersuchungen wird die Auslastung der Netzkomponenten, d.h. des Transformators und der Leitungen an den vier Abgängen der Ortsnetzstation, da der Querschnitt der Leitungen überall gleich ist, sowie der Spannungsabfall am Leitungsende, simuliert. Der blaue Pfeil stellt eines der sechs Leitungsenden dar, an denen mit hohen Spannungsabfällen zu rechnen ist. Es wird ermittelt, welches der Kriterien der limitierende Faktor ist und ab welchem Durchdringungsgrad der Elektromobilität es zu Überlastungen kommt.

2.5.2 Ländliches Netzgebiet

Abbildung 10 zeigt das zweite, das ländliche Ortsnetz. Es ist zu erkennen, dass das ländliche Ortsnetz deutlich geringer vermascht ist als das vorstädtische Netz und es Abgänge von der Netzstation gibt, die nicht über eine offene Trennstelle mit einem weiteren Ortsnetz verbunden sind (reines Strahlennetz). Das Ortsnetz hat eine Leitungslänge von ca. 1995 Metern und versorgt 66 Haushalte, einen Bauernhof, eine Pumpstation und ein Schützenhaus mit elektrischer Energie. Die Leitungslänge pro Haushalt beträgt hier 28,9 m/HH und ist damit fast dreimal so groß wie im vorstädtischen Netzgebiet.

Die PV-Einspeisung im ländlichen Ortsnetzgebiet beträgt 226,5 kW_p, d.h. sie ist vier Mal größer als im vorstädtischen Netzgebiet.

Der schwarze Pfeil markiert die Ortsnetzstation, von der es sieben Abgänge gibt. In ländlichen Niederspannungsnetzen werden teilweise auch noch Freileitungen zur Übertragung der elektrischen Energie verwendet. Diese befinden sich in der Abbildung 10 zwischen zwei schwarz ausgefüllten Punkten (siehe grüne Pfeile).

Durch den Aufbau (Wahl der Leitungsquerschnitte) der Niederspannungsnetze sind allerdings die Kabel, die von der Ortsnetzstation wegführen, der Flaschenhals der Netzinfrastruktur und drohen als erstes zu überlasten.

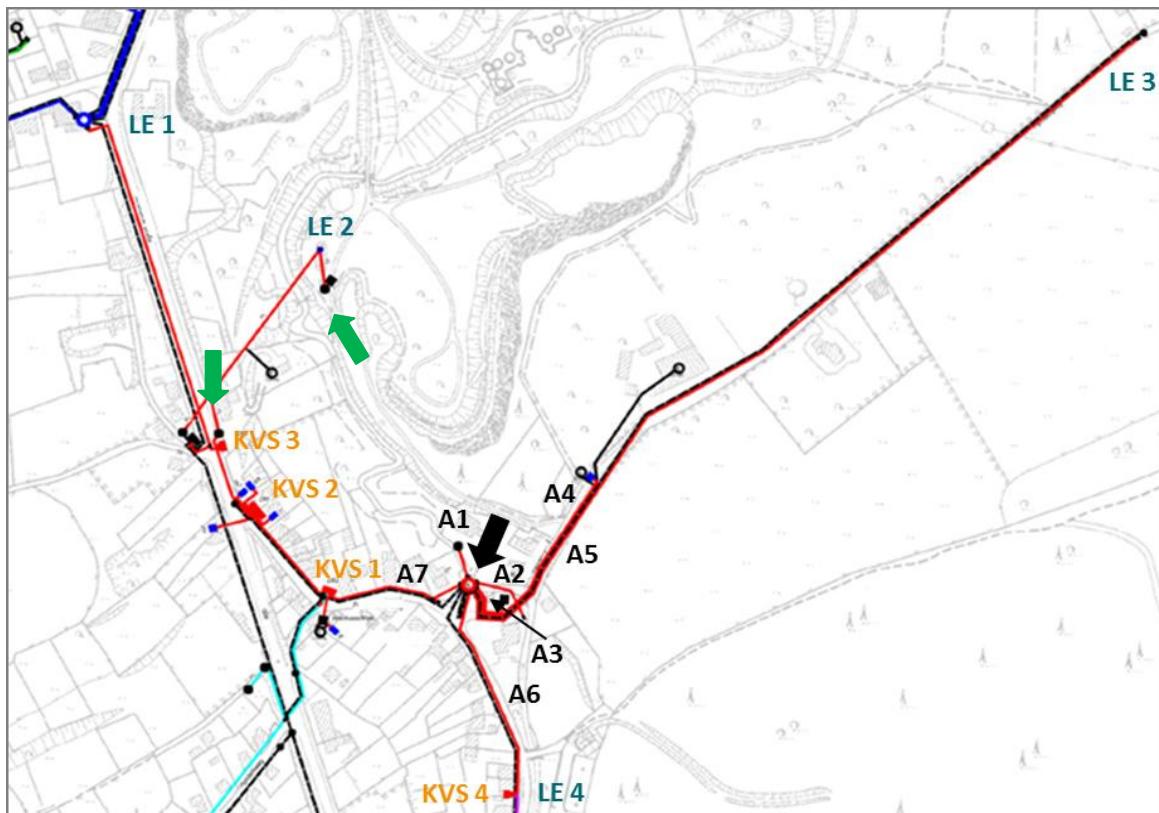


Abbildung 10: Ländliches Ortsnetz. Eigene Darstellung. Quelle: STAWAG

Für die spätere Simulation sind nur die drei Abgänge relevant, an denen sich alle Haushalte befinden (Abgänge 5, 6 und 7). So existiert am Abgang 3 nur die Pumpstation, die aufgrund ihres Lastverhaltens mit einer konstanten Leistung von 80 kW angenommen werden kann (vgl. Anhang C). Abgang 4 wurde speziell für eine PV-Anlage mit einer Leistung von 205 kW_p gebaut und dient ausschließlich der Einspeisung. An den anderen beiden Strängen sind jeweils ein Haushalt angeschlossen, so dass diese in den weiteren Untersuchungen vernachlässigt werden können.

Abgang 5 hat eine Länge von 750 Meter, an dessen Strangende befinden sich drei angeschlossene Haushalte. Insbesondere an diesem Strang ist mit Spannungsbandproblemen in Folge von Leitungsverlusten zu rechnen. Diese werden speziell im Abschnitt 4.4 betrachtet. In der Mitte dieses Abgangs befindet sich ein Bauernhof, der aufgrund seines hohen Verbrauchs in der späteren Simulation ein eigenes Lastprofil erhält.

Genau wie im vorstädtischen Ortsnetz werden für die Auslastung der Netzkomponenten der Transformator, die Kabel an der Netzstation und die Spannung am Leitungsende untersucht.

2.6 Integration eines Fuhrparks

Durch verschiedene Faktoren, wie z.B. die Ausschreibung „IKT für Elektromobilität III – Einbindung von gewerblichen Elektrofahrzeugen in Logistik-, Energie- und Mobilitätsinfrastrukturen“ des BMWi [20] oder der Übernahme der Streetscooter GmbH durch die Deutsche Post DHL wird deutlich, dass ein zeitnaher Durchbruch der Elektromobilität insbesondere im gewerblichen Bereich möglich ist [21]. Weltweit sind bei der Deutschen Post DHL 300 E-Fahrzeuge im Einsatz. Das Unternehmen hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 die CO₂-Effizienz gegenüber 2007 um 30 Prozent zu verbessern und möchte dafür besonders in Innenstädten eine CO₂-freie Zustellung erreichen. Deshalb setzt sie auf einen weiteren Ausbau ihrer Elektroflotte [21].

So ist der Einsatz von Elektrofahrzeugen gerade im Flotteneinsatz besonders effektiv, da sie auf der einen Seite bei richtiger Planung einen Großteil der Mobilitätsanforderungen abdecken und dadurch schneller wirtschaftlich werden und auf der anderen Seite ein innovatives, umweltfreundliches und modernes Image des Unternehmens fördern.

Allerdings stehen für eine sinnvolle und effiziente Integration von Elektrofahrzeugen in Fuhrparkflotten noch einige Herausforderungen an, die es zu bewältigen gilt. Für eine optimale Integration von Elektrofahrzeugen in Fuhrparkflotten muss neben einem angepassten Flottenmanagementsystem, das die Eigenschaften der jeweiligen Antriebskonzepte berücksichtigt und dementsprechend vorrangig Elektrofahrzeuge einsetzt, auch noch ein lokales Lastmanagement eingeführt werden.

Gewerbe und Industrikunden handeln in der Regel mit ihrem Stromlieferanten Sondertarife aus. Bei gewerblichen Verbrauchern kommen dann weitere Tarifkomponenten wie z.B. ein Blindleistungszuschlag oder der Leistungspreis hinzu. Dieser richtet sich nach der maximal angeforderten Leistung (gemittelt über 15 Minuten), die das elektrische Netz zur Verfügung stellen muss. Hier reichen kurze Leistungsspitzen aus, die durch die gleichzeitige Ladung mehrerer Elektroautos entstehen können, um den Leistungspreis in die Höhe zu treiben. Bei einer Jahresbenutzungsdauer⁶ < 2.500 Stunden steigt der Leistungspreis im Netzgebiet der INFRAWEST⁷ pro kW um 58,02 Euro an [22]. Von daher ist es notwendig, den Nutzen eines lokalen Lastmanagement in Verbindung mit einem elektrischen Fuhrpark zu untersuchen.

⁶ Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der Jahresenergie und der maximalen Leistung.

⁷ Die INFRAWEST GmbH ist der Netzbetreiber für Aachen, Simmerath und Monschau.

3 Voruntersuchung

In diesem Kapitel werden einige Voruntersuchungen beschrieben, die für die spätere Simulation der Masterarbeit durchgeführt werden müssen. Zunächst werden die Ankunftszeiten für Haushalte und Fuhrparkfotten bestimmt. Im Anschluss daran werden die Lastprofile für die Haushalte und für die Elektrofahrzeuge erstellt. Abschließend wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor für das Szenario „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ und „Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung“ in Abhängigkeit von der Ladeleistung aufgestellt.

3.1 Bestimmung der Ankunftszeiten

In der Bachelorarbeit „Modellierung von Fahrprofilen in Matlab/Simulink für elektrische PKW und Plugin-Hybriden“ von Sebastian Janocha von der Fachhochschule Köln wird im Abschnitt 6.5 ein Fahrprofil für Berufstätige und Rentner erstellt [23, pp. 38-41]. Die Bachelorarbeit zeigt, dass insbesondere am späten Nachmittag die meisten Fahrten nach Hause führen. In dieser Bachelorarbeit ist aber auch zu erkennen, dass nach der ersten Ankunft zu Hause oftmals weitere Fahren mit dem Auto durchgeführt werden, wie z.B. zum Einkaufen oder für Freizeitaktivitäten.

Daher wird für das Szenario „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ die jeweils letzte Ankunft zu Hause zum Aufladen des Elektrofahrzeugs gewählt, da der Feldversuch gezeigt hat, dass die Fahrer eines Elektrofahrzeugs mit der Zeit ein größeres Vertrauen in die Reichweite ihres Fahrzeugs haben und folglich nur noch einmal pro Tag oder noch seltener ihr Elektrofahrzeug laden. In Abschnitt 3.1.1 wird deshalb eine statistische Verteilung der letzten Ankunft der Teilnehmer des econnect-Feldversuchs erstellt.

Für die Ankunftszeiten einer Fuhrparkflotte liegen bis zu diesem Zeitpunkt noch keine Ankunftszeiten vor, daher werden im Abschnitt 3.1.2 die Ankunftszeiten der Ausleseflotte der Factur⁸, die ebenfalls im Rahmen des Feldversuchs econnect Germany mit Elektrofahrzeugen ausgestattet worden sind, bestimmt und eine statistische Verteilung ermittelt.

⁸ FACTUR erbringt für die STAWAG Dienstleistungen rund um den Kundenservice, die Ablesung, die Abrechnung sowie das Zahlungs- und Forderungsmanagement.

3.1.1 Haushalte

In Abbildung 11 ist die relative Verteilung der letzten Ankunftszeit der econnect-Feldversuchsteilnehmer von Montag bis Freitag dargestellt. Hierfür wurden aus den GPS-Datenloggern der Elektrofahrzeuge für die Wochentage die letzten Ankunftszeiten der Teilnehmer Zuhause vom 15. Oktober 2014 – 15. März 2015 ausgewertet. Die absoluten Zahlen der Ankunftszeit befinden sich im Anhang D.

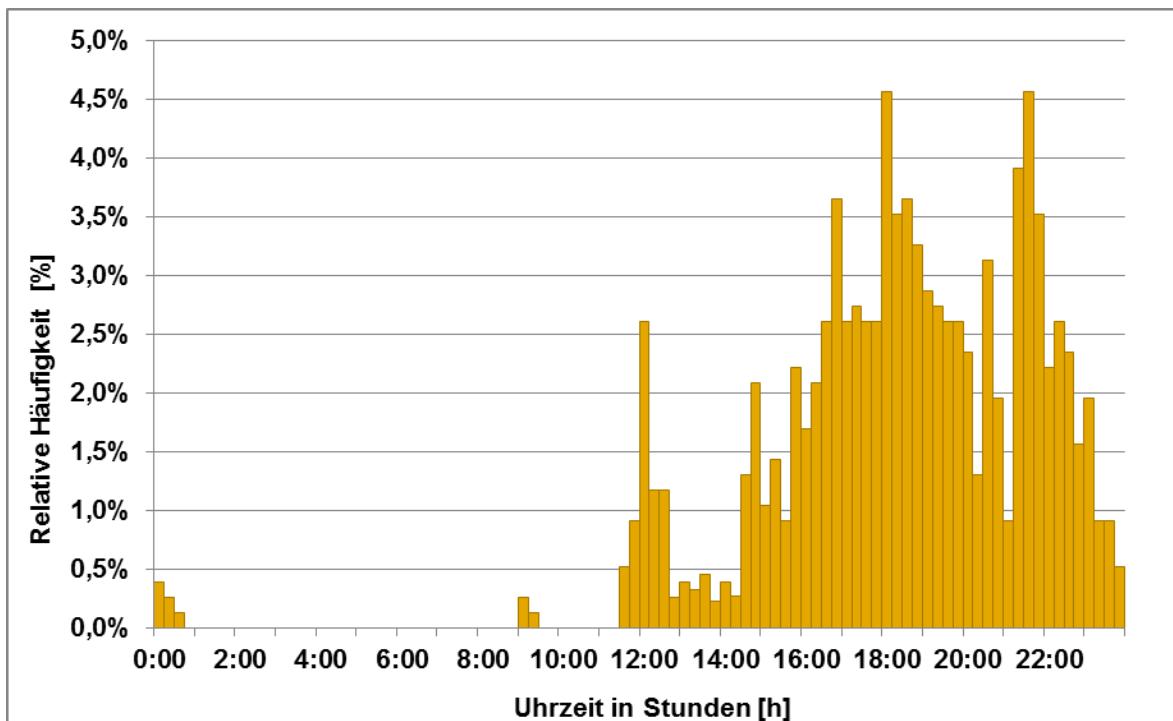


Abbildung 11: Letzte Ankunftszeiten der econnect Feldversuchsteilnehmer zu Hause (Wochentags). Eigene Darstellung

Mit Hilfe der Abbildung 11 wird deutlich, dass über 70 % der letzten Ankünfte zwischen 16.00 Uhr und 22.00 Uhr stattfinden. Es gibt noch eine weitere Häufung der Ankünfte zwischen 11.30 Uhr und 13.00 Uhr, die vermutlich durch Schüler, Teilzeitkräfte und Rentner zustande kommt.

Eine erste Spitze taucht zwischen 18.00 Uhr und 19.00 Uhr auf, so dass beim Szenario „Ankommen und Laden“ eine größere elektrische Lastspitze durch die Ladevorgänge in diesem Zeitraum entstehen wird. In diesem Zeitraum kommen die Pendler überwiegend von der Arbeit oder auch vom Einkaufen nach Hause.

Eine zweite Lastspitze taucht zwischen 21.15 Uhr und 22.00 Uhr auf. Diese entsteht wahrscheinlich durch Pendler, die im Spätdienst arbeiten oder Personen, die innerhalb der Woche einem Hobby (z.B. Sport) nachgehen.

3.1.2 Fuhrpark

In Abbildung 12 ist die relative Häufigkeit der Ankunftszeiten der elektrischen Fahrzeugflotte im Fuhrpark zu erkennen. Hierfür werden die Ladestationen der Ausleseflotte der Factur, deren Elektrofahrzeuge sich im Fuhrpark der STAWAG befinden, ausgewertet. Die Ladestationen der Elektrofahrzeuge des Fuhrparks besitzen jeweils einen eigenen Stromzähler. Die 15-Minuten-Mittelwerte der Zähler werden auf einem Server der STAWAG gespeichert, so dass ausreichend Messwerte für den Beginn, die Dauer und der Energiemenge des Ladevorgangs vorhanden sind.

Nach Ankunft am Fuhrpark verbinden die Mitarbeiter der Ausleseflotte die Elektrofahrzeuge mit der Ladestation, so dass die Ladung direkt nach Ankunft beginnt. Anhand des Starts der Ladevorgänge wurde die relative Verteilung der Ankünfte der Elektrofahrzeuge im Fuhrpark in Abbildung 12 erstellt.

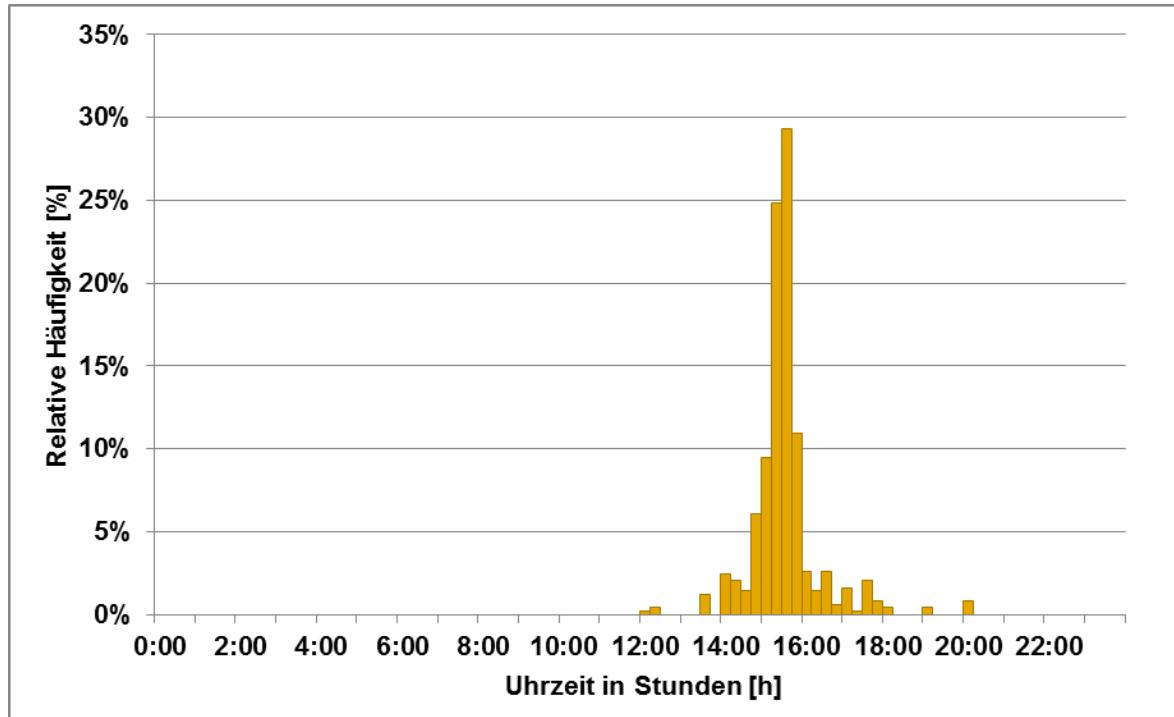


Abbildung 12: Ankunftszeiten Fuhrpark. Eigene Darstellung

Wie zu erwarten, verteilen sich die Ankünfte der Fahrzeuge im Fuhrpark über einen viel geringeren Zeitraum als im privaten Bereich. In Abbildung 12 ist zu erkennen, dass über 90 % der Ladevorgänge zwischen 14.00 Uhr und 16.30 Uhr beginnen. Gegen 15.30 Uhr ist ein Maximum der Ankünfte von fast 30 % zu erkennen. Dies ist damit sechs Mal größer als die Spitze bei den Ankünften in den Privathaushalten. Es ist unverkennbar, dass durch elektrische Fahrzeugflotten für das Szenario „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ deutlich höhere Leistungsspitzen zu erwarten sind. Diese werden im Abschnitt 4.5 näher untersucht.

3.2 Entwicklung der Lastprofile

Im Abschnitt 3.2.1 werden anhand der Messwerte der Ortsnetzstationen des ländlichen- und vorstädtischen Netzgebietes eigene Lastprofile für die Haushalte und den Bauernhof entwickelt und mit dem Standardlastprofil des Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW) verglichen. Anschließend werden, aufbauend auf den Ankunftszeiten aus den Abschnitten 3.1.1 und 3.1.2, Lastprofile für die Elektromobilität aufgestellt.

3.2.1 Haushalte

Bei Verbrauchern ohne Leistungsmessung werden von Energieversorgern Standardlastprofile (SLP) angewendet. Diese werden beispielsweise bei der Fahrplanerstellung für Kraftwerke oder für die Prognose des Verbrauchs genutzt. Für die Verbrauchsprognosen werden unterschiedliche Lastprofile verwendet, die von der Verbrauchergruppe⁹, der Jahreszeit und dem Wochentag abhängen. Der VDEW bietet standardisierte Lastprofile an. Da in den ausgewählten Ortsnetzen Haushalte den überwiegenden Verbraucheranteil bilden, wurde das entsprechende Lastprofil H0 zum Vergleich verwendet.

Um allerdings eine möglichst praxisnahe Simulation durchführen zu können, wird ein eigenes Lastprofil anhand der vorhanden Messwerte der Ortsnetzstation erstellt. Hierfür werden die 15-Minuten-Mittelwerte der elektrischen Leistung vom 01.12.2014 bis zum 28.02.2015 aus der Ortsnetzstation des vorstädtischen Netzes genutzt. Der Leistungsbedarf der Haushalte ist aufgrund der niedrigen Temperaturen und der früher einsetzenden Dunkelheit zu diesem Zeitraum am höchsten, so dass bei der Simulation von einer Maximalbelastung für die Komponenten im Netz ausgegangen werden kann. Aus den 15-Minuten-Mittelwerten des jeweiligen Wochentages wird der durchschnittliche Mittelwert für die jeweilige Viertelstunde über den kompletten Zeitraum gebildet. Die Wochenenden werden in der Simulation nicht berücksichtigt, da die SLP zeigen, dass aufgrund der geringeren Gleichzeitigkeit der Leistungsbedarf der Haushalte am Wochenende deutlich geringer ist als in der Woche. Zusätzlich wurden Leistungsspitzen, die durch Ladevorgänge der econnect-Teilnehmer während dieses Zeitraums entstanden sind, vom Lastverlauf der Ortsnetzstation subtrahiert, so dass nur der bereinigte Leistungsverlauf der Haushalte abgebildet wird. Dieser Wert wird anschließend durch die 180 Haushalte dividiert und ergibt das Lastprofil, das später bei der Simulation jedem Haushalt zugeteilt wird.

⁹ Verbrauchergruppen sind bspw. Haushalte, Industrie oder Handel und Gewerbe.

In Abbildung 13 ist das Standardlastprofil H0 von E.ON Energie Deutschland GmbH (EON) nach VDEW für eine Januarwoche im Jahr 2013 sowie das eigene Lastprofil ohne und mit Korrekturfaktor dargestellt [24]. Bei dem SLP wird von einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 4500 kWh (entspricht einer vierköpfigen Familie) ausgegangen.

Das eigene Lastprofil, das den Mittelwert der elektrischen Leistung von Montag bis Freitag über den kompletten Zeitraum wiedergibt, spiegelt sehr genau den Verlauf des SLPs wieder. Allerdings werden durch die Mittelwertbildung über den kompletten Zeitraum extreme Lastspitzen, die an besonders kalten Tagen oder z.B. an Weihnachten entstehen, nicht berücksichtigt. Aus diesem Grund wird das eigene Lastprofil um den Korrekturfaktor 1,35 erhöht. Dieser Wert gibt die maximale Leistungsspitze an, die im ausgewählten Zeitraum zu sehen ist (vgl. Anhang F).

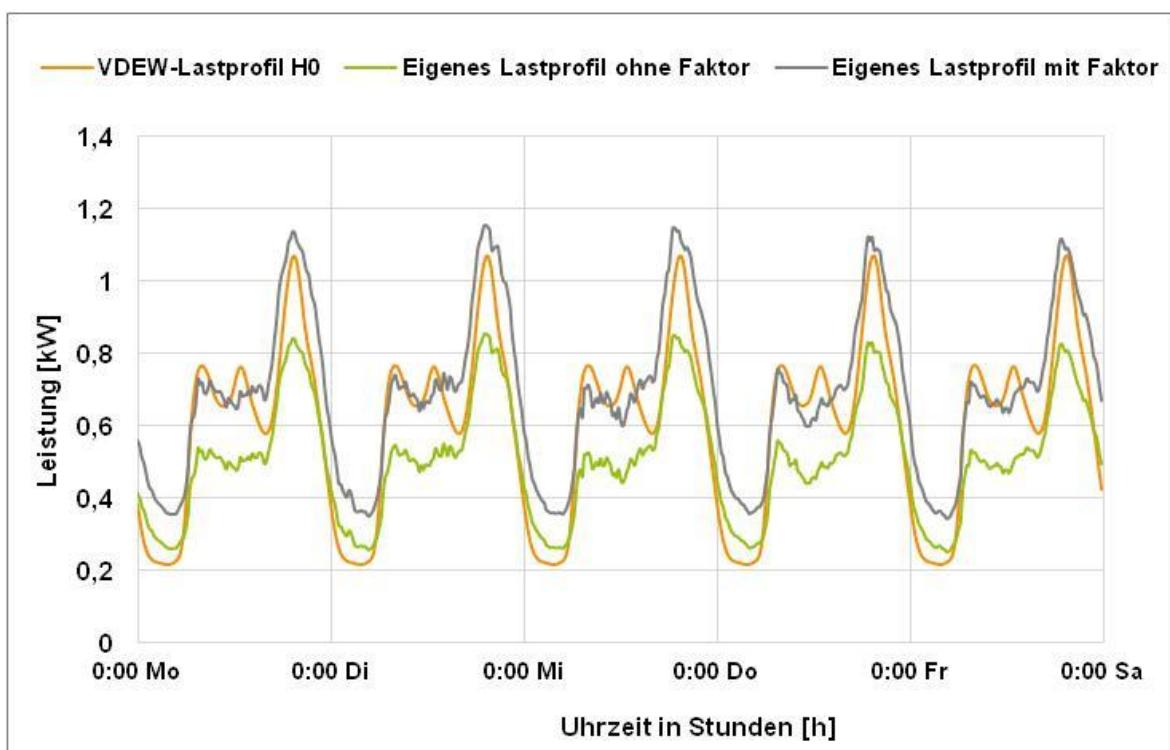


Abbildung 13: Darstellung der Lastprofile (Wochentags). Eigene Darstellung

Anhand der Abbildung 13 wird deutlich, dass das erstelle Lastprofil mit dem Faktor 1,35 durchaus mit dem SLP vergleichbar ist. Die größten Abweichungen treten in der Nacht auf. Diese lassen sich durch die Straßenbeleuchtung erklären. Da es für den Abgang der Straßenbeleuchtung in der Ortsnetzstation es keine gesonderte Leistungsmessung gibt, können diese auch nicht von Lastprofilen der Haushalte subtrahiert werden. In dem ausgewählten Ortsnetzgebiet beträgt der durchschnittliche Verbrauch aller 180 Haushalte für das Jahr 2013 ca. 4700 kWh. Dieser ist etwas höher, als der Verbrauch, der beim SLP angenommen wurde, und erklärt somit die etwas höhere Lastspitze am Abend.

Die nicht ganz so ausgeprägte Mittagsspitze im eigenen Lastprofil entsteht durch die PV-Einspeisung von 47,7 kW_p des vorstädtischen Netzes. Diese Einspeisung wird, ähnlich wie die Straßenbeleuchtung, gleichmäßig auf alle Haushalte verteilt.

Ein Vergleich der Jahresverbräuche der Haushalte sowie des Lastverlaufs der Ortsnetzstation zwischen dem ländlichen- und vorstädtischen Netzgebiet ergibt, dass für die Haushalte im ländlichen Netzgebiet dasselbe Lastprofil verwendet werden kann. Eine Ausnahme ist der Bauernhof, der sich im Strang 5 befindet und einen Jahresverbrauch von über 70.000 kWh besitzt (vgl. Abbildung 14). Aus diesem Grund wird, wie schon oben für die Haushalte beschrieben, ein eigenes Lastprofil für diesen Strang im Zeitraum vom 01.12.2014 bis zum 31.03.2015 erstellt. Anschließend werden die Lastverläufe der neun weiteren Haushalte, die sich in dem Strang befinden, von der Lastkurve des Strangs subtrahiert, sodass nur noch der Verlauf der elektrischen Leistung des Bauernhofs übrig bleibt.

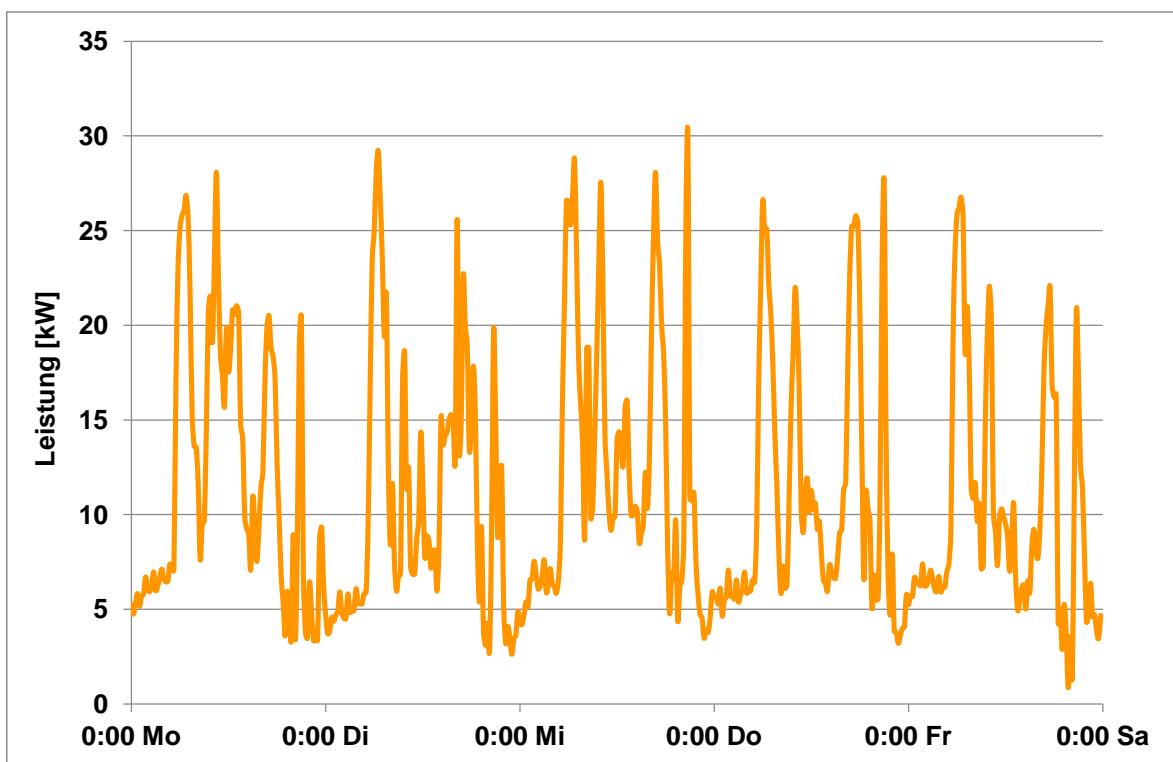


Abbildung 14: Lastprofil Bauernhof. Eigene Darstellung

In Abbildung 14 ist das erstellte Lastprofil des Bauernhofs, welches dieser bei der späteren Simulation zugewiesen bekommt, dargestellt. Es fällt auf, dass die Grundlast des Bauernhofs bei ca. 4 kW liegt und damit schon deutlich höher als die Lastspitze der einzelnen Haushalte. Des Weiteren treten einzelne Lastspitzen von bis zu 30 kW auf. Ein Grund für den hohen Leistungsbedarf des Bauernhofs kann z.B. eine große Kühlanlage für die Aufbewahrung von Milch sein.

3.2.2 Elektrofahrzeuge

Für Elektrofahrzeuge gibt es bisher noch keine Standardlastprofile und nur wenige Modellierungsansätze. Ein Ansatz der Universität Stuttgart ist in Abbildung 15 dargestellt und zeigt das erstellte Lastprofil in Abhängigkeit von der Ladeleistung. Hierfür wurden verschiedenen Annahmen, wie z.B. die letzte Ankunftszeit am Tag, die täglich zurückgelegte Wegstrecke oder verschiedene Ladeleistungen getroffen. Anschließend wurden anhand der Annahmen viele einzelne Profile für Elektrofahrzeuge erzeugt und über die Berechnung des Durchschnittswertes und des Erwartungswertes der Last ein Standardlastprofil erzeugt [25].

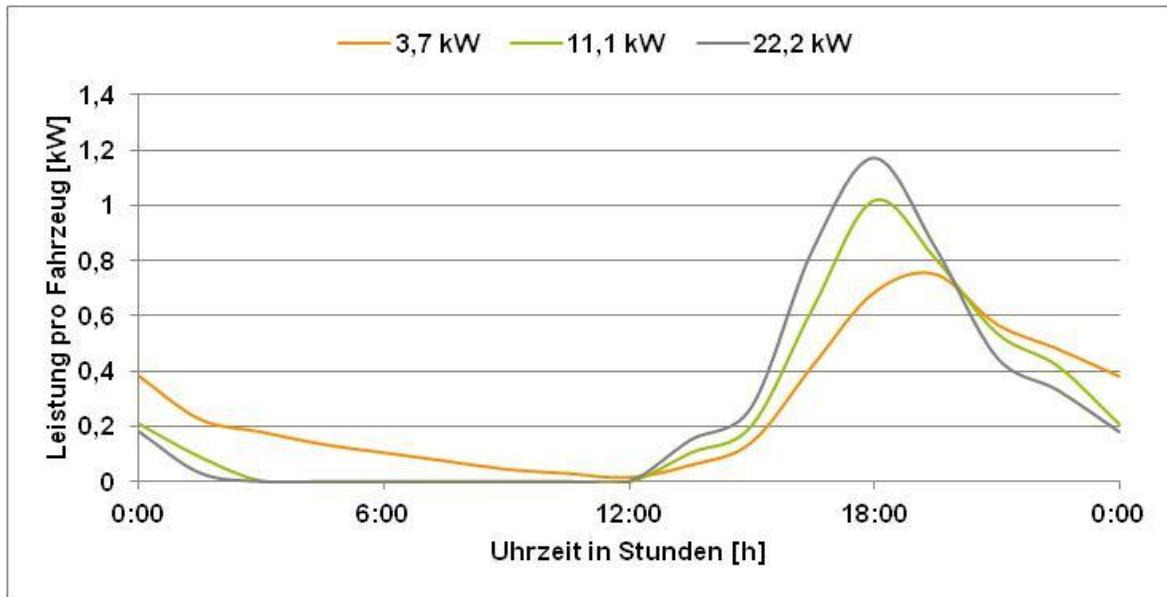


Abbildung 15: Standardlastprofil für Elektrofahrzeuge verschiedener Ladeleistungen. Eigene Darstellung nach [25]

In Deutschland gibt es derzeit rund 40 Millionen Haushalte. Mit 42 Millionen angemeldeten Fahrzeugen kann jedem Haushalt durchschnittlich ein PKW zugeordnet werden [26]. Nach den Zielen der Bundesregierung sollen sechs Millionen Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2030 auf den deutschen Straßen unterwegs sein. Dies entspricht etwa 15 % des gesamten PKW-Bestandes in Deutschland und bedeutet, dass 27 Elektrofahrzeuge im vorstädtischen- und 10 Elektrofahrzeuge im ländlichen Netz betrieben werden. Standardlastprofile sind aber erst ab einer großen Anzahl von Lasten gültig und sinnvoll, so dass das oben beschriebene Standardlastprofil für die Simulation der ausgewählten Ortsnetze nicht geeignet ist. Aus diesem Grund wird für die spätere Simulation der Ladung der Elektrofahrzeuge kein SLP verwendet, sondern mit Hilfe der Ladekennlinie der Batterie für jeden Ladepunkt ein eigenes Lastprofil in Abhängigkeit von der Verteilung der Ankunftszeiten erstellt. Diese Lastprofile werden anschließend in

Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte pro Strang und der Durchdringung der Elektromobilität zufällig auf die verschiedenen Haushalte verteilt.

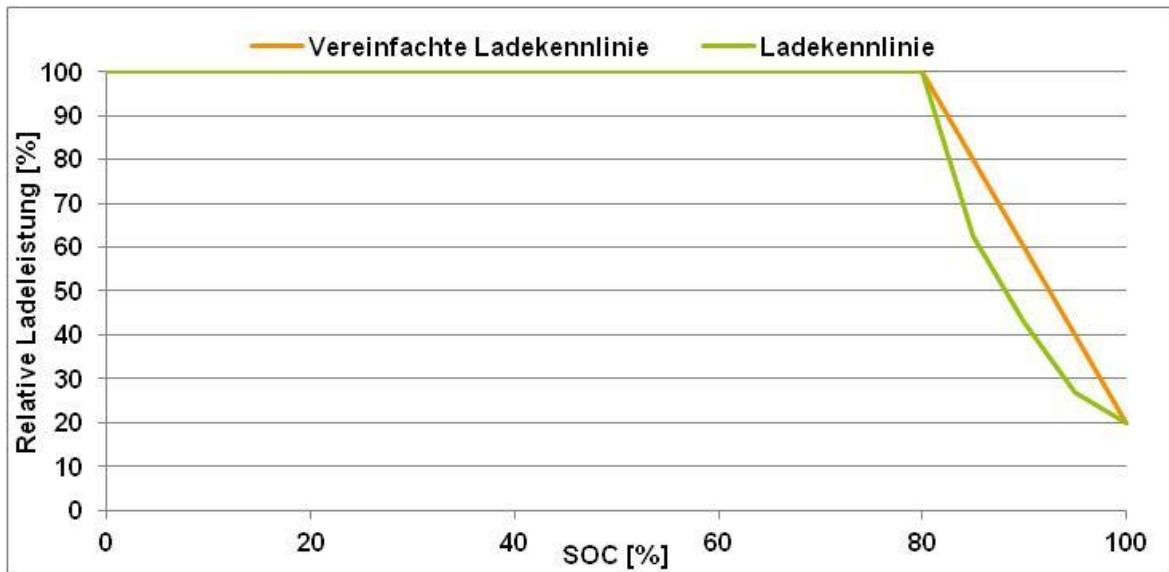


Abbildung 16: Ladekennlinie eines Elektrofahrzeuges. Eigene Darstellung nach [27, p. 46]

In Abbildung 16 ist die ideale Ladekennlinie eines Elektrofahrzeuges für eine Ladeleistung von 3,7 kW dargestellt [27, p. 46]. Auf der X-Achse ist der aktuelle Ladezustand der Batterie (SOC, State of Charge) und auf der Y-Achse die relative Ladeleistung zu erkennen. Bis zum Erreichen eines SOC von 80 % wird die Batterie mit der vollständigen Ladeleistung geladen. Ab einem Ladezustand von 80 % wird die Ladeleistung in Abhängigkeit zum SOC gedrosselt, um die Batterie vor der Gefahr einer Überhitzung zu schützen und damit die Anzahl der Ladezyklen zu erhöhen. Außerdem kann zu diesem Zeitpunkt (kurz bevor die Batterie vollständig geladen ist) die Ladung nicht mehr mit voller Leistung durchgeführt werden. Für die Erstellung der Elektrofahrzeuglastprofile wird zur Vereinfachung ab einem SOC von 80 % ein linearer Abfall der Ladeleistung angenommen (vgl. Abbildung 16). Diese Vereinfachung kann getroffen werden, da die Abweichung nur gering ist. Diese Ladekurve wird auch für die Ladeleistungen 11,1 kW und 22,2 kW verwendet.

Da jedes Elektroauto in Bezug auf Verbrauch, Speicherkapazität, Ladetechnik oder im Nutzungsverhalten stark variiert, ist es unumgänglich, einige Annahmen für die weitere Simulation aufgrund von statistischen Auswertungen und Umfragen zu treffen. Die Batteriekapazität von vollelektrischen Klein- und Mittelklassewagen liegt zwischen 16 – 25 kWh, daher wird hier eine Batteriekapazität von 20 kWh angenommen [8]. Der Verbrauch inklusive der Ladeverluste liegt im Durchschnitt bei 25 kWh/100km [28]. Mit einer mittleren täglichen Fahrstrecke von 37 km [8], ergibt sich ein Ladebedarf von 10 kWh. Im Anhang G sind die Ladekurven für 3,7 kW, 11,1 kW und 22,2 kW dargestellt.

3.3 Gleichzeitigkeitsfaktor in Abhängigkeit zur Ladeleistung

Es wird erwartet, dass mit steigender Durchdringung der Elektromobilität die Kosten für Batterien sowie Stromrichter fallen und damit die Batteriekapazitäten und auch die Ladeleistungen ansteigen. Wird nun an Stelle der Lastspitzen, die durch die verschiedenen Ladeleistungen entstehen, die Gleichzeitigkeit der Ladung, die sich aus dem Quotienten der maximal auftretenden Ladeleistung und der Ladeleistung aller Elektrofahrzeuge berechnet, betrachtet, so fällt auf, dass die Gleichzeitigkeit für das Szenario „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ mit steigender Ladeleistung stark abnimmt (vgl. Abbildung 17). Des Weiteren ist anhand der Abbildung 17 zu erkennen, dass die Gleichzeitigkeitsfaktoren nur wenig mit den Durchdringungsraten schwanken.

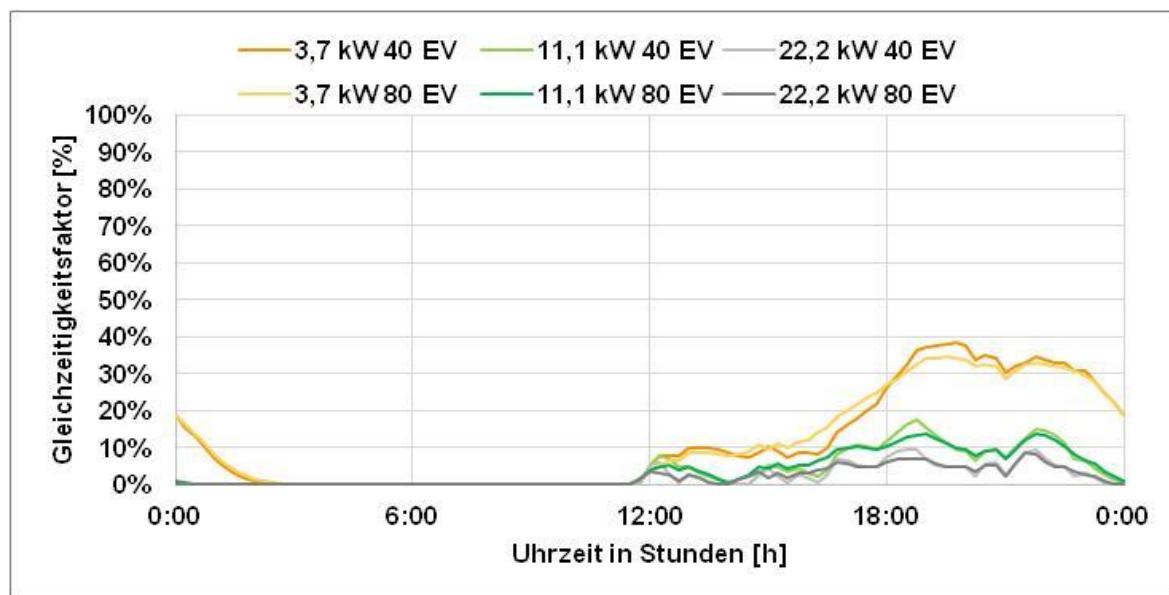


Abbildung 17: Gleichzeitigkeit der Ladeleistung der Haushalte. Eigene Darstellung

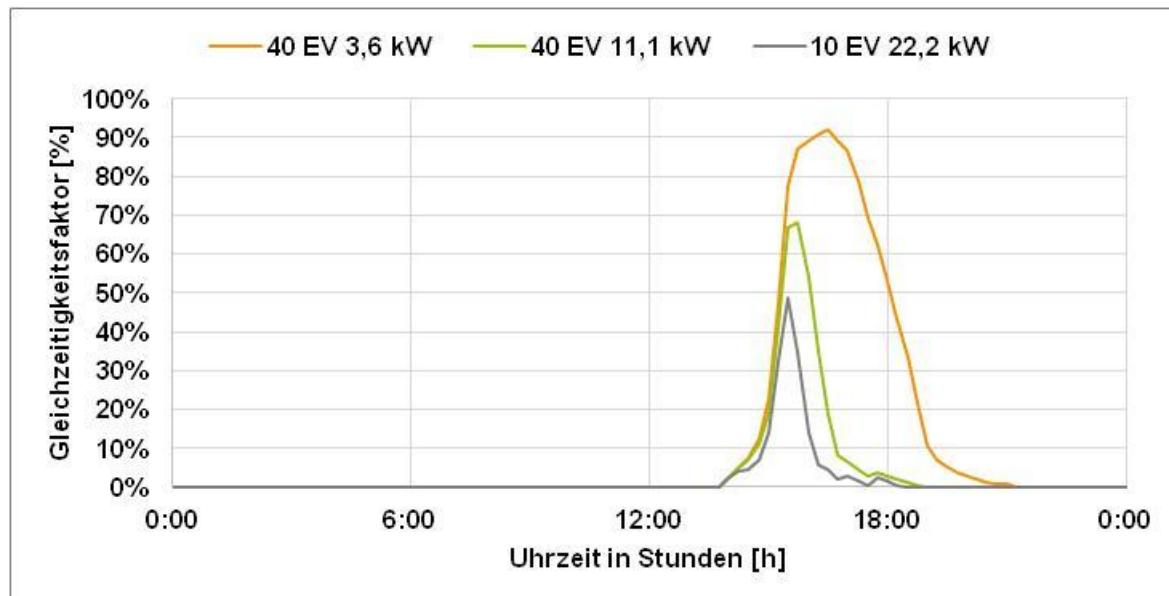


Abbildung 18: Gleichzeitigkeit der Ladeleistung des Fuhrparks. Eigene Darstellung

In Abbildung 18 wird die Gleichzeitigkeit des Fuhrparks in Abhängigkeit zur Ladeleistung aufgezeigt. Bei einer Ladeleistung von 3,7 kW beträgt die Gleichzeitigkeit über 90 % und ist damit fast drei Mal größer als bei den Haushalten. Außerdem nimmt der Gleichzeitigkeitsfaktor des Fuhrparks durch Reduzierung der Ladeleistung nicht so stark ab wie bei den Ladevorgängen bei Privathaushalten. Dies ist durch die viel geringere Zeitspanne, in der die Ladevorgänge des Fuhrparks stattfinden, zu erklären (vgl. Abschnitt 3.1.2).

Ladeleistung [kW]	3,7	11,1	22,2
Ladedauer [min]	207	68	34

Tabelle 1: Ladedauer in Abhängigkeit von der Ladeleistung

In Tabelle 1 ist die Ladedauer in Abhängigkeit zur Ladeleistung mit den in Abschnitt 3.2.2 getroffenen Annahmen abgebildet. Wie zu erwarten, dauern die Ladungen mit 3,7 KW fast drei Mal länger als die Ladevorgänge mit einer Ladeleistung von 11,1 kW. Diese Tabelle macht nochmals deutlich, warum die Gleichzeitigkeit mit abnehmender Ladeleistung so stark zunimmt und warum durch die geringere Zeitspanne der Ladevorgänge im Fuhrpark die Gleichzeitigkeit deutlich höher ist als bei den privaten Haushalten.

In Abbildung 19 ist die kumulierte Ladeleistung von 40 bzw. 80 Elektrofahrzeugen für das Szenario „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ dargestellt. Es fällt auf, dass trotz der viel geringeren Gleichzeitigkeit mit steigender Ladeleistung die Lastspitzen, die in Folge der Ladevorgänge entstehen, größer werden.

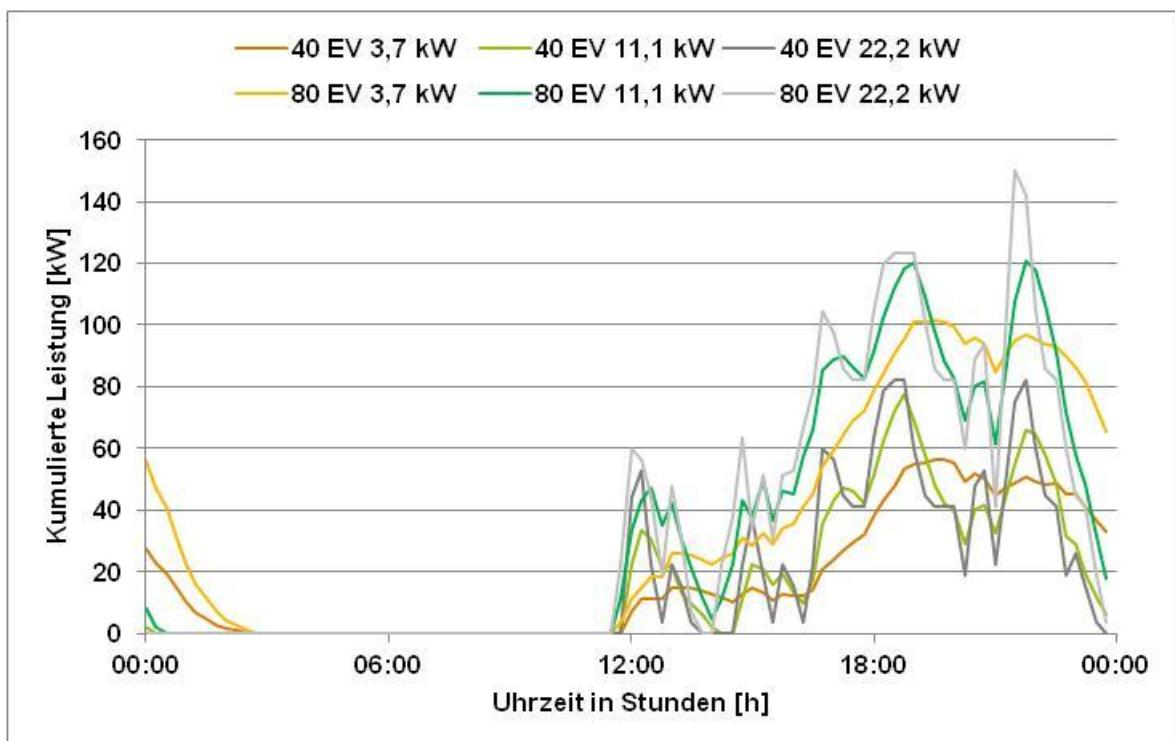


Abbildung 19: Kumulierte Ladeleistung der Haushalte. Eigene Darstellung

Bei 40 Elektrofahrzeugen, was in dem vorstädtischen Ortsnetzgebiet einer Durchdringung von 22,2 % entspricht, entstehen bei Ladeleistungen von 11,1 kW oder 22,2 kW Lastspitzen von bis zu 80 kW in einem Zeitraum, in dem in Privathaushalten erfahrungsgemäß relativ viel elektrische Energie benötigt wird. Bei 80 Elektrofahrzeugen mit 22,2 kW wird sogar eine kurze Lastspitze von 150 kW erreicht. Die Abbildung 19 zeigt aber auch deutlich, dass die Lastspitzen in Folge hoher Ladeleistung sich über einen relativ kurzen Zeitraum erstrecken und im Falle von Netzüberlastungen Möglichkeiten zur Verlagerung in Lasttäler bieten. Diese Varianten werden im Abschnitt 5.2 beschrieben.

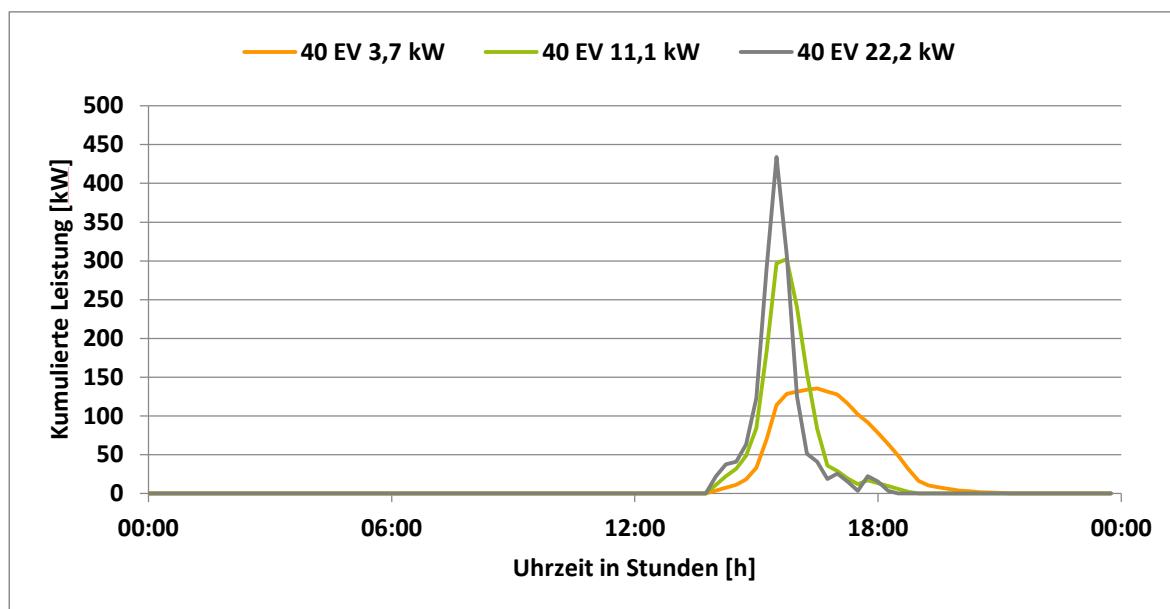


Abbildung 20: Kumulierte Ladeleistung des Fuhrparks (40 EV). Eigene Darstellung

In Abbildung 20 ist die kumulierte Ladeleistung für 40 Elektrofahrzeuge der Fahrzeugflotte der Factur zu erkennen. Wie schon in Abschnitt 2.6 beschrieben, ist gerade für einen Fuhrpark die Integration von Elektrofahrzeugen interessant. Anhand der Abbildung 20 wird deutlich, wie wichtig ein Lastmanagement für die Integration von Elektrofahrzeugen im Fuhrpark werden wird. Schon bei 40 Elektrofahrzeugen entstehen bei einer Ladeleistung von 3,7 kW Lastspitzen in der Höhe von 130 kW. Bei einer Ladeleistung von 22,2 kW beträgt die Lastspitze rund 430 kW.

Im Fuhrpark der STAWAG befinden sich derzeit rund 230 Fahrzeuge, so dass bei einer Elektrifizierung dieses Fuhrparks die Folgen der Ladevorgänge unbedingt berücksichtigt werden müssen. Dies wird im Abschnitt 4.5 weiter erläutert.

Gleichzeitigkeitsfaktor: Dynamischer Stromtarif ohne und mit Netzsteuerung

Für die Szenarien „Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung“ und „Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung“ werden in der späteren Simulation aufgrund von Schichtdienst, Urlaub oder Nicht-Verfügbarkeit der Fahrzeuge eine Gleichzeitigkeit der ladenden Fahrzeuge für die Ladevorgänge in der Nacht von 75 % angenommen. Im Anhang H ist der Verlauf der elektrischen Leistung und des dynamischen Strompreises der 10 Haushalte im Feldversuch econnect Germany zwischen dem 24.11.2014 – 29.11.2014 dargestellt.

In diesem Zeitraum sind zwei Leistungsspitzen von über 90 kW zu sehen, bei denen fünf Elektrofahrzeuge gleichzeitig geladen werden. Das ergibt eine Gleichzeitigkeit von 50 %. Allerdings hatten die Feldversuchsteilnehmer zusätzlich die Möglichkeit, ihr Elektrofahrzeuge kostenlos an allen Ladensäulen des Verbundes „ladenetz.de“ zu laden. An den öffentlichen Ladesäulen wurden pro Monat durchschnittlich 256 kWh von den Feldversuchsteilnehmern geladen, weshalb für die Simulation der Gleichzeitigkeitsfaktor von 50 % auf 75 % angehoben wird, da ausschließlich das Szenario „Laden zu Hause“ untersucht werden soll.

4 Analyse und Netzberechnung

In dem nachfolgenden Kapitel werden mit Hilfe der Simulationssoftware „NEPLAN“ der Firma ABB AG die Auswirkungen von Elektromobilität auf das Niederspannungsnetz untersucht. NEPLAN ist ein System-Analyse-Tool zur Planung, Analyse und Optimierung von elektrischen Netzen in allen Spannungsebenen sowie für Gas- und Wassernetze. Die Lastflussberechnung mit Lastprofilen in NEPLAN erfolgt nach dem Newton-Raphson-Verfahren¹⁰. Mit Hilfe von NEPLAN werden die im Abschnitt 2.5 beschriebenen Niederspannungsnetze aus dem Versorgungsgebiet der STAWAG nachgebildet und für die Simulation verwendet. Bei der Erstellung des vorstädtischen und ländlichen Ortsnetzes wurde explizit darauf geachtet, dass die Parameter der Netze, wie z.B. Kabellänge, Kabeltyp, Transformatoreigenschaften oder dezentrale Erzeugungsanlagen, mit der Realität übereinstimmen. Für die Elektrofahrzeuge werden den Hausanschlüssen neue Verbraucher in NEPLAN zugeordnet, die je nach Durchdringungsgrad der Elektromobilität und Anzahl der Haushalte pro Abgang zufällig auf die Hausanschlüsse verteilt werden.

4.1 Vergleich der Simulation in NEPLAN mit den Messergebnissen

Zunächst werden die Ergebnisse der Simulation mit NEPLAN mit den Messergebnissen aus dem vorstädtischen Netzgebiet verglichen, um die Berechnung der Simulationssoftware zu verifizieren. Hierfür wird die Woche (25.05.2015 – 30.05.2015), die sich nach Abschluss des Feldversuches befindet, um keine Ladevorgänge im Netz zu haben, ausgewählt. Da es sich in dem ausgewählten Zeitraum um eine Sommerwoche handelt, wird mittels NEPLAN jedem Haushalt ein SLP des VDEW für die entsprechende Zeitspanne (Sommer) zugeordnet und nicht das im Abschnitt 3.2.1 für eine Winterwoche erstellte Lastprofil verwendet [24].

In der Abbildung 21 ist für den beschriebenen Zeitraum die gemessene Leistung der Ortsnetzstation sowie die simulierte Leistung mit NEPLAN für den Transformator dargestellt. Es wird ermittelt, dass der Verlauf der Messwerte mit den Ergebnissen aus der Simulation annähernd übereinstimmt. Insbesondere am Abend, also zu den Zeiten, in der besonders viel elektrische Energie benötigt wird und es am ehesten zu Überlastungen im Netz kommt, sind die Ergebnisse sehr gut vergleichbar. Die größten Abweichungen treten

¹⁰ Das Newton-Raphson-Verfahren ist in der Mathematik ein Verfahren zur numerischen Lösung von nichtlinearen Gleichungen. Hierbei wird ein Näherungsverfahren zur Bestimmung einer Funktion angewendet.

am Montag, den 25.05.2015 auf. Das liegt daran, dass dieser Tag ein Feiertag (Pfingstmontag) war und damit das SLP für diesen Tag aufgrund des veränderten Verhaltens der Verbraucher nicht mehr gültig ist. So befinden sich an Feiertagen tagsüber viel mehr Menschen zu Hause und dementsprechend wird mehr elektrische Energie benötigt.

Des Weiteren fällt in der Abbildung 21 auf, dass insbesondere in der Nacht Abweichungen zwischen den Messwerten und den Ergebnissen der Simulation auftreten. Diese werden auch hier wieder durch den Verbrauch der Straßenbeleuchtung, der mit von den Messsensoren der Ortsnetzstation erfasst wird, verursacht.

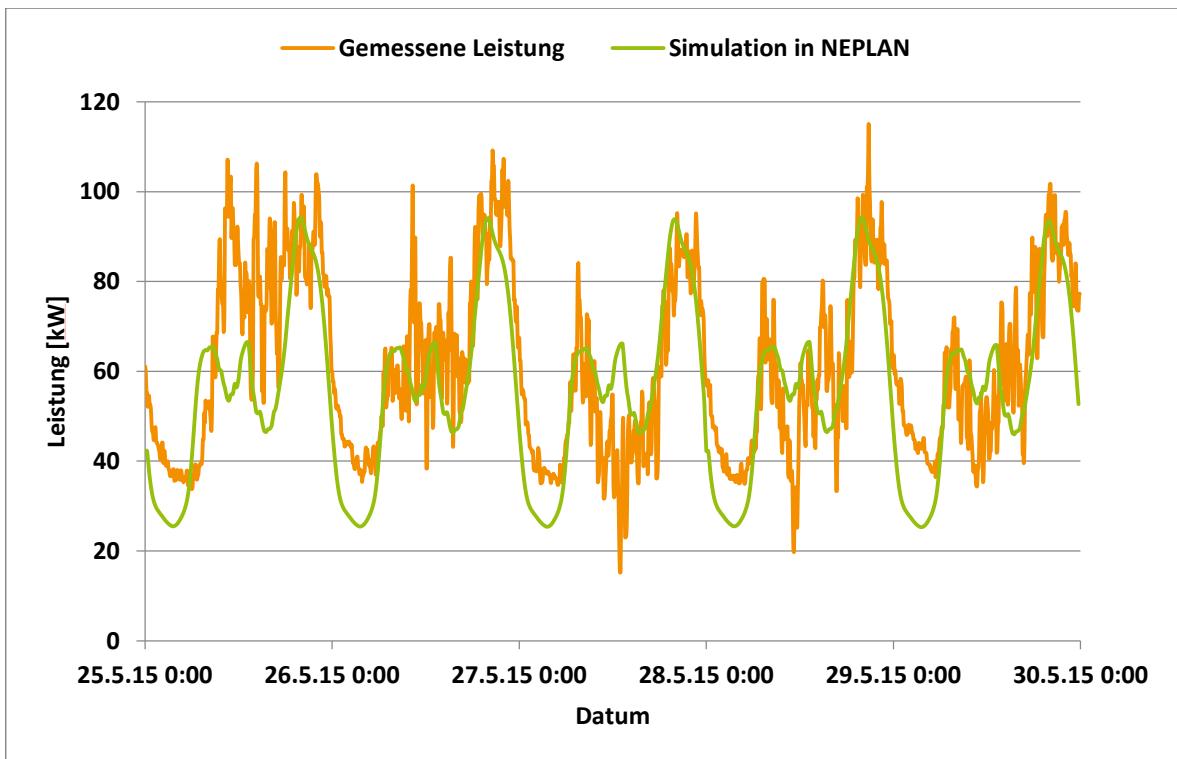


Abbildung 21: Vergleich gemessene und simulierte Leistung des Transformators. Eigene Darstellung

Anhand der Abbildung 21 wird deutlich, dass kurze Leistungsspitzen, die durch das Verhalten der Verbraucher entstehen, durch die Standardlastprofile nicht abgedeckt werden, so dass bei der späteren Auswertung der Ergebnisse darauf geachtet werden muss, dass es aufgrund von kurzzeitigen Lastspitzen schon früher zu kritischen Größen im Netz kommen kann. Allerdings gibt es auch Komponenten im Netz, wie z.B. Transformatoren, bei denen Ausfälle durch kurzzeitige moderate Überlastung nicht zu befürchten sind [29]. Die starken Abweichungen am 27.05.2015 zur Mittagszeit lassen sich durch eine hohe PV-Einspeisung an diesem Tag erklären. Abschließend lässt sich durch den Vergleich der Ergebnisse festhalten, dass die Ergebnisse, die das Simulations-Tool NEPLAN liefert, als Grundlage für die weiteren Berechnungen verwendet werden können.

4.2 Referenznetze ohne Elektromobilität

Im diesem Abschnitt werden die Simulationsergebnisse aus NEPLAN für die verschiedenen Komponenten im Niederspannungsnetz ohne Elektrofahrzeuge dargestellt. Mit Hilfe der Ergebnisse sollen die Komponenten, die am stärksten belastet sind, ermittelt werden.

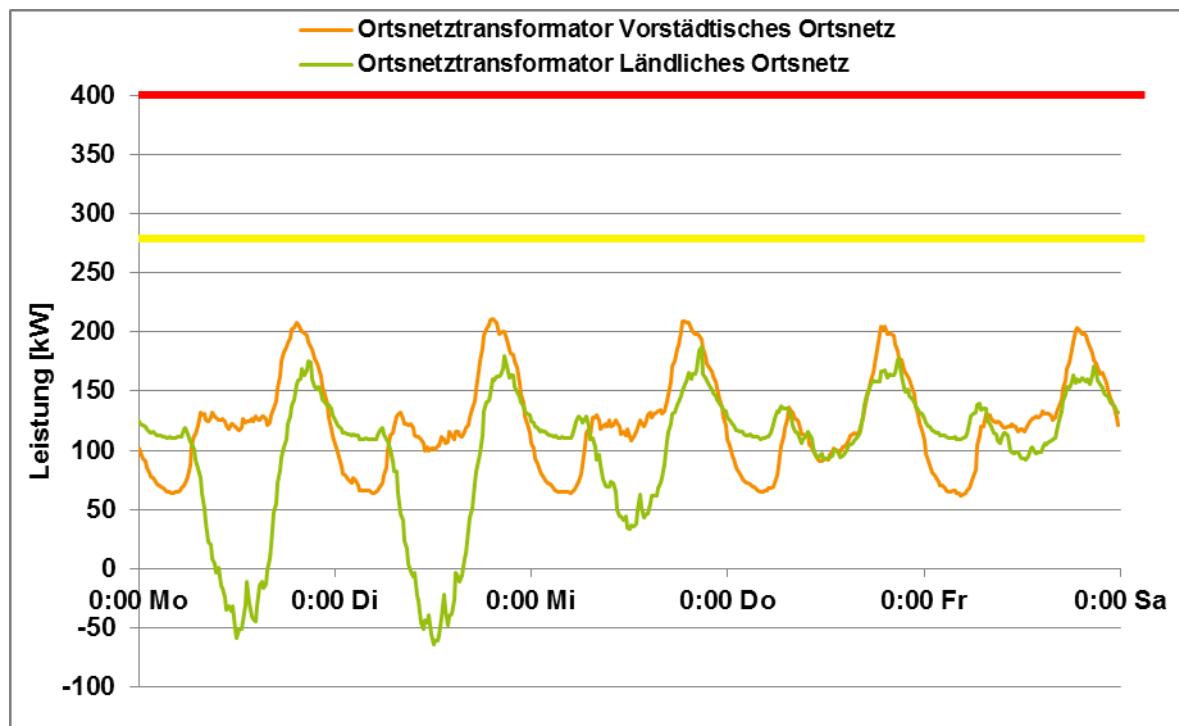


Abbildung 22: Verlauf elektrische Leistung Ortsnetztransformator (Vorstädtisches und Ländliches Ortsnetz). Eigene Darstellung

Abbildung 22 stellt den Verlauf der elektrischen Leistung am Ortsnetztransformator des vorstädtischen (Orange)- und des ländlichen (Grün) Netzes von Montag bis Freitag dar. Im ländlichen, einspeisegeprägten Ortsnetz wird eine unterschiedlich starke PV-Einspeisung simuliert. Im Abschnitt 3.1.1 wurde beschrieben, dass für die Erstellung der Lastprofile der Haushalte der Verlauf der elektrischen Leistung im Winter, also zu der Jahreszeit, in der am meisten elektrische Energie benötigt wird, verwendet wird. Allerdings wird in der Simulation des ländlichen Netzes auch eine starke PV-Einspeisung, die in dieser Form nur im Sommer eintritt, simuliert, um ein Extremenszenario darzustellen. Hierfür wird Montag und Dienstag eine starke, Mittwoch eine mittlere, Donnerstag und Freitag eine schwache PV-Einspeisung simuliert (vgl. Abbildung 22). Im ländlichen Ortsnetz führt eine starke PV-Einspeisung sogar zu einer Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz.

Im vorstädtischen Netzgebiet werden zwei Tage (Dienstag und Donnerstag) mit stärkerer PV-Einspeisung für einen Wintermonat simuliert. Allerdings ist die Einspeisung in diesen Monaten so gering, dass es in der weiteren Betrachtung vernachlässigt werden kann.

Des Weiteren fällt in der Abbildung 22 auf, dass die Grundlast des ländlichen Netzes, trotz der geringeren Anzahl an Verbrauchern im Netz, höher ist als im vorstädtischen Netzgebiet. Dies liegt zum einen an dem Bauernhof, der wie schon im Abschnitt 3.1.1 beschrieben wurde, deutlich mehr elektrische Energie benötigt als die Haushalte und zum anderen an der Pumpstation, die mit einer konstanten Leistung von 80 kW angenommen wird (vgl. Anhang C). Weiterhin wird anhand der Abbildung 22 deutlich, dass die Ortsnetztransformatoren im Normalbetrieb maximal mit rund 50 % (200 kW) ihrer Nennleistung (400 kVA) belastet werden und damit das n-1 Kriterium erfüllen.

In der Abbildung 22 befinden sich zusätzlich noch eine rote und eine gelbe Linie. Die rote Linie markiert die Nennleistung der Ortsnetztransformatoren, bis zu dieser Linie sollte der Transformator maximal belastet werden. Dabei wird die Blindleistung im Niederspannungsnetz vernachlässigt:

$$\text{Leistung}_{\text{Transformator}} = 400 \text{ kVA} \approx 400 \text{ kW}$$

Die gelbe Linie markiert das n-1-Kriterium für das Niederspannungsnetz. Ortsnetze müssen nicht zwingend nach dem n-1-Kriterium aufgebaut werden. Allerdings versucht die STAWAG sicher zu stellen, dass im Niederspannungsnetz insoweit eine Reserve vorhanden ist, bei der sich drei Stationen gegenseitig in Reserve stellen. Daraus folgt, dass ein Ortsnetztransformator nur bis 2/3 ausgelastet werden sollte (gelbe Linie) [16].

In Abbildung 23 ist die Auslastung der Abgänge der Ortsnetzstation, die am stärksten belastet sind, dargestellt. Im Anhang I befinden sich die Simulationsergebnisse aller Abgänge der beiden Ortsnetzstationen¹¹.

Hierbei fällt auf, dass im vorstädtischen Ortsnetz Abgang 1 im Normalbetrieb schon bis zu 50 % (ca. 150 A) ausgelastet ist. Das liegt an der ungleichen Verteilung der Haushalte auf die vier Abgänge in Kombination mit dem immer gleichen Querschnitt von 150 mm². 45 % (81 HH) der 180 Haushalte befinden sich am diesem Abgang. Im Vergleich dazu befinden sich am Abgang 2 nur 12 % (22 HH) und am Abgang 4 sogar nur 8 % (14 HH) der Haushalte, so dass diese Kabel mit maximal mit 13 % bzw. 10 % ausgelastet sind. Durch eine Umschaltung im KVS 2 kann die Anzahl der Haushalte pro Abgang gleichmäßiger verteilt werden (vgl. Abbildung 9).

Die Haushalte, die sich hinter diesem KVS befinden, beziehen ihre elektrische Energie dann nicht mehr über Abgang 1, sondern über Abgang 2. Das hat zwar zur Folge, dass dieser nach der Umschaltung mit rund 35 % der am stärksten belastete Abgang im vorstädtischen Ortsnetz ist, dieses Kabel aber im Normalbetrieb trotzdem deutlich weniger

¹¹ Die maximale Auslastung der weiteren Abgänge ist geringer und sie drohen daher erst später zu überlasten.

beansprucht wird als Abgang 1 vor der Umschaltung (vgl. Abbildung 23). Abgang 1 hat nach der Umschaltung nur noch eine maximale Auslastung von ca. 24 %. In der weiteren Analyse des vorstädtischen Ortsnetzes wird angenommen, dass diese Umschaltung auch in der Praxis umgesetzt wird, da diese relativ einfach durchzuführen ist und eine größere Durchdringung der Elektromobilität ermöglicht.

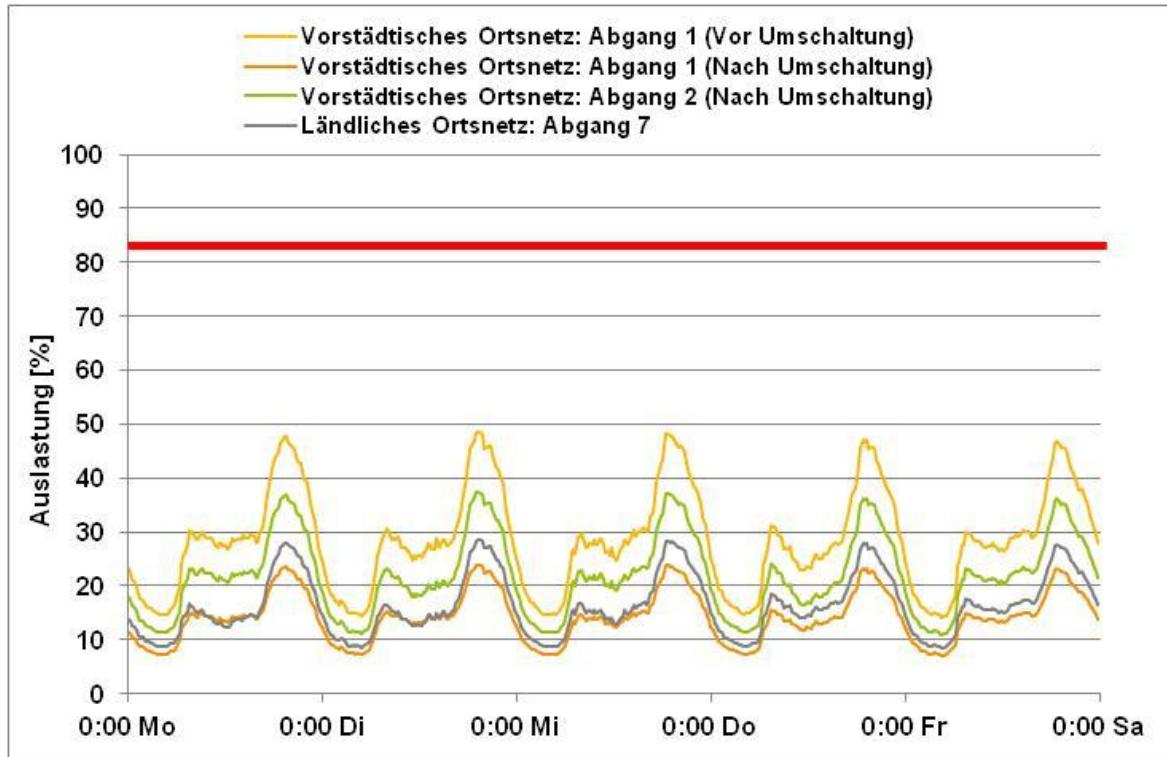


Abbildung 23: Auslastung der Abgänge/Kabel der Ortsnetzstation. Eigene Darstellung

Im ländlichen Ortsnetz ist durch die geringere Anzahl der Haushalte, aber gleichen Niederspannungskabelquerschnitten wie im vorstädtischen Netz die Auslastung der Kabel deutlich geringer (vgl. Anhang I). Hier wird Abgang 7, an dem sich 62 % (40 HH) der Haushalte befinden mit maximal 28 % am stärksten belastet. Im Anhang I ist zwar zu sehen, dass die Abgänge 1 und 4 stärker ausgelastet sind als Abgang 7, da an diesen aber keine Haushalte angeschlossen sind (sondern die PV-Anlage), können sie bei der weiteren Betrachtung vernachlässigt werden können.

Die maximale Strombelastbarkeit der verwendeten Niederspannungskabel vom Typ NA2XY-J 4x150 SE liegt bei 300 A. Da aber in den Ortsnetzstationen und in den Kabelverteilerschränken 250 A NH-Sicherungen verwendet werden, liegt die maximale Auslastung der Kabel für die Simulation bei 83,33 %, was in Abbildung 23 durch eine rote Linie markiert wird. Aufgrund des Aufbaus des Netzes kann davon ausgegangen werden, dass zunächst die Sicherungen in der Ortsnetzstation auslösen.

In Abbildung 24 ist der Spannungsverlauf der beiden Leitungenenden im ländlichen und vorstädtischen Ortsnetzgebiet dargestellt, bei denen der größte Spannungseinbruch in den Simulationsergebnissen zu sehen ist (vgl. Anhang I).

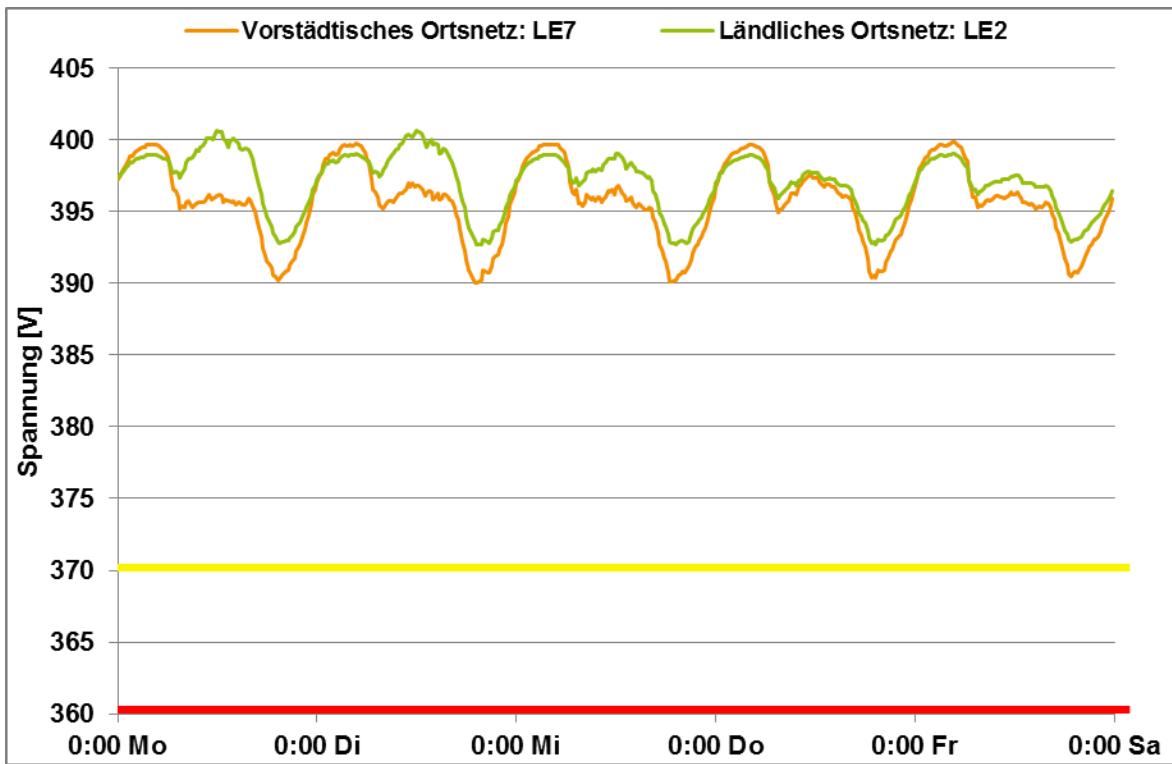


Abbildung 24: Verlauf Spannung (Vorstädtisches und Ländliches Ortsnetz). Eigene Darstellung

Es zeigt sich, dass es nicht, wie vermutet, im ländlichen Netz aufgrund der längeren Leitungen zu höheren Spannungseinbrüchen kommt, sondern dass im vorstädtischen Netz aufgrund der höheren Lastdichte Spannungsschwankungen von bis zu $\Delta U = 10 \text{ V}$ entstehen. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass im ländlichen Ortsnetz durch die längeren Leitungen bei steigender Anzahl an Verbrauchern (Elektrofahrzeugen) die Spannungseinbrüche schneller zunehmen als im vorstädtischen Netzgebiet.

Die rote Linie in der Abbildung 24 markiert die untere Grenze des 10 % Spannungsbandes. Allerdings wird in der Planung von elektrischen Netzen versucht, Spannungsschwankungen $> \pm 7,5 \%$ zu vermeiden [30]. Diese werden in der Abbildung durch die gelbe Linie markiert.

4.3 Auswirkung der Ladestrategien

In den nachfolgenden drei Abschnitten werden die unterschiedlichen Ladestrategien mit verschiedenen Durchdringungsgraden der Elektromobilität simuliert.

4.3.1 Ungesteuerte Ladung bei Ankunft

Zunächst wird die Simulation für das Szenario „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ durchgeführt. Hierfür werden die Ankunftszeiten der Haushalte aus Abschnitt 3.1.1 verwendet. Die Lastprofile der Elektrofahrzeuge werden in Abhängigkeit von der Durchdringung der Elektromobilität und der Anzahl der Haushalte pro Strang zufällig auf die Hausanschlüsse verteilt. Diese zufällige Verteilung wird zur einfacheren Verständlichkeit mit Hilfe der nachfolgenden Abbildung erläutert. Abbildung 25 zeigt ein Beispielnetz mit 10 Haushalten. Am Abgang 1 (A1) sind 40 % (4 HH) und am Abgang 2 (A2) 60 % (6 HH) der Haushalte angeschlossen. Jedem Haushalt wird in der Simulation in Abhängigkeit von der Anzahl der angeschlossenen Haushalte pro Abgang und von der Durchdringung der Elektromobilität ein Lastprofil für die Elektrofahrzeuge zugeordnet, so dass sich am Abgang 2 aufgrund der größeren Anzahl an Haushalten auch mehr Elektrofahrzeuge befinden als am Abgang 1. Allerdings werden dabei die Positionen der Elektrofahrzeuge zufällig gewählt. So befinden sich am Abgang 1 die Elektrofahrzeuge in der Nähe der Sammelschiene und am Abgang 2 am Strangende.

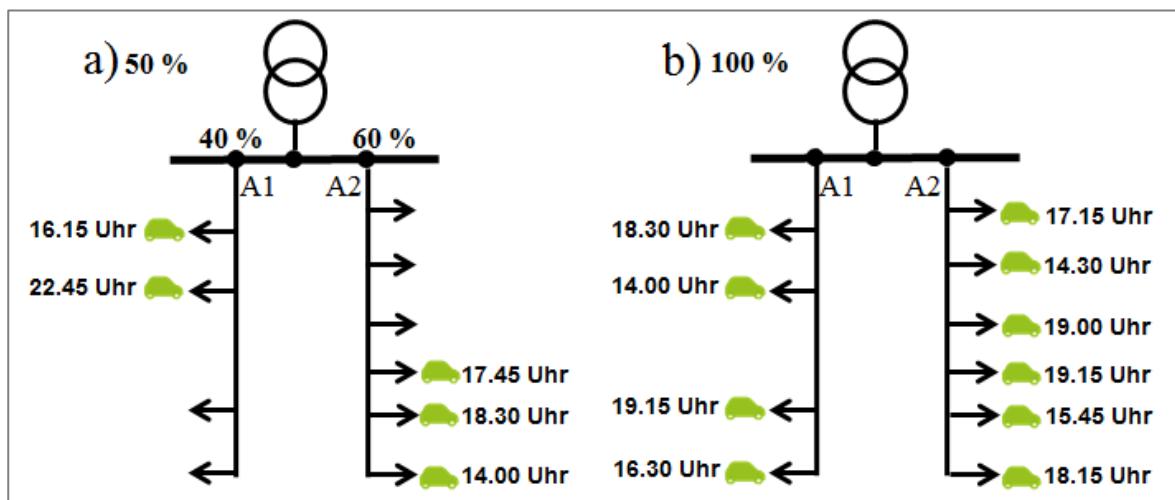


Abbildung 25: Erläuterung der zufälligen Verteilung der Fahrzeuglastprofile in Abhängigkeit von der Durchdringung.
a) Durchdringungsgrad 50 % b) Durchdringungsgrad 100 %. Eigene Darstellung

Im Beispiel a) wird von einer Durchdringung der Elektromobilität von 50 % ausgegangen, d.h. im Abgang 1 werden zwei zufälligen Haushalten und im Abgang 2 drei zufälligen Haushalten jeweils ein Elektrofahrzeug zugeordnet. Im Beispiel b) erhält bei einer Durchdringung von 100 % jeder Haushalt ein Elektrofahrzeug. Des Weiteren gilt es noch

zu beachten, dass die ermittelten Startzeiten der Ladevorgänge aus Abschnitt 3.1.1 bei jeder Simulation neu auf die Haushalte verteilt werden und dadurch Unterschiede bei der Belastung der einzelnen Abgänge auftreten können (vgl. Abbildung 25).

In Abbildung 26 ist der Verlauf der elektrischen Leistung für einen Wochentag des vorstädtischen Ortsnetztransformators für die Ladeleistungen 3,7 kW und 22,2 kW bei einer Durchdringung von 100 % dargestellt. Es wird verdeutlicht, dass sowohl bei einer Ladeleistung von 3,7 kW als auch bei 22,2 kW die Nennleistung des Transformators deutlich überschritten wird.

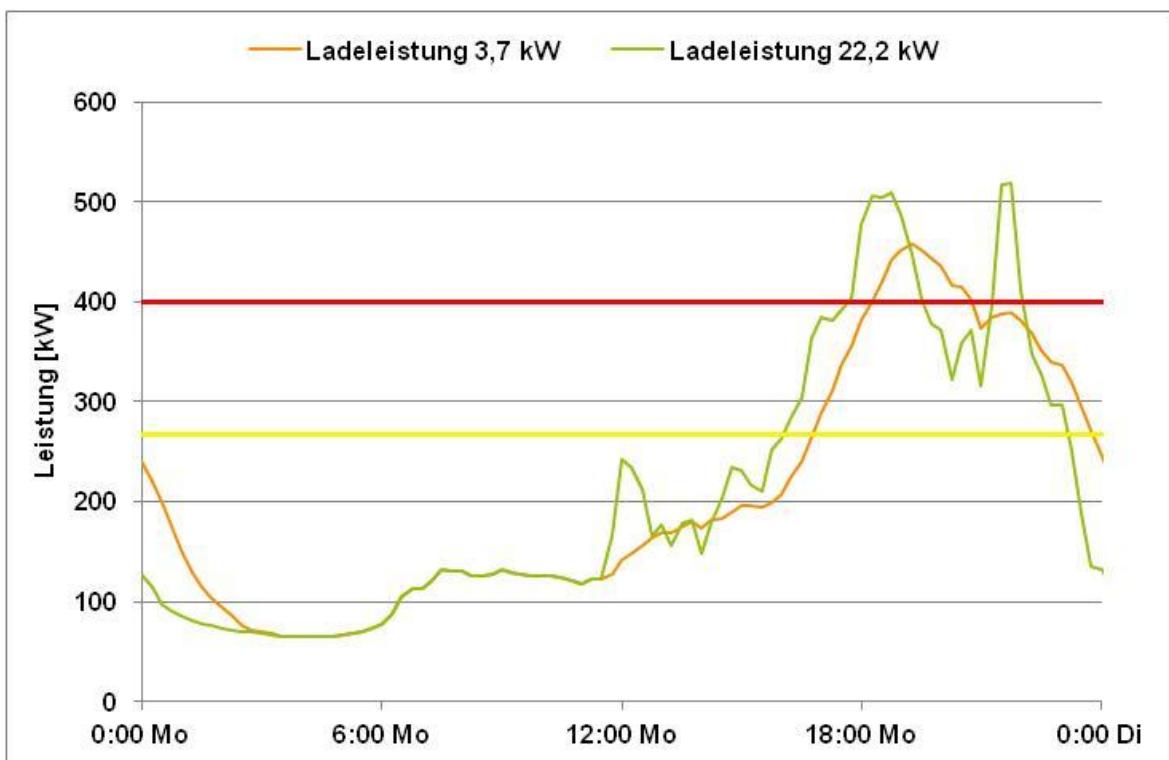


Abbildung 26: Leistungsverlauf vorstädtischer Ortsnetztransformator (100 % EV). Eigene Darstellung

Die maximale Lastspitze bei Ladevorgängen mit 3,7 kW beträgt ca. 450 kW und bei einer Ladeleistung von 22,2 kW entstehen zwei Lastspitzen von rund 500 kW. Daraus lässt sich ableiten, dass trotz der geringeren Gleichzeitigkeit bei einer Ladeleistung von 22,2 kW die Beanspruchung für den Ortsnetztransformator deutlich höher ist.

Abbildung 27 stellt die maximale Auslastung des Ortsnetztransformators in Abhängigkeit von der Ladeleistung und von der Anzahl der Elektrofahrzeuge dar. Die Simulationsergebnisse der verschiedenen Ladeleistungen mit unterschiedlich starker Durchdringung sind im Anhang J abgebildet. Anhand der Abbildung 27 wird deutlich, dass mit steigender Durchdringung der Elektromobilität die Auslastung des vorstädtischen Ortsnetztransformators stärker ansteigt als im ländlichen Netz.

Zusätzlich ist zu erkennen, dass mit ansteigender Ladeleistung die maximale Belastung für den Transformator größer wird.

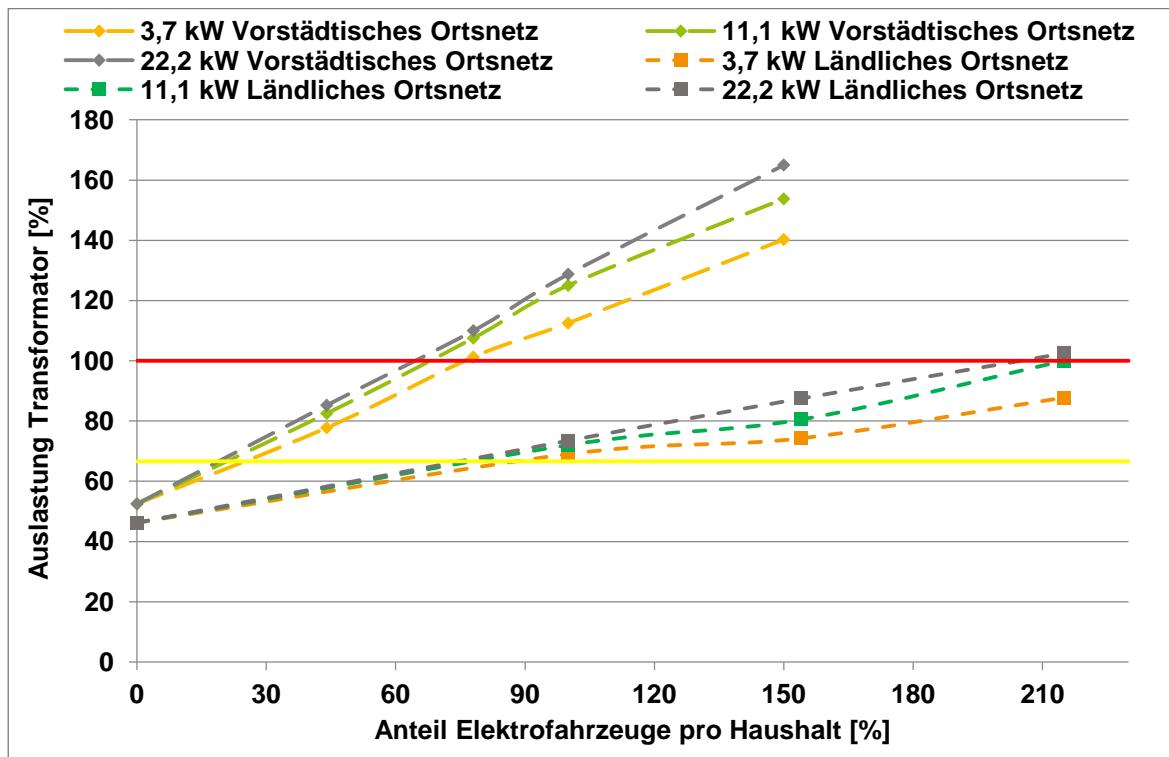


Abbildung 27: Maximale Auslastung des Ortsnetztransformators in Abhängigkeit von der Ladeleistung und von der Anzahl der Elektrofahrzeuge. Eigene Darstellung

Die Ziele der Bundesregierung besagen sechs Millionen Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2030, was einer Durchdringung von etwa 15 % entspricht. Für diese Durchdringung ist weder im ländlichen noch im vorstädtischen Ortsnetz mit Überlastungen des Ortsnetztransformators zu rechnen. Anhand Abbildung 27 wird für das vorstädtische Netzgebiet verdeutlicht, dass ab einem Durchdringungsgrad von rund 20 % das n-1-Kriterium für kurze Lastspitzen nicht mehr sichergestellt ist (vgl. Anhang J).

Allerdings sind kurzzeitige Überlastungen für Transformatoren ungefährlich. Die in den meisten Ortsnetzstationen eingesetzten Transformatoren nutzen zur Wärmeübertragung Mineralöl. Diese Art von Transformatoren zeichnen sich durch eine gute Wärmeleitfähigkeit aus und können die erzeugte Wärmemenge der Wicklungen und des Eisenkerns schnell abführen. Des Weiteren kann eine bedeutende Wärmemenge im Öl gespeichert werden, was gerade bei kurzzeitigen Überlastungen von großem Vorteil ist. Aus diesem Grund kann die gelbe Linie in Abbildung 27 je nach eingesetztem Transformator für kurzzeitige Lastspitzen vernachlässigt werden.

Der vorstädtische Ortsnetztransformator erreicht je nach Ladeleistungsszenario ab einer Durchdringung zwischen 60 % und 75 % seine Nennleistung. Im ländlichen Netzgebiet wird erst ab einer Durchdringung von 215 % bei den Ladeleistungen 11,1 kW bzw.

22,2 kW die 100 %-Grenze (Nennleistung des Transformators) erreicht. In diesem Netz wird der Transformator bei einer Ladeleistung von 3,7 kW und einer Durchdringung von 215 % mit maximal 87,75 % belastet.

In Abbildung 28 ist die Auslastung der Abgänge 2 und 3 für die Ladeleistungen 3,7 kW und 22,2 kW im vorstädtischen Ortsnetz für eine Durchdringung der Elektromobilität von 100 % abgebildet.

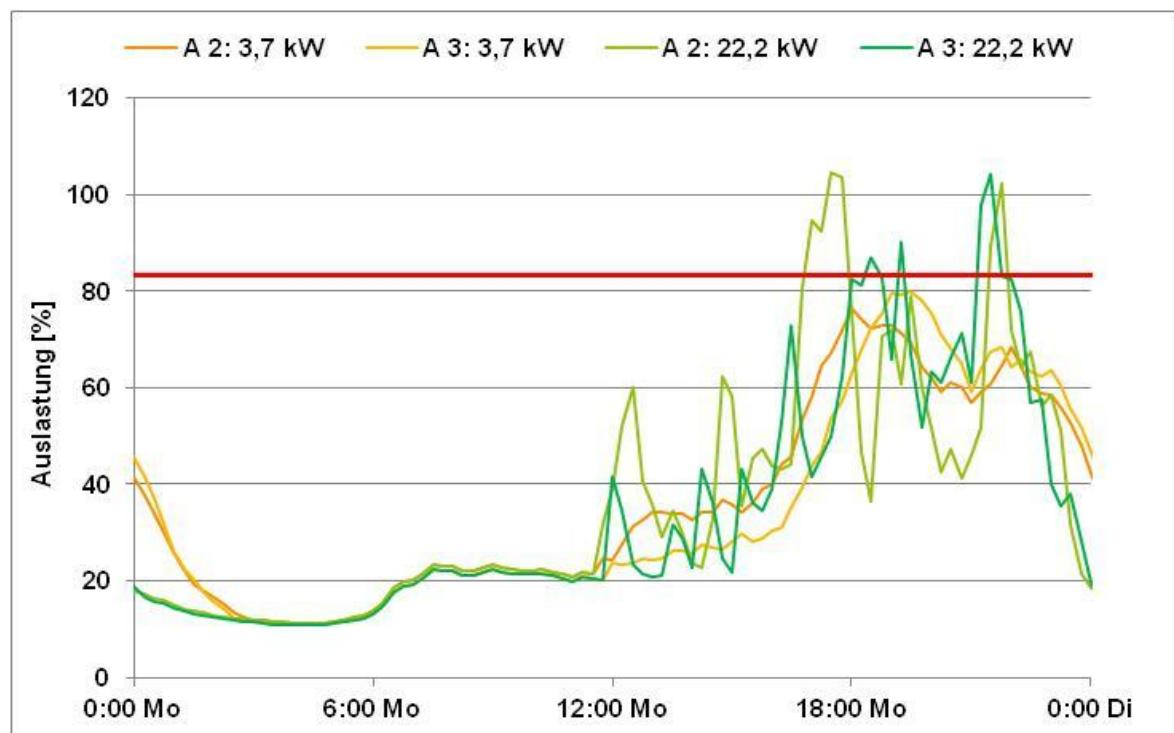


Abbildung 28: Auslastung der Abgänge/Kabel der vorstädtischen Ortsnetzstation (100 % EV). Eigene Darstellung

Es fallen insbesondere die Lastspitzen auf, welche durch die Ladevorgänge mit 22,2 kW entstehen. Während bei der geringeren Ladeleistung die Auslastung der Abgänge langsam ansteigt und ein Maximum um 17.45 Uhr (A2) bzw. 18.15 Uhr (A3) erreicht, tauchen bei der höheren Ladeleistung (22,2 kW) immer wieder kurze, aber extreme Lastspitzen auf. Die unterschiedlichen Zeitpunkte der maximalen Auslastung der Abgänge sind durch die zufällige Verteilung der Lastprofile der Elektrofahrzeuge auf die Haushalte zu erklären. Die maximale Auslastung der Abgänge der Ortsnetzstation bei einem Elektrofahrzeug pro Haushalt liegt bei einer Ladeleistung von 3,7 kW bei ca. 75 % (A2) sowie 80 % (A3) – und damit unterhalb des Schwellenwertes (83,3 %), bei dem die NH-Sicherungen auslösen würden. Bei einer Ladeleistung von 22,2 kW liegt die maximale Auslastung der Abgänge 2 und 3 bei rund 105 %.

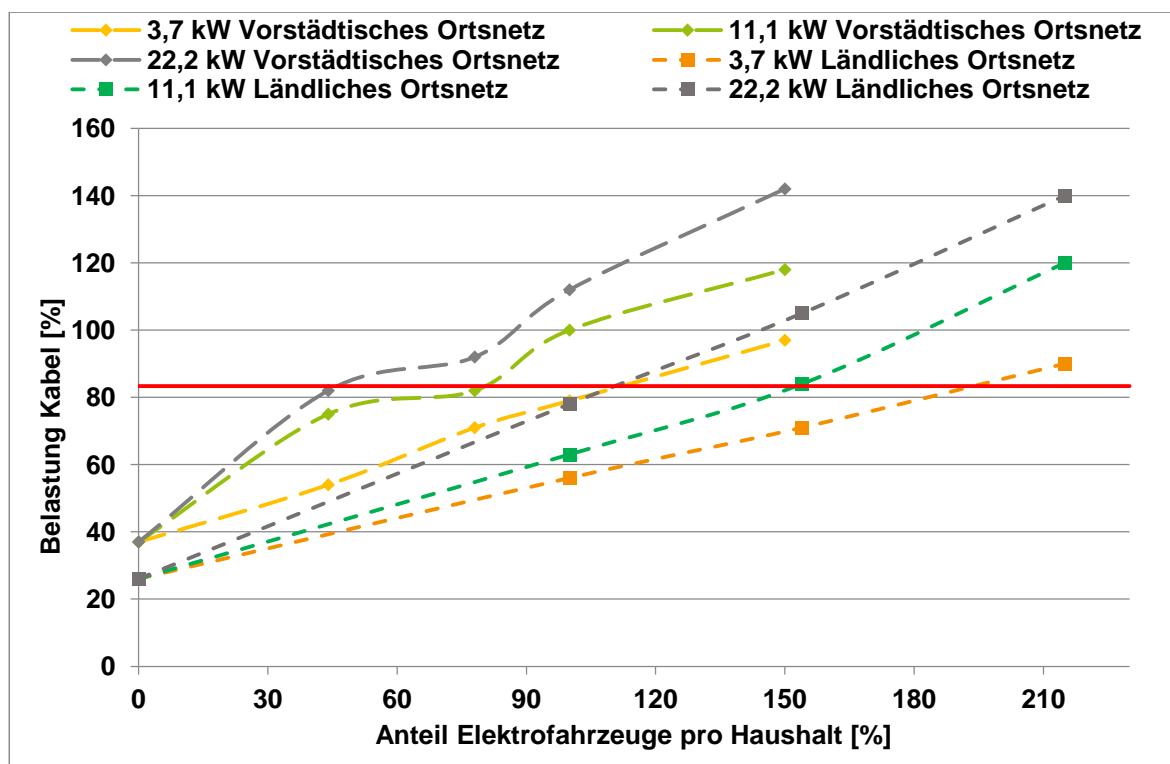


Abbildung 29: Maximale Auslastung der Kabel in Abhängigkeit von der Ladeleistung und von der Anzahl der Elektrofahrzeuge. Eigene Darstellung

Abbildung 29 zeigt die maximale Auslastung der Kabel in Abhängigkeit von der Ladeleistung und von der Anzahl der Elektrofahrzeuge für das ländliche und vorstädtische Ortsnetz. Die detaillierten Simulationsergebnisse der verschiedenen Szenarien sind im Anhang J dargestellt. Analog zu Abbildung 27 fällt auch hier auf, dass die Auslastung der Abgänge im vorstädtischen Netz durch die größere Anzahl an Verbrauchern steiler ansteigt als im ländlichen Netz und dass mit steigender Ladeleistung die Steigung der Kurven zunimmt.

Der nichtlineare Verlauf der grünen und grauen Kurven im vorstädtischen Netz entsteht durch die zufällige Verteilung der Lastprofile der Elektrofahrzeuge.

So wurden bei der Simulation (78 % EV) durch die zufällige Verteilung der Ladekennlinien zu dem Zeitpunkt, an dem die maximale Auslastung für die Abgänge 2 und 3 erreicht wird, mehr Ladevorgänge auf die Haushalte verteilt, die sich am Abgang 1 oder 4 befinden und damit nicht zur Erhöhung der maximalen Auslastung der Kabel beitragen (vgl. Anhang J). Die zufällige „netzfreundliche“ Verteilung führt in diesem Fall zu einer Entlastung des Netzes, wodurch eine größere Durchdringung möglich ist. Bei der nachfolgenden Simulation (100 % EV) werden die Lastprofile der Elektrofahrzeuge wieder gleichmäßig verteilt, wodurch die Steigung der ursprünglichen Kurve fortgesetzt wird. Der Verlauf bei dem Szenario 78 % ist daher ein zufälliger Ausreißer.

Außerdem verdeutlicht Abbildung 29, dass die Kurven der verschiedenen Ladeleistungen je Ortsnetz bei der Auslastung der Kabel weiter auseinander liegen als bei der Auslastung des Transformators. So lösen die NH-Sicherungen im vorstädtischen Ortsnetz je nach Ladeleistung, um die Kabel vor Überhitzung zu schützen, zwischen einer Durchdringung von 40 % (3,7 kW) und 110 % (22,2 kW) aus. Im ländlichen Netzgebiet liegt die Bandbreite zwischen 110 % und 185 %, bei der erste NH-Sicherungen auslösen.

Aber auch bei der Auslastung der Kabel stellt das Szenario 2030 der Bundesregierung für (15 % EV) kein Problem dar.

In Abbildung 30 ist der Spannungsverlauf für zwei Leitungsenden mit dem größten Spannungseinbruch im vorstädtischen Ortsnetz für eine Durchdringung von 100 % an einem Wochentag dargestellt. Vergleichbar wie bei der Auslastung der Kabel ist auch hier wieder der sprunghafte Verlauf der Spannung bei Ladevorgängen mit 22,2 kW zu erkennen. Bei den 3,7 kW-Ladevorgängen fällt die Spannung mit steigendem Verbrauch der Haushalte und insbesondere der Elektrofahrzeuge allmählich ab und erreicht ihr Minimum von 377 V um 19:15 Uhr.

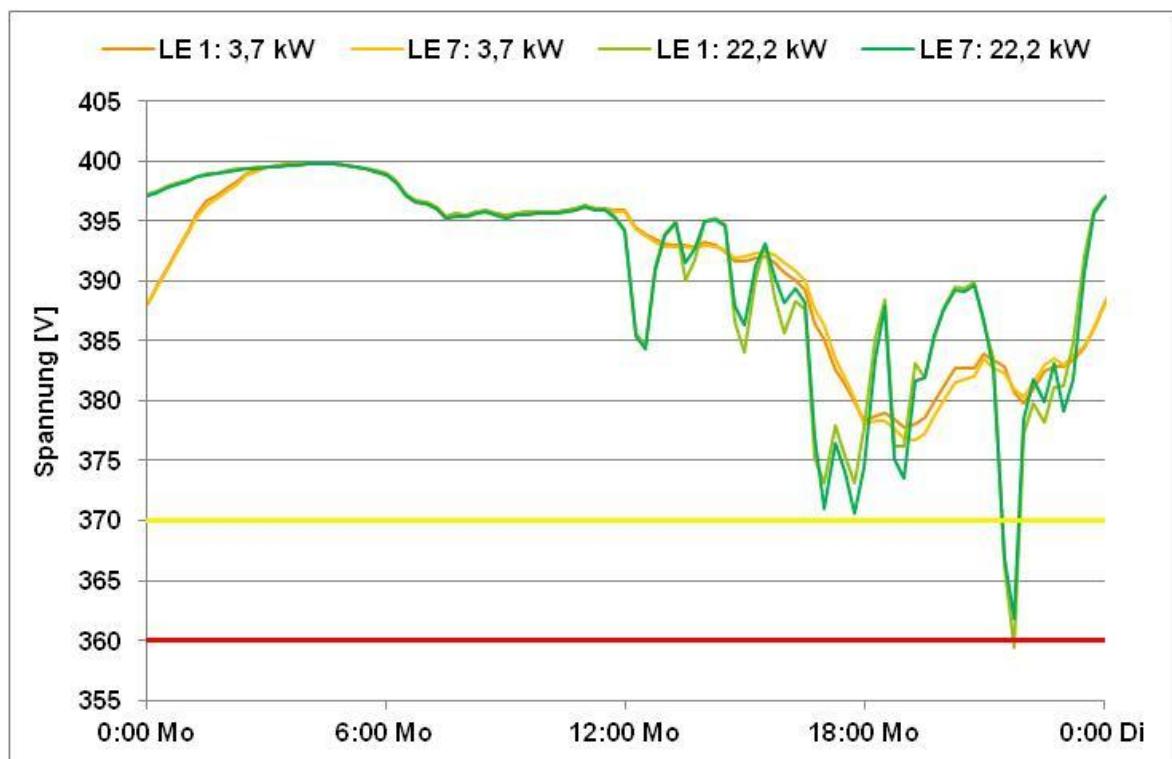


Abbildung 30: Spannungsverlauf Leitungsende im vorstädtischen Ortsnetz (100 % EV). Eigene Darstellung

Bei den Ladevorgängen mit 22,2 kW entstehen durch den Start mehrerer Ladevorgänge zum gleichen Zeitpunkt Spannungseinbrüche von bis zu 30 V.

Wie schon im Abschnitt 2.3.1 beschrieben, sollen Spannungseinbrüche von 12 V ($\pm 3\%$ der Nennspannung) oder mehr vermieden werden, da der Mensch diese als Flicker wahrnimmt. Zu beachten ist aber, dass die extremen Spannungseinbrüche durch die Simulation mit NEPLAN verstärkt werden, da durch den 15-Minuten-Fahrplan jeweils mehrere Ladevorgänge zum gleichen Zeitpunkt starten. In der Realität würden immer einige Minuten zwischen den einzelnen Starts der Ladevorgänge liegen, so dass Spannungseinbrüche größer 5 V nur sehr selten zu erwarten sind. Bei einem Durchdringungsgrad von 100 % und einer Ladeleistung von 22,2 kW wird ein Spannungsminimum von ca. 359,5 V erreicht, dies ist eine Spannungsbandverletzung nach DIN EN 50160.

In Abbildung 31 wird der maximale Spannungsabfall in Abhängigkeit von der Ladeleistung und der Anzahl der Elektrofahrzeuge für das ländliche und vorstädtische Ortsnetz aufgezeigt. Die Simulationsergebnisse der Spannungsverläufe am Leitungsende in den Netzen mit unterschiedlich starker Durchdringung der Elektromobilität sind im Anhang J abgebildet.

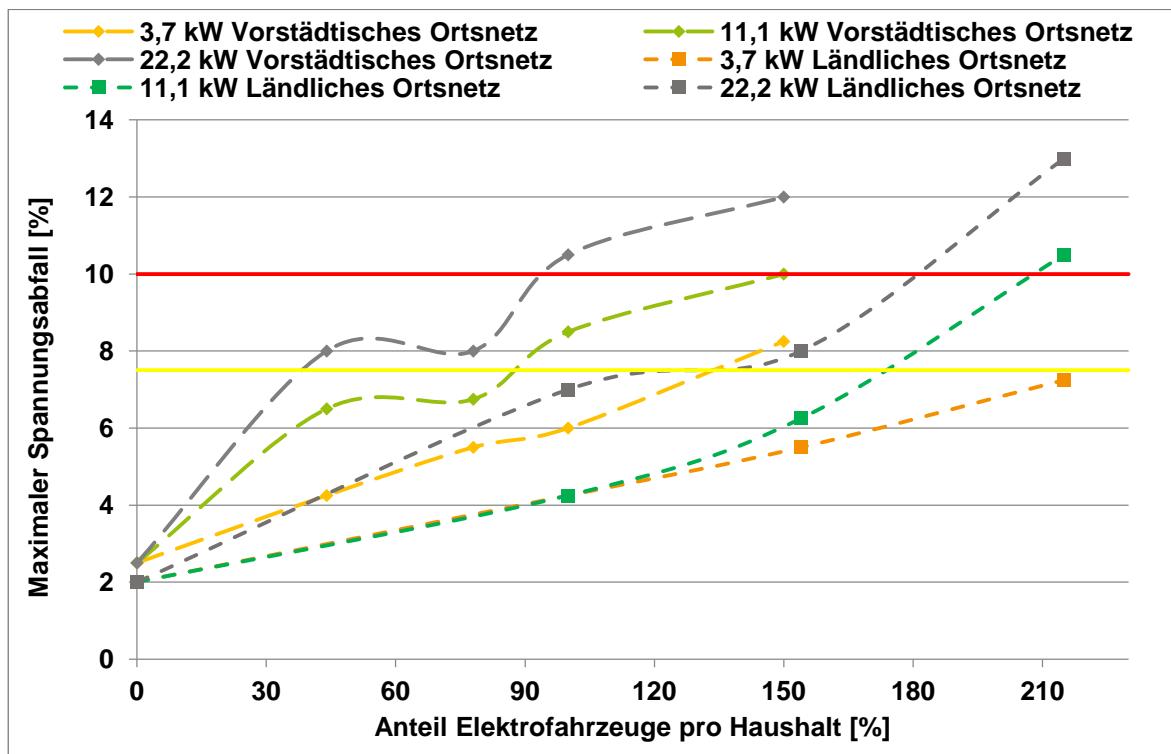


Abbildung 31: Maximaler Spannungsabfall in Abhängigkeit von der Ladeleistung und von der Anzahl der Elektrofahrzeuge. Eigene Darstellung

Hier ist zu beachten, dass durch die größere Anzahl von Haushalten und damit auch an Elektrofahrzeugen das vorstädtische Ortsnetz früher an seine Grenzen stößt als das ländliche Netzgebiet.

In Abbildung 31 ist wieder das Phänomen der zufälligen Verteilung der Ladekennlinien auf die Haushalte zu erkennen, das eine kurzzeitige größere Aufnahme von Elektrofahrzeugen aus Sicht des elektrischen Netzes ermöglicht. Bei den Ladevorgängen mit einer Ladeleistung 11,1 kW bzw. 22,2 kW im vorstädtischen Ortsnetz verläuft die Kurve zwischen den Durchdringungsgraden von 44 % und 78 % fast parallel zur X-Achse. Weiterhin ist bei diesen Kurven zu erkennen, dass bei einer Durchdringung von 100 % nur die Kurve der 22,2 kW Ladung außerhalb des Spannungsbandes liegt.

Bei Ladeleistungen von 11,1 kW treten erst ab einem Durchdringungsgrad von 150 % Spannungsbandverletzungen auf. Zu diesem Zeitpunkt kommt es bei Ladungen mit 3,7 kW zu Spannungseinbrüchen, die der Netzbetreiber versucht zu vermeiden, die aber noch innerhalb der Grenzen der DIN 50160 liegen (vgl. Anhang J).

Im ländlichen Netzgebiet treten, anders als anfänglich vermutet, bis zu einer Durchdringung von 100 % bei keiner der drei verschiedenen Ladeleistungen Spannungsbandverletzungen auf. Hierfür gibt es zwei Gründe:

Auf der einen Seite sind die Eigenschaften (Kabellänge, Kabelquerschnitt) der Abgänge A6 und A7, an denen sich in diesem Netzgebiet die überwiegende Anzahl der Haushalte befindet, ähnlich wie die der Abgänge im vorstädtischen Netzgebiet. Auf der anderen Seite sind an dem langen Netzausläufer im ländlichen Ortsnetz (A5), an dem sich auch der Bauernhof befindet, nur acht Haushalte angeschlossen. Durch die zufällige Verteilung der Ladekennlinien finden in diesem Strang in der Simulation aber zu keinem Zeitpunkt mehrere Ladevorgänge gleichzeitig statt, wodurch Spannungsprobleme am Leitungsende nicht auftreten (vgl. Anhang J). Daher wird im Abschnitt 4.4 gesondert auf den Fall eingegangen, wie sich die Spannung am Leitungsende 3 verhält, wenn dort mehrere Fahrzeugladungen gleichzeitig stattfinden.

Tabelle 2 fasst die Ergebnisse aus den unterschiedlichen Simulationen für das Szenario „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ zusammen. Die wichtigste Erkenntnis der Simulationen ist, dass sowohl im vorstädtischen als auch im ländlichen Netz das Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2030 mit 6 Millionen Elektrofahrzeugen auf deutschen Straßen ohne Netzausbau bzw. Lastmanagement in den Verteilnetzen möglich ist. Allerdings kann aus dieser Simulation keine Aussage darüber getroffen werden, wie das Gesamtsystem auf die neuen Lasten reagiert. Weiterhin kann festgestellt werden, dass im vorstädtischen Ortsnetz aufgrund der höheren Anzahl von Verbrauchern die Netzkomponenten durch den Zuwachs der Elektromobilität deutlich früher ausgelastet sein werden als im ländlichen Ortsnetz.

	Vorstädtisches Ortsnetz			Ländliches Ortsnetz		
Ladeleistung [kW]	3,7	11,1	22,2	3,7	11,1	22,2
Max. möglicher Durchdringungsgrad Elektromobilität[%] [Auslastung Trafo bis zu 66,7 %]	25	22	20	90	78	75
Max. möglicher Durchdringungsgrad Elektromobilität[%] [Auslastung Trafo bis zu 100 %]	75	68	63	-	215	193
Max. möglicher Durchdringungsgrad Elektromobilität[%] [Auslastung Kabel bis zu 83,3 %]	111	81	46	195	154	111
Max. möglicher Durchdringungsgrad Elektromobilität[%] [Spannungsabfall bis zu 7,5 %]	135	88	38	-	175	130
Max. möglicher Durchdringungsgrad Elektromobilität[%] [Spannungsabfall bis zu 10 %]	-	150	94	-	208	180

Tabelle 2: Maximal möglicher Durchdringungsgrad der Elektromobilität in Abhängigkeit von den Überlastungen der Netzkomponenten.

Tabelle 2 ist zu entnehmen, ab welchem Durchdringungsgrad in Abhängigkeit zur Ladeleistung es zu Überlastungen einzelner Komponenten im Netz kommt. In roter Schrift sind jeweils die Komponenten des Ortsnetzes markiert, die als erstes überlastet werden. In Abhängigkeit von der Ladeleistung sind die Kabel oder der Transformator die kritischen Elemente, die als erstes überlastet werden.

So erreicht der Transformator im vorstädtischen Ortsnetz bei einer Ladeleistung von 3,7 kW ab einem Durchdringungsgrad von rund 75 % seine maximale Leistung. Dagegen lösen NH-Sicherungen der Ortsnetzstation, die die Kabel vor einer zu großen Beanspruchung schützen, erst aber einer Durchdringung von ca. 111 % aus. Bei einer Ladeleistung von 22,2 kW im vorstädtischen Netz sind die Kabel schon bei einer Durchdringung von 46 % überlastet, der Ortsnetztransformator erreicht hingegen erst ab einer Durchdringung von 63 % seine Nennleistung. Spannungsbandprobleme treten erst deutlich später auf.

Eine weitere Diskussion der Ergebnisse findet im Abschnitt 5.2 statt.

4.3.2 Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung

In diesem Abschnitt soll das Szenario „Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung“ untersucht werden. Hierbei erfolgt die Ladung der Elektrofahrzeuge in der zweiten Nachthälfte zwischen 02:00 Uhr und 06:00 Uhr, da hier der Strompreis am Intraday-Markt der EEX im Normalfall am niedrigsten ist. Wie schon im Abschnitt 3.3 beschrieben, wird für dieses Szenario aufgrund von Schichtdienst, Urlaub oder Nicht-Verfügbarkeit der Fahrzeuge eine Gleichzeitigkeit der ladenden Fahrzeuge für die Ladevorgänge in der Nacht von 75 % angenommen.

In Abbildung 32 ist der Verlauf der elektrischen Leistung für einen Wochentag des vorstädtischen Ortsnetztransformators für die Ladeleistungen 3,7 kW, 11,1 kW und 22,2 kW bei einer Durchdringung von 22 % (40 EV) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass trotz der niedrigen Durchdringung, die in etwa den Zielen der Bundesregierung für das Jahr 2030 entspricht, eine Ladeleistung von 11,1 kW ausreicht, um den Ortsnetztransformator kurzzeitig mit seiner Nennleistung zu belasten. Bei einer Ladeleistung von 22,2 kW wird der Trafo mit 800 kW (200 %) belastet, was ein Auslösen der Trafosicherungen und damit einen Ausfall zur Folge hätte. Allerdings zeigt Abbildung 32 auch, dass in der Nacht bei der Nutzung einer niedrigen Ladeleistung das Niederspannungsnetz ein großes Potential für die Ladevorgänge elektrischer Fahrzeuge bietet. So ist der Ortsnetztransformator bei einer Ladeleistung von 3,7 kW mit maximal 180 kW belastet, was in etwa der Abendlastspitze des vorstädtischen Ortsnetzes entspricht.

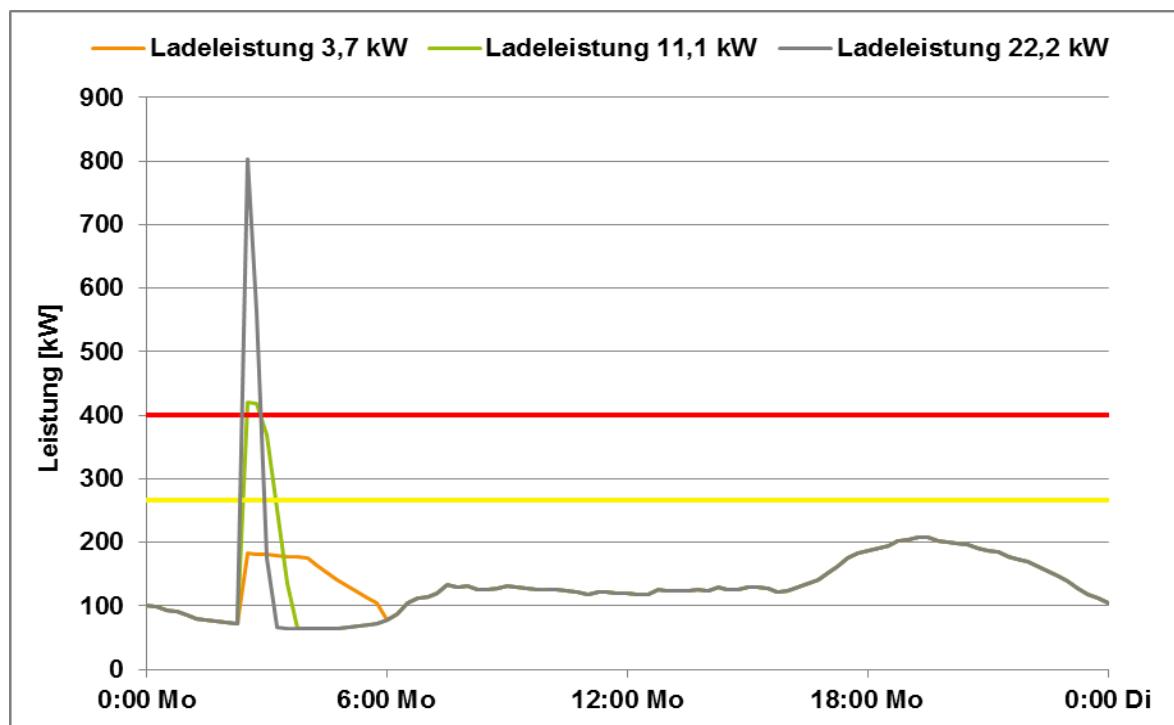


Abbildung 32: Leistungsverlauf vorstädtischer Ortsnetztransformator (22 % EV). Eigene Darstellung

Abbildung 33 zeigt die maximale Auslastung des Ortsnetztransformators in Abhängigkeit von der Ladeleistung und der Anzahl der Elektrofahrzeuge für das Szenario „Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung“. Die Simulationsergebnisse der verschiedenen Ladeleistungen mit unterschiedlich starker Durchdringung können dem Anhang K entnommen werden. Die Abbildung verdeutlicht, dass die Ortsnetztransformatoren im vorstädtischen und im ländlichen Ortsnetz bei hohen Ladeleistungen schon bei niedrigen Durchdringungsgraden überlastet werden. Für das Szenario, bei dem jeder Haushalt ein Elektrofahrzeug zugeordnet bekommt, ist für das vorstädtische Netz bei den Ladeleistungen 11,1 kW und 22,2 kW keine Simulation mehr möglich, da NEPLAN aufgrund der hohen Belastung keine Berechnung mehr durchführen kann.

Im ländlichen Ortsnetz wird der Trafo bei einer Durchdringung von 100 % bei der 11,1 kW-Ladung mit 205 % seiner Nennleistung belastet und bei Ladevorgängen mit 22,2 kW sogar mit 475 %. An dieser Stelle lässt sich festhalten, dass das Szenario „Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung“ mit hohen Leistungen nur bei einer sehr niedrigen Durchdringung der Elektromobilität angewandt werden kann.

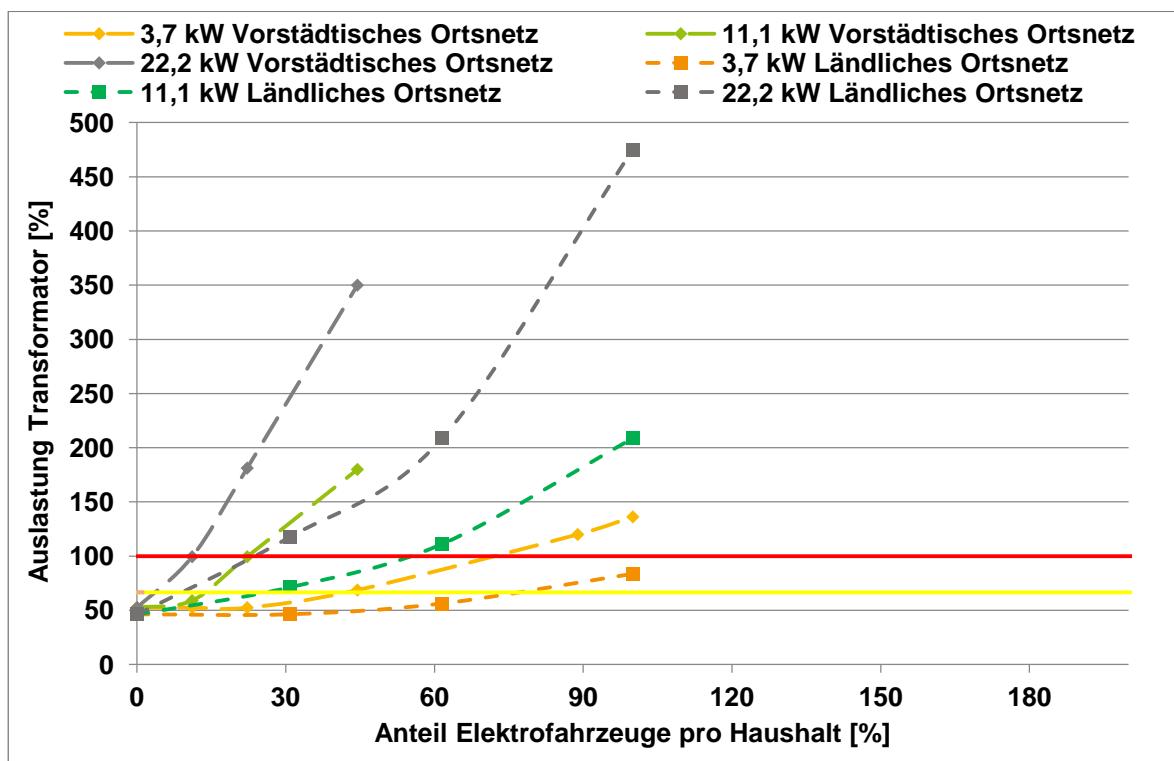


Abbildung 33: Maximale Auslastung des Ortsnetztransformators in Abhängigkeit von der Ladeleistung und der Anzahl der Elektrofahrzeuge (Dynamischer Stromtarif). Eigene Darstellung

Das gleiche Ergebnis ist auf der nächsten Seite für die Auslastung der Abgänge der Ortsnetzstation zu beobachten. Bereits ab einer Durchdringung von 22 % werden bei den Ladevorgängen mit 11,1 kW und 22,2 kW die NH-Sicherungen in der Netzstation ausgelöst (vgl. Abbildung 34).

Die Anzahl der Ladevorgänge für die Elektrofahrzeuge, bis die Kabel bzw. die Transformatoren in den jeweiligen Ortsnetzen überlastet werden, sind ungefähr gleich (vgl. Abbildung 33 und Abbildung 35). Die Simulationsergebnisse der verschiedenen Ladeleistungen mit unterschiedlich starker Durchdringung für die maximale Auslastung der Abgänge der beiden Ortsnetzstationen befinden sich im Anhang K.

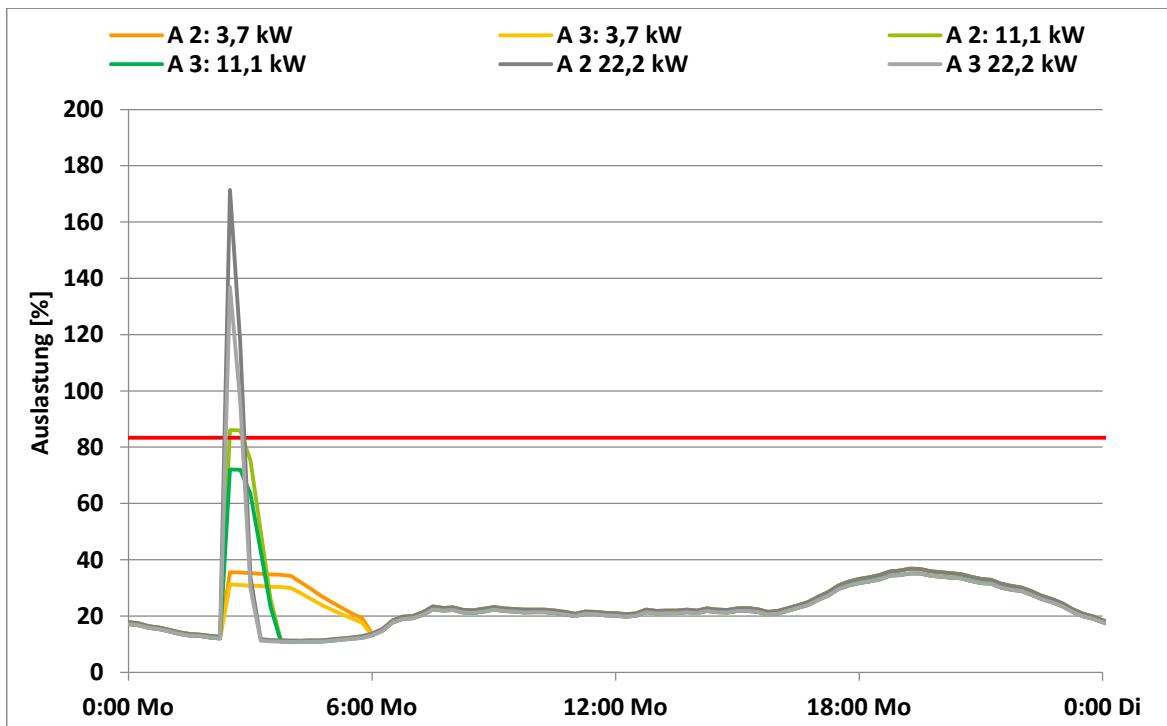


Abbildung 34: Auslastung der Abgänge/Kabel der vorstädtischen Ortsnetzstation (22 % EV). Eigene Darstellung

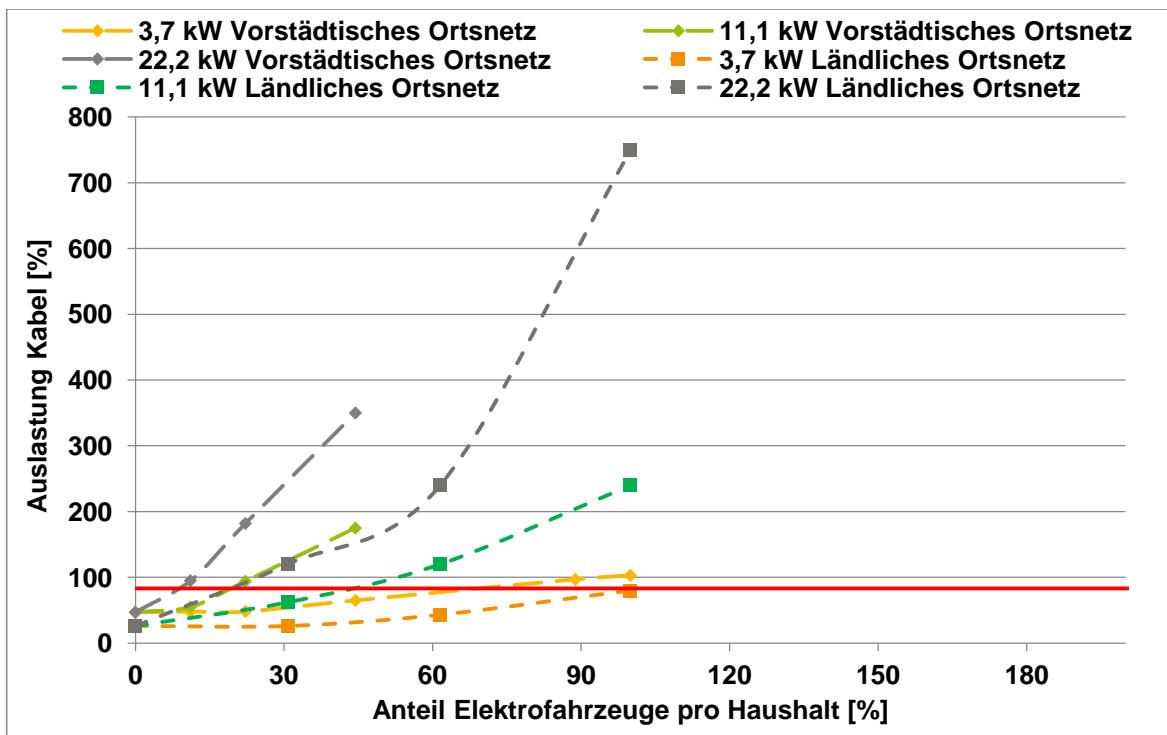


Abbildung 35: Maximale Auslastung der Kabel in Abhängigkeit von der Ladeleistung und der Anzahl der Elektrofahrzeuge. Eigene Darstellung

In Abbildung 36 ist der Spannungsverlauf für die Leitungsenden LE 1 und LE 7 im vorstädtischen Ortsnetz für eine Durchdringung der Elektromobilität von 22 % an einem Wochentag dargestellt. Besonders auffällig ist hier der hohe Spannungseinbruch zu Beginn der Ladevorgänge um 02:00 Uhr. So entsteht schon bei der 3,7 kW Ladung ein plötzlicher Spannungseinbruch von fast 10 V, die der Verteilnetzbetreiber in der Betriebsführung von Niederspannungsnetzen vermeiden möchte (vgl. Abschnitt 2.3.1). Daher ist es in der Praxis erforderlich, dass die Ladevorgänge bei dynamischen Strompreisen mit einigen Sekunden Differenz beginnen, um extreme Spannungseinbrüche zu vermeiden. Diese Aufgabe könnte beispielsweise eine zufällige Verzögerung der Ladevorgänge in den Ladeboxen übernehmen.

Abbildung 36 verdeutlicht ebenfalls, dass es bei einer Ladeleistung von 22,2 kW und einer Durchdringung von nur 22 % schon zu Spannungsbandverletzungen nach DIN EN 50160 kommt.

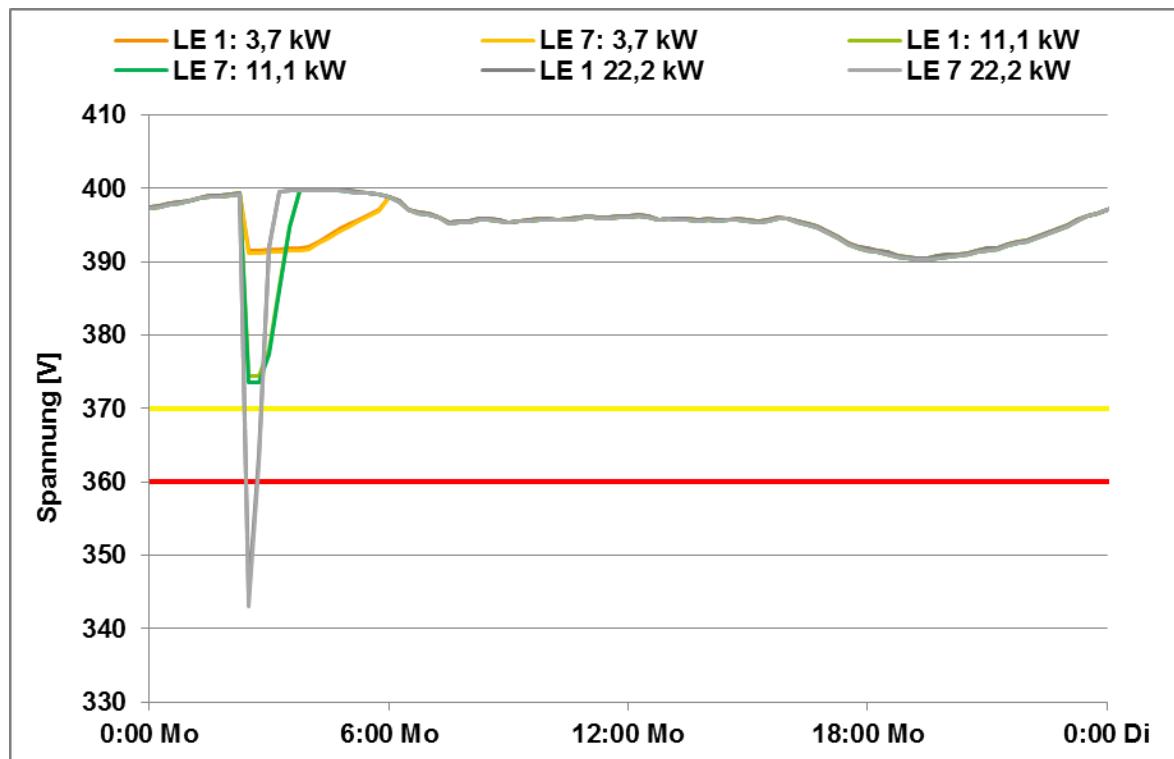


Abbildung 36: Spannungsverlauf Leitungsende im vorstädtischen Ortsnetz (22 % EV). Eigene Darstellung

In der Abbildung 37 ist der maximale Spannungsabfall für das Szenario „Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung“ in Abhängigkeit von der Ladeleistung und der Anzahl der Elektrofahrzeuge zu erkennen. Analog zu den Abbildung 33 und Abbildung 35 ist auch hier festzustellen, dass wegen der hohen Gleichzeitigkeit bei hohen Ladeleistungen nur eine sehr geringe Durchdringung möglich ist.

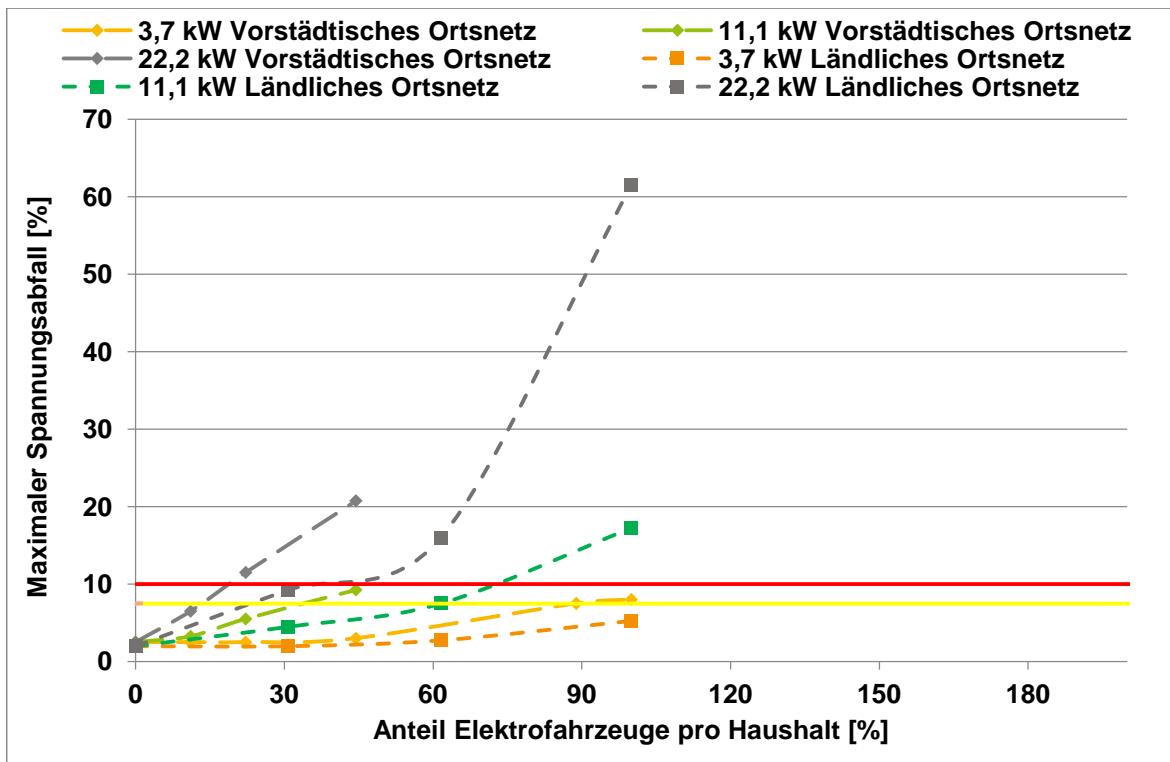


Abbildung 37: Maximaler Spannungsabfall in Abhängigkeit von der Ladeleistung und der Anzahl der Elektrofahrzeuge. Eigene Darstellung

In der Tabelle 3 sind die Ergebnisse der Simulation „Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung“ zusammengefasst. Die Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2030 (15 % EV) lassen sich aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit in diesem Szenario nicht mehr mit der Ladeleistung von 22,2 kW umsetzen.

	Vorstädtisches Ortsnetz			Ländliches Ortsnetz		
	3,7	11,1	22,2	3,7	11,1	22,2
Max. möglicher Durchdringungsgrad Elektromobilität[%] [Auslastung Trafo bis zu 66,7 %]	45	15	5	80	25	9
Max. möglicher Durchdringungsgrad Elektromobilität[%] [Auslastung Trafo bis zu 100 %]	70	22	11	-	55	25
Max. möglicher Durchdringungsgrad Elektromobilität[%] [Auslastung Kabel bis zu 83,3 %]	70	20	9	100	44	20
Max. möglicher Durchdringungsgrad Elektromobilität[%] [Spannungsabfall bis zu 7,5 %]	90	33	14	-	62	22
Max. möglicher Durchdringungsgrad Elektromobilität[%] [Spannungsabfall bis zu 10 %]	-	45	18	-	71	35

Tabelle 3: Maximal möglicher Durchdringungsgrad der Elektromobilität in Abhängigkeit von den Überlastungen der Netzkomponenten.

Anhand der Tabelle 3 lässt sich festhalten, dass in diesem Szenario die Abgänge der Ortsnetzstation die Betriebsmittel sind, die als erstes überlastet werden. Allerdings unterscheiden sich die maximalen Durchdringungsgrade der Elektrofahrzeuge bis zur Überlastung der Kabel und der Transformatoren nur minimal voneinander. Bei einer Ladeleistung von 22,2 kW stößt das vorstädtische Ortsnetz schon bei einer Durchdringung von 9 % aufgrund des Kabels und von 11 % aufgrund des Transformators an die physikalischen Grenzen der Komponenten.

4.3.3 Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung

Nachdem im vorangegangen Abschnitt festgestellt wurde, dass für das Szenario „Dynamischer Strompreise ohne Netzsteuerung“ bei hohen Ladeleistungen nur sehr geringe Durchdringungsgrade möglich sind, soll in diesem Abschnitt das Szenario „Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung“ untersucht werden. Hierbei werden die zwei Steuerungsvarianten simuliert:

- **Variante A:** Gleichmäßige Drosselung aller Elektrofahrzeuge bei Netzengpässen
- **Variante B:** „first-come, first-served“. Vollständige Drosselung der zuletzt angeschlossenen Fahrzeuge bei Netzengpässen.

Bei beiden Varianten erfolgt die Ladung der Elektrofahrzeuge in der Nacht zwischen 00:00 Uhr und 06:00 Uhr, da der Strompreis am Intraday-Markt der EEX zu dieser Zeit im Normalfall am niedrigsten ist¹². Die Auswertungen in den Abschnitten 4.3.1 und 4.3.2 haben ergeben, dass das ländliche Ortsnetz aufgrund der geringeren Anzahl an Haushalten erst bei einer viel höheren Durchdringung an seine Grenzen stößt. Aus diesem Grund wird in diesem Abschnitt lediglich das vorstädtische Ortsnetz analysiert. Die Ergebnisse können anschließend mit dem Faktor 2,8, der sich aus der Division der angeschlossenen Haushalte im vorstädtischen und ländlichen Ortsnetz ergibt, multipliziert werden, um eine ungefähre Größenordnung über die Durchdringung im ländlichen Netz zu erhalten. Hierbei sollte allerdings beachtet werden, dass die Residuallast und die Anzahl der Abgänge in den Netzen unterschiedlich sind. Die Faktoren sollten auch bei der Übertragung der Ergebnisse auf weitere Netzgebiete beachtet werden. Die Netzsteuerung entscheidet in Abhängigkeit der aktuellen Last an der Ortsnetzstation, welche Ladeleistung für die Ladevorgänge zur Verfügung steht. Dabei wird vorausgesetzt, dass der Ortsnetztransformator mit maximal

¹² Anders als bei dem Szenario „Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung“ wird hier der Zeitraum für die Ladevorgänge von 02:00 Uhr - 06:00 Uhr auf 00:00 Uhr - 06:00 Uhr verlängert, um eine höhere Durchdringung der Elektromobilität zu simulieren. Beim Szenario „Dynamischer Strompreise ohne Netzsteuerung“ war die hohe Gleichzeitigkeit und nicht der Ladezeitraum der Grund für die Überlastung, so dass eine Vergleichbarkeit der Szenarien trotzdem möglich ist.

400 kW belastet werden darf. Die Differenz aus Nennleistung des Transformators (400 kW) und elektrischer Leistung der Verbraucher im Ortsnetz können somit für die Ladevorgänge genutzt werden.

In der Abbildung 38 ist der Verlauf der elektrischen Leistung des Ortsnetztransformators für die beiden Steuerungsvarianten dargestellt. Die Simulation mit NEPLAN hat ergeben, dass bei einer Gleichzeitigkeit von 75 % und dem erstellten Lastprofil der Haushalte im gewählten Zeitraum eine Durchdringung der Elektromobilität von bis zu 150 % erreicht werden kann.

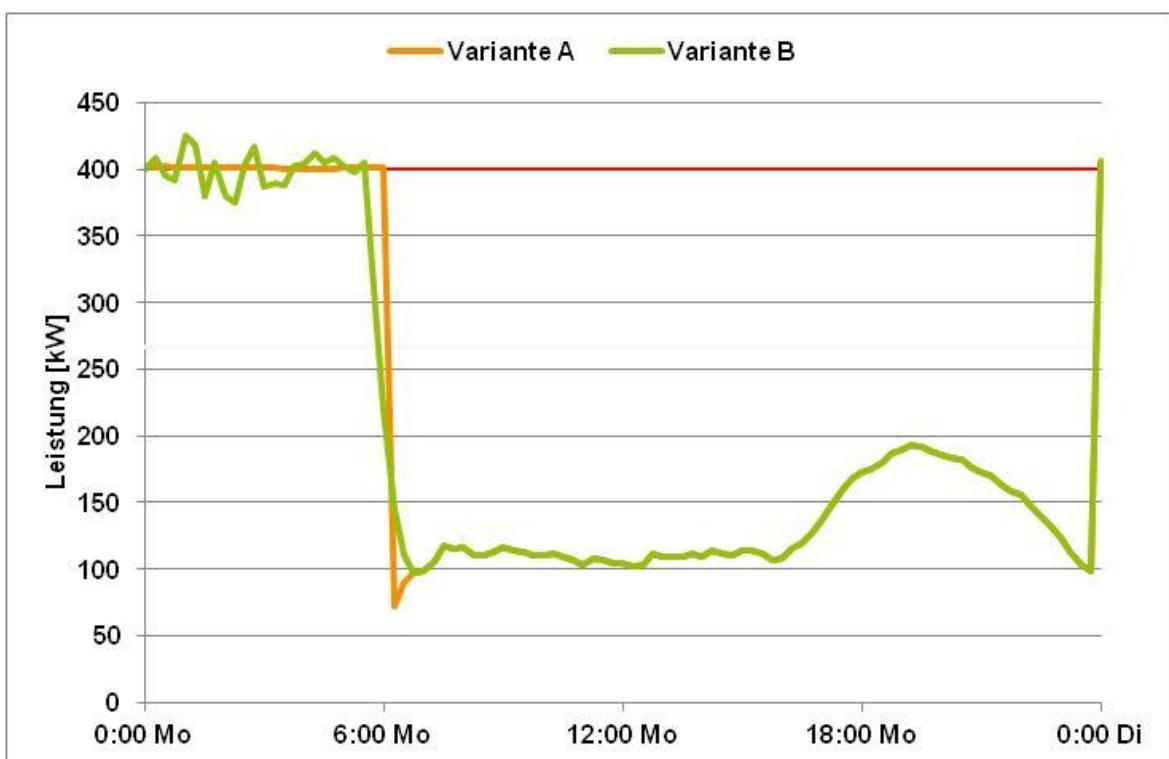


Abbildung 38: Leistungsverlauf vorstädtischer Ortsnetztransformator (150 % EV). Eigene Darstellung

Bei Variante A wird die für die Ladevorgänge zur Verfügung stehende Leistung gleichmäßig auf alle Ladepunkte verteilt. Der Verlauf der elektrischen Leistung von Variante A (orange Kurve) zeigt, dass der Ortsnetztransformator dementsprechend zwischen 00:00 Uhr und 06:00 Uhr konstant mit seiner Nennleistung belastet wird. In diesem Zeitraum werden 202 Elektrofahrzeuge gleichzeitig aufgeladen.

Bei Variante B erteilt die Netzsteuerung in Abhängigkeit von der zur Verfügung stehenden Ladeleistung zunächst den Ladeboxen die Freigabe, die sich zuerst angemeldet haben. Die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge beträgt in dieser Simulation 11,1 kW¹³. In Abbildung 38 ist für diese Variante der Verlauf der elektrischen Leistung des Ortsnetztransformators eingezeichnet (grüne Kurve).

¹³ Bei der Variante A kann die Ladeleistung stufenlos alle Werte zwischen 0 kW – 11,1 kW annehmen.

Hierbei ist vor allem der sprunghafte Verlauf der Kurve auffällig. Durch die hohe Ladeleistung ist es real nicht möglich, dass der Transformator konstant mit seiner Nennleistung belastet wird. Der Verlauf der elektrischen Leistung für den ausgewählten Zeitraum pendelt daher um die Nennleistung des Transformatoren herum.

Die Auslastung der Abgänge 2 und 3 im vorstädtischen Ortsnetz für eine Durchdringung von 150 % wird in Abbildung 39 gezeigt. Die Simulationsergebnisse der weiteren Abgänge sind im Anhang L dargestellt. Zunächst einmal ist zu erkennen, dass eine Durchdringung von 150 % für das Szenario „Dynamischer Strompreise mit Netzsteuerung“ ohne Auslösen der NH-Sicherungen möglich ist.

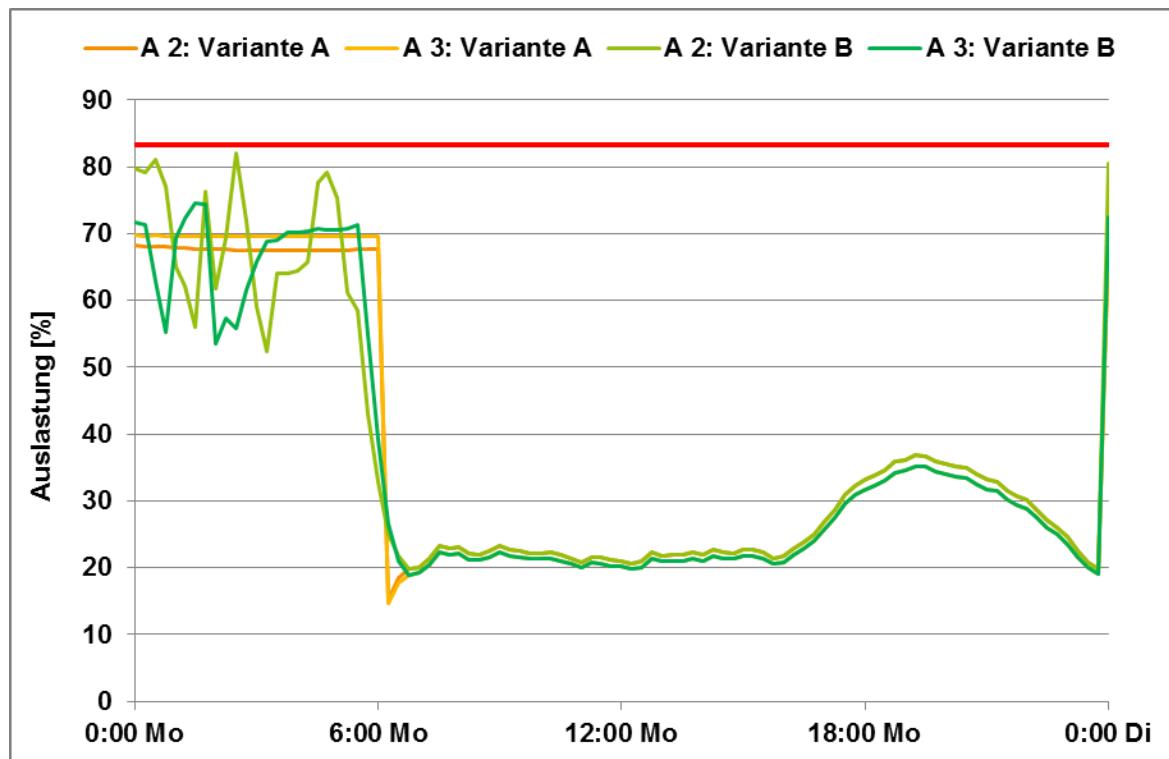


Abbildung 39: Auslastung der Abgänge/Kabel der vorstädtischen Ortsnetzstation (150 % EV). Eigene Darstellung

Bei Variante A werden die Abgänge 2 und 3 während des kompletten Ladezeitraums des mit rund 70 % belastet. Der konstante Verlauf liegt an den gleichen Lastprofilen, die für die Haushalte und Fahrzeugladungen verwendet wurden. In der Praxis wäre dieser Verlauf zackenförmig.

Der Abgang 2 wird bei der Variante B mehrmals mit über 80 % belastet und liegt damit nur knapp unterhalb des Schwellenwertes von 83,3 %. Die Verläufe der Abgänge 2 und 3 bei der Variante „first-come, first-served“ weisen auf ein Problem hin, dass bei dieser entsteht: Durch die ungleiche Verteilung der Haushalte auf die vier Abgänge im vorstädtischen Netzgebiet werden die Haushalte, die sich am Abgang 2 oder 3 befinden, bei der Variante B gegenüber den Haushalten der Abgänge 1 oder 4 benachteiligt.

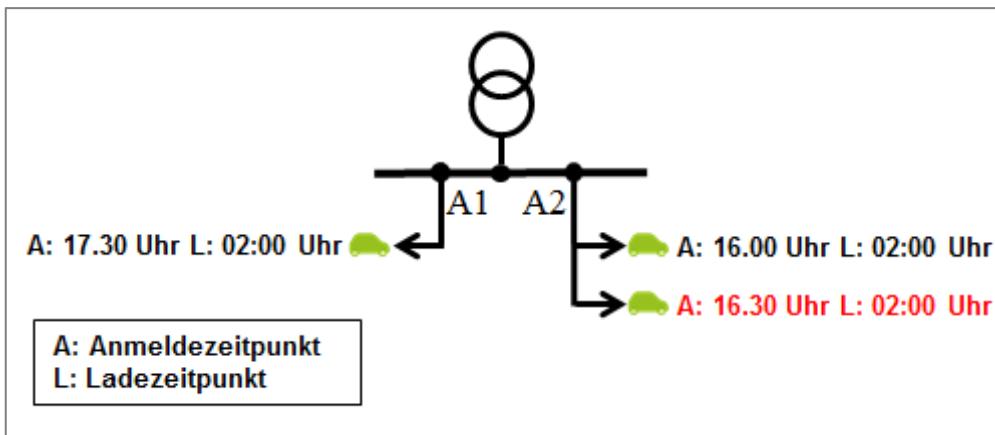


Abbildung 40: Erläuterung auftretender Probleme bei Variante B

Zur einfacheren Verständlichkeit wird dieses Problem mit Hilfe der Abbildung 40 erläutert. Durch die angenommene Strangregelung¹⁴ kann es vorkommen, dass Ladevorgänge aufgrund der Auslastung des Abgangs 2 (A2), an dem sich deutlich mehr Haushalte befinden als am Abgang 1, nach hinten verschoben werden, um ein Auslösen der NH-Sicherungen zu verhindern. Kunden, deren Haushalte am Abgang 1 angeschlossen sind, können trotz des späteren Anmeldezeitpunktes ihr Elektrofahrzeug früher laden, da in diesem Strang keine Überlastungen der Kabel zu befürchten sind. Die Verteilnetzbetreiber sind allerdings nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, §11) dazu verpflichtet, ihre Netze diskriminierungsfrei zu betreiben. Dieses Problem wird im Abschnitt 5.2 analysiert.

In Abbildung 41 ist der Spannungsverlauf der Leitungsenden 1 und 7 im vorstädtischen Ortsnetz bei einer Durchdringung von 150 % dargestellt. Es ist zu erkennen, dass für das Szenario „Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung“ weder bei Variante A noch bei Variante B mit Spannungsbandproblemen zu rechnen ist. Bei Variante A erreicht die Spannung ein konstantes Minimum von rund 382 V. Bei der Variante B ist der Verlauf der Spannung an den Leitungsenden aus den schon genannten Gründen etwas sprunghafter. Die Spannung fällt auf ein Minimum von ca. 377 V ab.

Die Simulationen für das Szenario „Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung“ hat ergeben, dass eine sehr hohe Durchdringung der Elektromobilität möglich ist. Die Vor- und Nachteile sowie Eigenschaften der einzelnen Ladestrategien mit dem verschiedenen Ladeleistungen werden im Abschnitt 5.2 analysiert und bewertet.

¹⁴ Bei der Strangregelung wird bei der Auslastung der Kabel jeder Abgang/Strang einzeln betrachtet. Abgänge mit einer höheren Anzahl von angeschlossenen Haushalten werden dementsprechend früher überlastet.

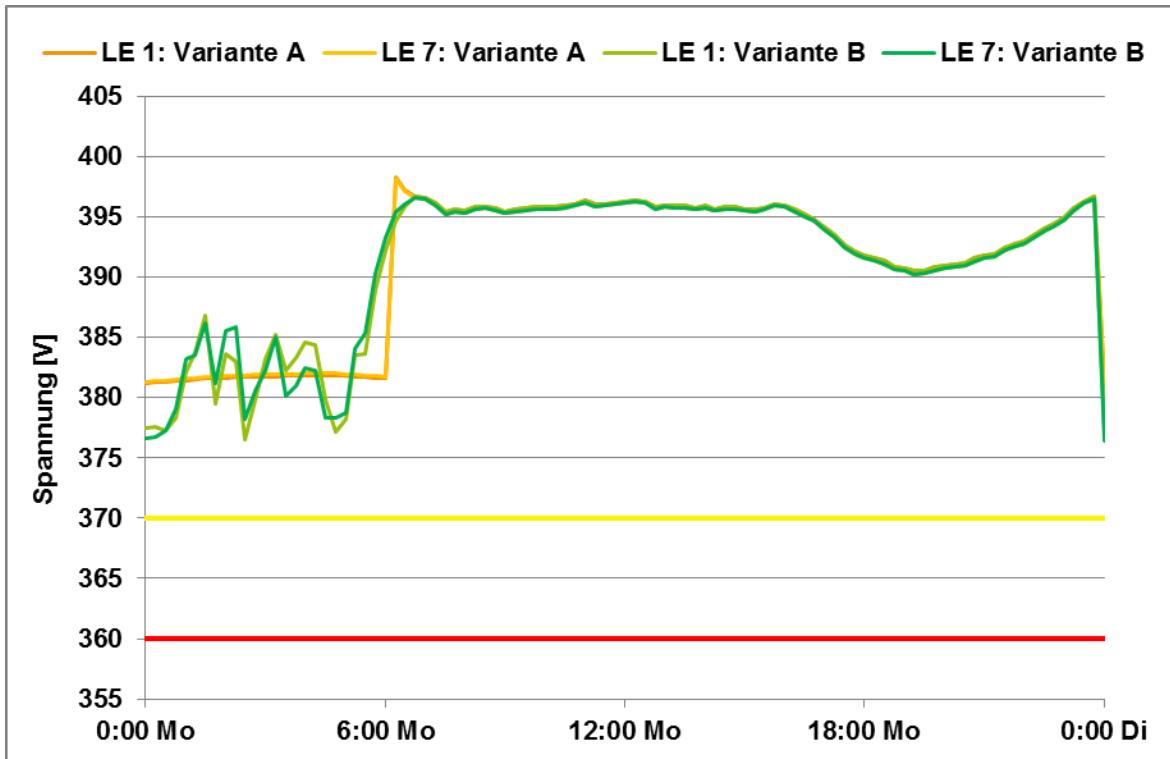


Abbildung 41: Spannungsverlauf Leitungsende im vorstädtischen Ortsnetz (150 % EV). Eigene Darstellung

4.4 Integration eines regelbaren Ortsnetztransformators

Im Abschnitt 4.3.1 wurde festgestellt, dass aufgrund der zufälligen Verteilung der Fahrzeuglastprofile zu keinem Zeitpunkt mehrere Ladevorgänge gleichzeitig am Abgang 5 des ländlichen Ortsnetzes stattgefunden haben. Es soll nun untersucht werden, ob aufgrund von gleichzeitigen Ladevorgängen an langen Leitungen Spannungsbandprobleme auftreten und ob ein regelbarer Ortsnetztransformator dem entgegen wirken kann.

Am Leitungsende von Abgang 5 (LE3) im ländlichen Ortsnetz befinden sich drei Haushalte. Für diese drei Haushalte wird in der folgenden Simulation eine gleichzeitige Ladung von jeweils einem Elektrofahrzeug mit einer Ladeleistung von 22,2 kW angenommen. Zusätzlich finden die Fahrzeugladungen zum gleichen Zeitpunkt statt, an dem der Bauernhof an diesem Strang einen hohen Leistungsbedarf aufweist (Do 20.45 Uhr, vgl. Abbildung 14).

In der Abbildung 42 ist der Verlauf der elektrischen Leistung des Ortsnetztransformators, der Spannung am Leitungsende des langen Auslängers (LE3) sowie die Spannung der Niederspannungs-Sammelschiene der Ortsnetzstation ohne RONT dargestellt.

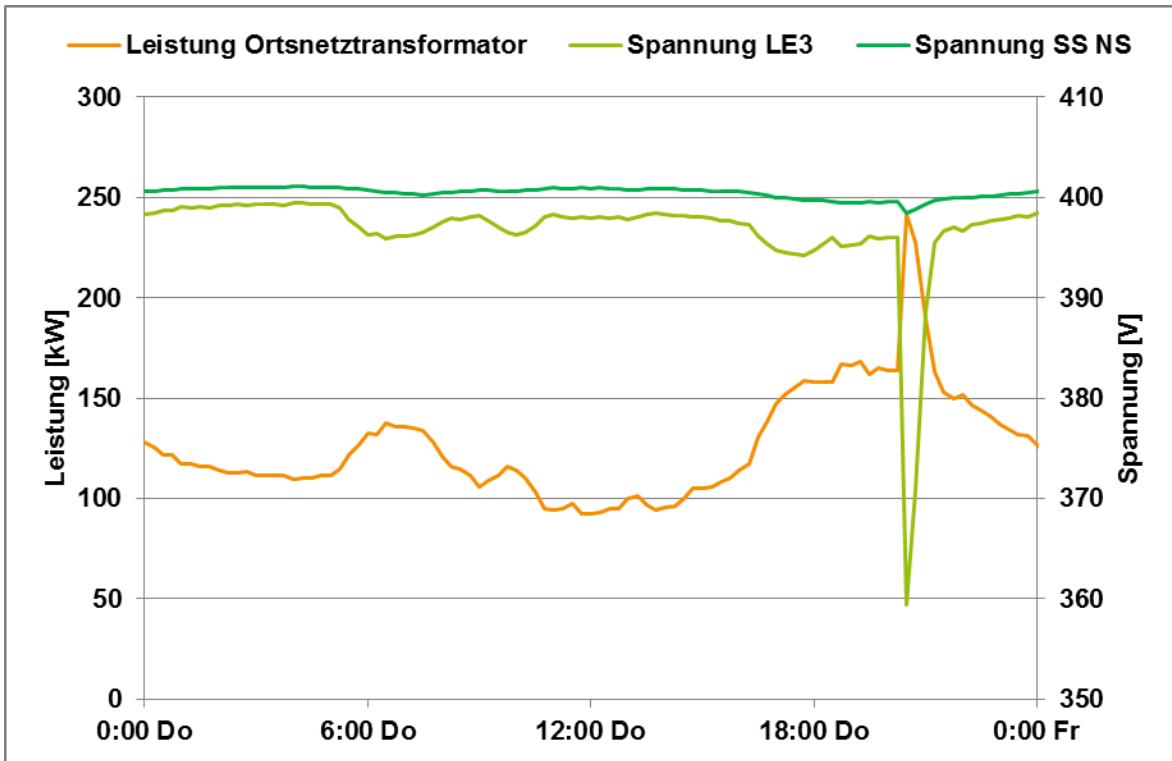


Abbildung 42: Verlauf Leistung Ortsnetztransformator und Spannung im ländlichen Ortsnetz (Ohne RONT). Eigene Darstellung

Auf der Y1-Achse kann die Wirkleistung des Ortsnetztransformators und auf der Y2-Achse die Spannung abgelesen werden. In der Abbildung 42 ist zu erkennen, dass es aufgrund des hohen Leistungsbedarfs durch die Ladevorgänge und des Bauernhofs einen Spannungseinbruch am Leitungsende von rund 35 V gibt. Die Spannung erreicht ein Minimum von 359,5 V und liegt damit knapp unterhalb des zulässigen Spannungsbandes. Des Weiteren wird deutlich, dass die Spannung der Niederspannungs-Sammelschiene über den kompletten Zeitraum nahezu konstant bleibt (≈ 400 V). Die Spannungsverläufe der weiteren Leitungsenden sowie die Auslastung der Kabel sind im Anhang M abgebildet. Daraus lässt sich ableiten, dass für dieses Szenario der Spannungsfall am Leitungsende des langen Auslängers zum limitierenden Faktor im Netz wird.

In der nächsten Simulation wird der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators zur Spannungshaltung untersucht. Im Rahmen des Forschungsprojekts Smart Area Aachen testet die STAWAG gemeinsam mit der Maschinenfabrik Reinhausen (MR) die ersten regelbaren Ortsnetzstationen mit abgesetzten Sensoren [31]. Konnte die Spannung bisher nur auf die Sammelschiene in der Ortsnetzstation geregelt werden, sind mittlerweile auch weitere Regelverfahren für den RONT verfügbar. So kann durch eine zusätzliche Strom- und Spannungsmessung an ausgewählten kritischen Punkten (wie z.B. Netzausläufer) der Netzzustand in den Netzausläufern ermittelt und damit eine noch bessere Spannungsregelung erreicht werden.

Hierfür werden an den RONT alle gemessenen und berechneten Werte der abgesetzten Sensoren übermittelt. Durch die Verwendung eines Algorithmus wird die optimale Stufenstellung zur Spannungshaltung berechnet. Zum besseren Verständnis sind Fotos von der Inbetriebnahme der abgesetzten Sensoren im Anhang N abgebildet. In der Praxis können in einem Ortsnetz mehrere abgesetzte Sensoren an verschiedenen Punkten eingesetzt werden, auf die der RONT in Abhängigkeit ihrer Gewichtung regelt. Mit der Simulationssoftware NEPLAN kann allerdings für die „Fernregelung“ lediglich ein Knoten eingestellt werden. Daher wird für die folgende Simulation in NEPLAN der Knoten am Leitungsende 3 ausgewählt. Eine Tabelle der Einstellungsparameter des RONTs in NEPLAN befindet sich im Anhang O.

Abbildung 43 zeigt den Verlauf der elektrischen Leistung des regelbaren Ortsnetztransformators und der Spannung am Leitungsende des langen Auslängers (LE3) sowie den Spannungsverlauf der Niederspannungs-Sammelschiene. Das ΔU des RONTs beträgt je Stufe 2,5 % der Nennspannung. Die jeweilige Stufenstellung des auf insgesamt neun Stufen verstellbaren RONTs befindet sich im Anhang N. Der Wertebereich liegt zwischen minus vier und plus vier, somit ergibt sich eine Regelbandbreite von $\pm 10\%$.

Um Spannungsbandverletzungen zu vermeiden und weil in NEPLAN eine Fernregelung nur auf einen Knoten (einen abgesetzten Sensor) möglich ist, wird der RONT so eingestellt, dass dieser den Knoten „LE3“ auf 97 % seiner Nennspannung (388 V) regelt¹⁵. Anhand der Abbildung 43 lässt sich festhalten, dass der RONT den Spannungseinbruch am Leitungsende und damit Spannungsbandverletzungen verhindert. Dafür wird der Stufenschalter des RONTs zu Beginn der Ladevorgänge um 3 Stufen hochgestellt (vgl. Anhang M). Das hat allerdings zur Folge, dass die Spannung an der Niederspannungs-Sammelschiene um ca. 30 V ansteigt und somit die Spannungsqualität im Netz insgesamt verschlechtert wird. Allerdings befindet sich die Spannung noch innerhalb des Spannungsbandes.

In der Praxis würde durch den Einsatz von mehreren abgesetzten Sensoren der Verlauf der Spannung von dem Verlauf in der Simulation abweichen. Im Normalbetrieb, d.h. zu den Zeiten, an denen keine extremen Leistungsspitzen im Ortsnetz auftauchen, wird die Spannung an der Niederspannungs-Sammelschiene auf 400 V geregelt. Treten nun extreme Leistungsänderungen wie in dem vorstehend beschriebenen Beispiel auf, würde der RONT versuchen, die Spannungssprünge im Netz möglichst zu minimieren.

¹⁵ Bei dieser Einstellung wurde das beste Ergebnis erzielt.

Daraus ergibt sich, dass die Spannung in der Ortsnetzstation annähernd um den Wert ansteigt, wie die Spannung am Leitungsende (LE3) abfällt. In der Simulation führt die Regelung des RONTs lediglich zu einem Spannungssprung an der Sammelschiene, während die Spannung am Leitungsende relativ konstant bleibt.

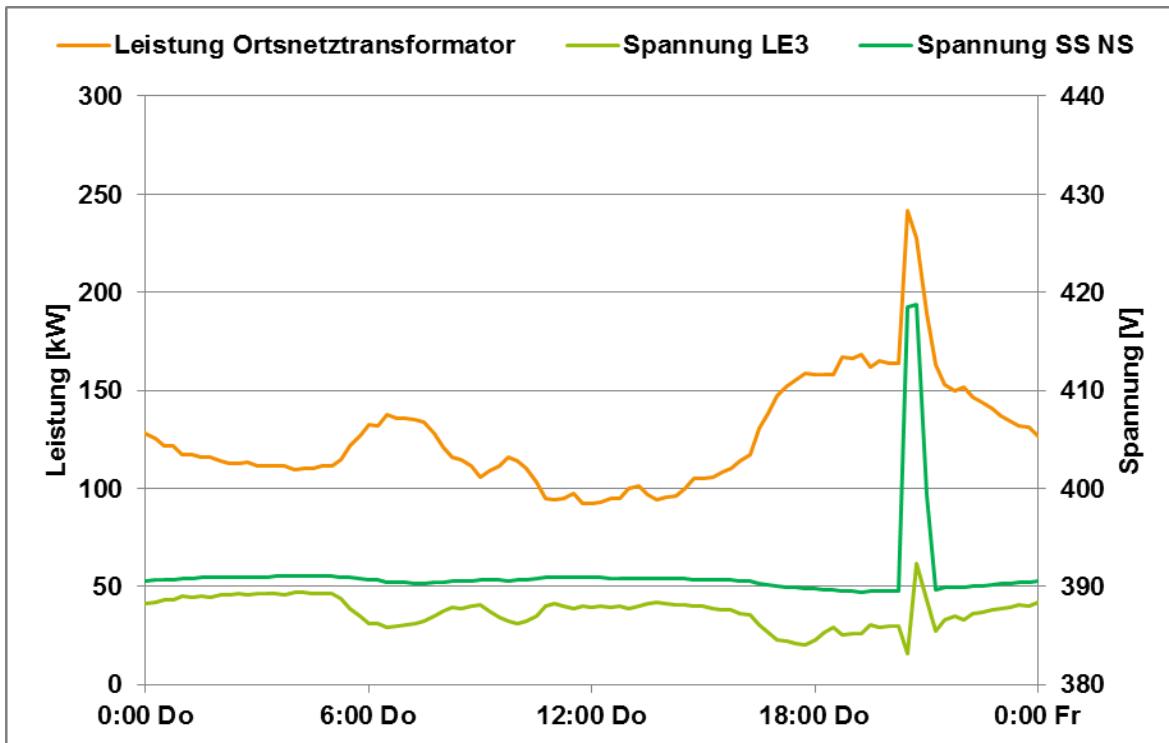


Abbildung 43: Verlauf Leistung Ortsnetztransformator und Spannung im ländlichen Ortsnetz (Mit RONT). Eigene Darstellung

Abschließend ist festzuhalten, dass durch den Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators Spannungsbandverletzungen an extrem langen Leitungen verhindert werden können.

4.5 Integration eines Fuhrparks

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen eines elektrischen Fuhrparks auf das vorstädtische Ortsnetz für das Szenario „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ analysiert. Hierfür werden die relative Verteilung der Ankunftszeiten der Fuhrparkflotte aus dem Abschnitt 3.1.2 sowie die im Abschnitt 3.2.2 getroffenen Annahmen verwendet. Der elektrische Fuhrpark wird für die Simulation am Leitungsende 4 angeschlossen. Dabei wird angenommen, dass sich 20 Elektrofahrzeuge im Fuhrpark befinden. Zusätzlich wird von einer Durchdringung der Elektromobilität von 20 % im vorstädtischen Ortsnetz ausgegangen, was minimal höher ist als die Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2030. Dies entspricht 37 Elektrofahrzeugen mit einer Ladeleistung von 11,1 kW, die wie in Abschnitt 4.3.1 beschrieben auf die Haushalte verteilt werden.

Abbildung 44 zeigt den Verlauf der elektrischen Leistung des Ortsnetztransformators für eine Durchdringung der Elektromobilität von 20 % (Ladeleistung 11,1 kW) sowie einem elektrischen Fuhrpark von 20 Fahrzeugen. Für diesen werden die Ladeleistungen 3,7 kW, 11,1 kW und 22,2 kW verwendet. Es zeigt sich, dass die Ladevorgänge des Fuhrparks bei den Ladeleistungen 11,1 kW und 22,2 kW bereits vor der Abendspitze der Haushalte beendet sind. Allerdings reicht eine Fuhrparkflotte von 20 Fahrzeugen bei einer Ladeleistung von 22,2 kW aus, um den Ortsnetztransformator kurzzeitig mit 97 % seiner Nennleistung zu beladen.

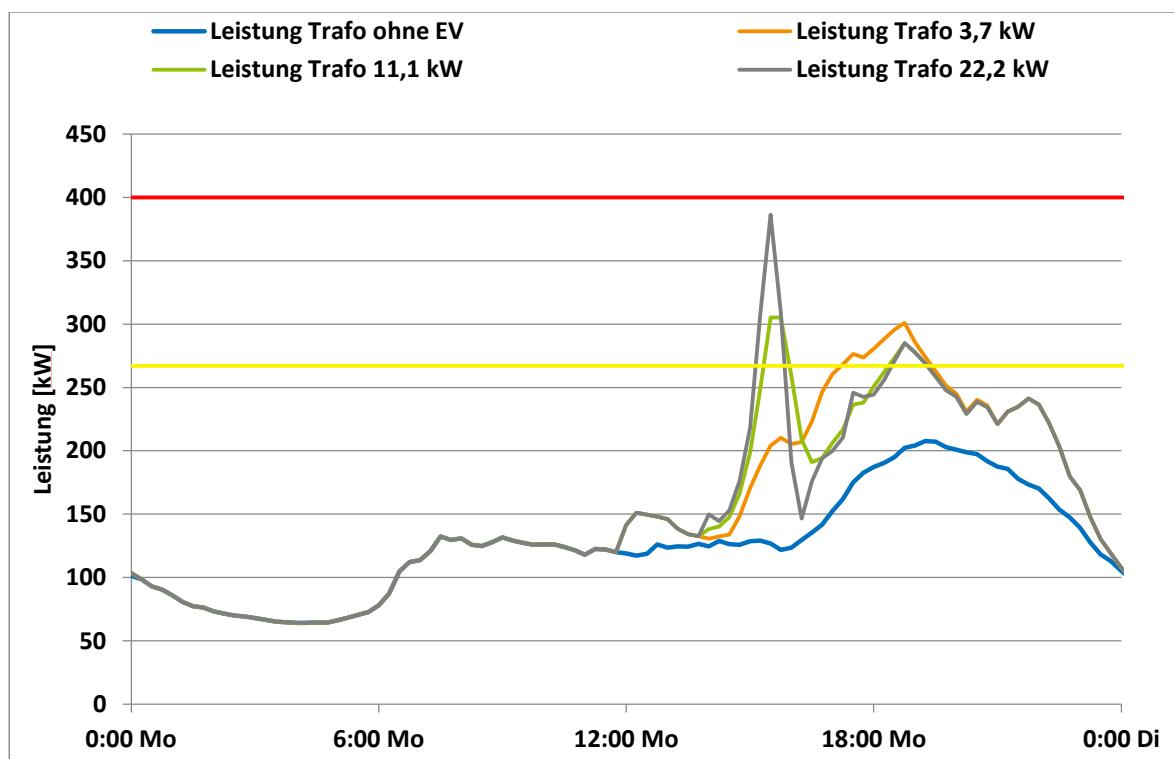


Abbildung 44: Leistungsverlauf Fuhrpark und vorstädtischer Ortsnetztransformator. Eigene Darstellung

Bei einer Ladeleistung von 3,7 kW des Fuhrparks wird aufgrund der längeren Ladedauer der Elektrofahrzeuge die Abendspitze der Haushalte erhöht, so dass durch die zusätzliche Belastung des elektrischen Fuhrparks das n-1-Kriterium für das vorstädtische Ortsnetz bei dieser Durchdringung nicht mehr gewährleistet ist.

Wie schon im Abschnitt 2.6 beschrieben, müssen gewerbliche Verbraucher einen Leistungspreis in Abhängigkeit der maximal angeforderten Leistung (im gesamten Jahr gemittelt über 15 Minuten) an den Netzbetreiber zahlen. Die Auswirkungen eines Fuhrparks auf den Leistungspreis bei dem Szenario „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ sind bei hohen Ladeleistungen enorm. Diese werden in Abschnitt 5.4 untersucht.

In der Abbildung 44 fällt weiterhin noch die ungleiche Verteilung der Last bei den verschiedenen Ladeleistungen auf. So wird der Transformator in der ersten Tageshälfte (00.00 Uhr – 12.00 Uhr) durchschnittlich mit nur rund 25 % und in der zweiten Tageshälfte (12.00 Uhr – 24.00 Uhr) dagegen mit rund 60 % seiner Nennleistung belastet. Hierbei wird nochmals deutlich, welches zusätzliche Potential für die Aufnahme der Elektrofahrzeuge der Ortsnetztransformator bietet.

Abbildung 45 zeigt den Verlauf der Auslastung des Abgangs 3 im vorstädtischen Ortsnetz. Bereits bei einer Fuhrparkflotte von 20 Elektrofahrzeugen und einer Ladeleistung von 11,1 kW oder 22,2 kW liegt die Auslastung des Kabels aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge über dem Schwellenwert von 83 %, bei dem die NH-Sicherungen ausgelöst werden, um die Kabel vor Überlastung zu schützen.

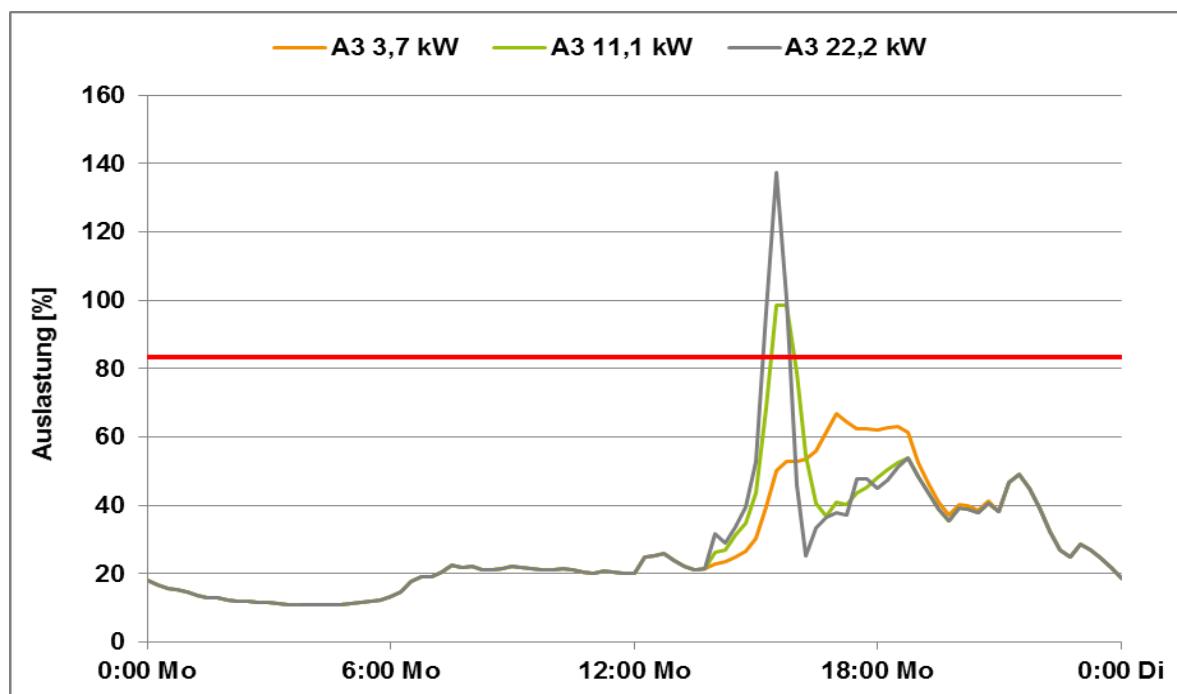


Abbildung 45: Auslastung Abgang 3 im vorst. Ortsnetz in Abhängigkeit von der Ladeleistung. Eigene Darstellung

Abbildung 46 zeigt den Verlauf der Spannung am Leitungsende 4, an dem der Fuhrpark angeschlossen ist, in Abhängigkeit von der Ladeleistung im vorstädtischen Ortsnetzgebiet. Auffällig ist, dass bei einer Ladeleistung von 22,2 kW des Fuhrparks die Spannung ein Minimum von 365 V erreicht und es somit zu Spannungseinbrüchen kommt, die der Netzbetreiber versucht zu vermeiden. Auch bei einer Ladeleistung von 11,1 kW entsteht ein Spannungseinbruch von rund 20 V. Dieser liegt aber noch oberhalb des Schwellenwerts von 370 V (gelbe Linie).

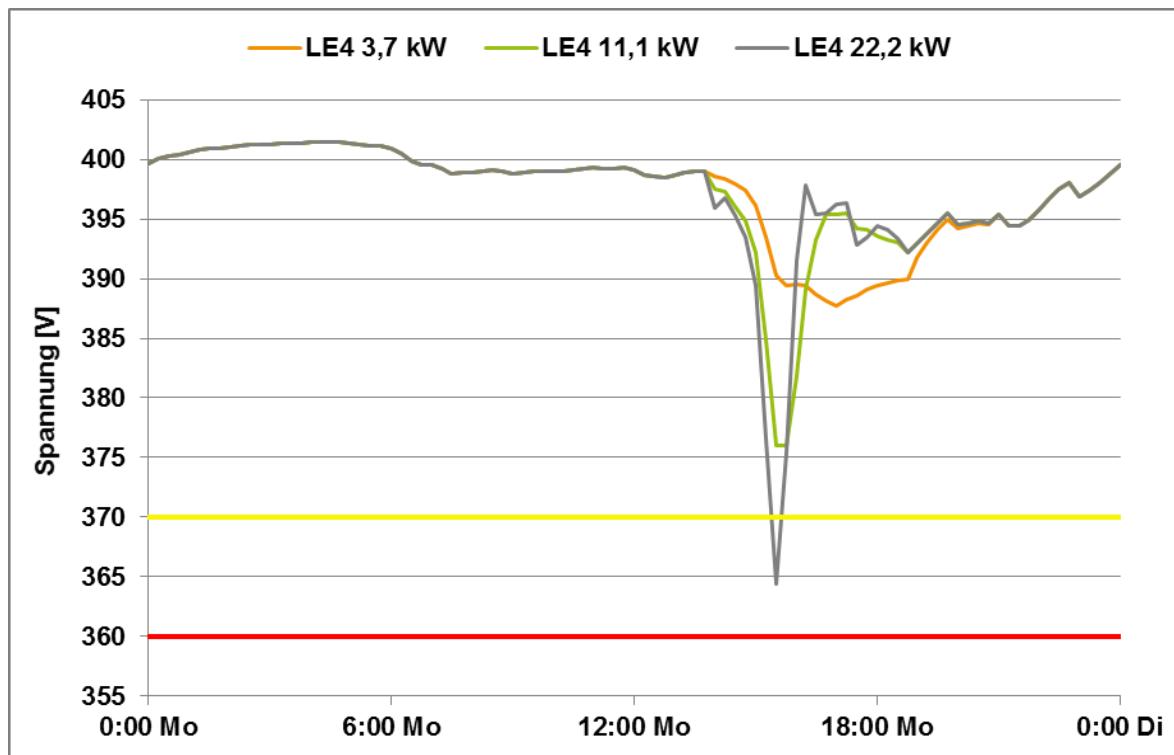


Abbildung 46: Spannungsverlauf LE4 im vorst. Ortsnetz in Abhängigkeit von der Ladeleistung. Eigene Darstellung

Abschließend lässt sich festhalten, dass ein elektrischer Fuhrpark von rund 20 Fahrzeugen nur bei hohen Ladeleistungen (11,1 kW oder 22,2 kW) das vorstädtische Ortsnetz an seine Grenzen führt. Diese Ladeleistungen sind aber gerade bei einer Fuhrparkflotte, wegen der üblicherweise langen Standzeiten zwischen dem Gebrauch der Fahrzeuge, nicht unbedingt notwendig. Ab welcher Größe eines elektrischen Fuhrparks niedrige Ladeleistungen zu Problemen in Niederspannungsnetzen führen, wird in dieser Masterarbeit nicht weiter untersucht.

Allerdings wird im Abschnitt 5.4 analysiert, ab wann bei einem elektrischen Fuhrpark der Einsatz eines lokalen Lastmanagements zur Steuerung der Leistungsspitzen sinnvoll ist.

5 Interpretation

Im diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus den Kapiteln 3 und 4 analysiert und bewertet. Zunächst werden die verschiedenen Ladeleistungen und Ladestrategien beurteilt. Anschließend werden noch eine Beurteilung für die Integration eines lokalen Lastmanagements in Fuhrparks sowie eines regelbaren Ortsnetztransformators zur Spannungshaltung durchgeführt.

5.1 Bewertung der Ladeleistung

Im Kapitel 4 wurden die Auswirkungen der Ladeleistungen 3,7 kW, 11,1 kW und 22,2 kW auf das ländliche und vorstädtische Ortsnetz untersucht. Im Abschnitt 2.3.3 wurde erläutert, dass die direkte Drehstromladung von bis zu 43,5 kW bereits genormt ist. Ladeleistungen bis zu 180 kW sind mit Schnellladestationen, bei denen Elektrofahrzeuge mit Gleichstrom geladen werden, möglich.

Es ist aber zu beachten, dass derzeit noch hohe Aufpreise für höhere Ladeleistung in den Fahrzeugen und den Ladeboxen zu zahlen sind. So kostet der Smart ed inklusive dem 22 kW-Bordlader rund 3.000 Euro mehr als der Smart mit einer Ladeleistung von max. 3,7 kW [32]. Bei den Wandladeboxen ergibt sich ein Aufpreis von ca. 500 Euro bei der 22,2 kW-Wandladebox gegenüber der mit 3,7 kW.

Eine Umfrage im Rahmen des econnect-Feldversuchs hat ergeben, dass zwei Drittel der Teilnehmer im privaten Bereich Ladezeiten von ca. zwei Stunden für akzeptabel halten, so dass davon auszugehen ist, dass sich Ladeleistungen von max. 11,1 kW durchsetzen werden. Daher sind Ladestationen mit einer Leistung $\geq 22,2$ kW nicht in großer Anzahl in Ortsnetzen zu erwarten. Diese werden voraussichtlich in den Innenstädten und vor allem an Autobahnen anzutreffen sein, wo kurze Standzeiten der Fahrzeuge erforderlich sind.

Außerdem benötigen elektrische Verbraucher mit einer Nennleistung von mehr als 12 kW im Niederspannungsnetz die Zustimmung des Verteilnetzbetreibers (wie z.B. Durchlauferhitzer) [33]. Damit hat der VNB bei einer zu hohen Belastung des Niederspannungsnetzes durch 22,2 kW-Ladestationen die Möglichkeit, regulierend einzutreten und die Ladeleistung dauerhaft zu begrenzen.

Als weitere Tendenz für 11,1 kW-Ladungen im privaten Bereich könnte sich ergeben, dass z.B. derzeit in Aachen überlegt wird, eine Plicht für die Planung einer Ladeinfrastruktur in Garagen (Dreiphasig und 16 A) in Neubaugebieten einzuführen [34]. Beim einphasigen Laden der Elektrofahrzeuge muss zukünftig das Problem der Schieflast berücksichtigt und

geklärt werden. Schieflast beschreibt die ungleichmäßige Belastung der Außenleiter in einem Drehstromnetz. Größere Schieflasten können zu einer Spannungserhöhung zwischen den Außenleitern und damit zu Überschlägen, zu Überlastungen im Nullleiter oder zu Schäden an den Motoren bzw. der Leistungselektronik führen. So werden gegenwärtig beim Anschluss von einphasigen Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern von Seiten des VNB keine Vorgaben über den Phasenanschluss der Anlagen getroffen. In einem Worst-Case-Szenario kann somit nicht ausgeschlossen werden, dass in einem Ortsnetz mehrere einphasige Erzeuger an einer Phase und mehrere leistungsstarke einphasige Verbraucher sich an einer zweiten Phase befinden und dadurch extreme Schieflasten im Netz entstehen. Durch die steigende Anzahl an einphasigen Einspeisungen (kleinere PV-Anlagen, Mini-BHKW) und die steigende Anzahl von einphasigen leistungsstarken Verbrauchern (wie z.B. Elektrofahrzeuge) ist davon auszugehen, dass die Schieflast in den Niederspannungsnetzen zukünftig noch ansteigen wird. Hier wird es Aufgabe des VNB sein, klare Richtlinien für den Anschluss dieser Anlagen zu erstellen. So wäre es zu überlegen, auch für diese Anlagen eine Anmeldepflicht einzuführen und dadurch die Phase, an der Verbraucher angeschlossen werden, in Abhängigkeit von der Netzbela stung vorzugeben.

5.2 Bewertung der Ladestrategien

Die Simulationen in den Abschnitten 4.3.1, 4.3.2 und 4.3.3 zeigen, bis zu welchem Durchdringungsgrad der Elektromobilität eine Fahrzeugintegration ohne Netzausbau bzw. Lastmanagement möglich ist.

Bei der gegenwärtigen Ladestrategie „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ hat sich gezeigt, dass Durchdringungsgrade von 75 % im vorstädtischen und sogar 195 % im ländlichen Netz bei einer maximalen Ladeleistung von 3,7 kW möglich sind. Es ist aber zu berücksichtigen, dass das n-1-Kriterium schon bei deutlich niedrigeren Durchdringungen überschritten wird. Um das n-1-Kriterium auch bei hohen Durchdringungsgraden zu gewährleisten, kann das Konzept „Ampelsystem“ des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) Abhilfe schaffen. Bei der Einführung dieses Systems kann diese Infrastruktur dazu genutzt werden, ein Lastmanagement für die Versorgungssicherheit in Ortsnetzen einzuführen. Ein weiterer Vorteil wäre, dass dieses System auch bei dem Szenario „Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung“ verwendet werden könnte.

Ampelkonzept des BDEW

Das „Ampelsystem“ wurde in einer leicht abgewandelten Form auch schon im econnect-Feldversuch eingesetzt und ist im Abschnitt 2.1 beschrieben. Bei diesem System ermittelt der Verteilnetzbetreiber den aktuellen und prognostizierten Zustand seiner Ortsnetze und signalisiert diesen per Ampel. Sofern auch Auswirkungen auf vorgelagerte Netze zu befürchten sind, kann der VNB mittels der Ampel rechtzeitig eingreifen.

Im Ampelsystem nach BDEW liegen in der grünen Ampelphase keine kritischen Netzzustände vor. In dieser Phase beobachtet der Netzbetreiber den Netzzustand und greift nicht ein. Hier kann der Energieversorger alle Marktprodukte (wie z.B. Dynamische Stromtarife) anbieten und leistet somit einen Beitrag zur Integration fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.

In der gelben Ampelphase steht eine Überlastung des Ortsnetzes kurz bevor. Der Netzbetreiber behebt diese, indem er die von Verbrauchern zur Verfügung gestellte Flexibilität¹⁶ abruft. Hierfür hat der Verbraucher/Kunde mit seinem Energieversorger einen speziellen Tarif vereinbart, in dem er Flexibilität (z.B. Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen oder Einsatz von Wärmepumpen) für die Regelung zur Verfügung stellt. Die erforderliche Flexibilität ermittelt der Netzbetreiber aus Erfahrungswerten und meldet diese an den Energieversorger. Dieser handelt mit seinen Kunden die entsprechenden Verträge aus und stellt dem Netzbetreiber die vereinbarte Flexibilität zur Verfügung. Eingriffe des Netzbetreibers auf diese Flexibilität während der gelben Ampelphase sind mit einer entsprechenden Vergütung verbunden. In dieser Phase kann der Netzbetreiber die zur Verfügung gestellte Flexibilität nutzen, um beispielsweise die Ladeleistung der Fahrzeuge in Abhängigkeit vom Zustand des Netzes zu drosseln.

In der roten Ampelphase ist die Versorgung unmittelbar gefährdet. Zusätzlich zu den beschriebenen Handlungsoptionen in der gelben und roten Ampelphase muss der Netzbetreiber überlagerte Netze berücksichtigen und einbeziehen. Systemgefährdende Situationen erstrecken sich über mehrere Verteilnetze. Daher agieren in diesem Fall die VNB gemeinsam mit den ÜNB, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die rote Ampelphase gilt es im Sinne der Versorgungssicherheit zu vermeiden.

Mit dem Ampelkonzept können Netzbetreiber eine Grundlage für den Anreiz eines veränderten Kundenverhaltens zur Integration von Erneuerbaren Energien oder zum Einsatz von neuen Verbrauchern schaffen. So schafft der Netzbetreiber beispielsweise Rahmenbedingungen für die Einführung dynamischer Stromtarife. Diese sind zwar aktuell

¹⁶ Flexibilität wird als Anpassungsfähigkeit definiert. Hier beinhaltet der Begriff die Bereitschaft der Verbraucher, verschiebbare Lasten (z.B. Ladevorgänge) zur Verfügung zu stellen.

am Markt noch nicht Verfügbar, können aber in Zukunft in Zeiten mit geringer Einspeisung und hohem Verbrauch bzw. bei hoher Einspeisung und geringem Verbrauch das Stromnetz entlasten.

Hierfür gilt es in naher Zukunft wichtige Fragen zu den Anforderungen an die neuen, intelligenten Zähler, den Messsystemen zur Netzzustandsermittlung und den hochkomplexen Kommunikationsgeräten zwischen Verbrauchern, Erzeugern und intelligenten Ortsnetzstationen zu klären. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) fordert für die Einführung dieser Technik hohe Anforderungen an den Datenschutz, so dass Hersteller der Soft- und Hardware noch vor großen Herausforderungen stehen. In verschiedenen Pilotprojekten werden zurzeit hierfür die notwendigen Voraussetzungen geschaffen.

In der Abbildung 47 ist exemplarisch die geladene Energiemenge der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit von den Ankunftszeiten für zwei Wochentage einer durchschnittlichen Woche im Jahr 2030 dargestellt [35]. Die Balken zeigen den stündlichen Energieverbrauch aller Elektrofahrzeuge. Dabei gibt die farbliche Markierung der jeweiligen Balken an, um welchen Zeitraum die pro Stunde erforderliche Energiemenge mindestens verlagert werden kann, ohne dabei das Nutzerverhalten der Autofahrer zu beeinflussen. So gibt der dunkel blaue Anteil beispielsweise den Anteil an, der um mindestens 12 Stunden verschoben werden kann [35].

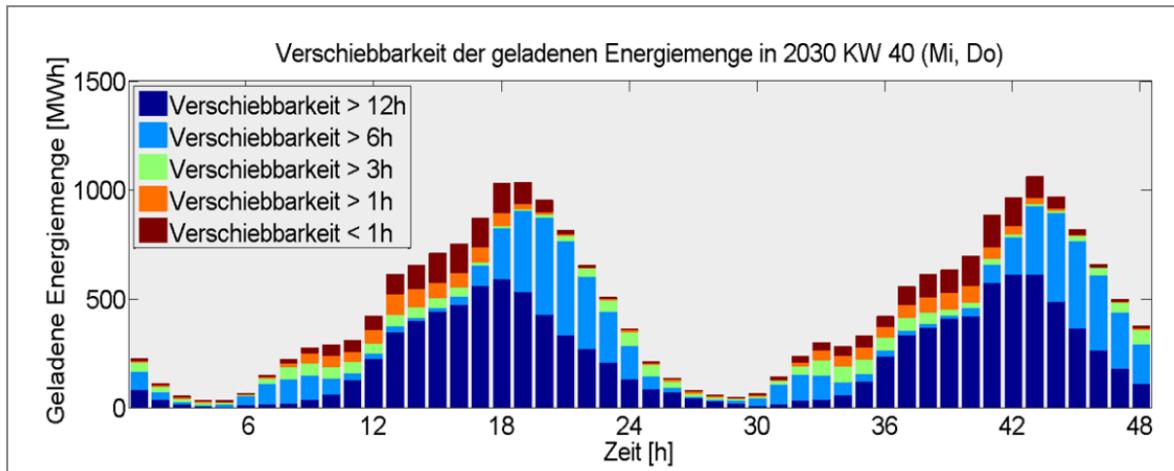


Abbildung 47: Verschiebbarkeit der geladenen Energiemenge für das Jahr 2030 [35]

Durch diese Abbildung wird deutlich, dass die Ladevorgänge sehr flexibel gehandhabt werden können. Grund hierfür ist das in Abschnitt 2.4.1 beschriebene Verhalten der Autofahrer. Nach der letzten Ankunft der Autofahrer zu Hause wird das Elektrofahrzeug mit dem Netz verbunden und erst am nächsten Morgen wieder genutzt. Im Mittel ergibt sich dadurch eine Verschiebbarkeit der Ladevorgänge von rund 11 Stunden [35].

Besonders zur Abendspitze der Haushalte (18.00 Uhr – 20.00 Uhr) kann über die Hälfte der für die Ladevorgänge benötigten Energiemenge mehr als 12 Stunden verschoben werden. Mit Hilfe eines intelligenten Lastmanagements kann durch die Verschiebung der Lastspitzen der Elektrofahrzeuge in Schwachlastzeiten die Durchdringung der Elektromobilität nochmals gesteigert und ein teurer Netzausbau in den meisten Ortsnetzen verhindert werden.

Funktionsweise des Lastmanagements

Eine Kombination aus intelligentem Lastmanagement und Ampelsystem ermöglicht daher eine noch höhere Durchdringung der Elektromobilität ohne konventionellen Netzausbau. Hierfür wird die Auslastung des Ortsnetztransformators sowie die der Kabel und die Spannung an verschiedenen Punkten im Netz gemessen und anschließend über eine Powerline-Verbindung an die Ortsnetzstation übermittelt¹⁷. Diese kann bei einer drohenden Überlastung im Netz auf die Flexibilität der Verbraucher (Elektrofahrzeuge) zurückgreifen und so Überlastungen durch Reduzierung der Ladeleistung vermeiden.

Im Abschnitt 4.3.1 wurde aufgezeigt, dass bei dem Szenario „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ insbesondere am Abend Überlastungen des Ortsnetztransformators und der Kabel auftreten. In Abbildung 48 ist der Verlauf der elektrischen Leistung für einen Wochentag des vorstädtischen Ortsnetztransformators ohne Elektromobilität und für die Ladeleistung 11,1 kW bei einer Durchdringung von 150 % dargestellt. Zwischen 16.45 Uhr und 22.45 Uhr wird der Ortsnetztransformator überlastet (blaue Kurve). Diese Energiemenge lässt sich allerdings mit Hilfe eines geeigneten Lastmanagements in die Nacht verlagern. Die blaue Kurve in der Nacht stellt die verlagerte Energiemenge für den ausgewählten Tag dar¹⁸. Die Abbildung 48 verdeutlicht, welches Potential für die Aufnahme weiterer Verbraucher bei einem geeigneten Lastmanagement zur Verfügung steht. Bei der Nutzung eines Lastmanagements ist eine Durchdringung von 150 % ohne weiteren Netzausbau möglich.

Laut Abschnitt 4.3.2 stößt das Ortsnetz bei der Nutzung dynamischer Strompreise zum Aufladen der Elektrofahrzeuge ohne Netzsteuerung sehr schnell an seine Grenzen. In Abschnitt 4.3.3 wurde bewiesen, dass durch die Verwendung eines Lastmanagements hohe Durchdringungsgrade der Elektromobilität möglich sind.

¹⁷ Auch andere Kommunikationstechniken denkbar (wie z.B. GSM).

¹⁸ In der Praxis würde die verlagerte Energiemenge in die nachfolgende Nacht verschoben werden.

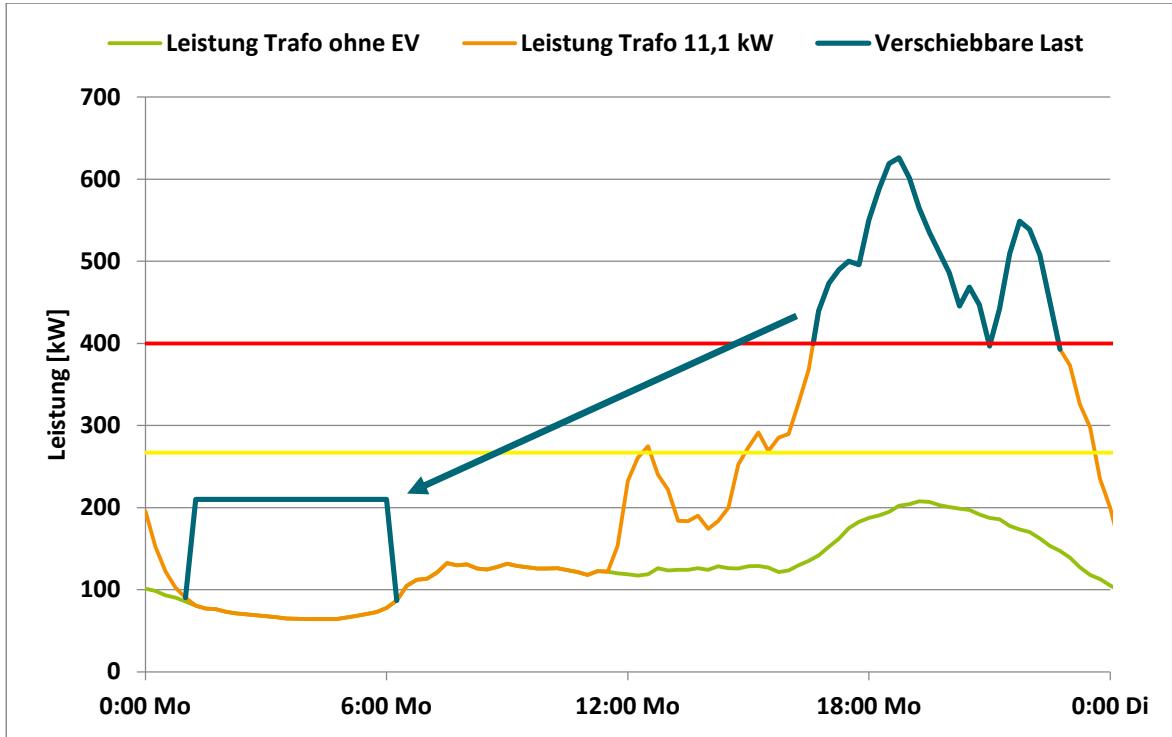


Abbildung 48: Leistungsverlauf vorstädtischer Ortsnetztransformator (150 % EV). Eigene Darstellung

Hier wurden die Variante A „Gleichmäßige Drosselung aller Elektrofahrzeuge bei Netzengpässen“ und die Variante B „first-come, first-served“ untersucht. Aus der Sicht des Netzbetreibers hat sich die Variante A als netzdienlicher erwiesen. Bei der Variante B kann die gleichzeitige Ladung mehrerer Fahrzeuge in einem Strang zu einer Überlastung des Kabels führen. Außerdem können bei diesem Szenario mehrere gleichzeitige Ladungsvorgänge an einem Leitungsende Spannungsbandprobleme verursachen. Ein weiteres Problem der Variante „first-come, first-served“ ist, dass der Verteilnetzbetreiber aufgrund des Energiewirtschaftsgesetzes dazu verpflichtet ist, sein Energieversorgungsnetz diskrimierungsfrei zu betreiben. Dies ist aber bei dieser Variante am wenigsten gewährleistet, da die Kunden benachteiligt werden, die sich an einem Strang mit besonders vielen Haushalten befinden, und es daher hier früher zu Überlastungen der Kabel kommen kann.

Des Weiteren werden bei dieser Variante die Teilnehmer benachteiligt, die aufgrund ihrer berufsbedingten Zeitvorgaben ihr Elektrofahrzeug erst später mit dem Netz verbinden und daher auch erst später den gewünschten Ladezeitraum nutzen können. Im Anhang H ist der Verlauf des dynamischen Strompreises der 10 Haushalte im Feldversuch econnect-Germany abgebildet. Hier sind auch sehr kurze Zeiträume mit niedrigen Preisen zu erkennen, so dass diese bei der Variante B aufgrund des Anmeldezeitpunkts bei Überlastungen nicht von allen Kunden genutzt werden können.

Aus all diesen Gründen ist bei der Einführung dynamischer Preise und einer hohen Durchdringung der Elektromobilität die Variante A zu bevorzugen.

Abschließend lässt sich festhalten, dass durch die Einführung eines intelligenten Lastmanagements bei hohen Durchdringungsgraden die Kapazitäten der Ortsnetze langfristig ausreichen wird und kein Netzausbau nötig ist.

5.3 Integration eines regelbaren Ortsnetztransformators

In Abschnitt 4.4 wurde nachgewiesen, dass durch den Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators Spannungsbandverletzungen aufgrund von gleichzeitigen Ladevorgängen an extrem langen Leitungen verhindert werden können.

Die Kosten für den Ausbau einer Ortsnetzstation zu einem regelbaren Ortsnetztransformator liegen bei rund 15.000 Euro [36]. Der Ausbau der Ortsnetzstation zur Spannungshaltung ist nur dann wirtschaftlich, wenn der konventionelle Netzausbau teurer wäre¹⁹. In dem beschriebenen Beispiel aus Abschnitt 4.4 ist vermutlich der Einsatz eines lokalen Lastmanagements vorzuziehen, das die Spannung am Leitungsende misst und dementsprechend die Ladevorgänge steuert.

Zu beachten ist aber, dass gerade in ländlichen Netzen, in denen vorwiegend extrem lange Ausläufer anzutreffen sind, häufig eine hohe PV-Einspeisung vorhanden ist. Es hat sich gezeigt, dass in ländlichen Regionen mit hoher PV-Einspeisung ein punktueller Einsatz eines RONTs aus technischer wie wirtschaftlicher Sicht bereits heute eine mögliche Alternative zum klassischen Netzausbau ist. Daher ist gerade hier in Abhängigkeit von den örtlichen Gegebenheiten eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchzuführen, um zu ermitteln, ob ein klassischer Netzausbau, ein RONT oder ein lokales Lastmanagement die günstigste Variante zur Einhaltung des Spannungsbandes darstellt. Hierbei sollte auch noch berücksichtigt werden, dass der Einsatz eines RONTs weitere Flexibilitäten für die Zukunft bereit hält, während der klassische Netzausbau nur einmalig und punktuell wirkt.

¹⁹ Der konventionelle Netzausbau ist aufgrund hoher Tiefbaukosten sehr kostenintensiv. Hier kann davon ausgegangen werden, dass die Tiefbaukosten pro Meter bei rund 100 € liegen [36]. Der lange Netzausläufer im ländlichen Netzgebiet hat in diesem Beispiel eine Länge von 750 Meter. Hier würden daher die Tiefbaukosten bei ca. 75.000 € liegen, so dass der Ausbau der Ortsnetzstation wirtschaftlicher ist.

5.4 Integration eines Fuhrparks

Durch die Einführung eines elektrischen Fuhrparks bei Gewerbe- oder Industrieunternehmen (wie z.B. Deutsche Post DHL) ist ein nahezu gleichzeitiges Laden vieler Fahrzeuge aus Kosten- und Kapazitätsgründen zu vermeiden. In Abschnitt 2.6 wurde erläutert, dass der Leistungspreis bei einer Jahresbenutzungsdauer < 2.500 Stunden pro kW um 58,02 Euro ansteigt [22]. In Tabelle 4 ist die maximal benötigte elektrische Leistung eines Fuhrparks mit den ermittelten Ladezeiten aus Abschnitt 3.1.2 sowie die infolgedessen entstehende Erhöhung des Leistungspreises in Abhängigkeit von der Anzahl der Elektrofahrzeuge und der Ladeleistung dargestellt.

Anzahl Fahrzeuge	Ladeleistung 3,7 kW		Ladeleistung 11,1 kW		Ladeleistung 22,2 kW	
	ΔP_{\max} [kW]	Kostenerhöhung LP [€/a]	ΔP_{\max} [kW]	Kostenerhöhung LP [€/a]	ΔP_{\max} [kW]	Kostenerhöhung LP [€/a]
10	36,3	2.106,13	82,2	4.769,24	116,2	6.741,92
20	67,1	3.893,14	151,1	8.766,82	217,0	12.590,34
40	135,3	7.850,11	296,9	17.226,14	433,9	25.174,88

Tabelle 4: Maximale elektrische Leistung des Fuhrparks und Leistungspreis in Abhängigkeit von der Ladeleistung und Anzahl der Elektrofahrzeuge.

Die hier aufgezeigten Kosten können je nach Netzbetreiber und Jahresbenutzungsdauer variieren. Des Weiteren wird in der Tabelle 4 davon ausgegangen, dass der Zeitpunkt der Ladevorgänge mit dem Zeitpunkt der maximal angeforderten Leistung, die das elektrische Netz dem Gewerbe- oder Industrieunternehmen zur Verfügung stellen muss, übereinstimmen. Daher muss die Lastspitze, um eine exakte Kostenanalyse zu erhalten, in Abhängigkeit vom Lastprofil des Kunden individuell betrachtet werden. Die Vereinfachung ist aber gut geeignet, um eine erste Betrachtung der Erhöhung des Leistungspreises durchzuführen.

In der Tabelle 4 fällt weiterhin auf, dass schon bei 10 Elektrofahrzeugen und einer Ladeleistung von 3,7 kW der Leistungspreis um rund 2.100 Euro ansteigt. Während der Erstellung dieser Masterarbeit konnten aufgrund des geringen Angebots von Lastmanagementsystemen zur Fuhrparksteuerung keine belastbaren Kosten für die Soft- und Hardware des Systems ermittelt werden. Nach Aussage der Firma Keba ist ihr neues Lastmanagement „KeContact“ bei der gleichzeitigen Ladung ab zwei Elektrofahrzeugen mit einer Ladeleistung von 22,2 kW oder einer Anschlussleistung von rund 40 kW wirtschaftlich einzusetzen [37].

Im Folgenden wird an einem einfachen Beispiel die Wirtschaftlichkeit eines lokalen Lastmanagements bewiesen. Es wird angenommen, dass sich in einem Fuhrpark zehn Elektrofahrzeuge mit jeweils einer eigenen Ladestation und einer Ladeleistung von

11,1 kW befinden. Die Kosten für die Erweiterung der Ladestationen inklusive Kommunikations- und Steuerungsgeräte für ein Lastmanagement würden ca. 500 € pro Ladepunkt betragen, so dass sich die Gesamtkosten in diesem Beispiel auf etwa 5000 € belaufen. Spätestens nach zwei Jahren haben sich diese Kosten amortisiert, da die Kostenerhöhung durch den Leistungspreis bei diesem Szenario bei rund 4.800 € liegen (vgl. Tabelle 4).

In Abbildung 49 sind die schematischen Ladevorgänge von drei Elektrofahrzeugen ohne und mit Lastmanagement der Firma KEBA abgebildet. Bei dem Lastmanagement KeContact können unterschiedliche Ladestrategien ausgewählt werden.

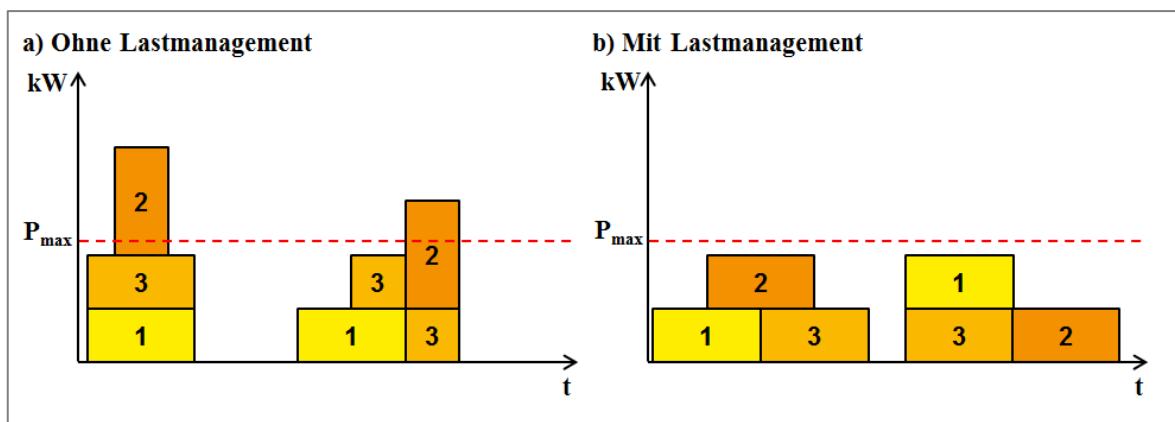


Abbildung 49: Schematische Darstellung der Ladevorgänge eines Fuhrparks mit und ohne Lastmanagement. Eigene Darstellung nach [38]

Sind mehrere Elektrofahrzeuge gleichzeitig mit den Ladestationen verbunden, kann für jedes Fahrzeug individuell festgelegt werden, mit welcher Leistung bis wann geladen werden soll oder ob bestimmte Fahrzeuge bevorzugt werden [37]. Zusätzlich kann eine maximale Leistung, die für die Ladung der Elektrofahrzeuge zur Verfügung steht, eingestellt werden, um so die Erhöhung des Leistungspreises zu verhindern.

Auch der Zeitpunkt der Ladung kann spezifisch für jedes einzelne Fahrzeug ausgewählt werden, um beispielsweise Strom aus selbsterzeugten Erneuerbaren Energien zu nutzen. Das System legt für jedes Elektrofahrzeug ein Lastprofil mit Informationen über den Ladezustand der Batterie, voraussichtliche Standzeit, Ladeleistung oder Ladedauer an.

Abschließend ist festzuhalten, dass eine technische und wirtschaftliche Machbarkeit für ein lokales Lastmanagement mit einer einfachen und flexiblen Steuerung schon heute gegeben ist. Die entstehenden Kosten durch die Ladevorgänge eines elektrischen Fuhrparks können so kontrolliert und die Ladevorgänge zukünftig an das aktuelle Energieangebot und den Energiepreis angepasst werden. Zusätzlich bietet das Lastmanagement technische Voraussetzungen für die Einführung dynamischer Preise.

6 Zusammenfassung und Ausblick

6.1 Zusammenfassung und Fazit

Ziel dieser Masterarbeit war es, anhand eines ländlichen- und vorstädtischen Ortsnetzes zu ermitteln, ob eine Integration der Elektromobilität in das Niederspannungsnetz möglich, bzw. ab welchem Durchdringungsgrad ein Lastmanagement zur Einhaltung der Versorgungssicherheit notwendig ist. Hierfür wurden verschiedene Ladeszenarien entwickelt und mit Hilfe der Simulationssoftware NEPLAN analysiert und miteinander verglichen. Es hat sich gezeigt, dass in Abhängigkeit von der Ladestrategie, aber auch von der Ladeleistung, unterschiedliche Betriebsmittel zu den limitierenden Faktoren im Niederspannungsnetz werden.

Während bei dem Szenario „Ungesteuerte Ladung bei Ankunft“ im vorstädtischen Ortsnetz je nach Ladeleistung entweder die Kabel oder der Transformator die Leistungsabgabe im Netz limitieren, sind es im ländlichen Ortsnetz ausschließlich die Kabel. Nach den Zielen der Bundesregierung sollen im Jahr 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen unterwegs sein. Dies ist sowohl ohne Netzausbau als auch ohne Lastmanagement in beiden untersuchten Ortsnetzen möglich.

Bei dem Szenario „Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung“ drohen allerdings bei beiden Ortsnetzen schon bei diesen niedrigen Durchdringungsgraden die Kabel zu überlasten. Hier zeigt sich, dass für die Einführung dynamischer Strompreise ein Lastmanagement zwingend notwendig ist, um die Betriebsmittel vor Überlastung zu schützen.

Es wurde festgestellt, dass bei den Ladevorgängen für die Elektrofahrzeuge eine große Flexibilität vorhanden ist. Mit der Einführung des Ampelkonzepts nach dem BDEW könnten alle notwendigen Voraussetzungen für ein Lastmanagement geschaffen werden. Damit sind Durchdringungsgrade der Elektromobilität von über 150 % erreichbar.

Des Weiteren wurde festgestellt, dass aufgrund von Ladevorgängen mit hoher Ladeleistung an langen Netzausläufern Spannungsbandprobleme auftreten können. Diese können allerdings durch den Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators oder durch ein lokales Lastmanagement vermieden werden.

Die technische und wirtschaftliche Machbarkeit für ein lokales Lastmanagement zur Steuerung der Ladevorgänge von Fuhrparkflotten ist bereits heute gegeben. Damit steht aus dieser Sicht der Elektrifizierung von Fuhrparkflotten nichts mehr im Wege.

6.2 Ausblick

Die Masterarbeit hat gezeigt, dass sowohl im vorstädtischen als auch im ländlichen Ortsnetz das Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2030 mit 6 Millionen Elektrofahrzeugen auf deutschen Straßen auch ohne Netzausbau bzw. Lastmanagement möglich ist.

In den nächsten Jahren ist zu erwarten, dass sich aufgrund der hohen Kosten für Ladeleistungen $> 3,7 \text{ kW}$ zunächst das einphasige Laden durchsetzen wird. Hier muss in einem nächsten Schritt das Problem der Schieflast untersucht werden. Durch die steigende Anzahl an leistungsstarken einphasigen Verbrauchern und einphasigen dezentralen Erzeugungsanlagen ist davon auszugehen, dass die Schieflasten in den Niederspannungsnetzen zukünftig ansteigen werden. Hier wird es die Aufgabe der Verteilnetzbetreiber sein, diese zu überwachen und eine Lösung für den Phasenanschluss dieser Verbraucher und Erzeuger zu finden.

Des Weiteren müssen einheitliche Lösungen für die Anschlussleistung der Elektrofahrzeuge im privaten Bereich gefunden werden. Eine Umfrage im econnect-Feldversuch sowie die Verschiebbarkeit der geladenen Energiemenge der Elektrofahrzeuge für das Jahr 2030 zeigen, dass eine maximale Ladeleistung von 11,1 kW im privaten Bereich ausreichend ist. Damit können Netzüberlastungen durch ein Worst-Case-Szenario, bei dem mehrere 22,2 kW-Ladungen gleichzeitig stattfinden, verhindert werden. Außerdem haben die 11,1 kW-Ladungen den Vorteil, dass dreiphasig geladen wird und so Schieflasten aufgrund von Fahrzeugladungen verhindert werden.

Eine Schnellladeinfrastruktur, die insbesondere an Autobahnen und in Innenstädten notwendig ist, sollte in Zukunft nochmals gesondert analysiert werden. Außerdem sollte untersucht werden, welche Auswirkungen die Elektromobilität auf ein innerstädtisches Ortsnetz hat. Durch die dichtere Besiedlung steigt auch die Anzahl der Fahrzeugladungen pro Hausanschluss an. Hier sollte speziell das Szenario Laden in Tiefgaragen und Parkhäusern analysiert werden, um die Notwendigkeit eines Lastmanagements zu bestimmen.

Abschließend gilt es noch die Anforderungen an intelligente Zähler, an Messsysteme zur Netzzustandsermittlung und an die Kommunikationsgeräte zwischen Verbrauchern und Ortsnetzstationen zu klären, um die Voraussetzungen für die Einführung eines intelligenten Stromnetzes zu schaffen.

Literaturverzeichnis

- [1] Umwelt Bundesamt "Energieverbrauch nach Verkehrsträgern", „www.umweltbundesamt.de,“ [Online]. Available: <http://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/energieverbrauch-nach-verkehrstraegern>. [Zugriff am 15 Juni 2015].
- [2] Umwelt Bundesamt "Endenergieverbrauch steigt seit 2009 wieder an", „www.umweltbundesamt.de,“ [Online]. Available: <http://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/kraftstoffverbrauch-nach-energietaegern>. [Zugriff am 15 Juni 2015].
- [3] Die Bundesregierung "Energiewende", „www.bundesregierung.de,“ [Online]. Available: <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/ma%C3%9Fnahmen-im-ueberblick.html>. [Zugriff am 01 Juni 2015].
- [4] smartlab Innovationsgesellschaft "Übersicht econnect Germany", „www.econnect-germany.de,“ [Online]. Available: www.econnect-germany.de. [Zugriff am 04 Juni 2015].
- [5] Pascal Hahulla (smartlab Innovationsgesellschaft), „econnect Germany – Field Trial Aachen,“ Essen, 2015.
- [6] M. A. Göbel, „Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsnetze. Ein praxisorientierte Betrachtung.,“ Münster, 2011.
- [7] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, „MOBILITÄT IN DEUTSCHLAND,“ Berlin, 2008.
- [8] Prof. Waffenschmidt, „Dezentrale Strukturen elektrischer Netze - Elektromobilität,“ Köln, 2015.
- [9] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., „Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität,“ München, 2015.
- [10] S. Hiltrop, „Konzept für eine barrierefreie Ladeinfrastruktur für,“ Köln, 2014.
- [11] Wilfried Knies, "Elektrische Anlagentechnik", Hanser Verlag, 2012.
- [12] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. , „Energietechnik & Automation, Intelligente Ortsnetzstationen stabilisieren die Energieversorgung“ [Online]. Available: <http://www.etz.de/2599-0-Intelligente+Ortsnetzstationen+stabilisieren+die+Energieversorgung.html>. [Zugriff am 19 06 2015].
- [13] Amprion GmbH, „Versorgungssicherheit,“ [Online]. Available: <http://www.amprion.net/netzausbau/versorgungssicherheit>. [Zugriff am 06 20 2015].
- [14] P. Hahulla, „Migrationspfad zu einem optimalen und maßgeschneiderten Smart Grid,“ Aachen, 2014.
- [15] DIN EN 50160, 2011.

- [16] D. Neunherz, Interview, *Spannungsband*. [Interview]. 20 Mai 2015.
- [17] STAWAG, RWTH Aachen IFHT, „Einsatzpotentiale und Wirtschaftlichkeitsanalysen des regelbaren Ortsnetztransformators unter regulatorischen Rahmenbedingungen,“ Aachen, 2014.
- [18] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, „Spannungsregelung für Verteilnetze“.
- [19] Teilnehmer des econnect-Feldversuches, Interview, *Umfrage econnect-Feldversuch*. [Interview]. 25 05 2015.
- [20] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Technologiewettbewerb IKT für Elektromobilität III,“ Berlin, 2014.
- [21] Deutsche Post DHL, „Deutsche Post DHL übernimmt StreetScooter GmbH,“ 2014. [Online]. Available:
http://www.dpdhl.com/de/presse/pressemitteilungen/2014/deutsche_post_dhl_uebernimmt_streetscooter_gmbh.html. [Zugriff am 27 05 2015].
- [22] INFRAWEST, „Preisblatt 1: Netznutzung für Kunden mit reg. Leistungsmessung,“ Aachen, 2015.
- [23] S. Janocha, „Modellierung von Fahrprofilen in Matlab/Simulink für elektrische PKW und Plugin-Hybride,“ Köln, 2014.
- [24] Prof. Waffenschmidt, „Vorlesung Dezentrale Netze - Lastprofile - SS2014,“ Köln, 2014.
- [25] A. Probst, M. Braun und S. Tenbohlen, „Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse,“ Stuttgart, 2011.
- [26] Statista GmbH, „Anzahl der gemeldeten Pkw in Deutschland,“ [Online]. Available:
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/12131/umfrage/pkw-bestand-in-deutschland/>. [Zugriff am 2015 07 03].
- [27] SMART ELECTRIC MOBILITY, „Speichereinsatz für regenerative elektrische Mobilität und Netzstabilität,“ Wien, 2011.
- [28] M. Sedlak, „Verbrauch und Reichweite von Elektroautos,“ [Online]. Available:
<http://sedl.at/Elektroauto/Verbrauch>. [Zugriff am 02 07 2015].
- [29] VDE, „DIN 57536 Belastbarkeit von Öltransformatoren“.
- [30] Alexander Parkitny (Infrawest GmbH), Interview, *Spannungsband in Niederspannungsnetzen*. [Interview]. 10 06 2015.
- [31] Stadtwerke Aachen AG, [Online]. Available:
<http://www.stawag.de/unternehmen/presse/pressemeldungen/intelligente-ortsnetzstation-ermoeglicht-photovoltaikausbau-im-recyclingcenter/>. [Zugriff am 15 07 2015].
- [32] Smart, „Smart ed“ [Online]. Available: <https://www.smart.com/de/de/index/smart-fortwo-electric-drive.html#?showme.ccindex=7>. [Zugriff am 2015 07 23].
- [33] INFRAWEST, *Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz der INFRAWEST GmbH*. [Performance]. 2014.

- [34] D. Kern, Interview, *Elektromobilität in Aachen*. [Interview]. 23.07.2015.
- [35] Philipp Nobis, „Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität,“ München, 2015.
- [36] P. Hahulla, Interview, *Kosten Umbau RONT*. [Interview]. 29.07.2015.
- [37] H. Arnold, „Energie und Technik: Lastmanagement- und Ladesystem für Elektroautos,“ [Online]. Available: <http://www.energie-und-technik.de/erneuerbare-energien/artikel/94109/>. [Zugriff am 28 07 2015].
- [38] KEBA AG, „Lastmanagement-Portfolio,“ [Online]. Available: <http://www.keba.com/de/energieautomation/kemove-elektrumobilitaet/produkte/kecontact-m10/ihr-nutzen/>. [Zugriff am 27 07 2015].
- [39] Bundesminesterium der Justiz und für Verbraucherschutz, „Energiewirtschaftsgesetz - EnWG,“ [Online]. Available: http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__11.html. [Zugriff am 24 06 2015].

Anhang

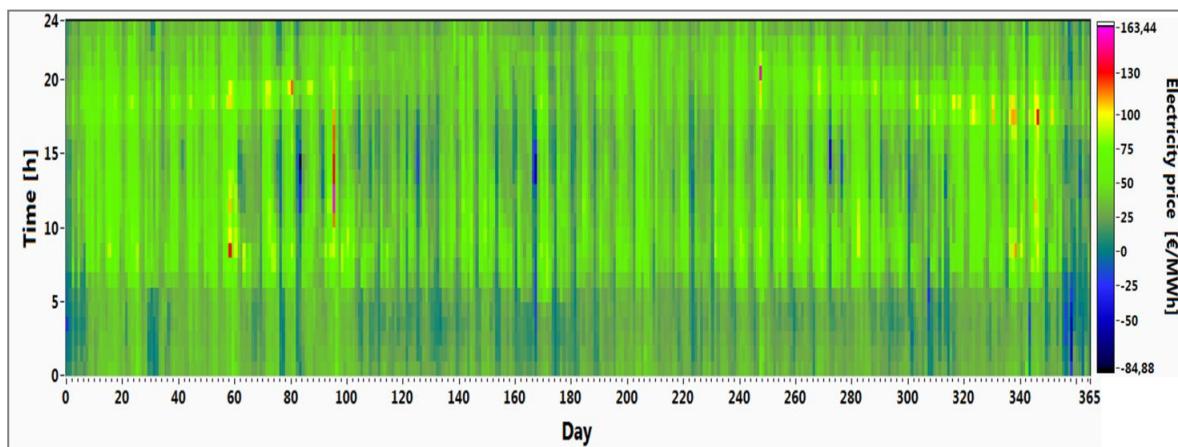
A: Screenshot App econnect – Germany



Anhang A zeigt einen Screenshot aus der App von econnect Germany.

Oben links ist der 15-Minuten-Fahrplan für die nächsten Stunden zu erkennen. Auf der X-Achse ist die Zeit in 15-Minuten-Werte zu sehen und auf der Y-Achse der Preis in Euro/kWh.

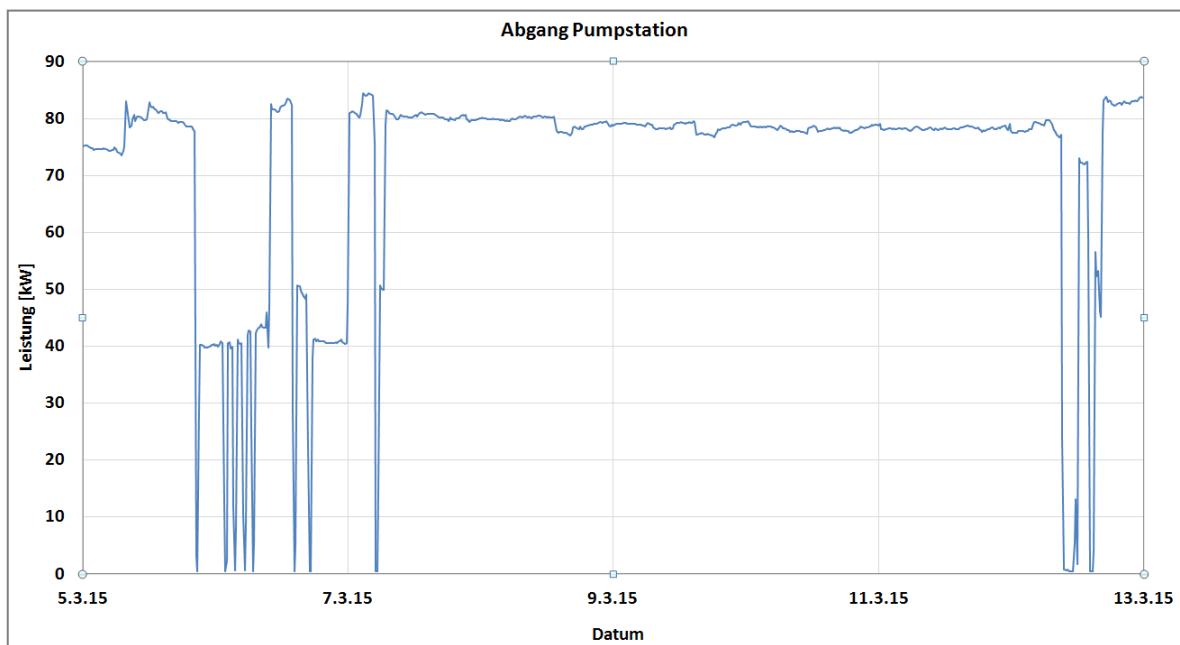
Quelle: smartlab Innovationsgesellschaft

B: Wasserfalldiagramm der Intraday-Preise für das Jahr 2013

Anhang B zeigt in einem Wasserfalldiagramm den realen Strompreisverlauf am Intraday-Markt der EEX für das Jahr 2013. Es fällt auf, dass nachts, insbesondere von 02.00 Uhr - 07.00 Uhr der Strompreis am niedrigsten ist.

Quelle: Eigene Darstellung

C: Abgang Pumpstation



Anhang C zeigt die gemessene Leistung der Pumpstation. Über einen längeren Zeitraum (07.03.2015 – 12.03.2015) läuft die Pumpstation mit einer konstanten Leistung von rund 80 kW. Daher wird diese für die Simulation mit einer konstanten Leistung von 80 kW angenommen.

Quelle: Eigene Darstellung

D: Absolute letzte Ankunftszeit der Haushalte (15.Oktober – 15.März)

00:00	2
00:15	3
00:30	4
00:45	3
01:00	2
01:15	1
01:30	0
01:45	0
02:00	0
02:15	0
02:30	0
02:45	0
03:00	0
03:15	0
03:30	0
03:45	0
04:00	0
04:15	0
04:30	0
04:45	0
05:00	0
05:15	0
05:30	0
05:45	0
06:00	0
06:15	0
06:30	0
06:45	0
07:00	0
07:15	0
07:30	0
07:45	1

08:00	0
08:15	1
08:30	2
08:45	0
09:00	2
09:15	1
09:30	0
09:45	0
10:00	1
10:15	1
10:30	3
10:45	1
11:00	2
11:15	1
11:30	12
11:45	7
12:00	9
12:15	9
12:30	9
12:45	2
13:00	5
13:15	2
13:30	3
13:45	7
14:00	6
14:15	4
14:30	10
14:45	16
15:00	8
15:15	11
15:30	7
15:45	17

16:00	13
16:15	16
16:30	12
16:45	28
17:00	20
17:15	21
17:30	20
17:45	20
18:00	35
18:15	14
18:30	23
18:45	20
19:00	22
19:15	21
19:30	12
19:45	20
20:00	18
20:15	10
20:30	24
20:45	23
21:00	7
21:15	30
21:30	35
21:45	27
22:00	17
22:15	11
22:30	13
22:45	12
23:00	15
23:15	7
23:30	7
23:45	4

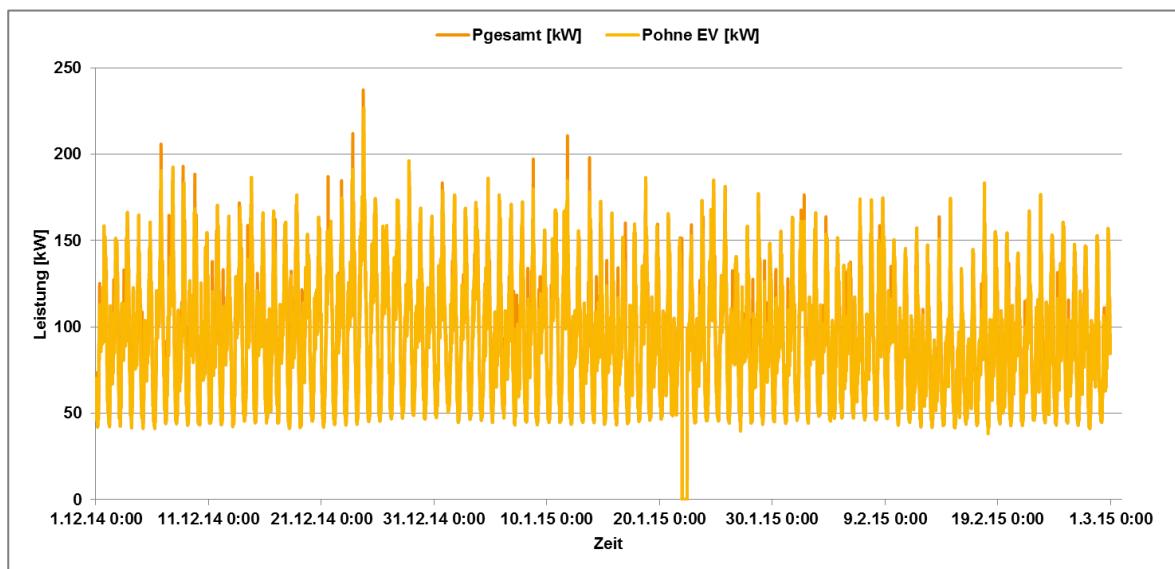
E: Absolute letzte Ankunftszeit des Fuhrparks (1.Oktober – 31.März)

0:00	0
0:15	0
0:30	0
0:45	0
1:00	0
1:15	0
1:30	0
1:45	0
2:00	0
2:15	0
2:30	0
2:45	0
3:00	0
3:15	0
3:30	0
3:45	0
4:00	0
4:15	0
4:30	0
4:45	0
5:00	0
5:15	0
5:30	0
5:45	0
6:00	0
6:15	0
6:30	0
6:45	0
7:00	0
7:15	0
7:30	0
7:45	0

8:00	0
8:15	0
8:30	0
8:45	0
9:00	0
9:15	0
9:30	0
9:45	0
10:00	0
10:15	0
10:30	0
10:45	0
11:00	0
11:15	0
11:30	0
11:45	0
12:00	0
12:15	0
12:30	0
12:45	0
13:00	0
13:15	0
13:30	6
13:45	0
14:00	12
14:15	10
14:30	7
14:45	30
15:00	47
15:15	123
15:30	145
15:45	54

16:00	13
16:15	7
16:30	13
16:45	3
17:00	8
17:15	1
17:30	10
17:45	4
18:00	2
18:15	0
18:30	0
18:45	0
19:00	0
19:15	0
19:30	0
19:45	0
20:00	0
20:15	0
20:30	0
20:45	0
21:00	0
21:15	0
21:30	0
21:45	0
22:00	0
22:15	0
22:30	0
22:45	0
23:00	0
23:15	0
23:30	0
23:45	0

F: Leistungsverlauf Ortsnetzstation vorstädtisches Netzgebiet

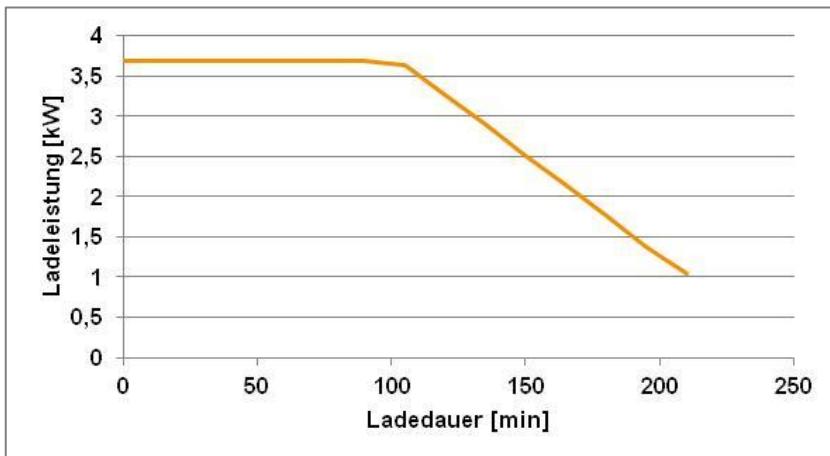


Anhang F zeigt den Verlauf der Leistung der Ortsnetzstation mit und ohne Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge im vorstädtischen Netzgebiet vom 01.12.2014 – 28.02.2015. Die größte Lastspitze entsteht am 24.12.2014.

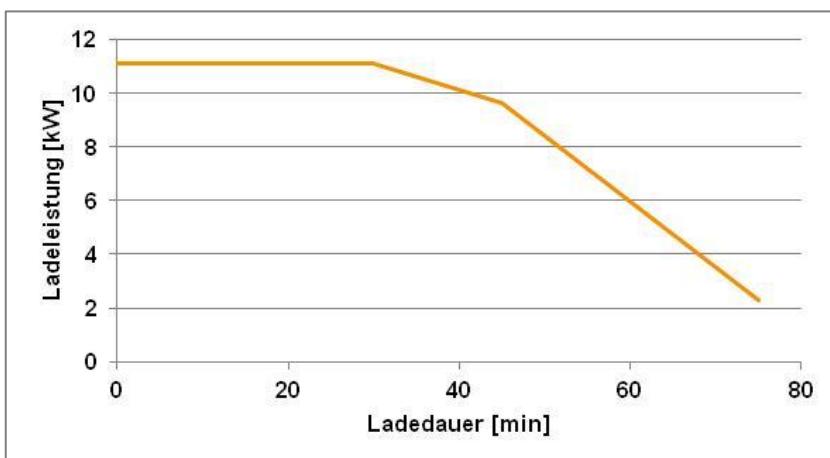
Quelle: Eigene Darstellung

G: Ladekurven

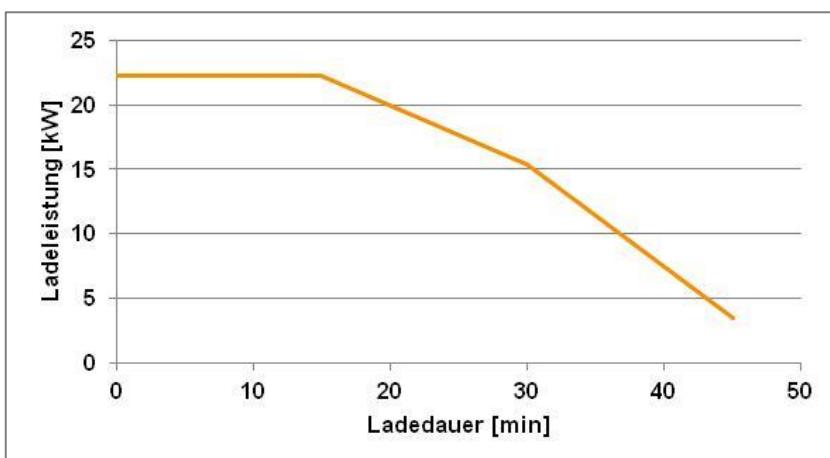
3,7 kW:



11,1 kW:

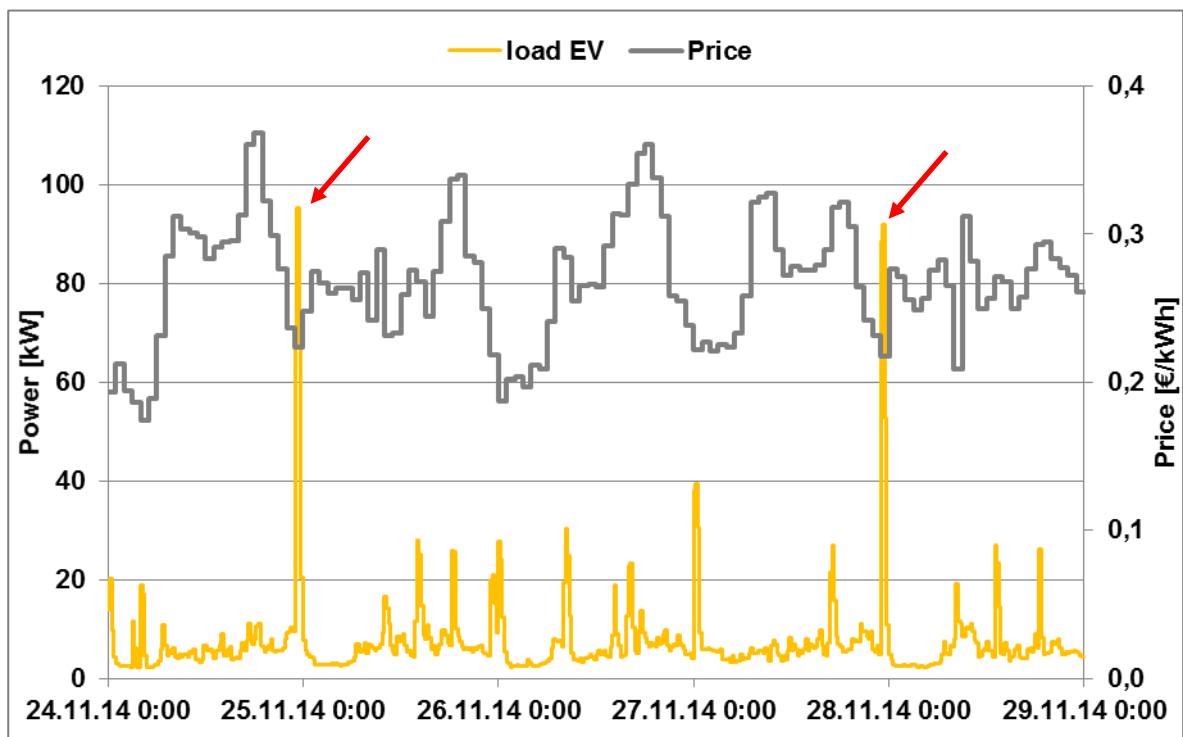


22,2 kW:



Quelle: Eigene Darstellung

H: Leistungsverlauf econnect-Feldversuchsteilnehmer

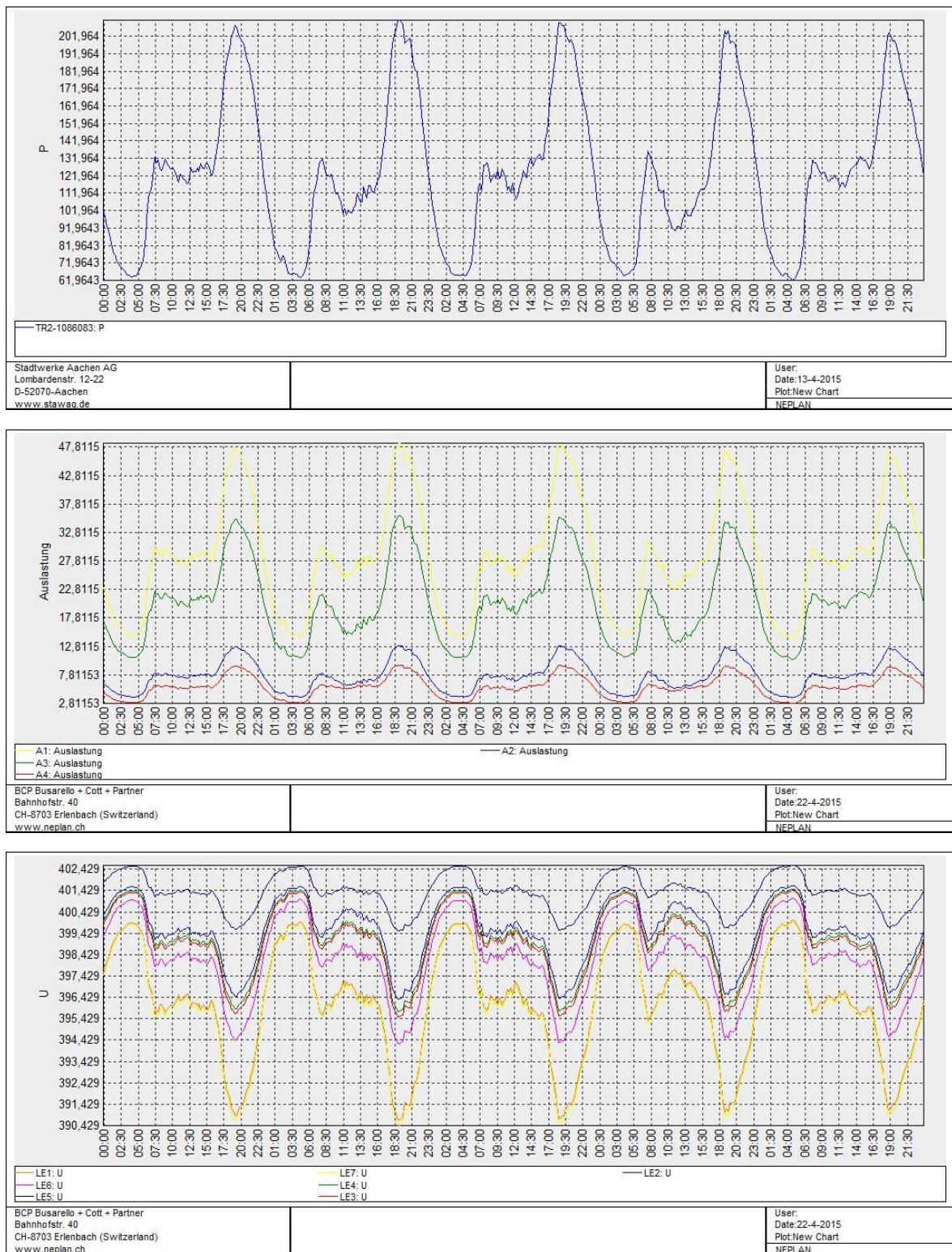


Anhang H zeigt den Verlauf der elektrischen Leistung und des dynamischen Strompreises der zehn Haushalte im Feldversuch econnect Germany. Es sind zwei Leistungsspitzen zu sehen, bei denen fünf Elektrofahrzeuge gleichzeitig geladen worden sind. Dies macht eine maximale Gleichzeitigkeit von 50 %.

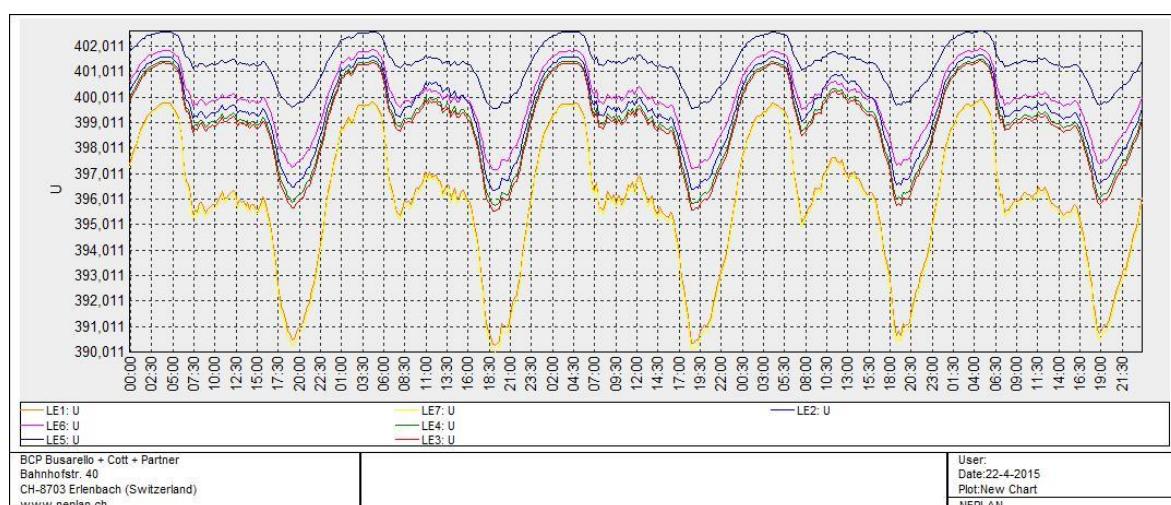
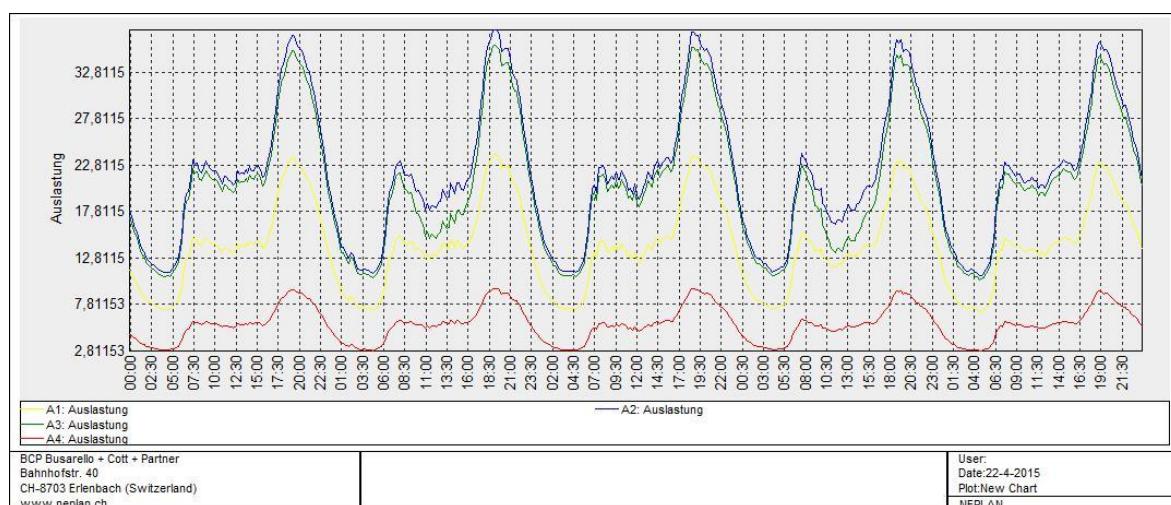
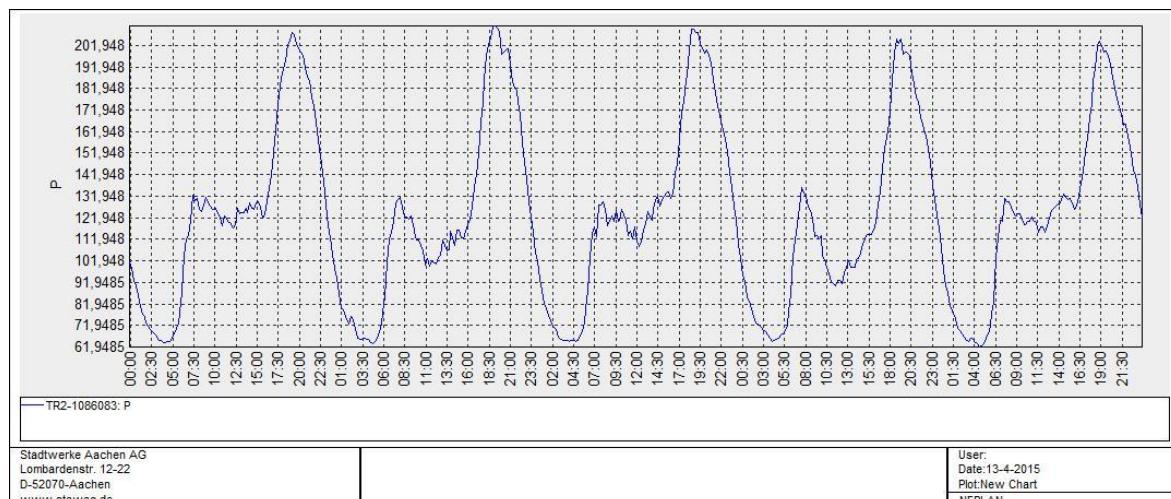
Quelle: Eigene Darstellung

I: Ohne Elektromobilität

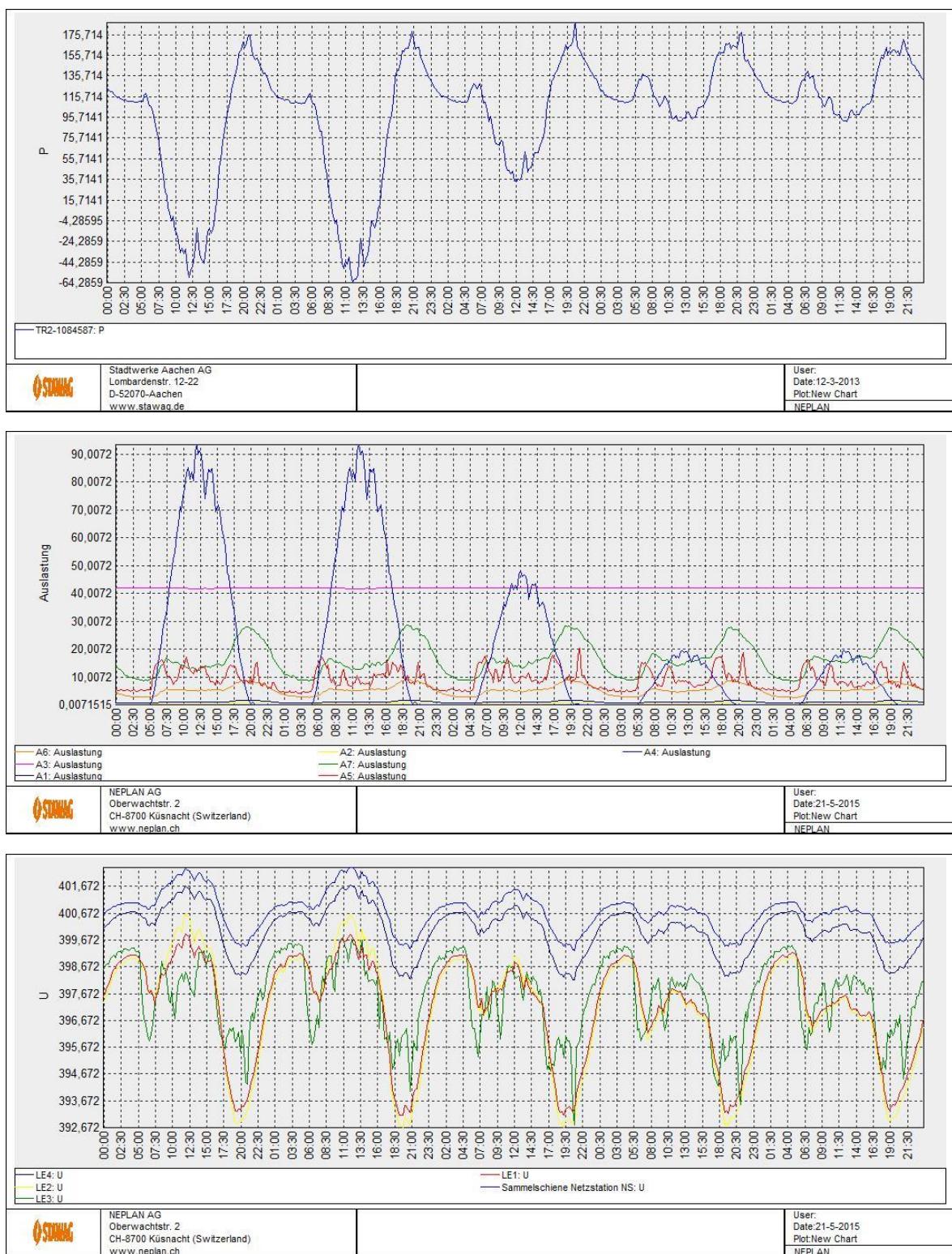
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (vor Umschaltung im KVS 2):



Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (nach Umschaltung im KVS 2):

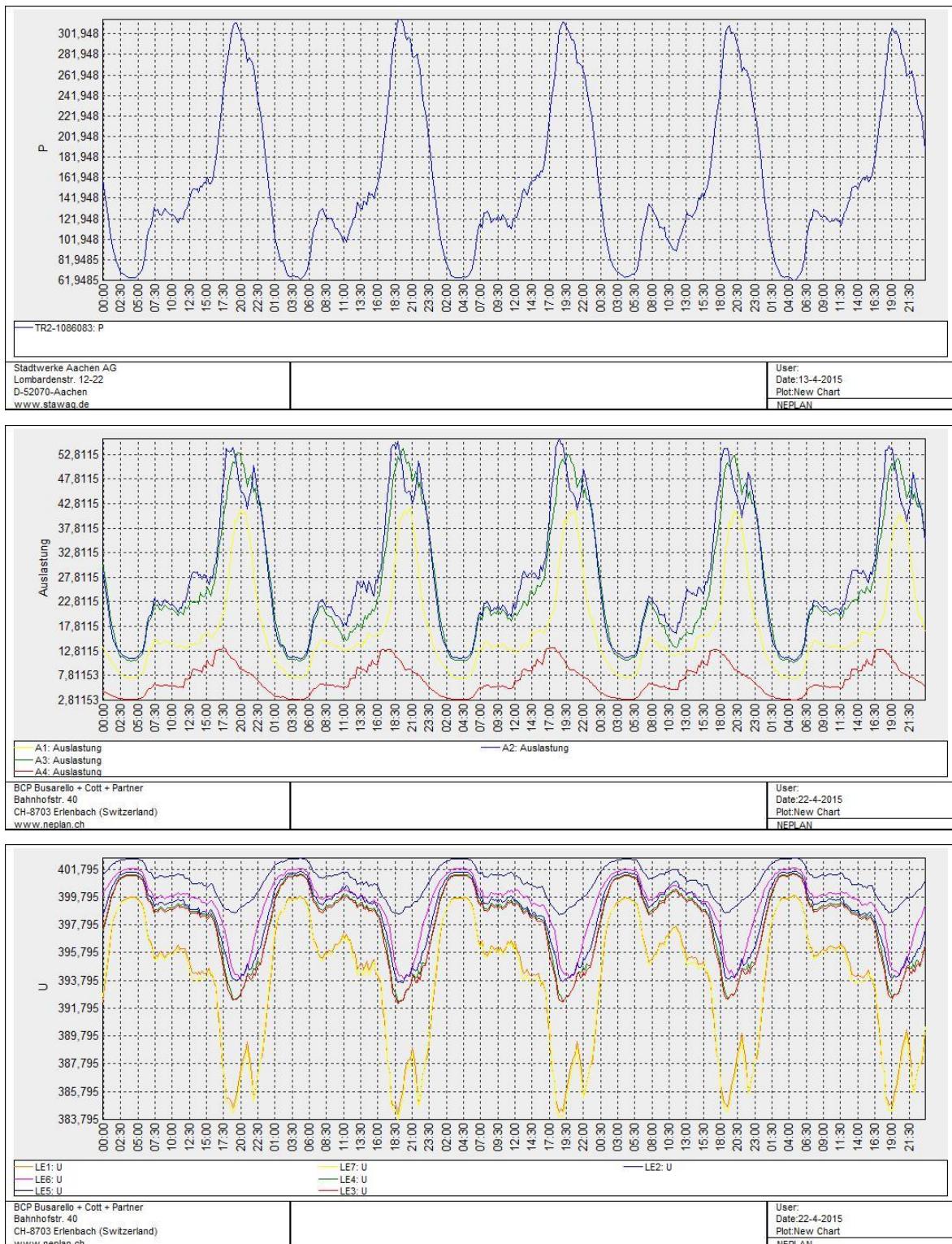


Ländliches Ortsnetzgebiet:

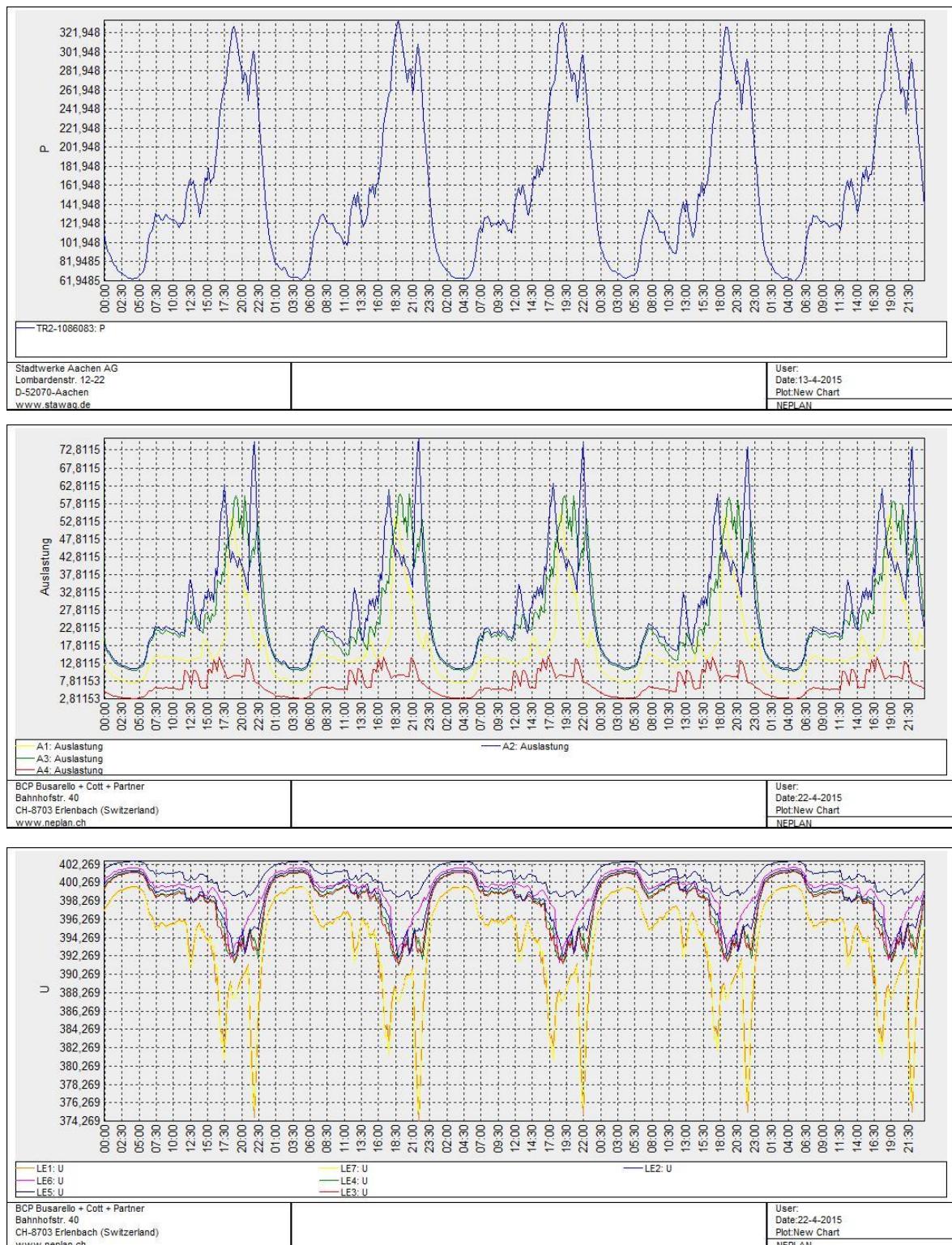


J: Ungesteuerte Ladung bei Ankunft

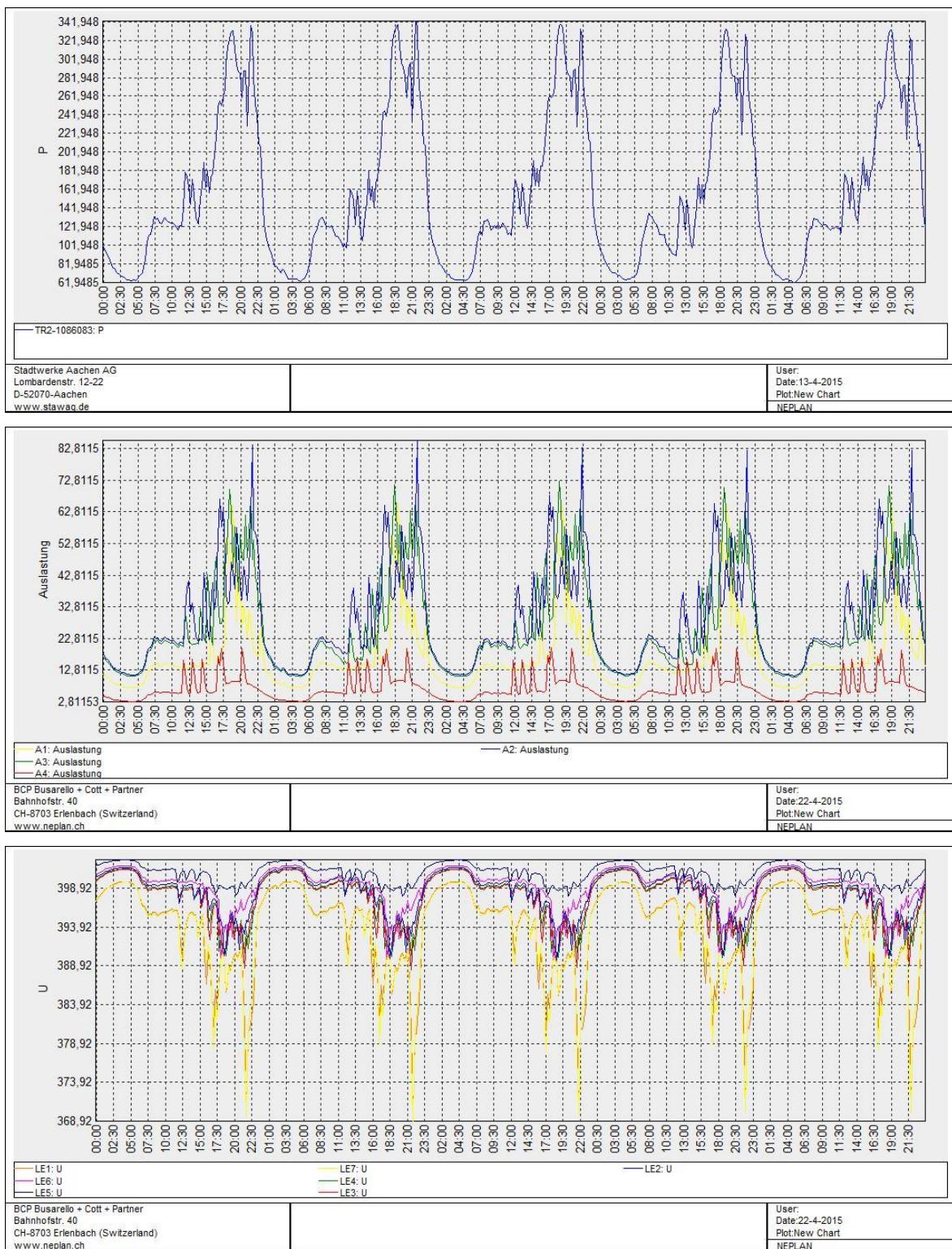
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (80 EV, 3,7 kW):



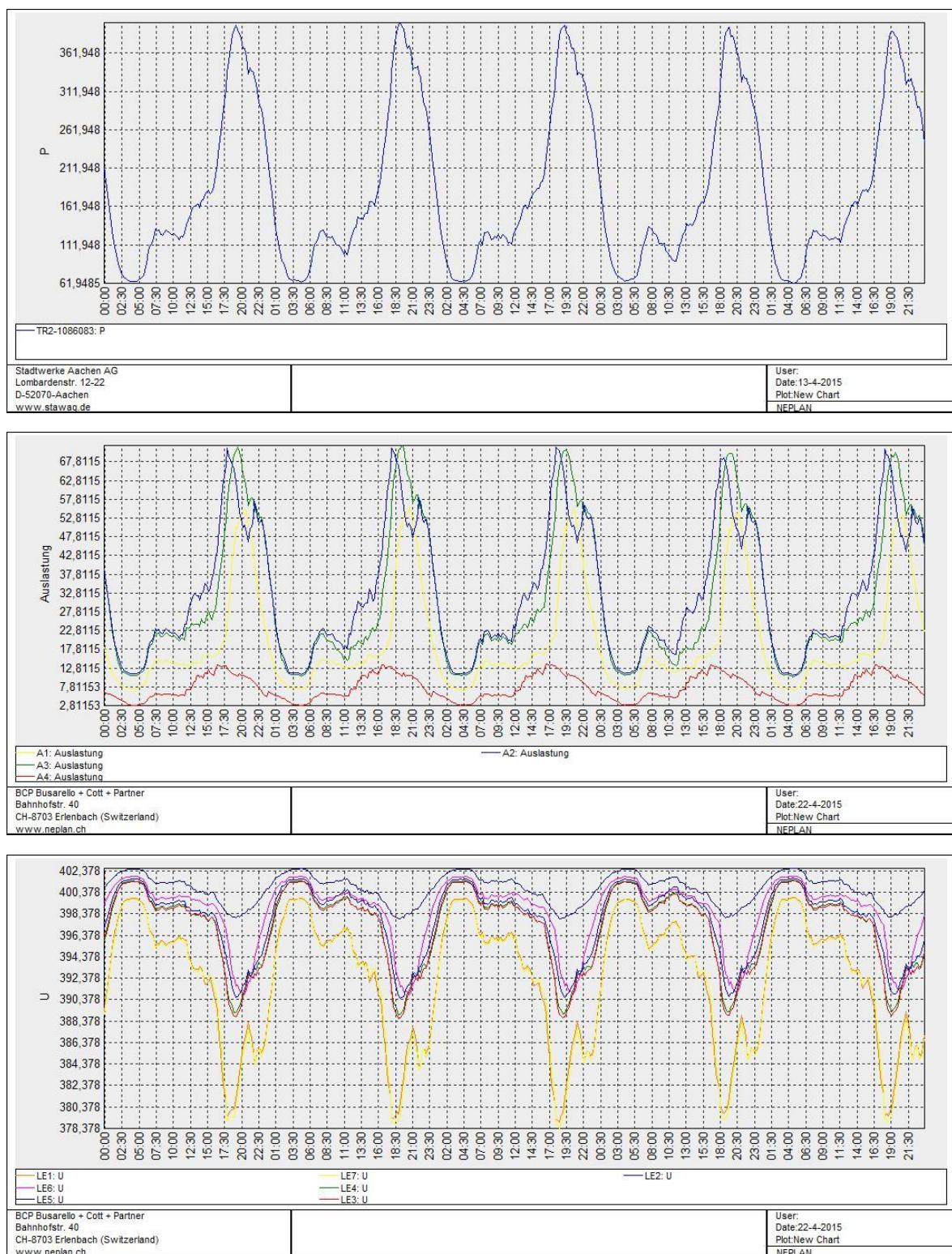
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (80 EV, 11,1 kW):

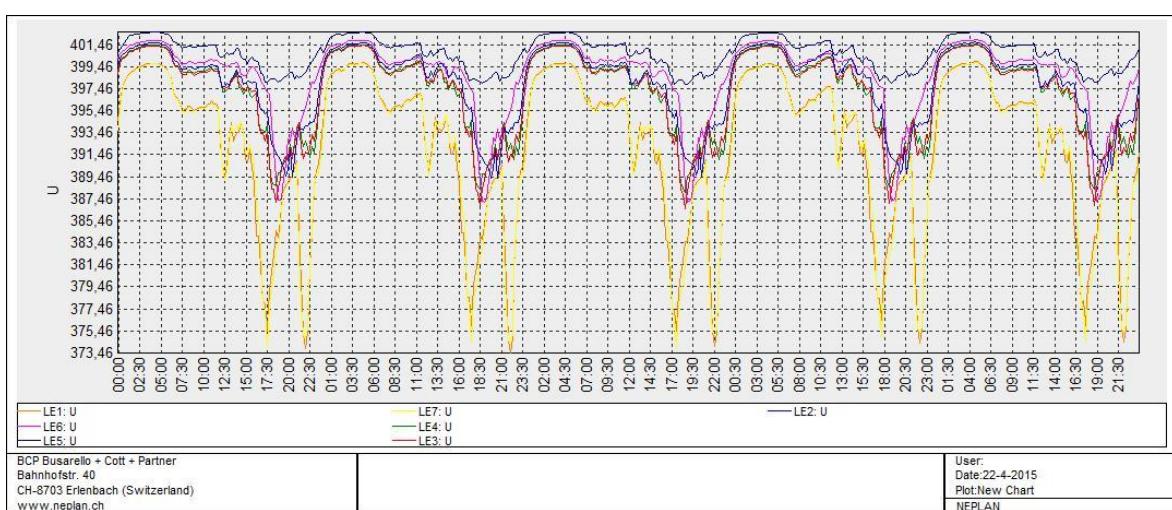
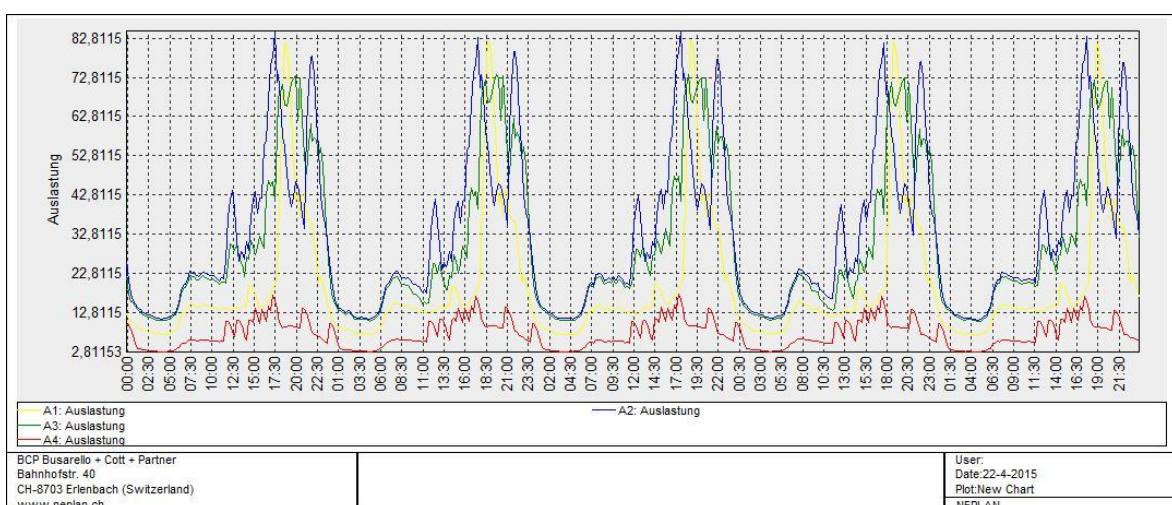
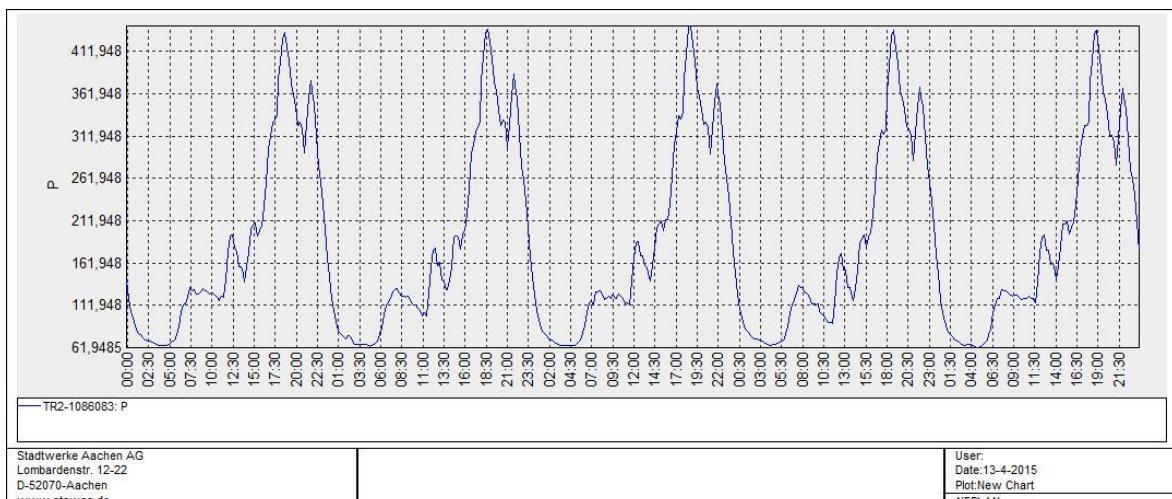


Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (80 EV, 22,2 kW):

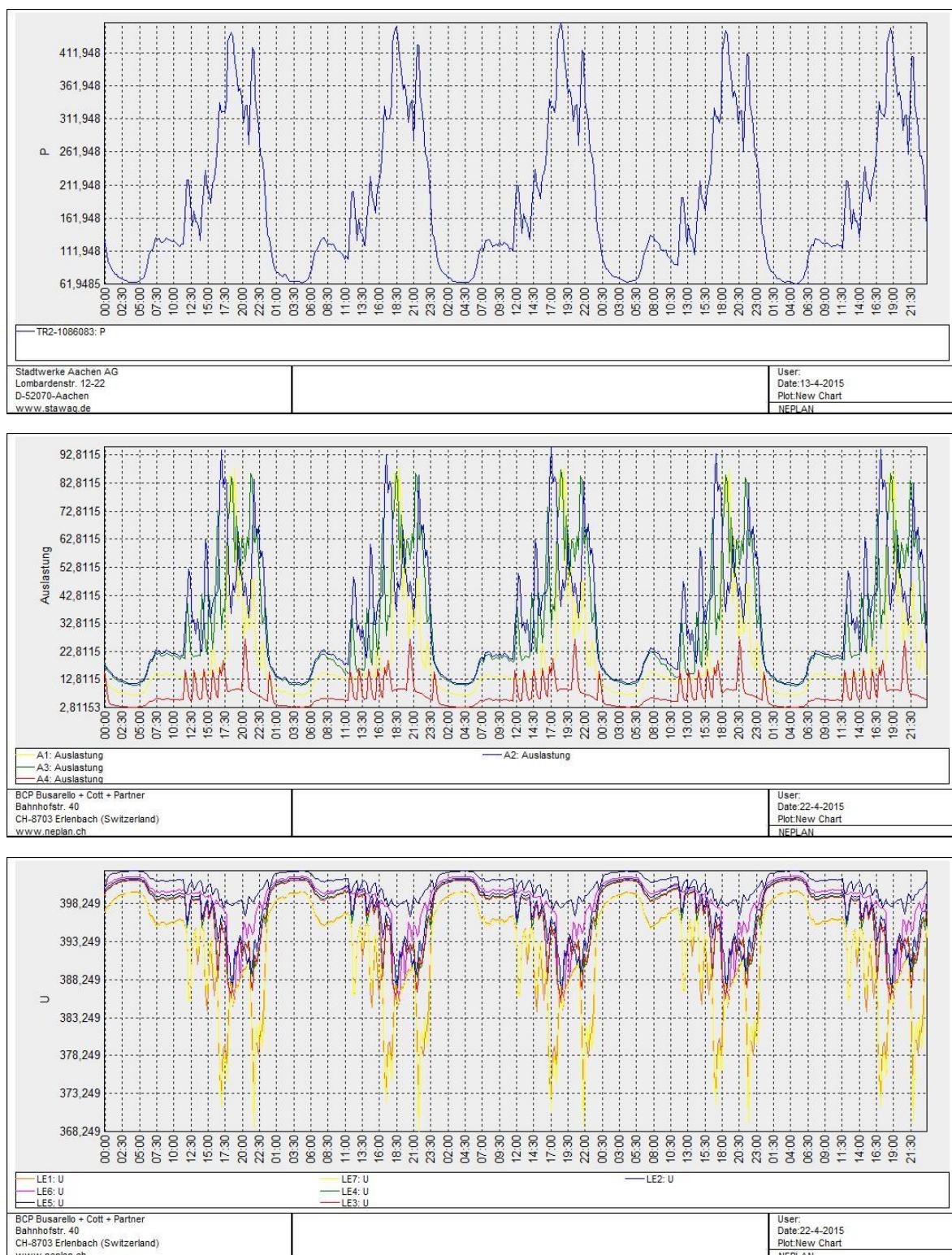


Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (140 EV, 3,7 kW):

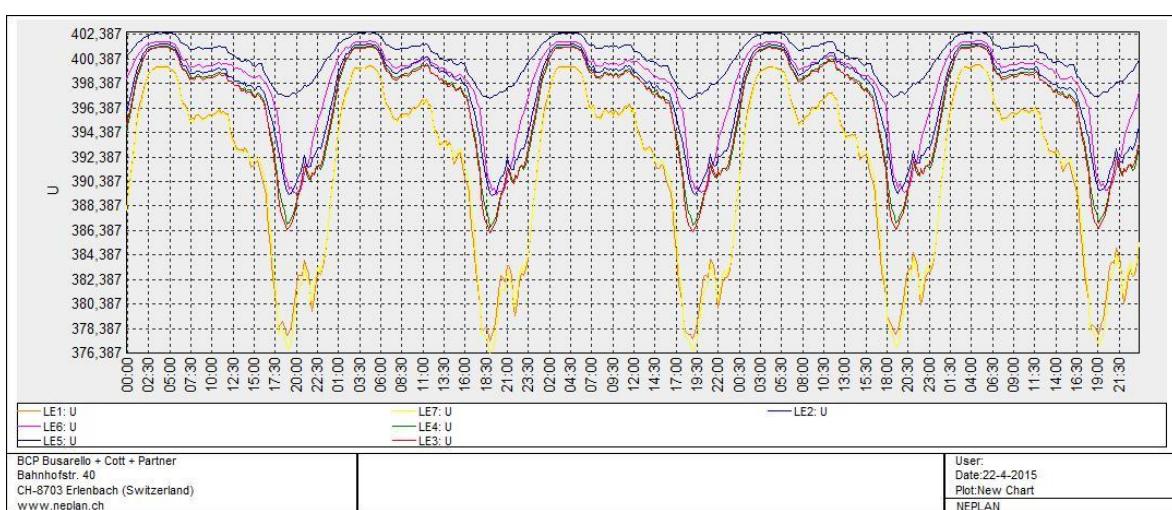
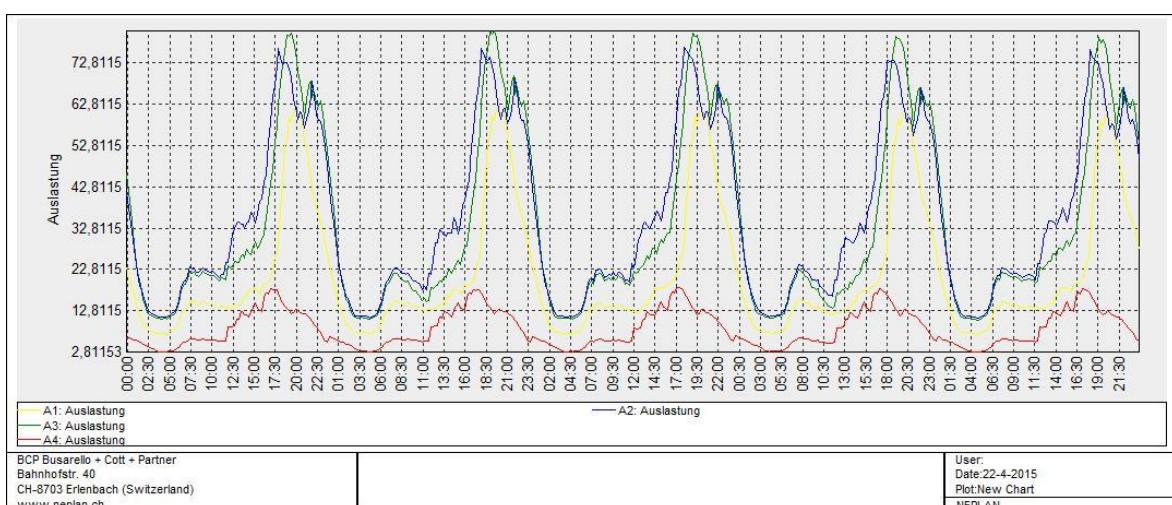
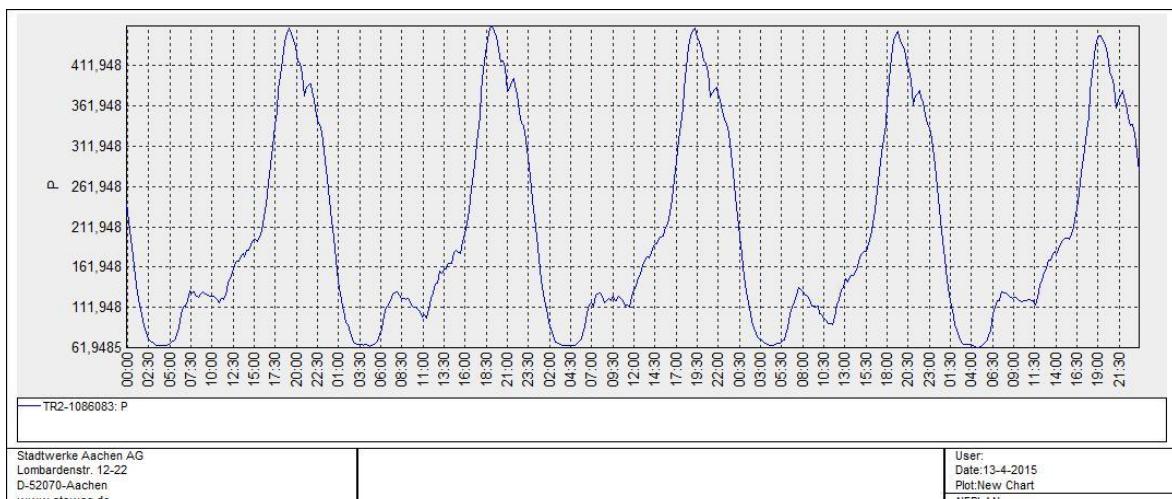


Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (140 EV, 11,1 kW):

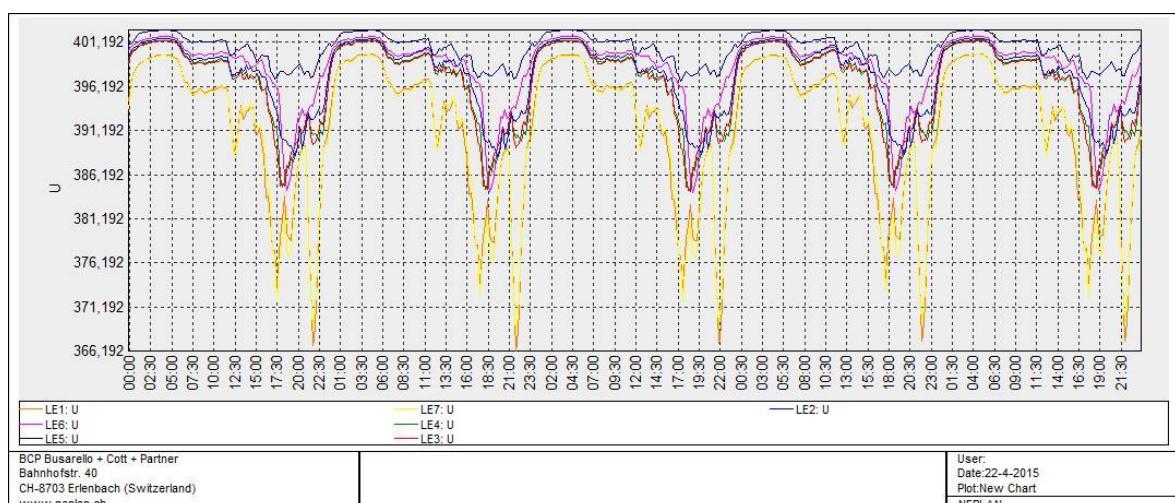
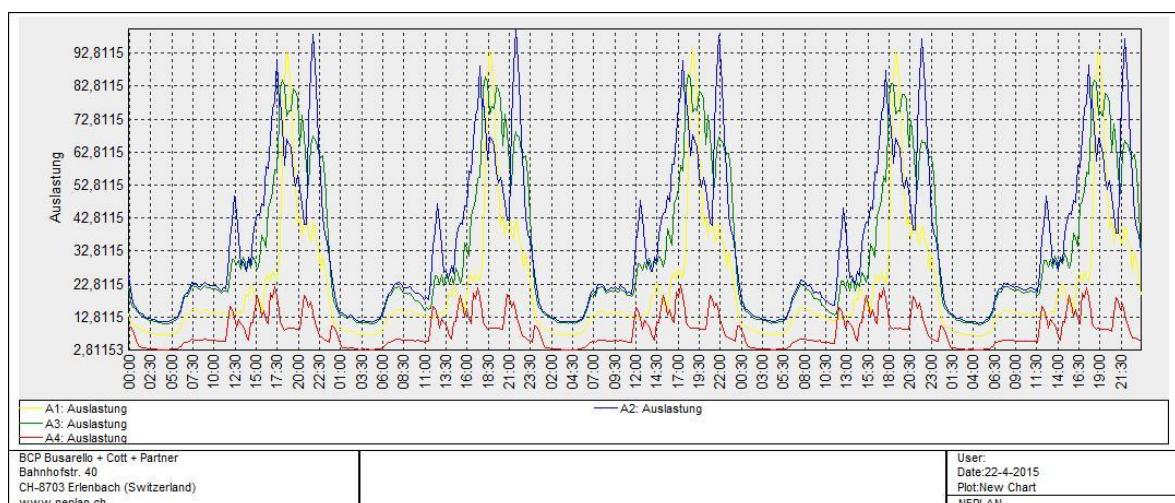
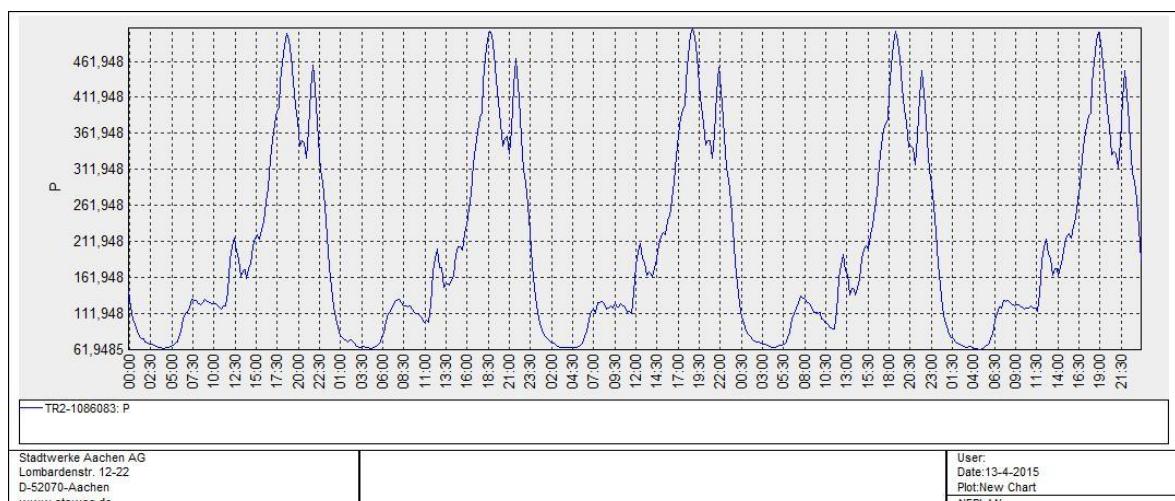
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (140 EV, 22,2 kW):

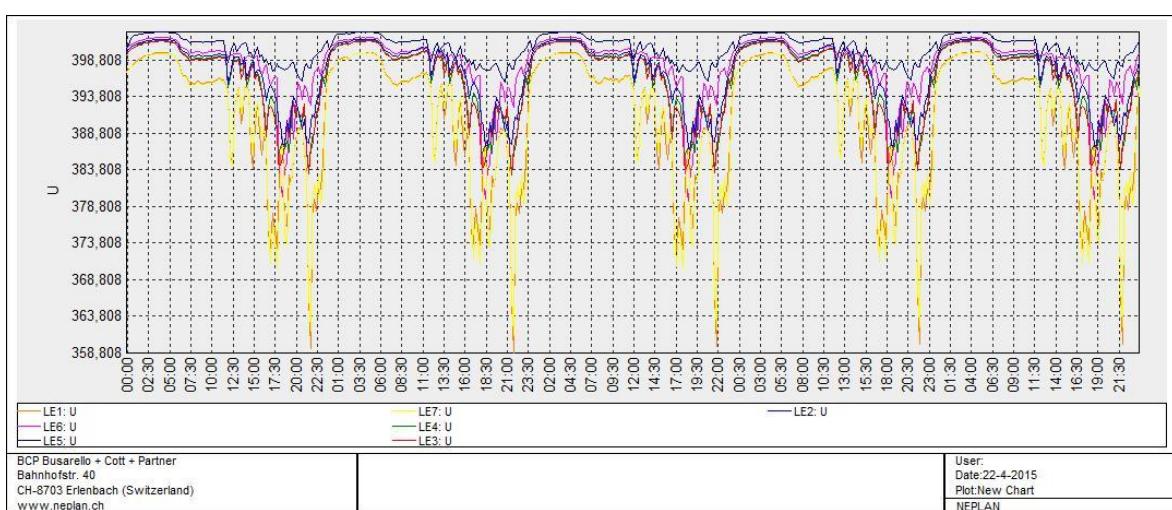
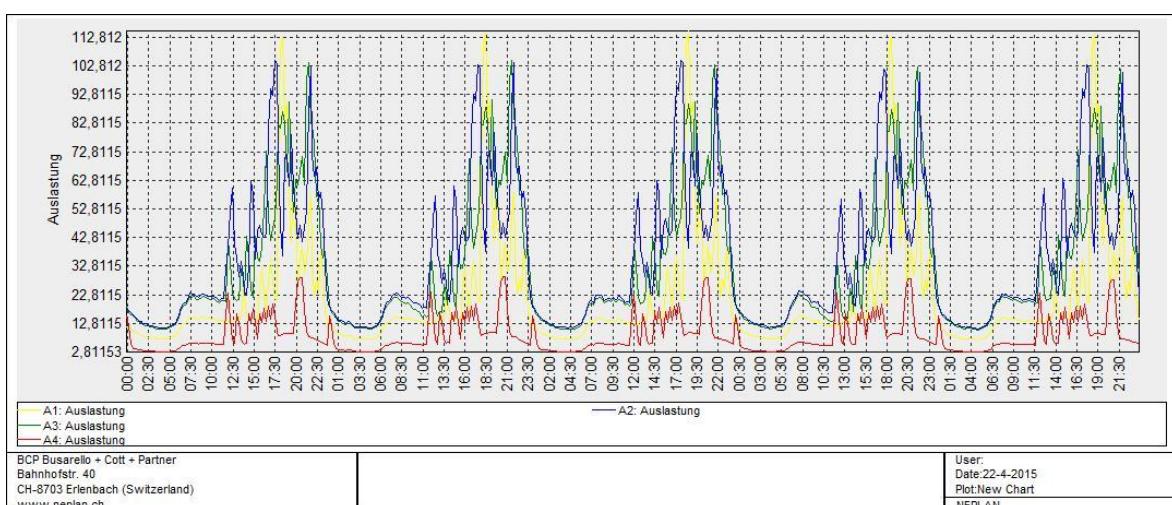
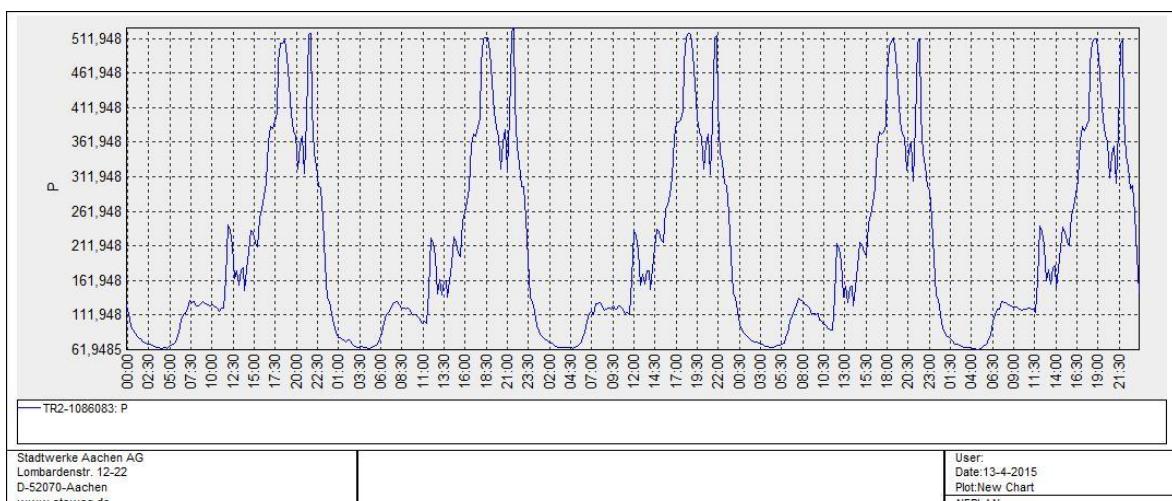


Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (180 EV, 3,7 kW):

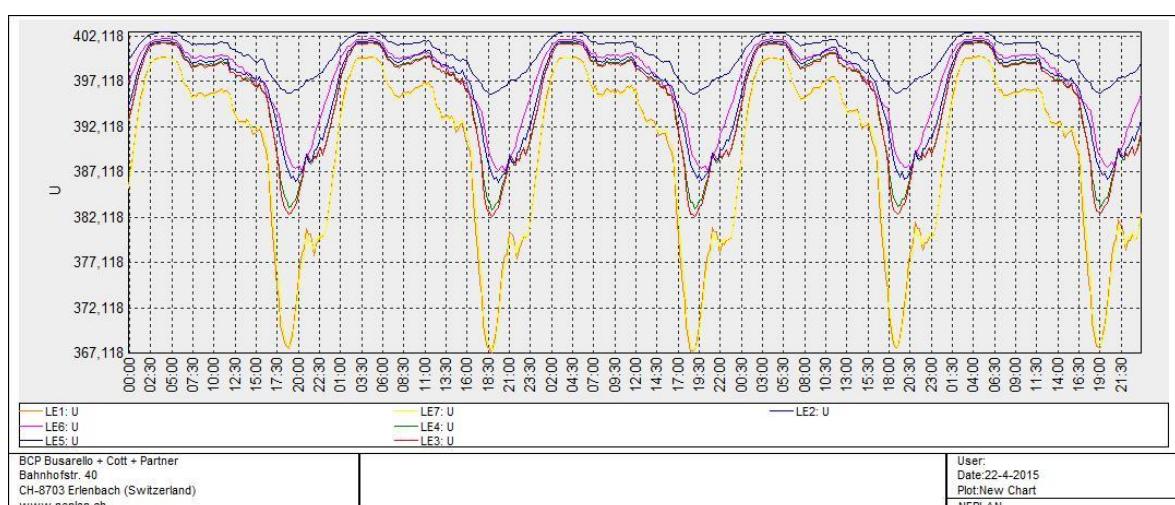
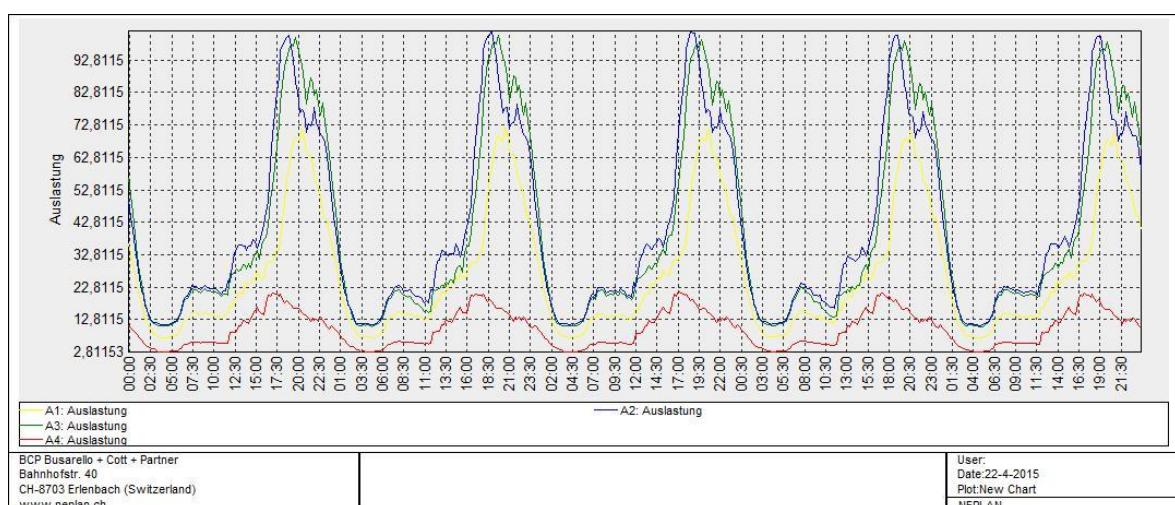
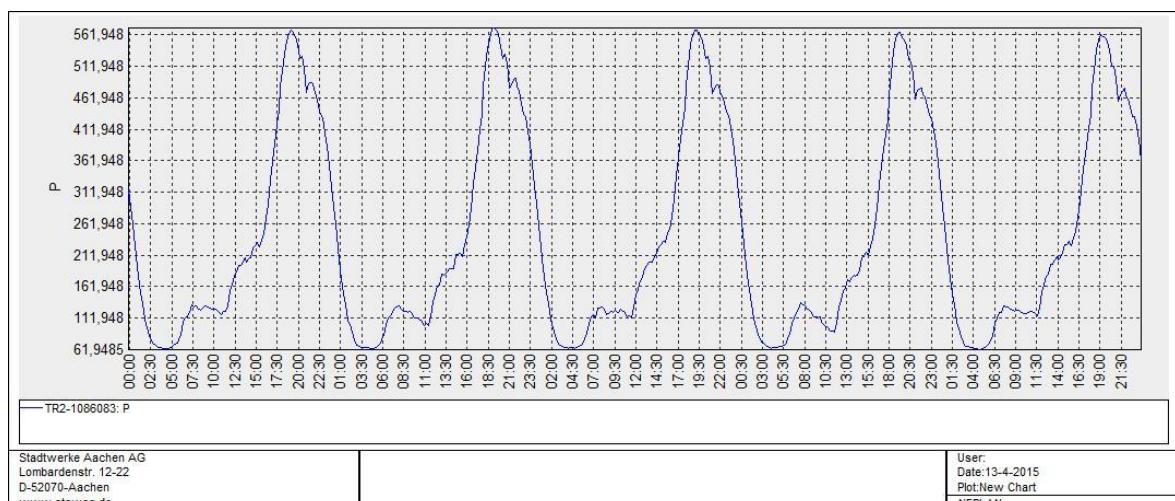


Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (180 EV, 11,1 kW):

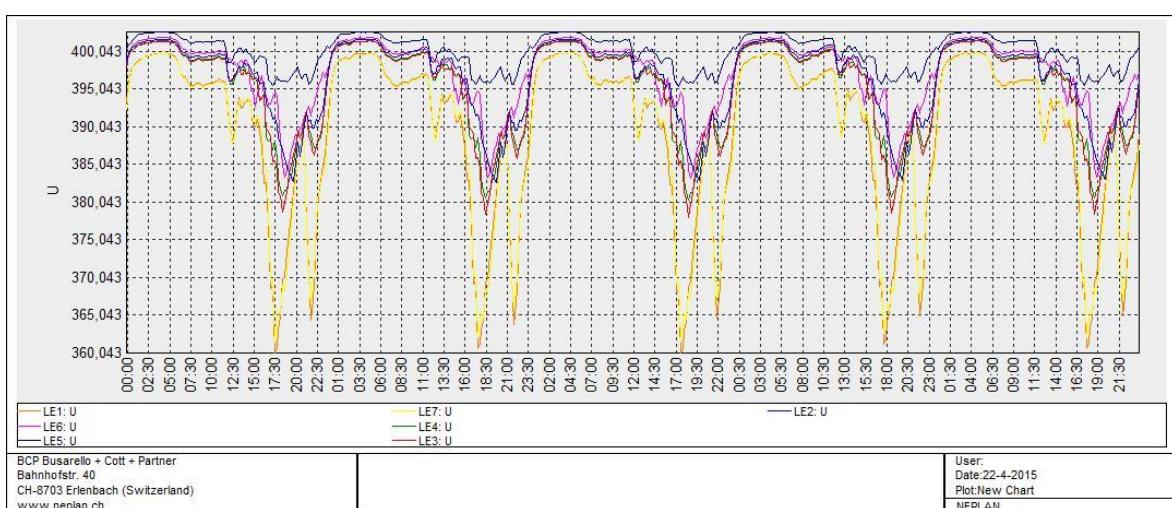
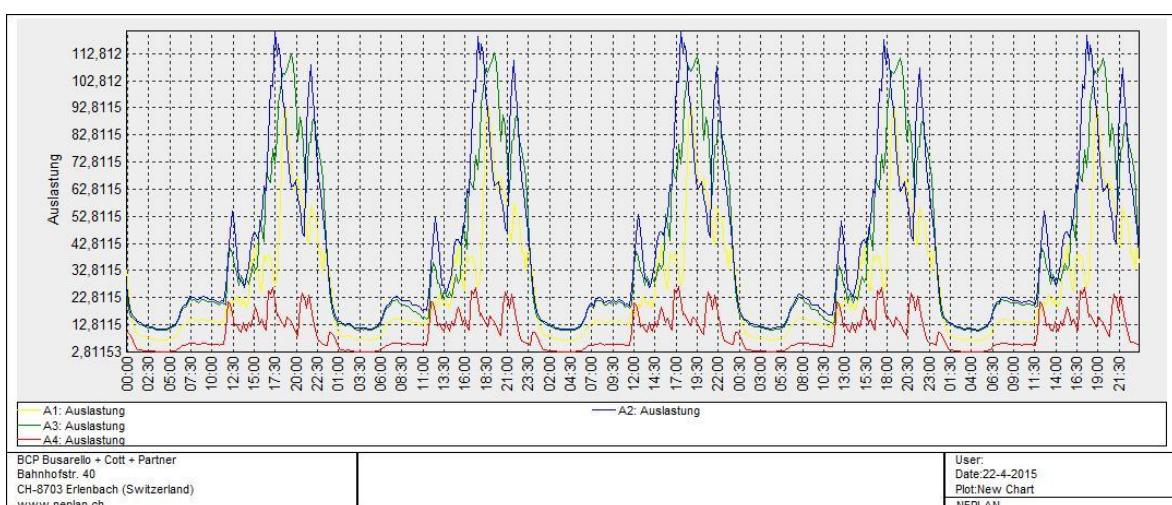
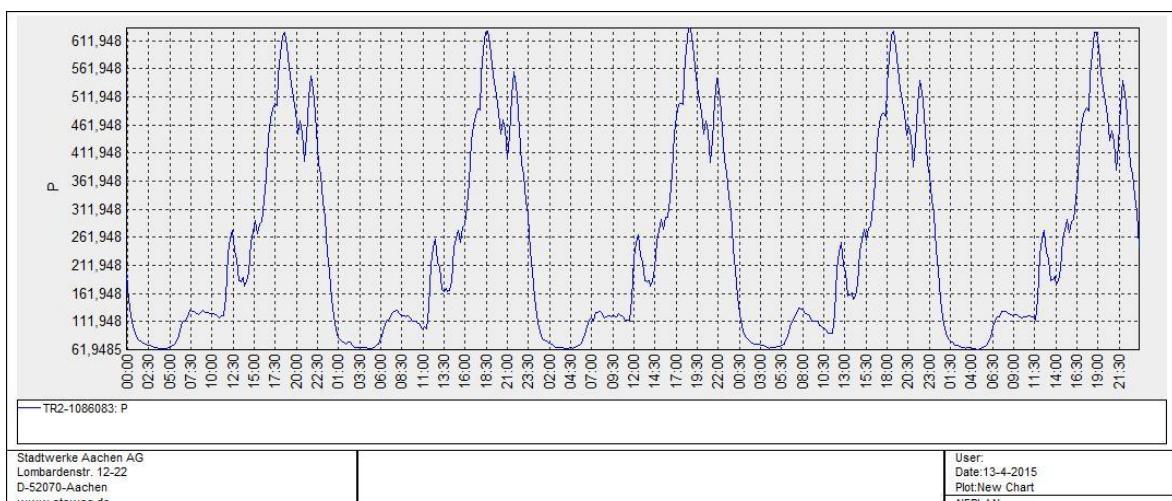


Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (180 EV, 22,2 kW):

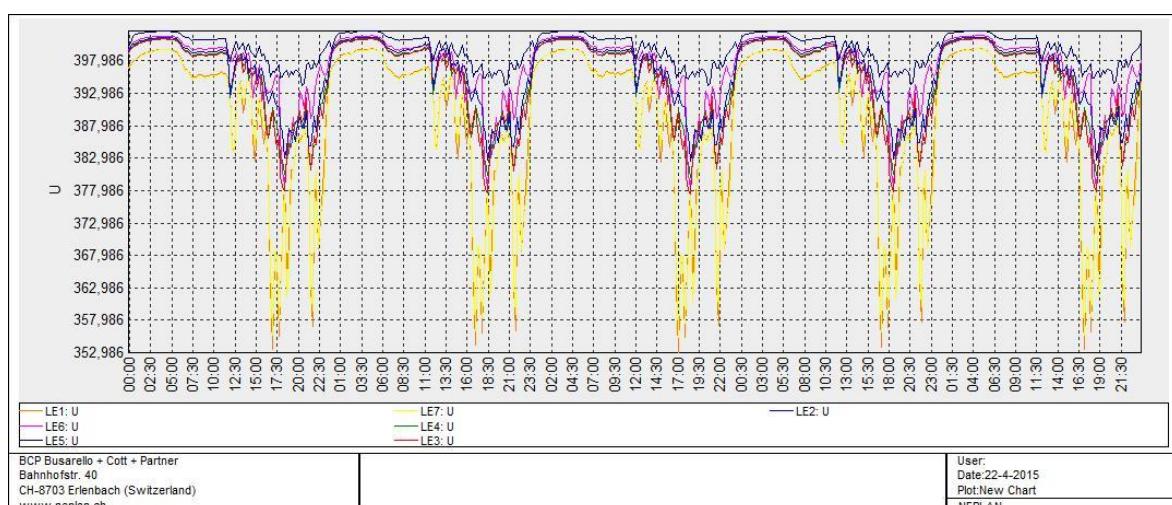
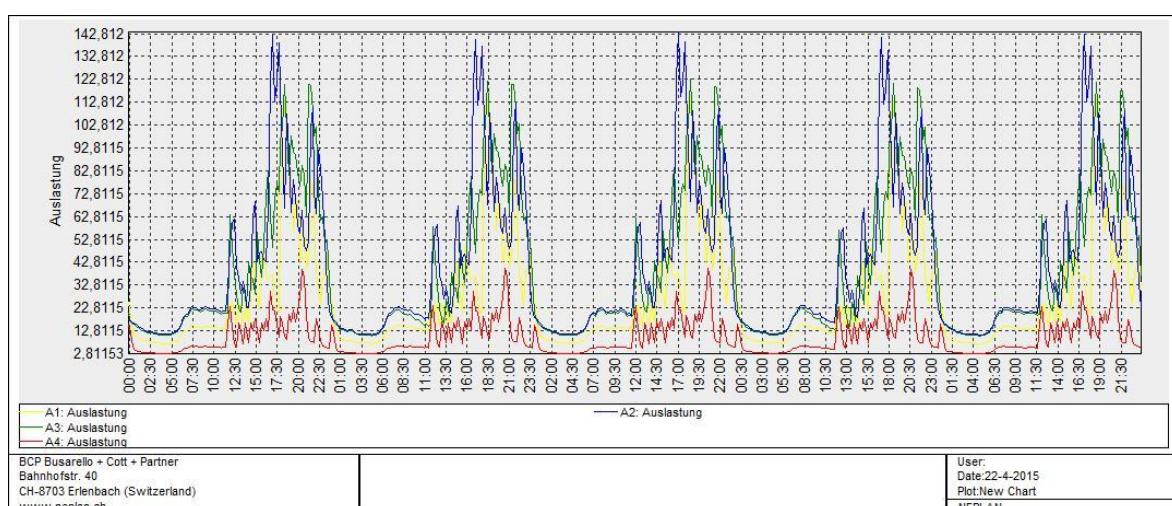
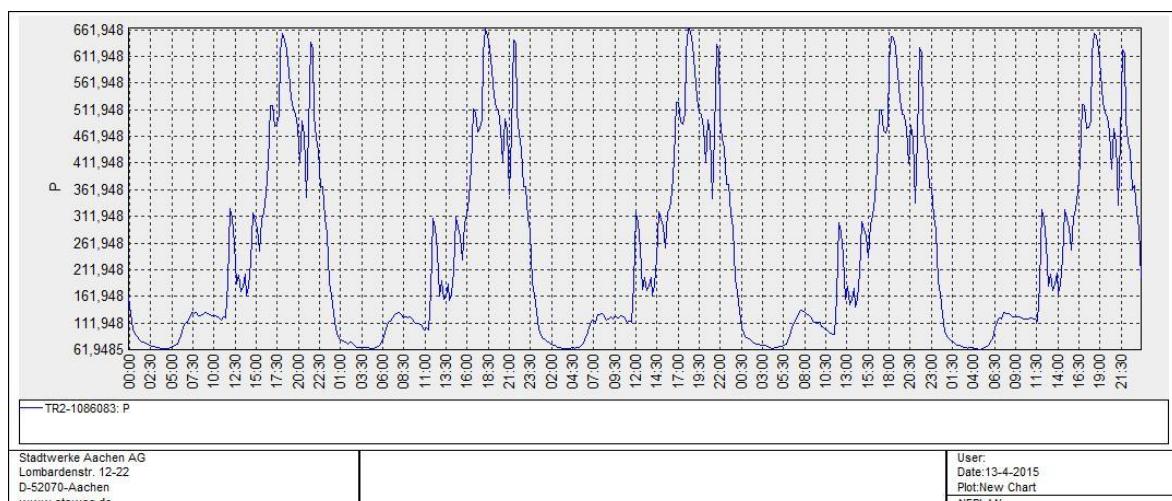
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (270 EV, 3,7 kW):

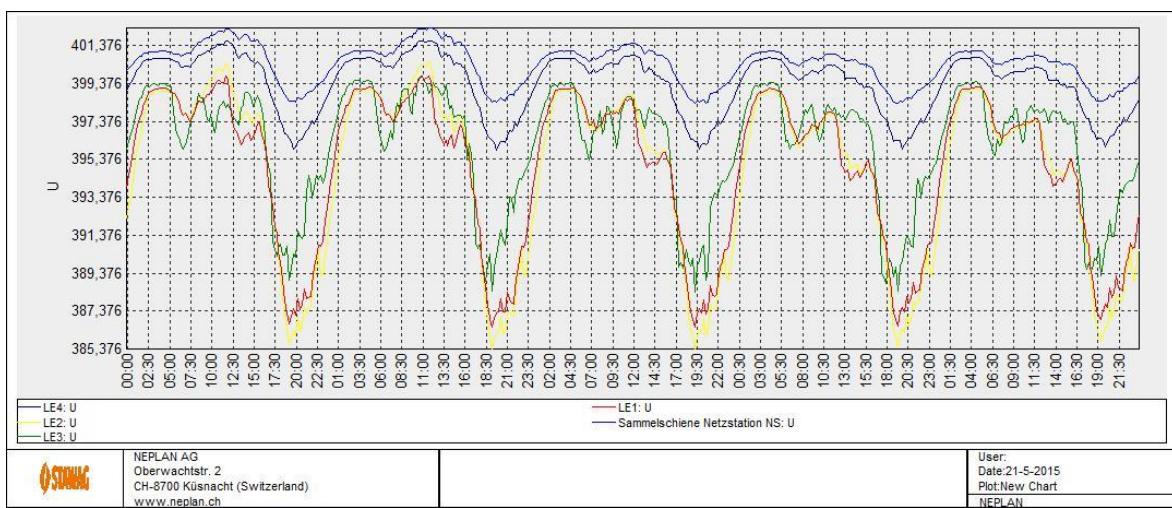
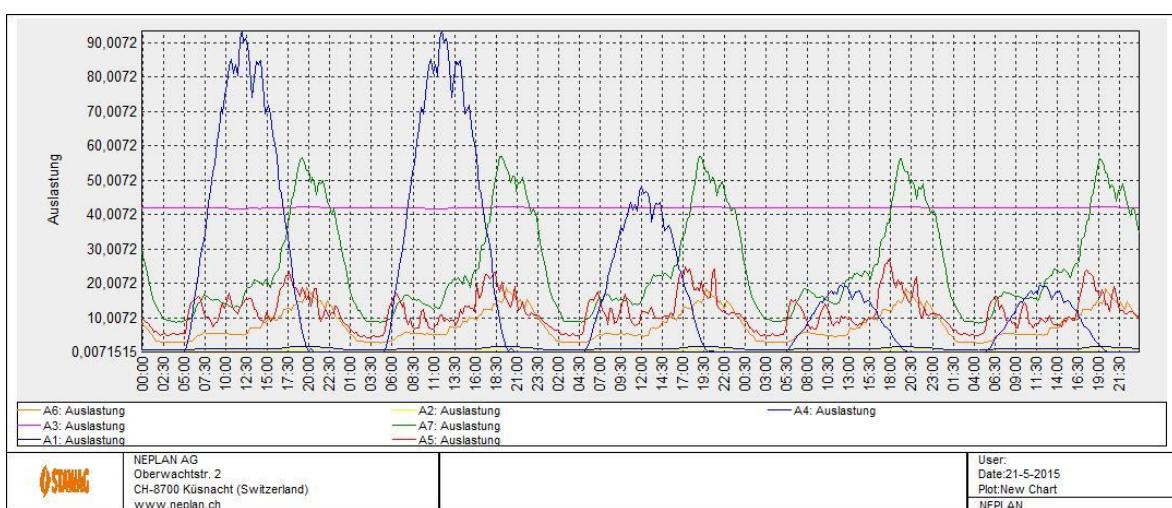
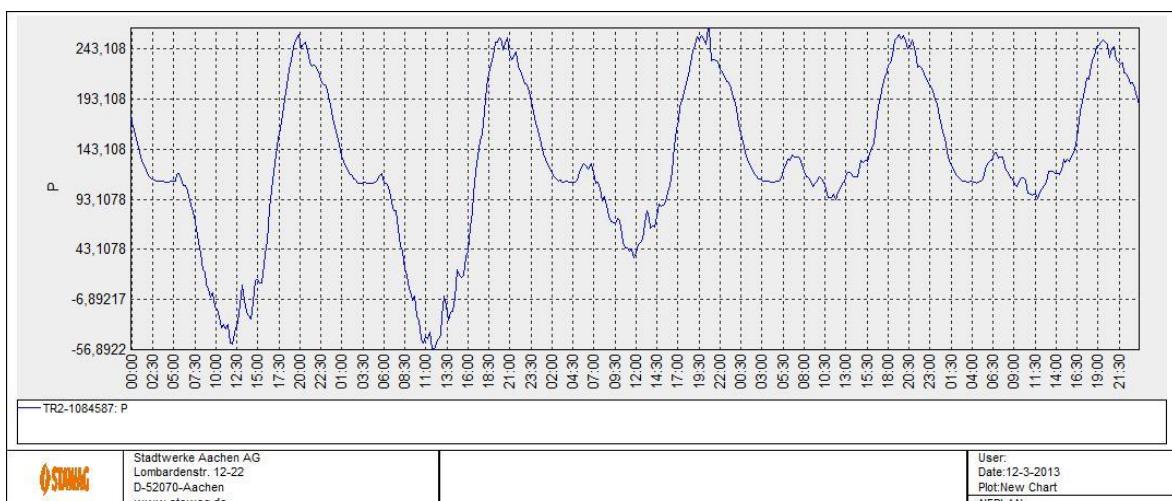


Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (270 EV, 11,1 kW):

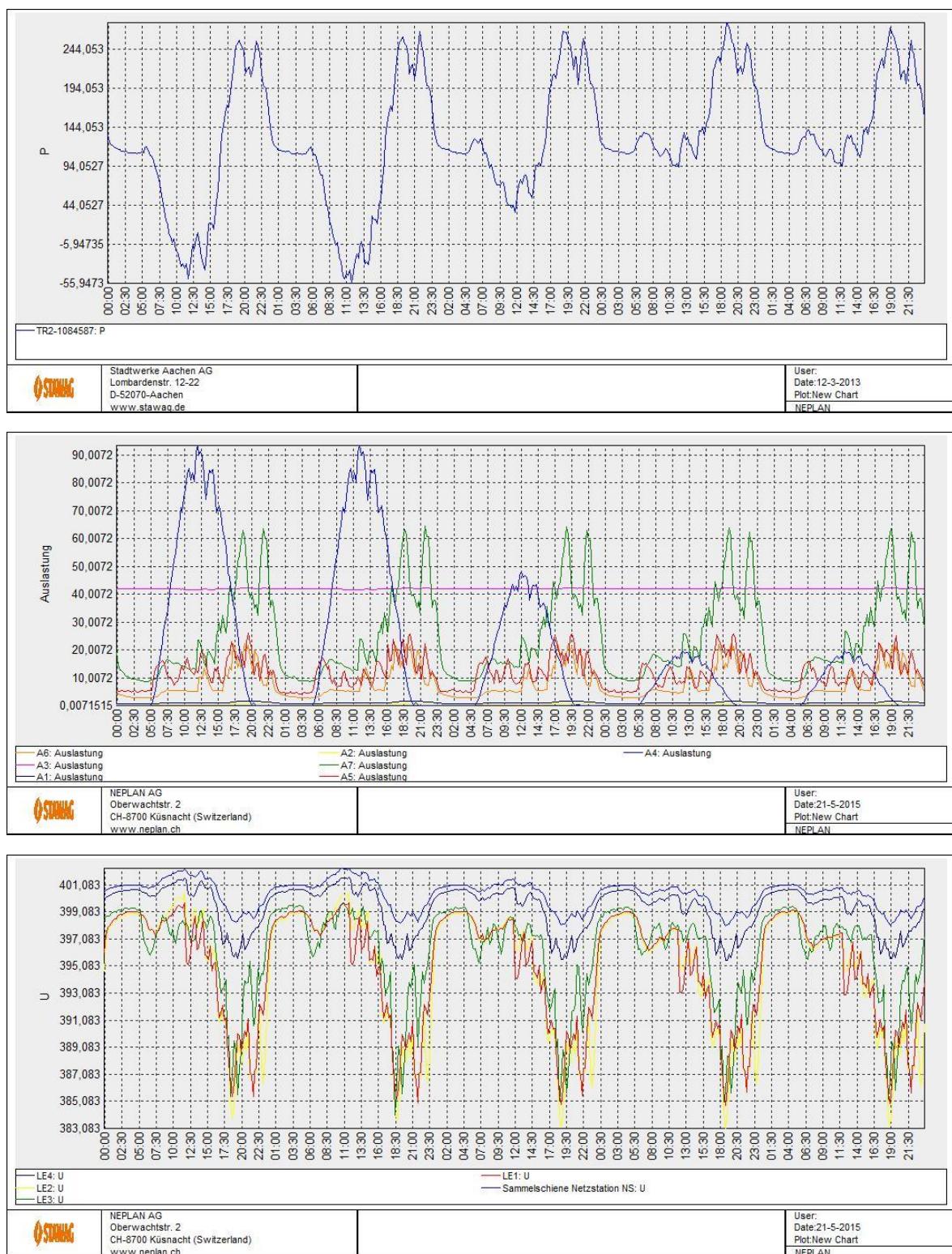


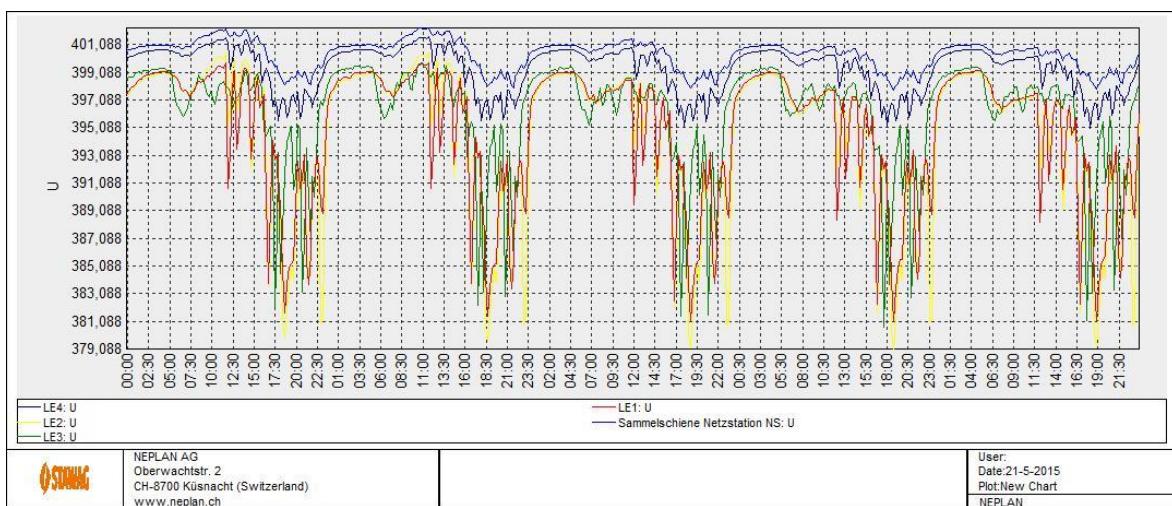
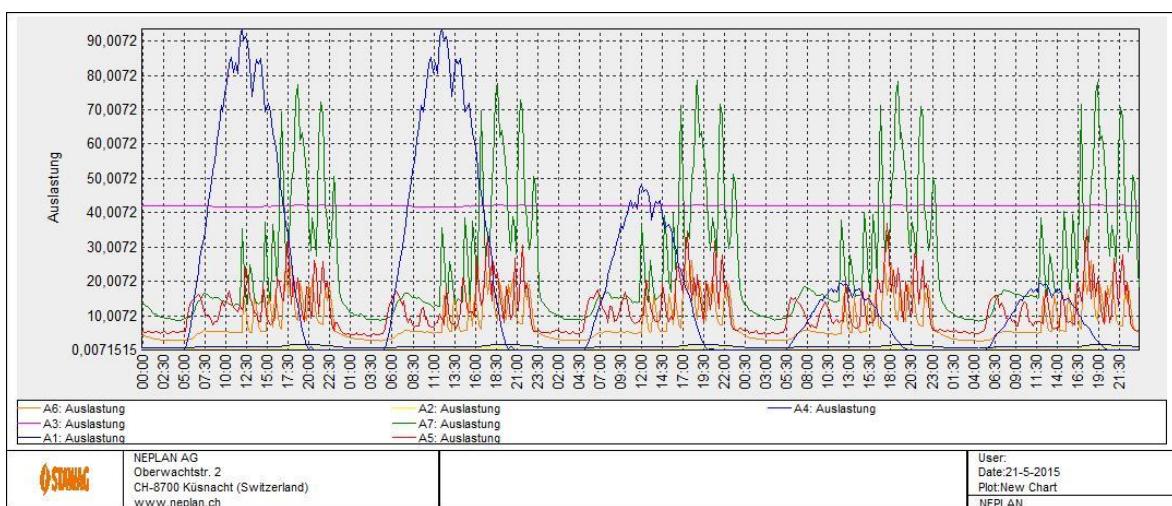
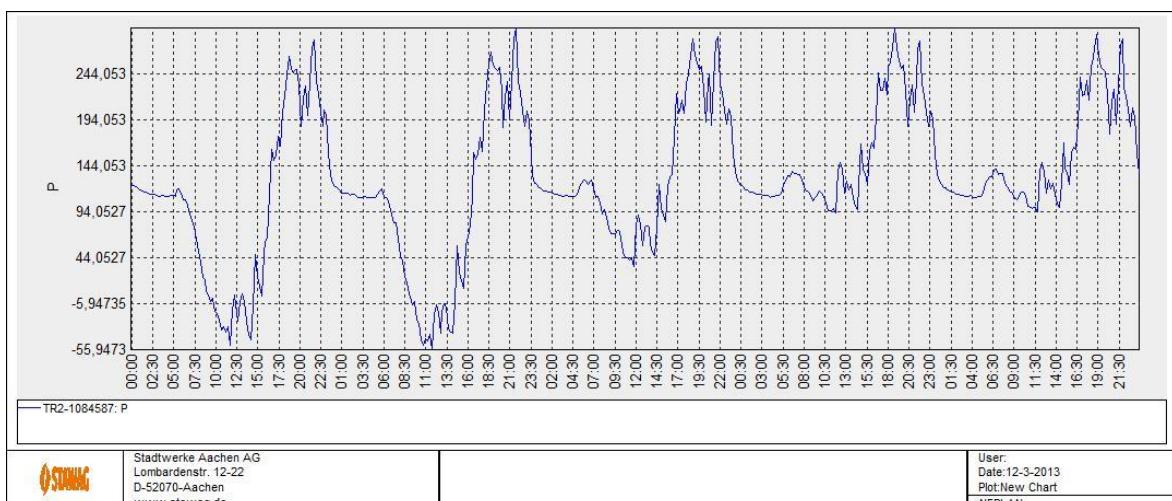
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (270 EV, 22,2 kW):



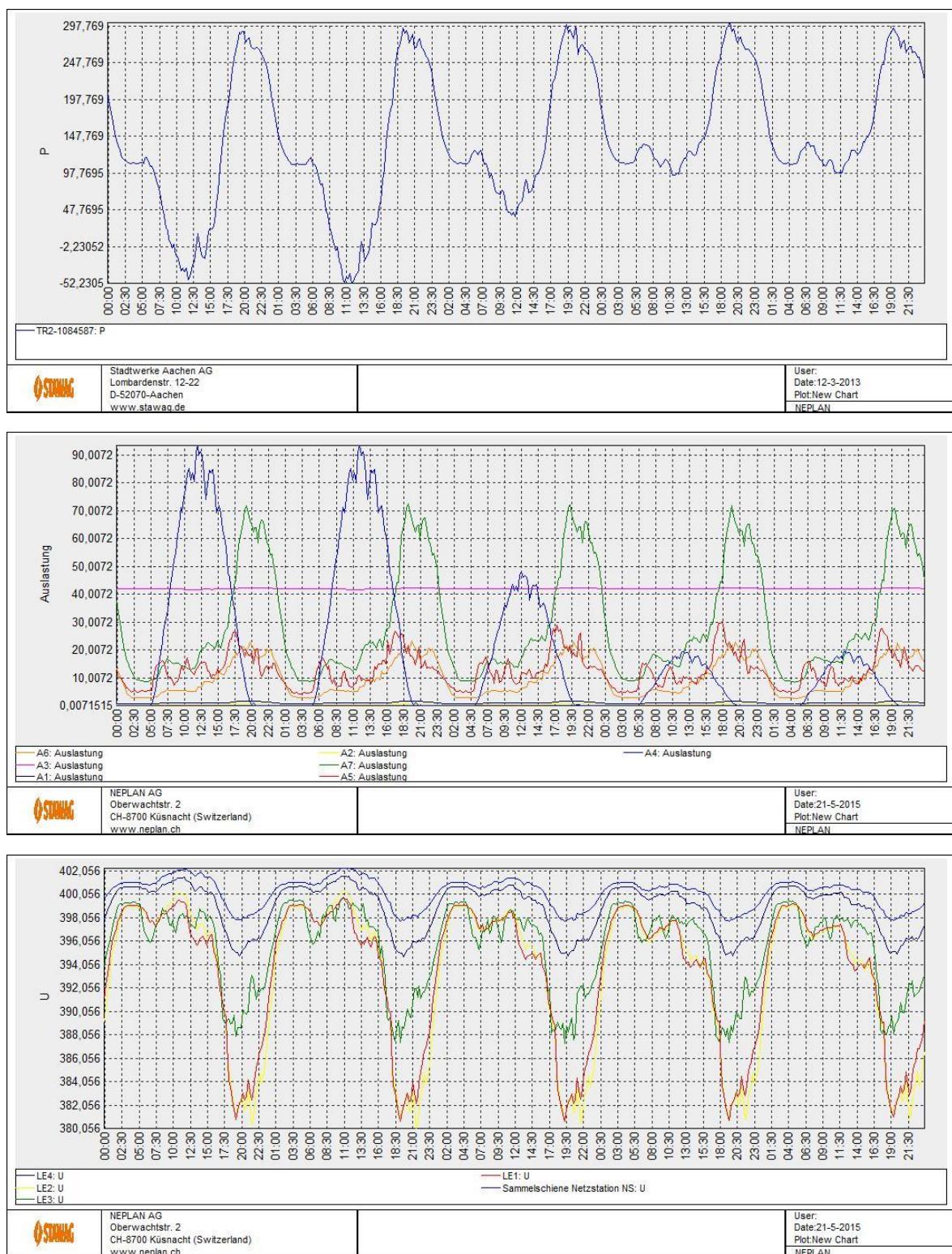
Ländliches Ortsnetzgebiet (65 EV, 3,7 kW):

Ländliches Ortsnetzgebiet (65 EV, 11,1 kW):

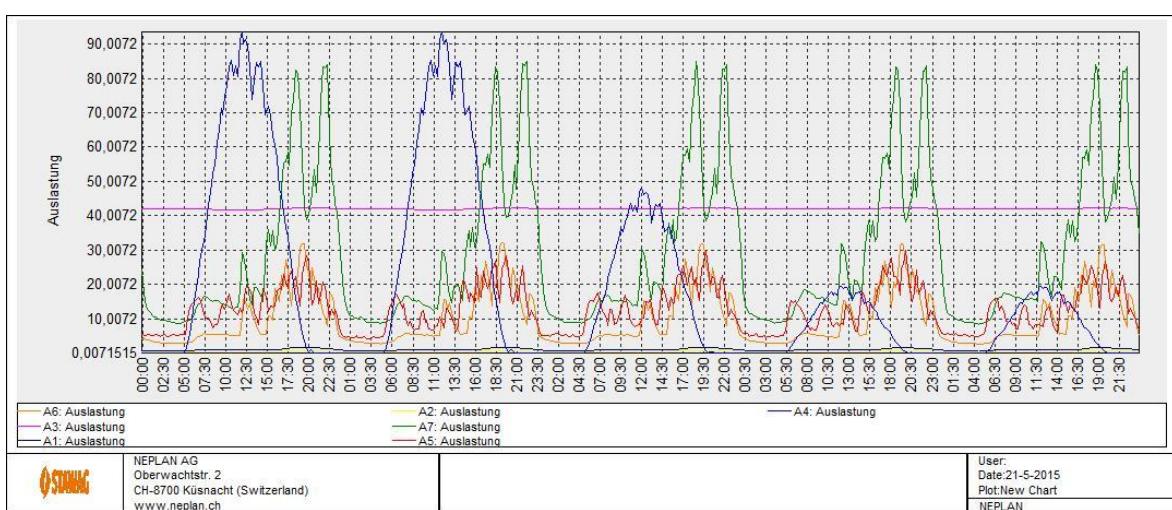
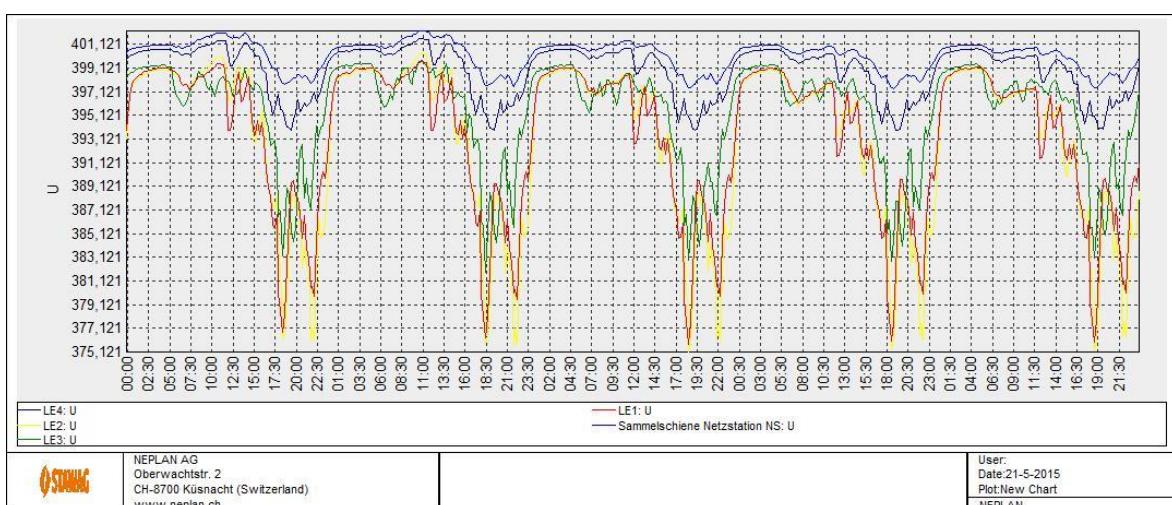
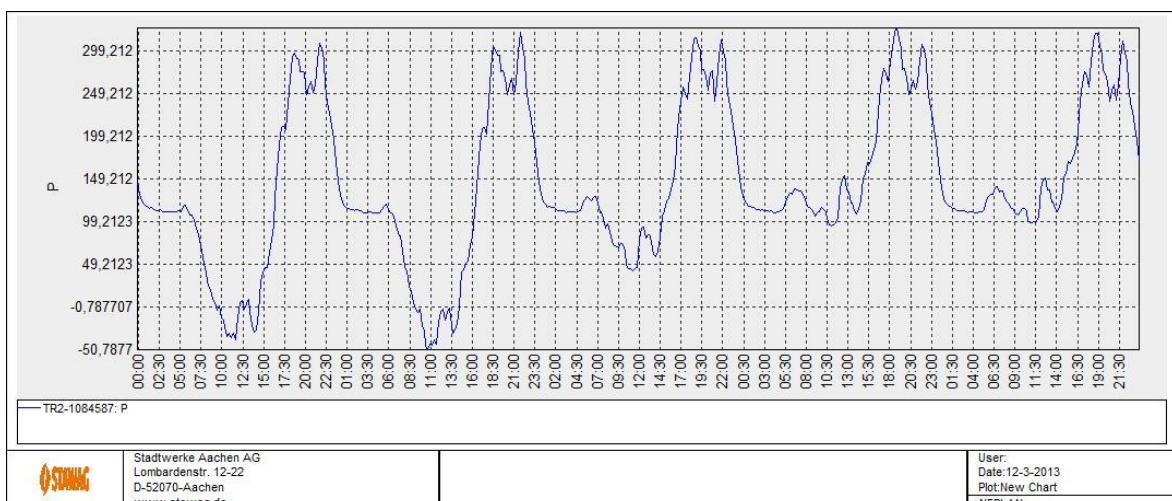


Ländliches Ortsnetzgebiet (65 EV, 22,2 kW):

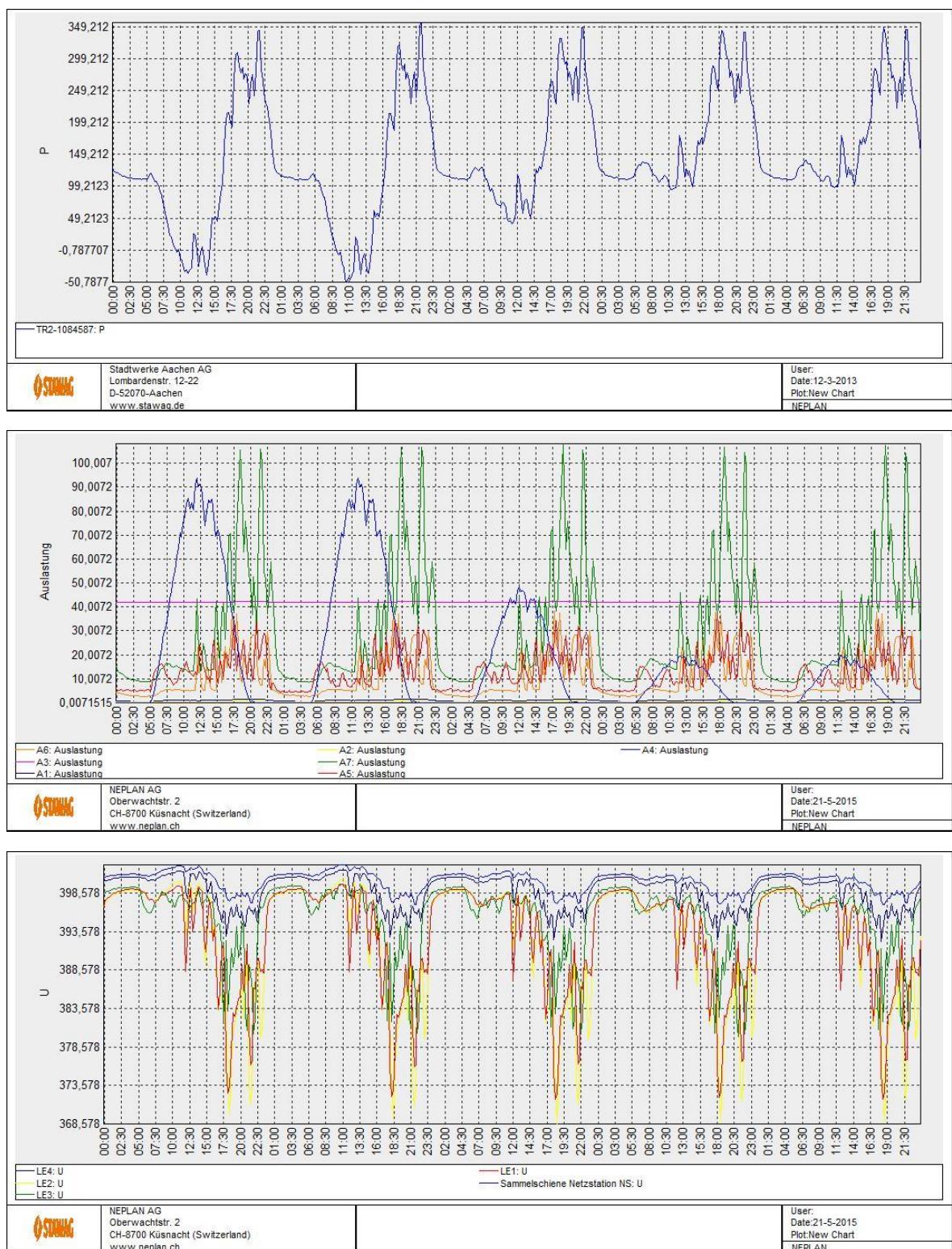
Ländliches Ortsnetzgebiet (100 EV, 3,7 kW):

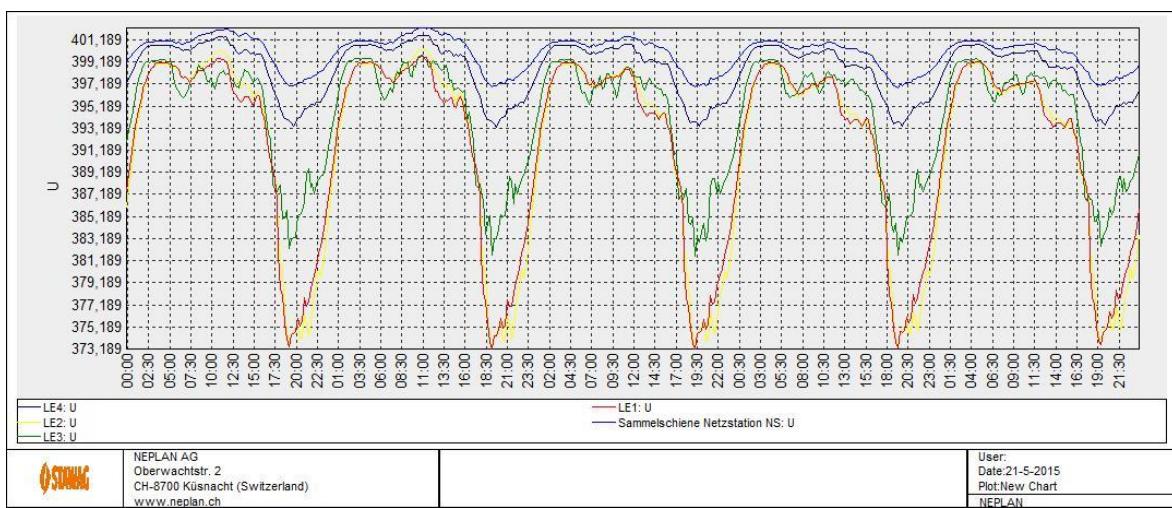
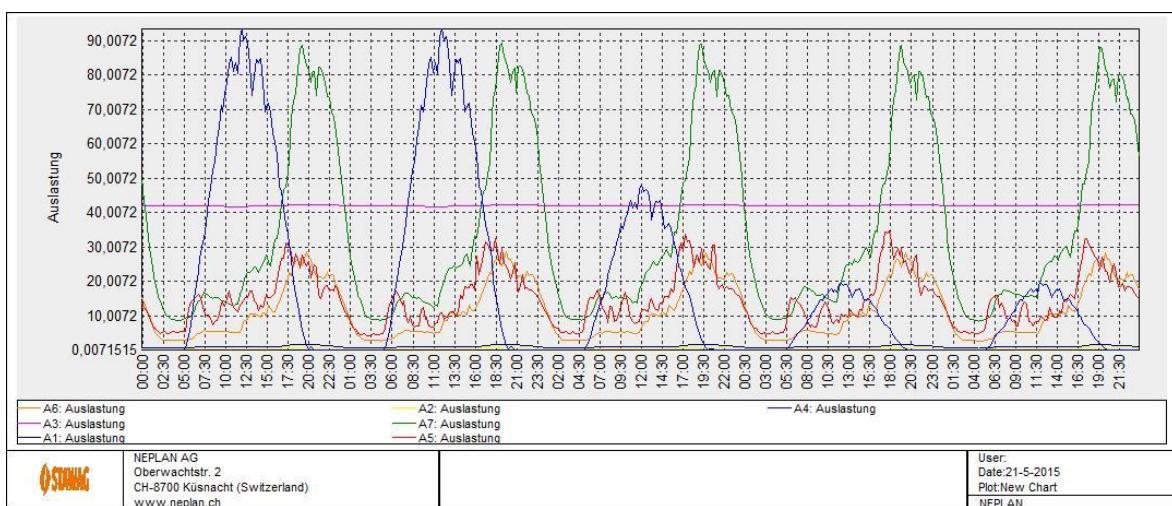
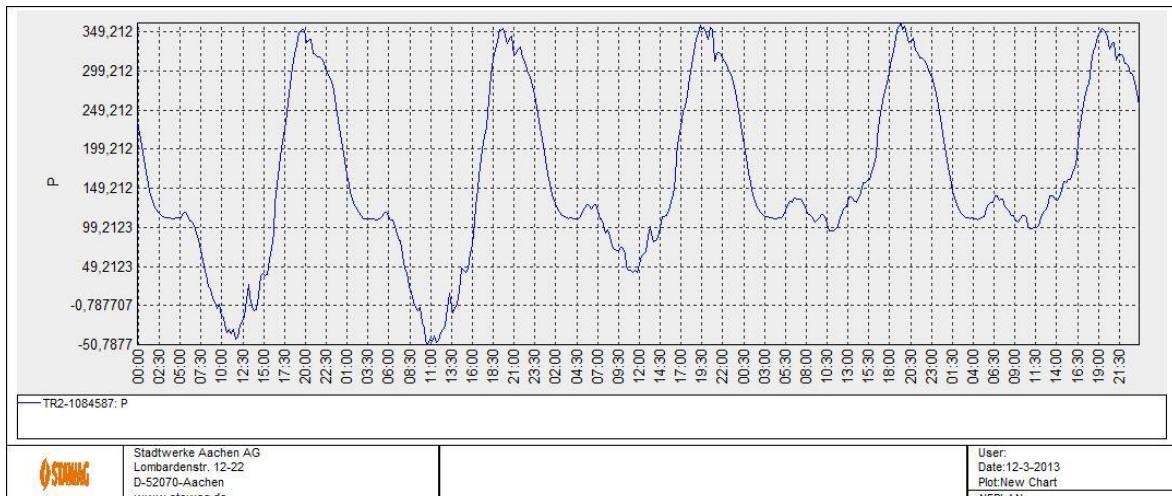


Ländliches Ortsnetzgebiet (100 EV, 11,1 kW):

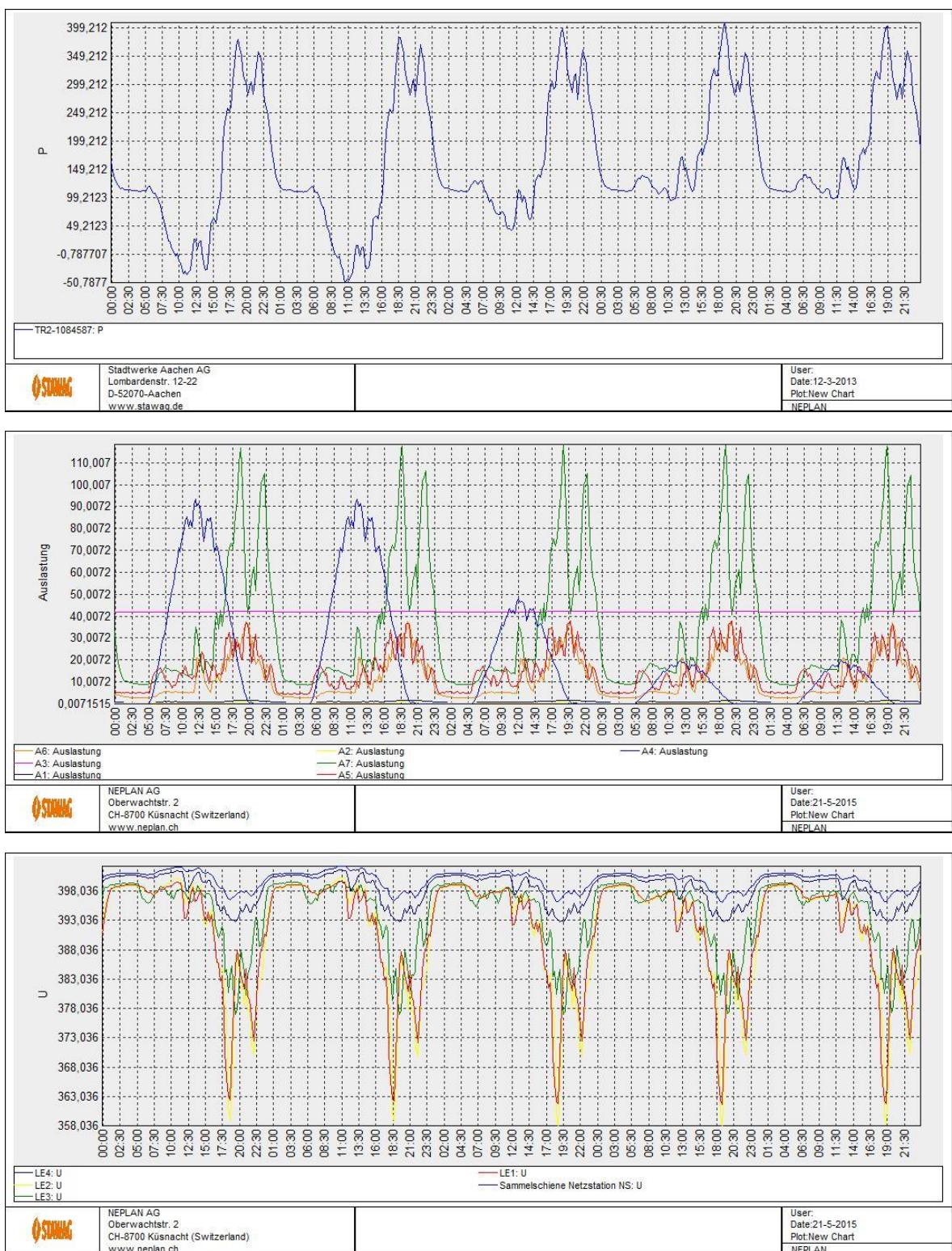


Ländliches Ortsnetzgebiet (100 EV, 22,2 kW):

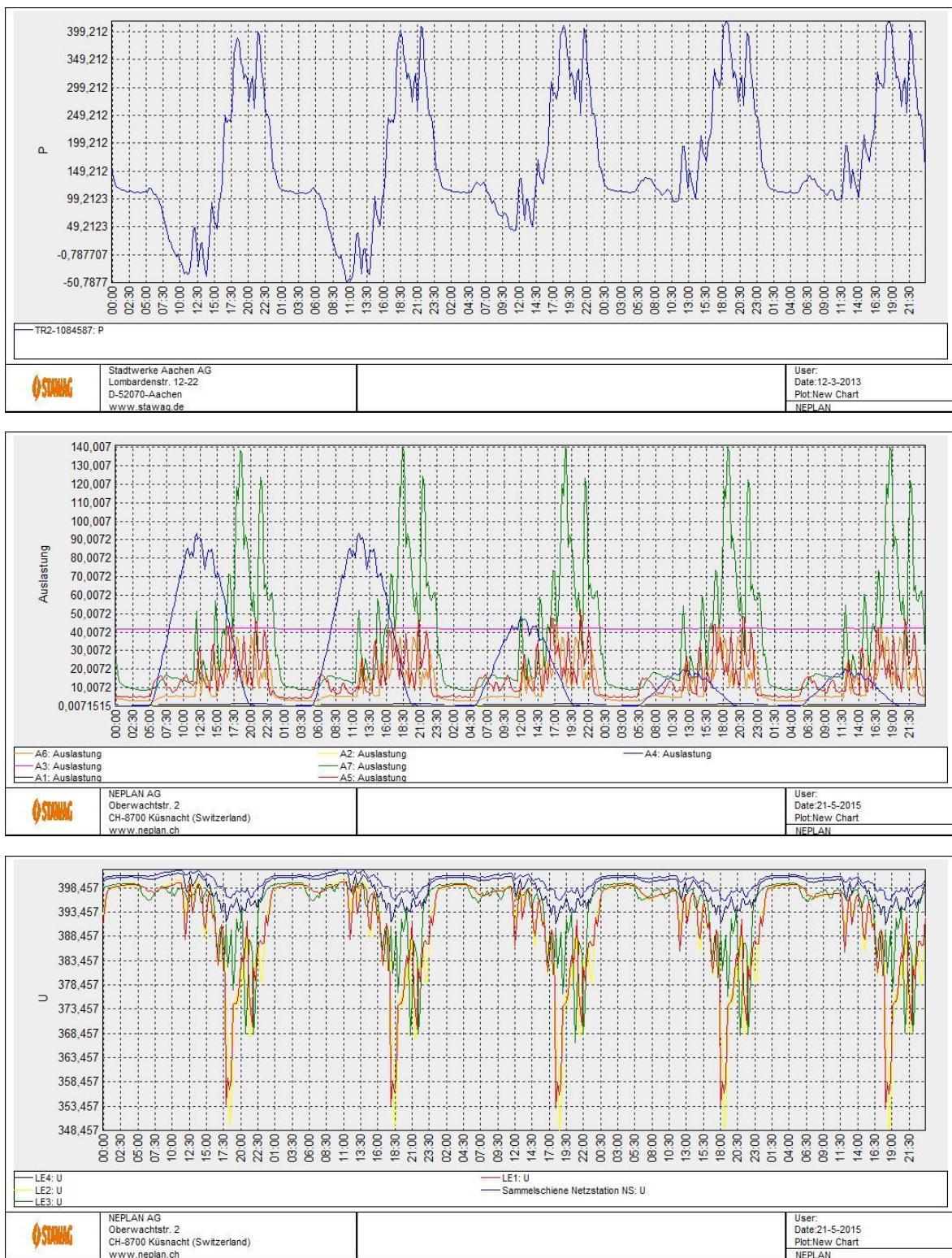


Ländliches Ortsnetzgebiet (140 EV, 3,7 kW):

Ländliches Ortsnetzgebiet (140 EV, 11,1 kW):

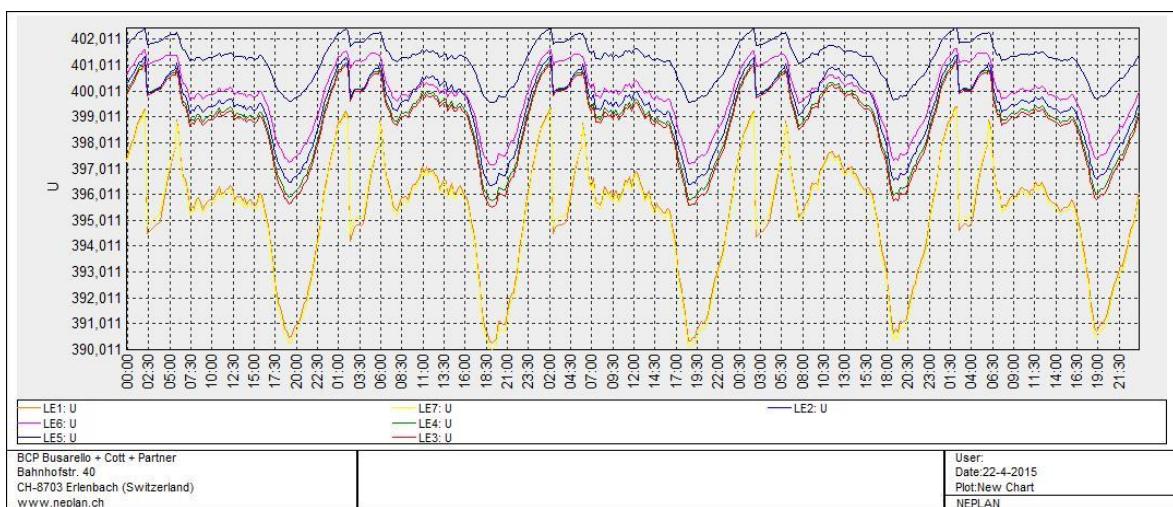
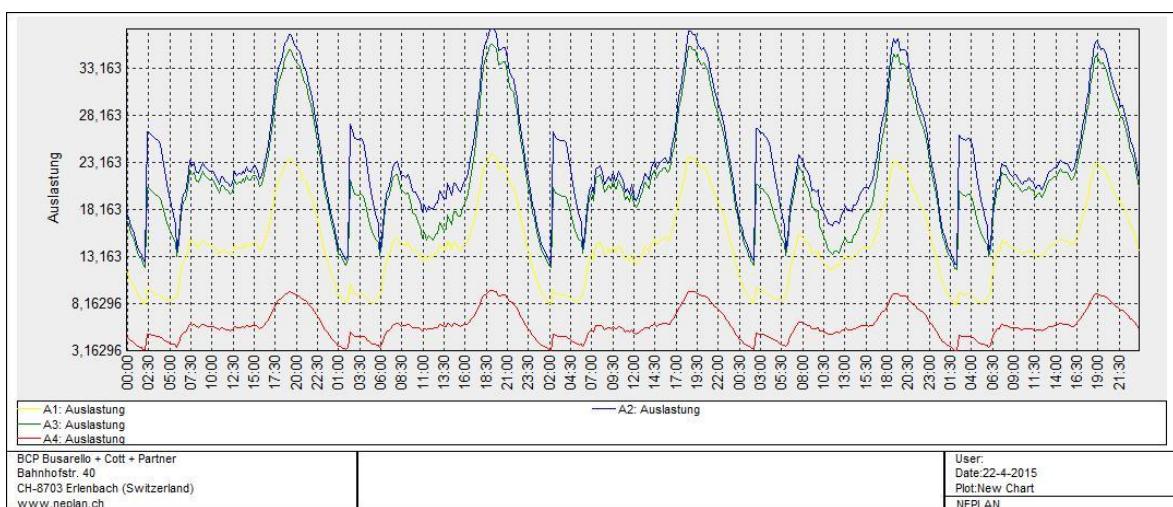
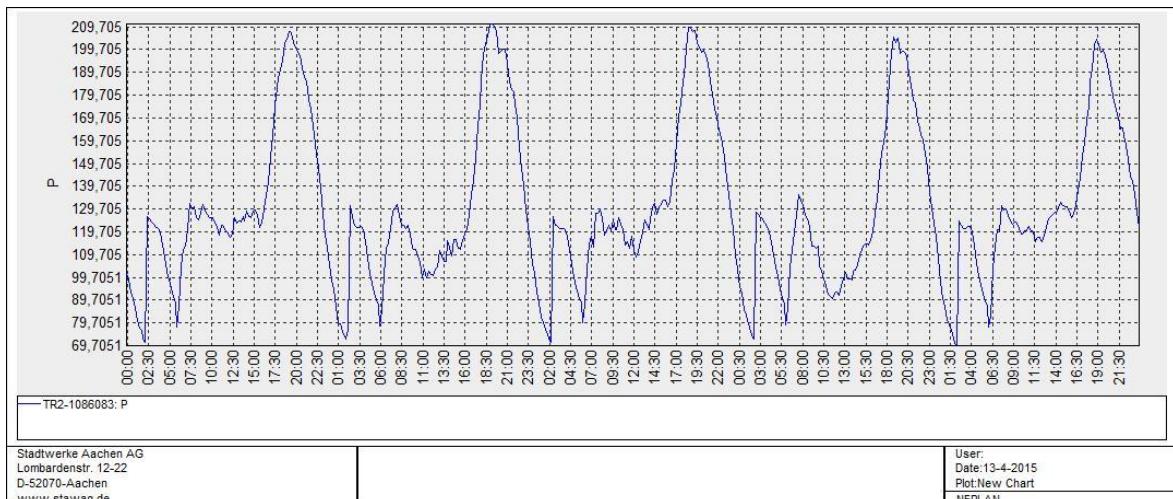


Ländliches Ortsnetzgebiet (140 EV, 22,2 kW):

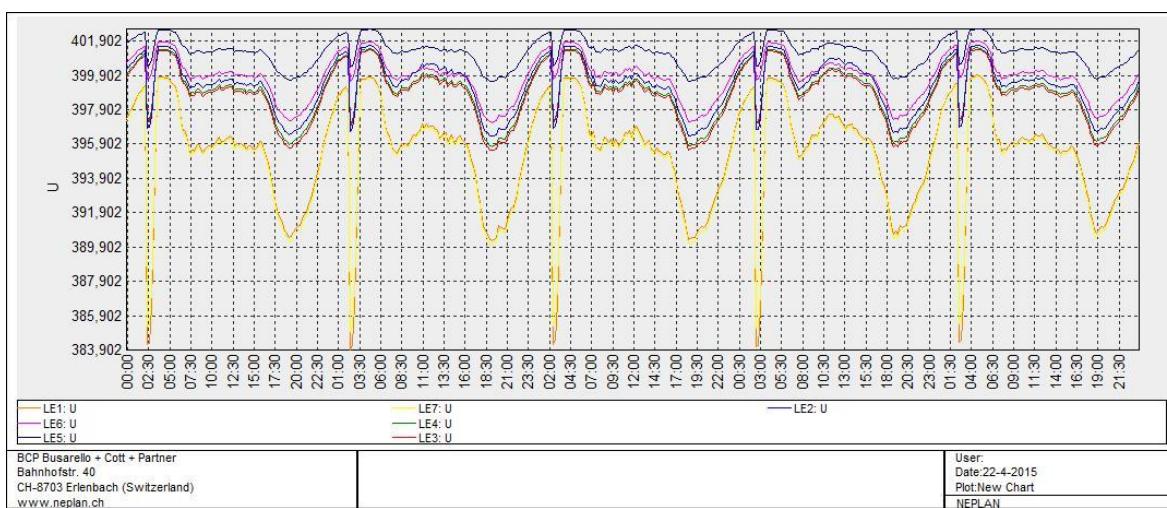
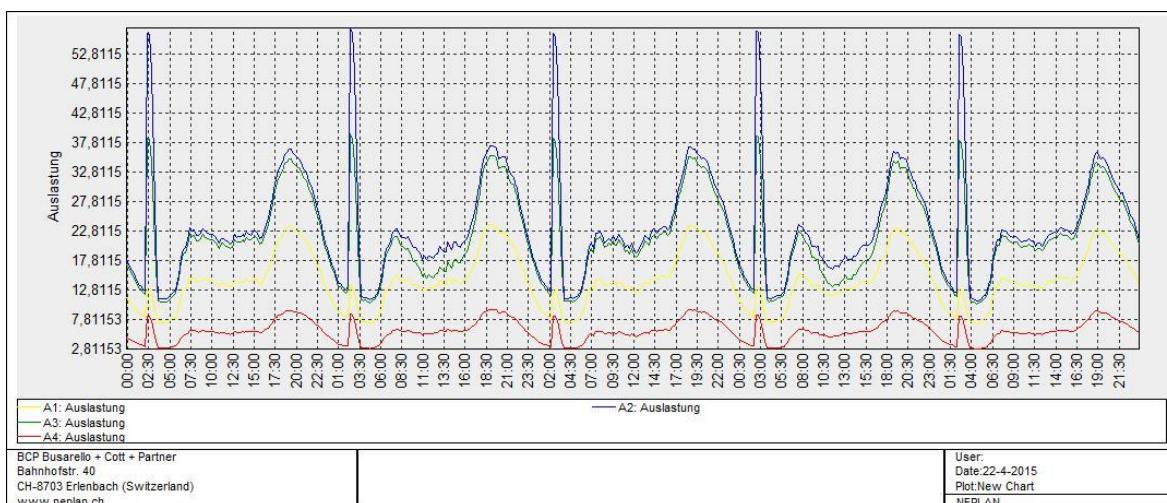
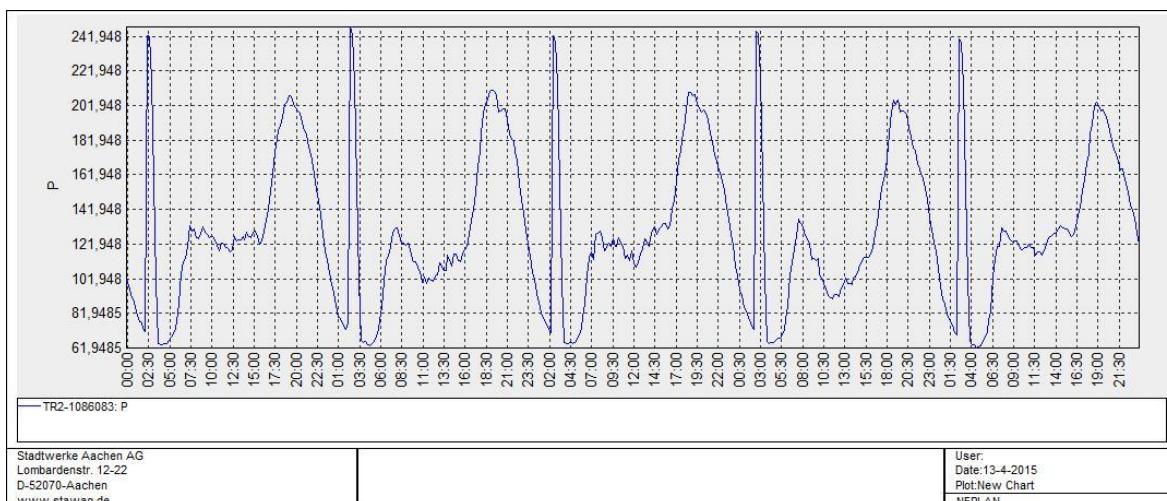


K: Dynamischer Stromtarif ohne Netzsteuerung

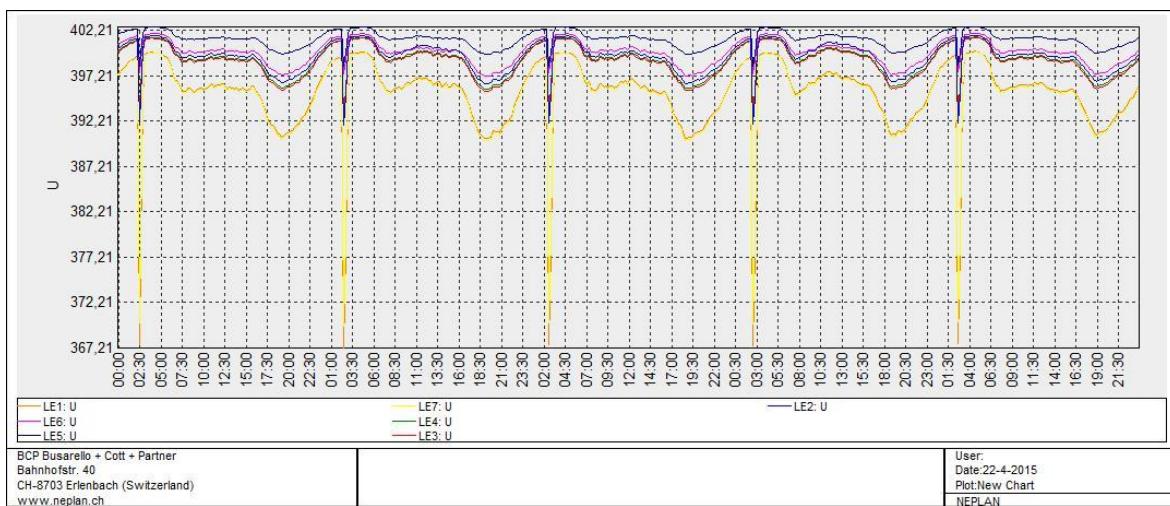
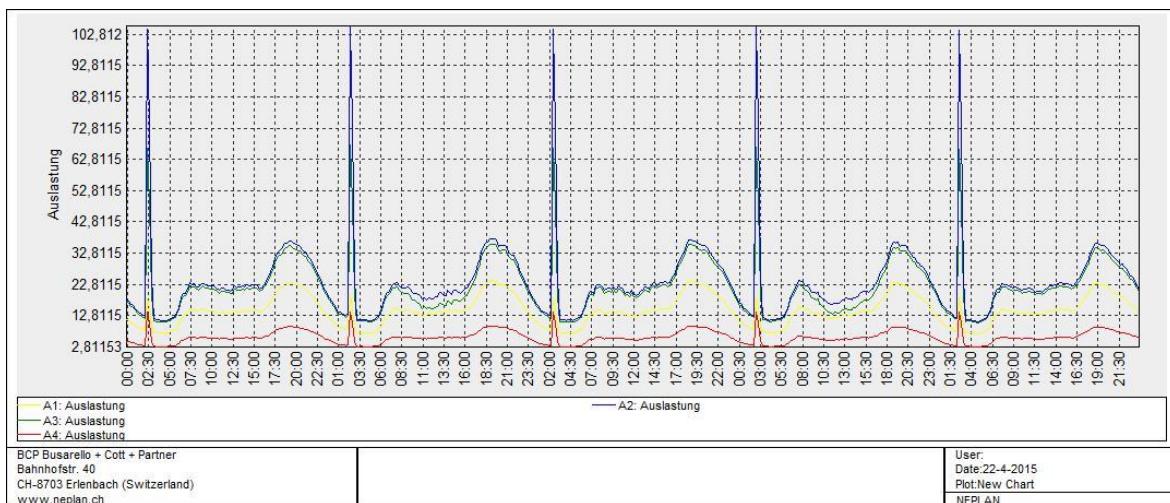
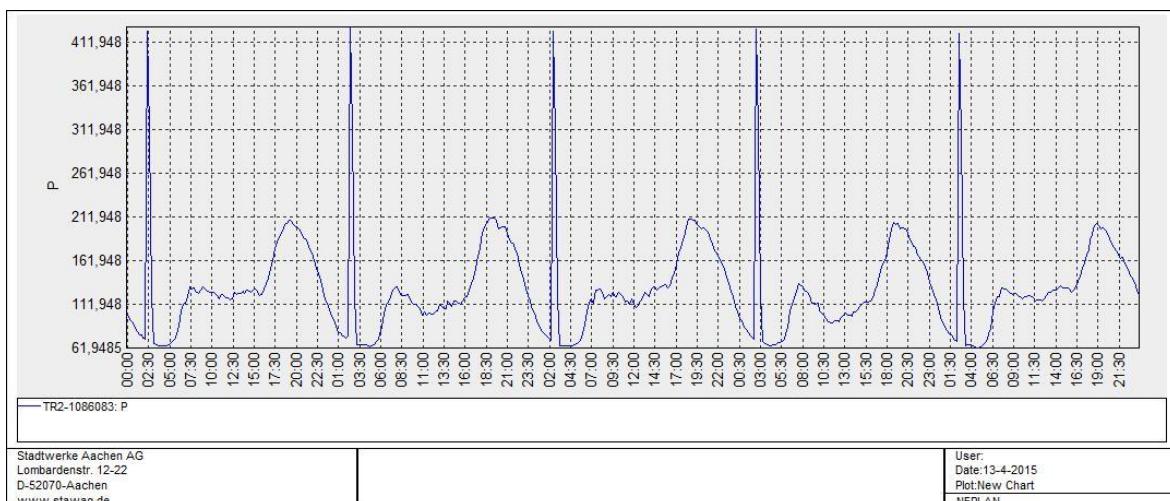
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (20 EV, 3,7 kW):



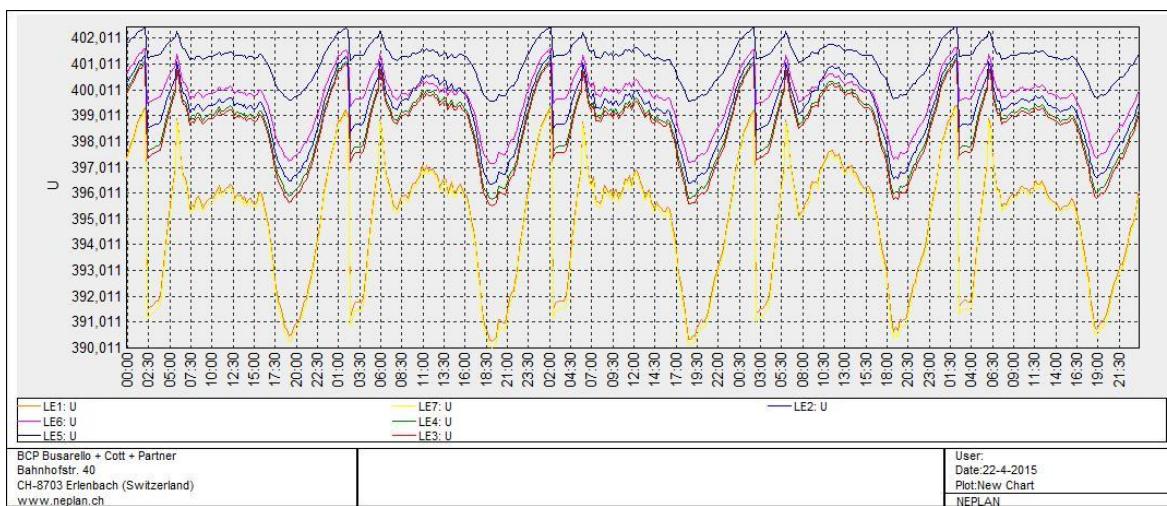
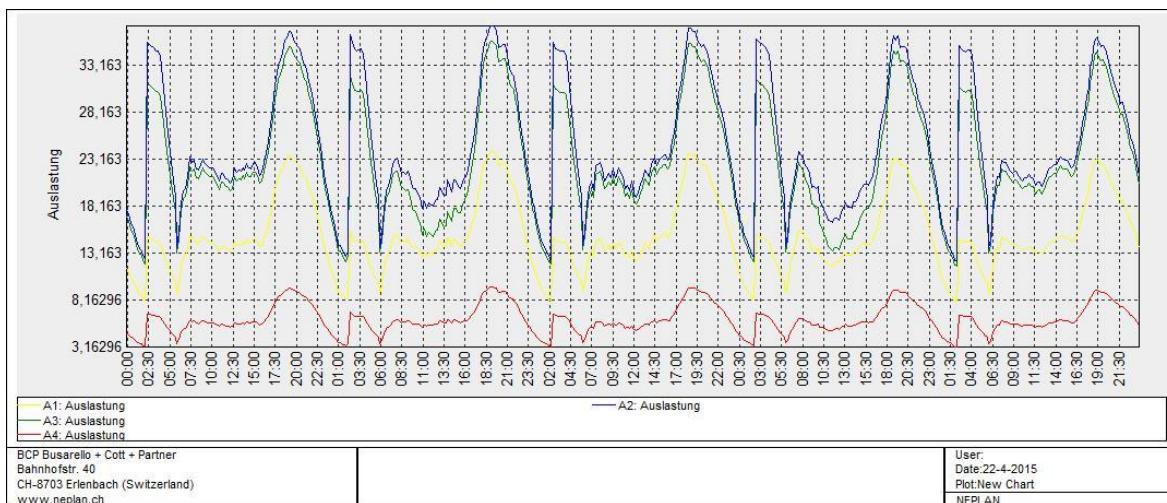
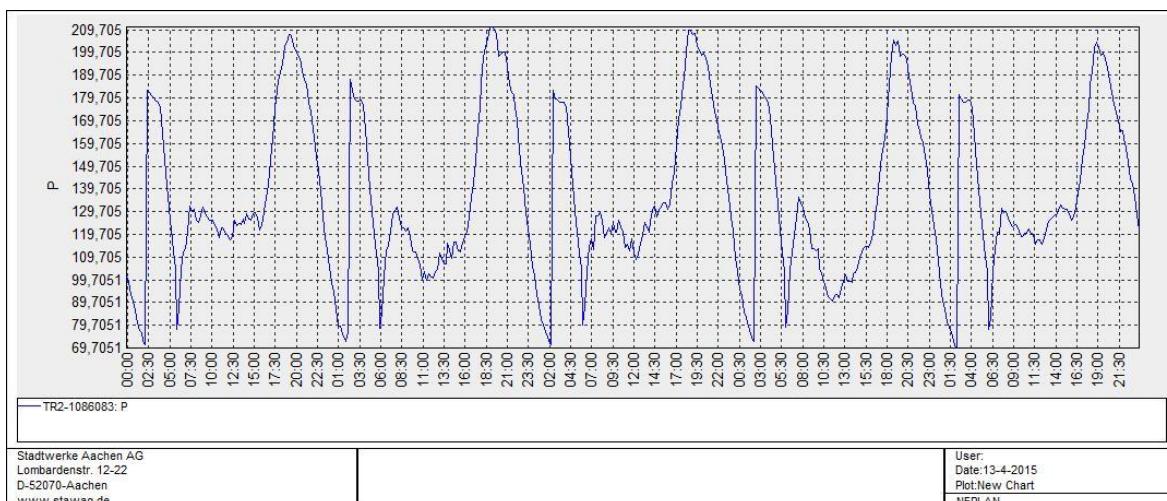
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (20 EV, 11,1 kW):



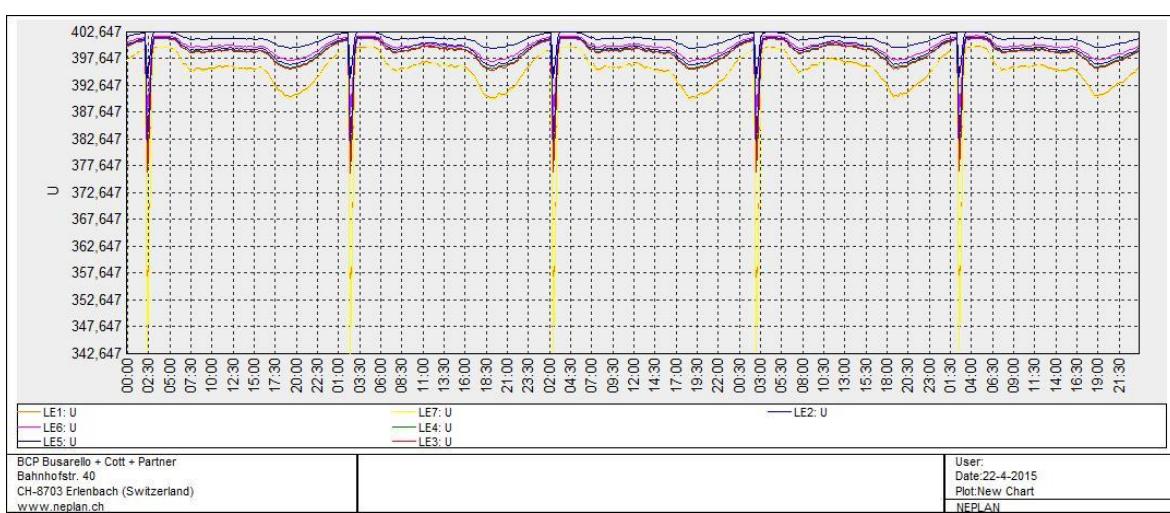
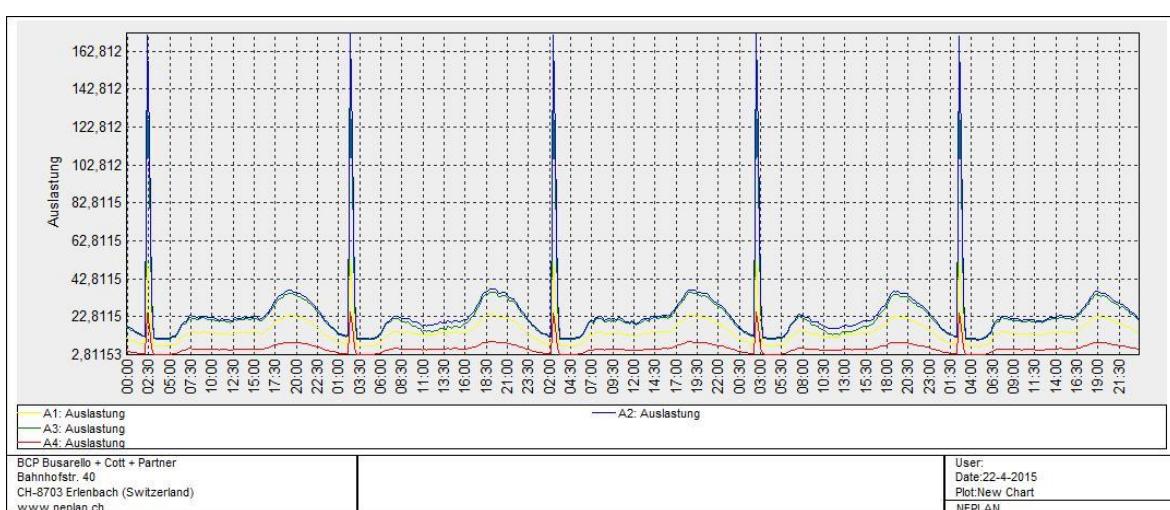
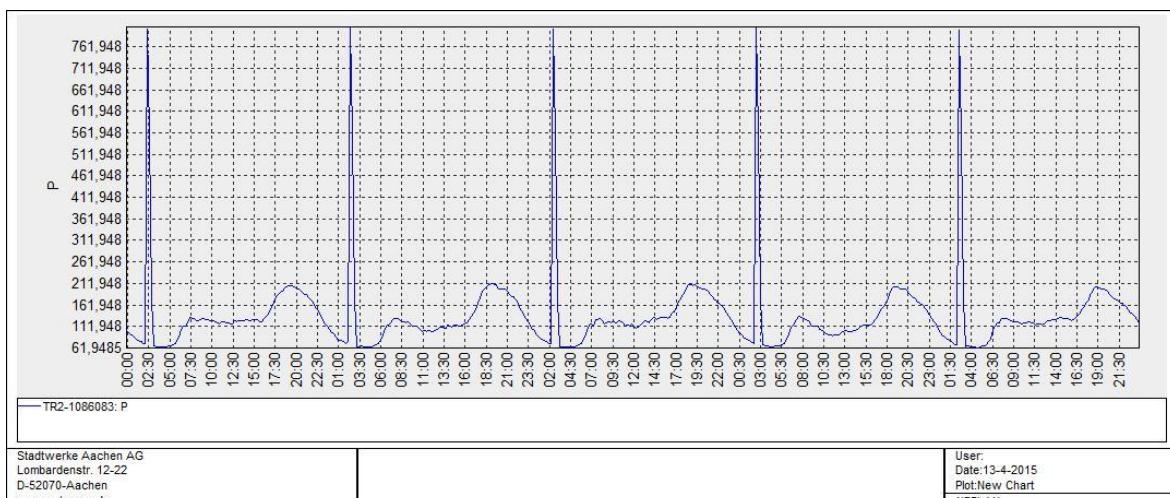
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (20 EV, 22,2 kW):



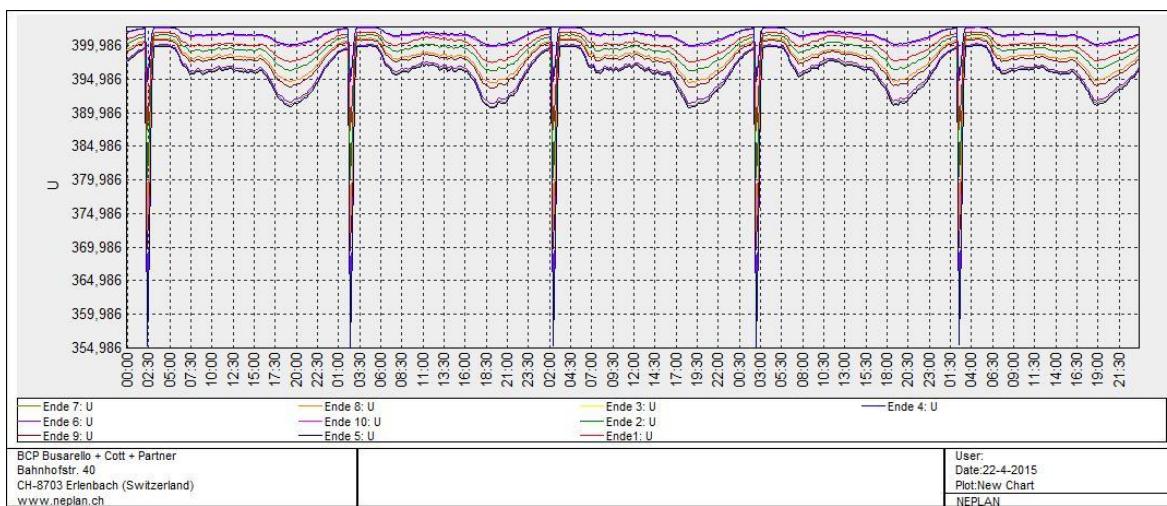
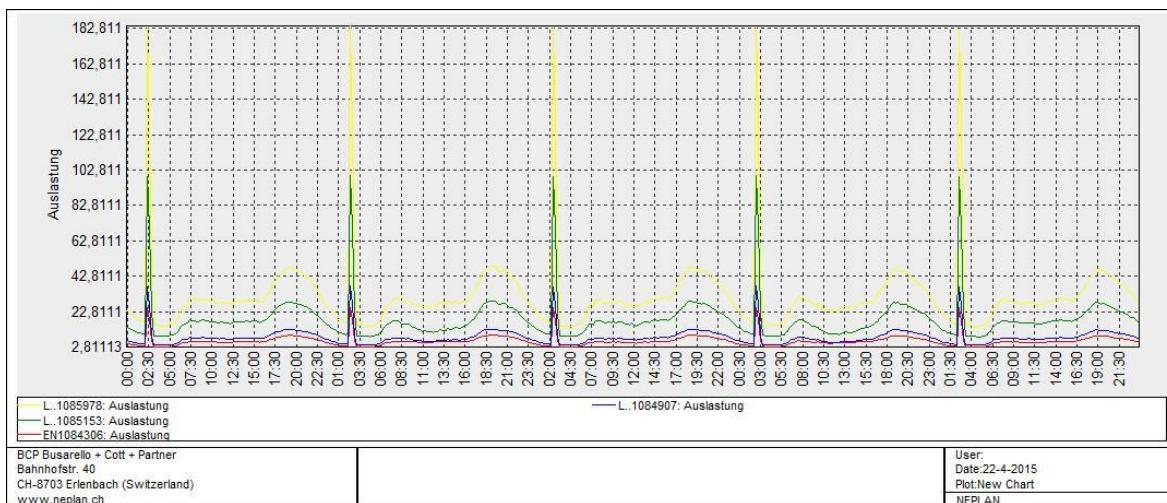
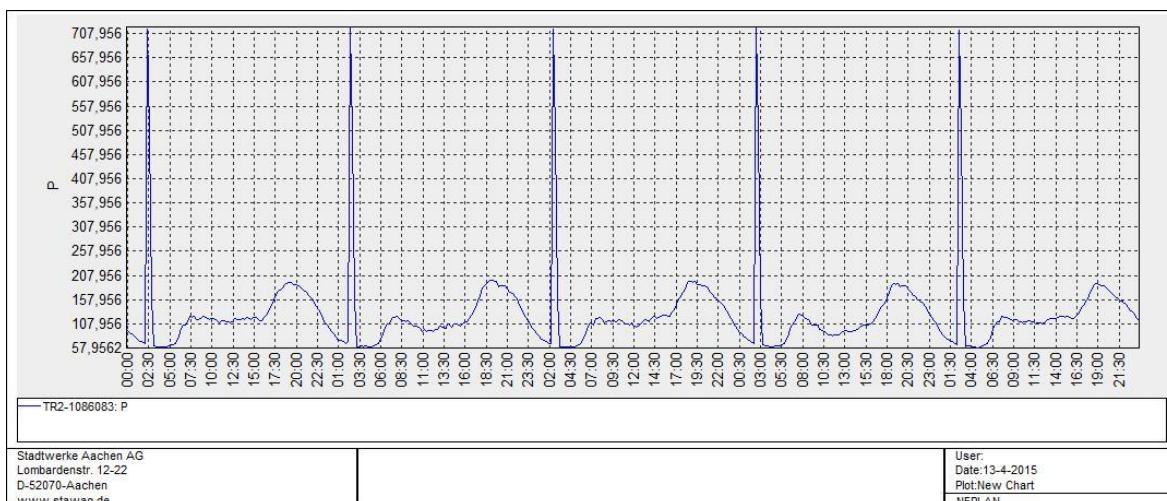
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (40 EV, 3,7 kW):



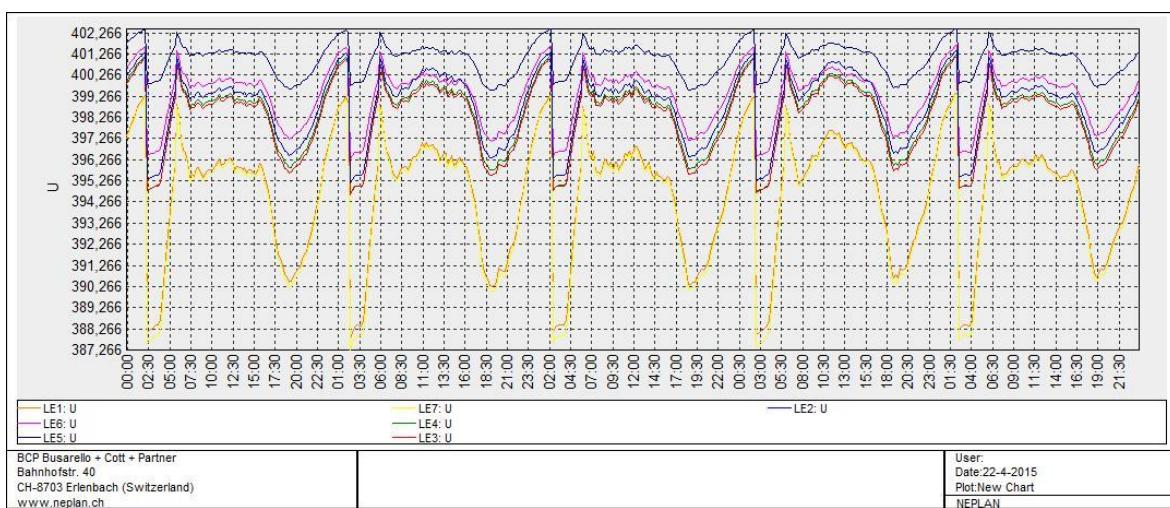
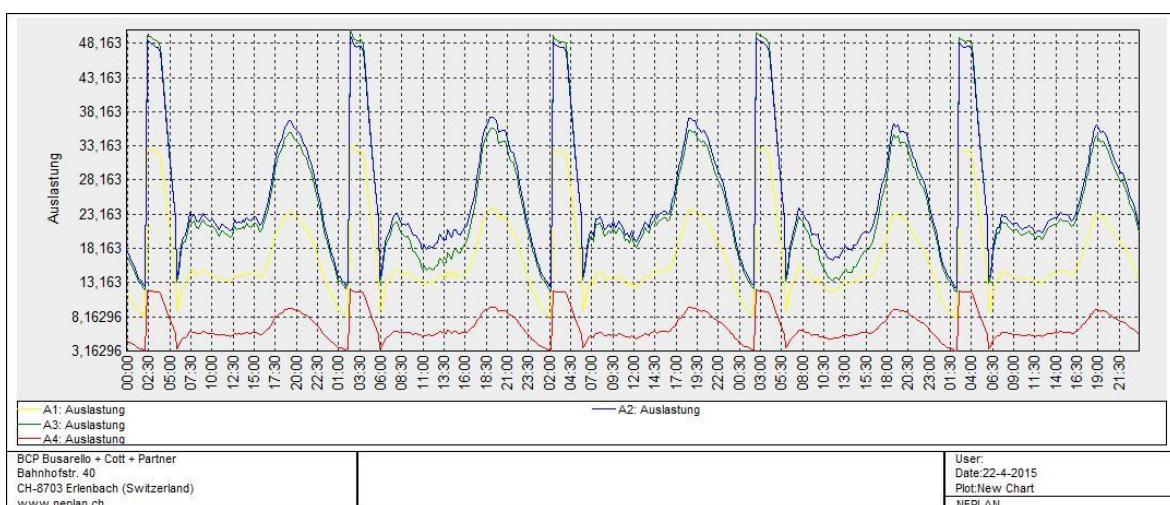
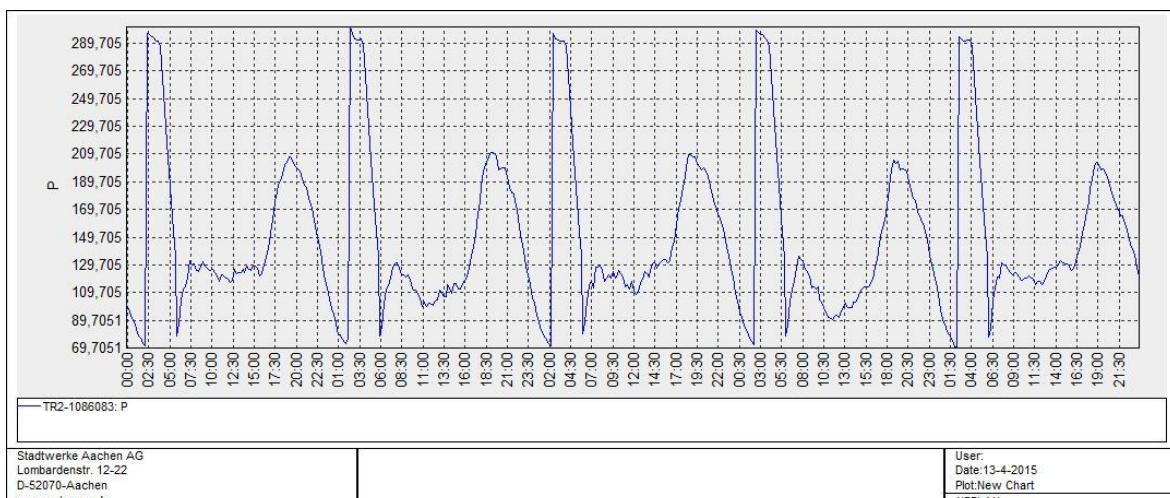
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (40 EV, 11,1 kW):



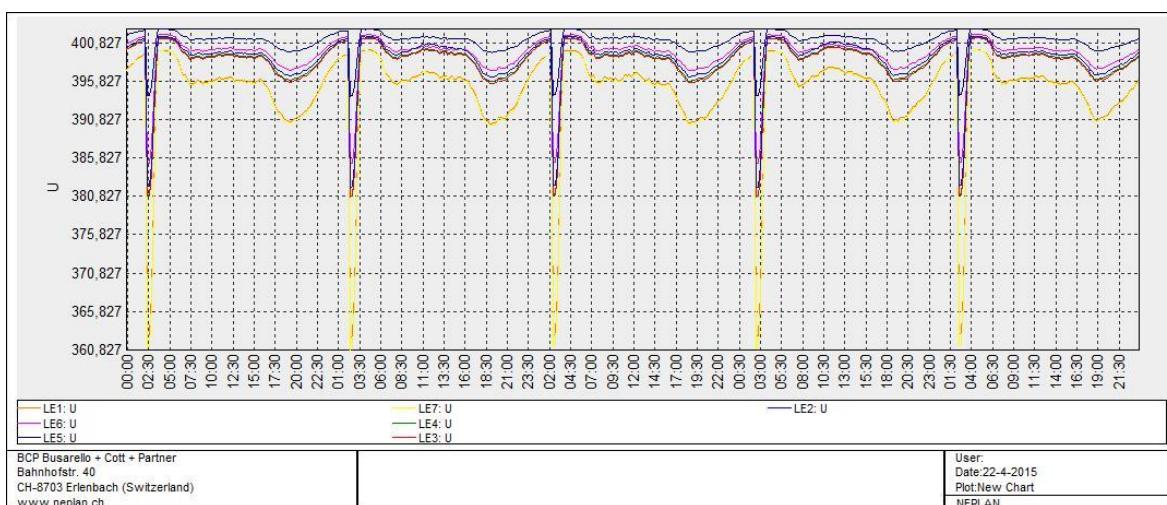
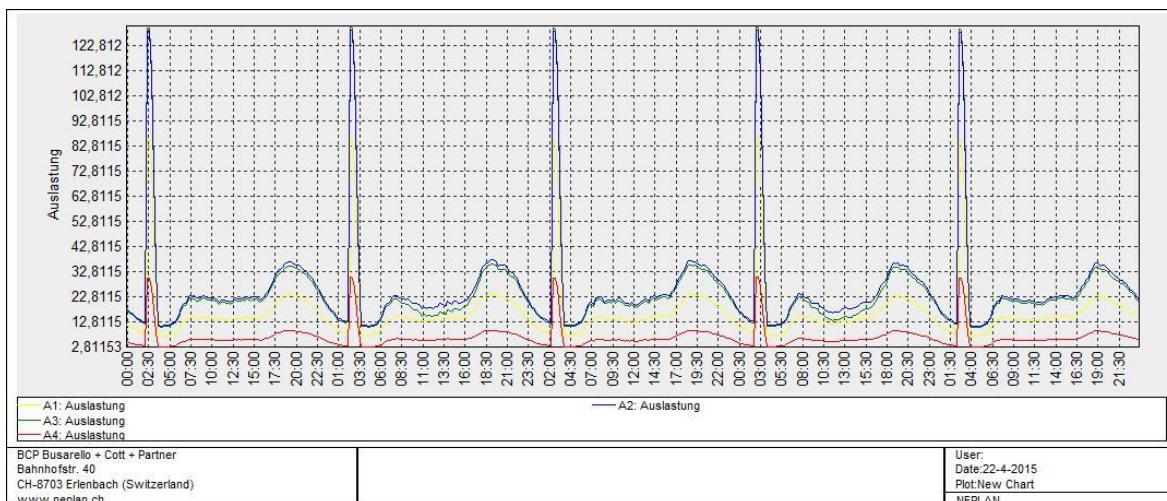
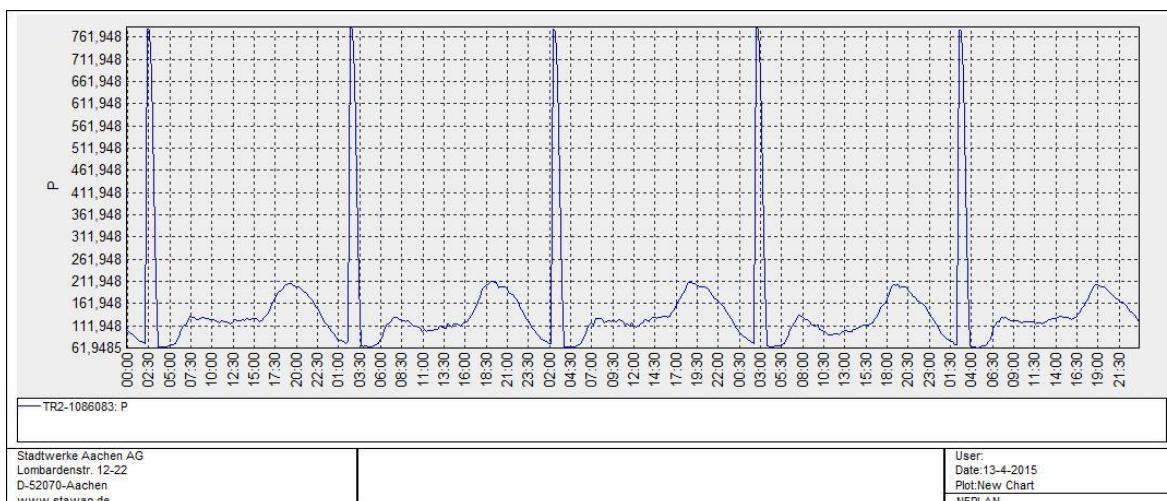
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (40 EV, 22,2 kW):



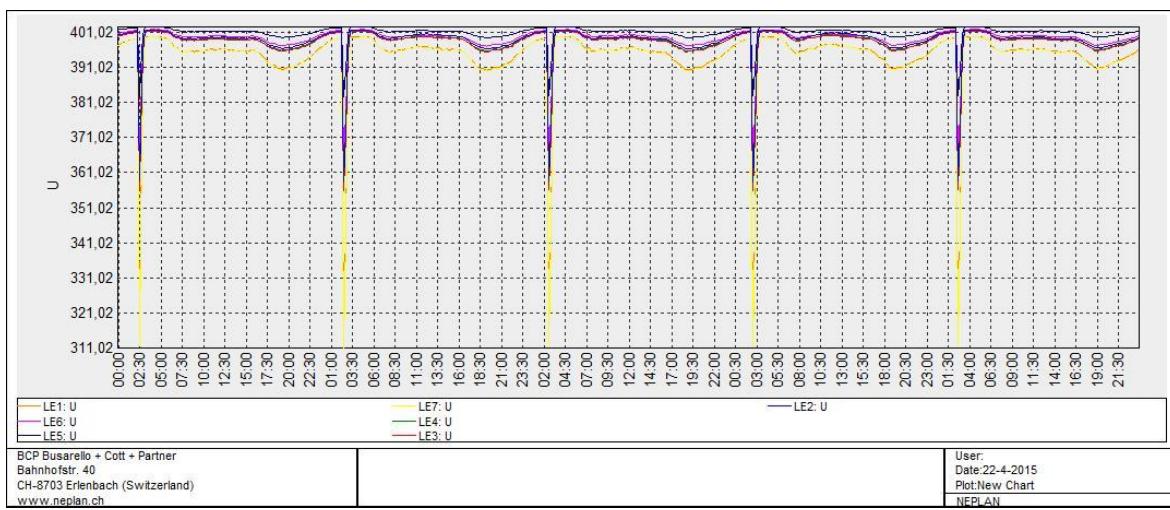
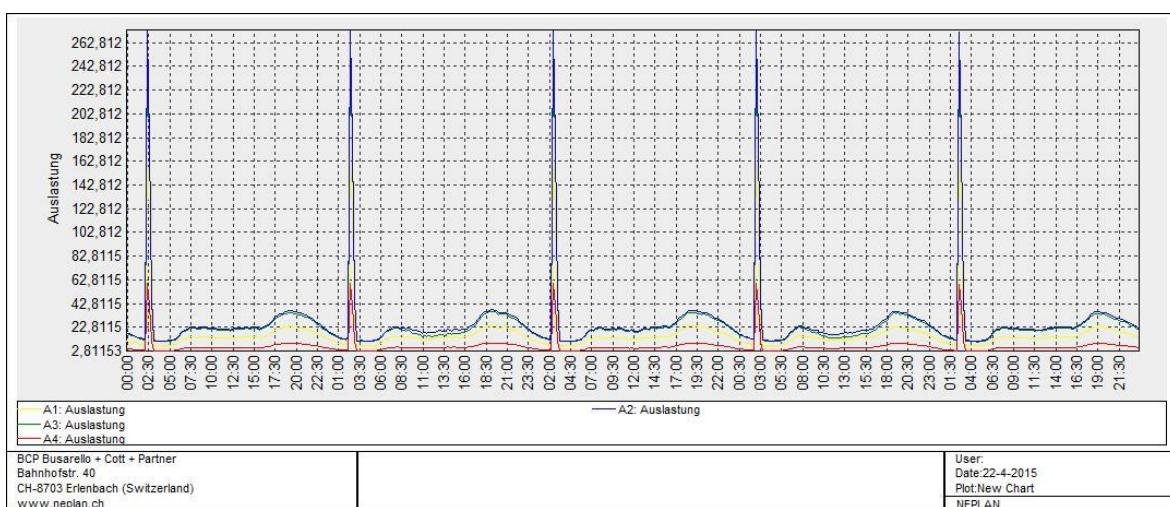
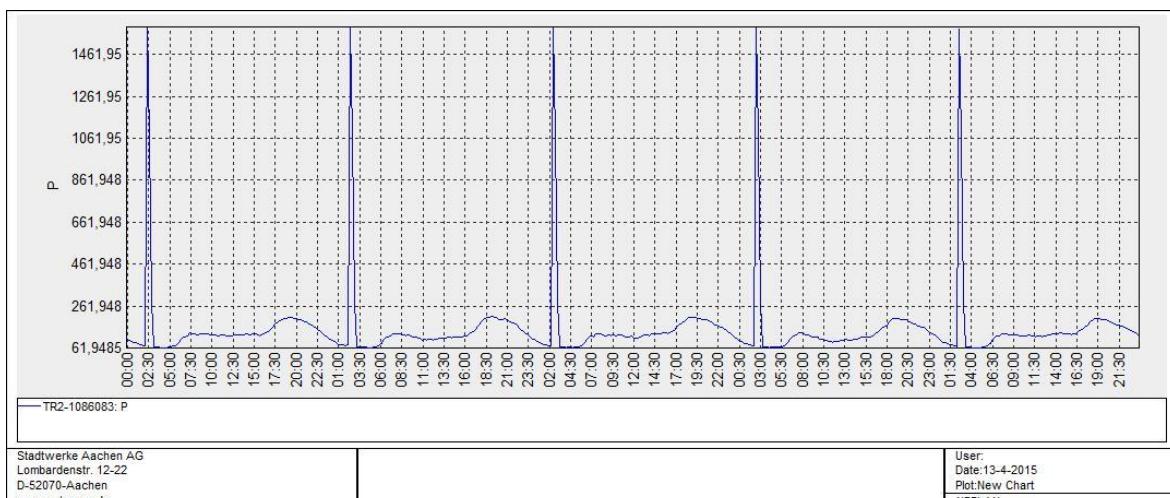
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (80 EV, 3,7 kW):



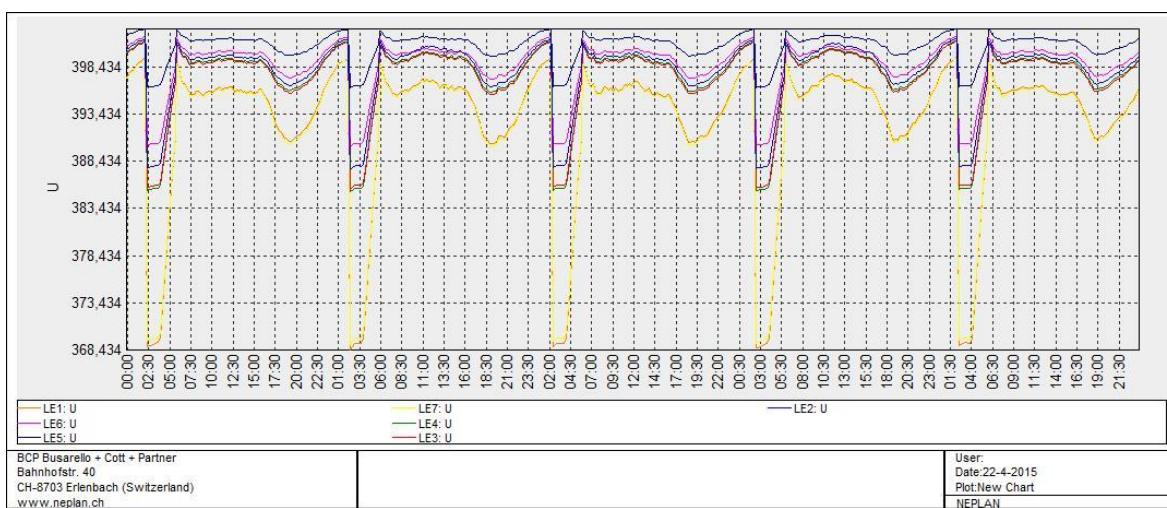
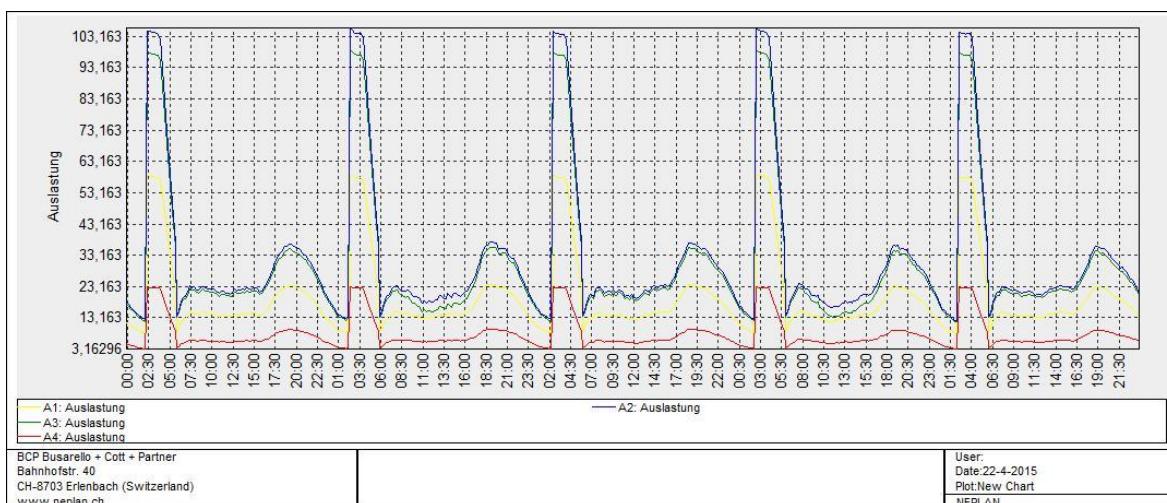
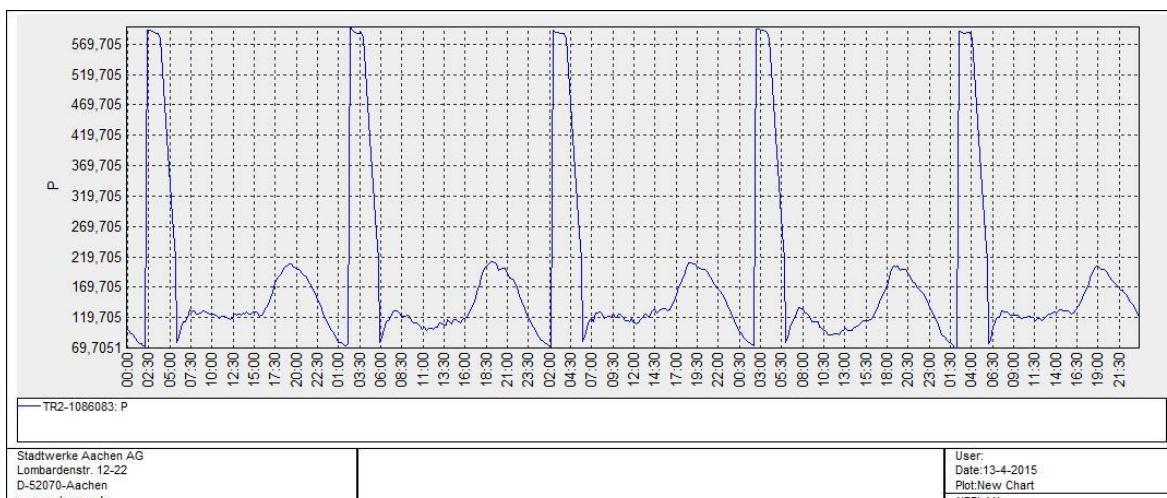
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (80 EV, 11,1 kW):



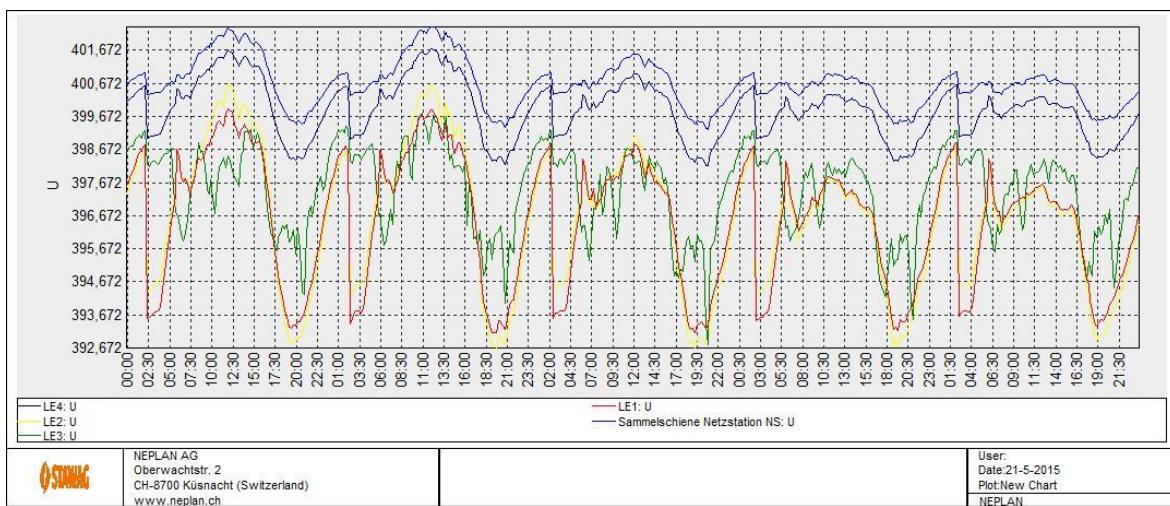
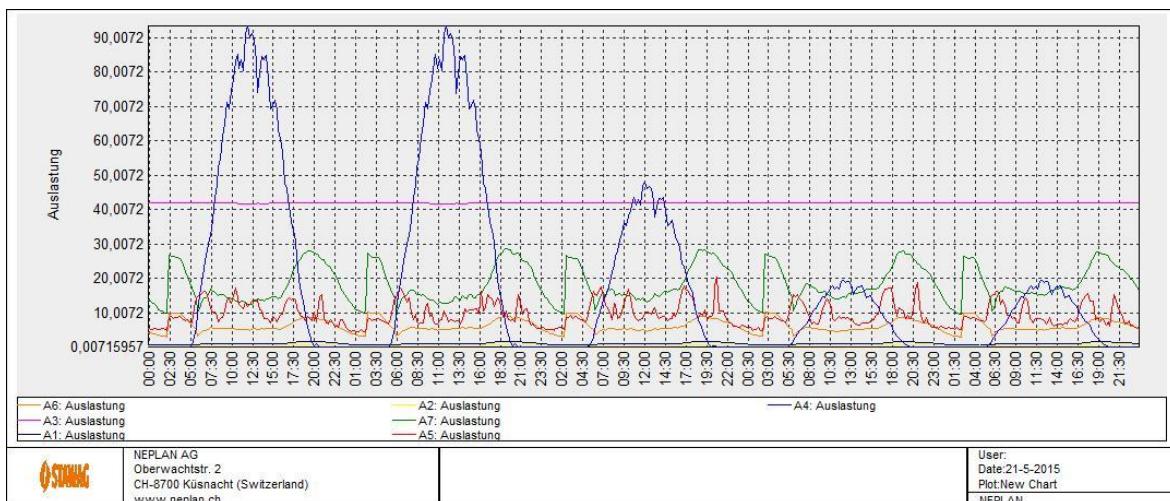
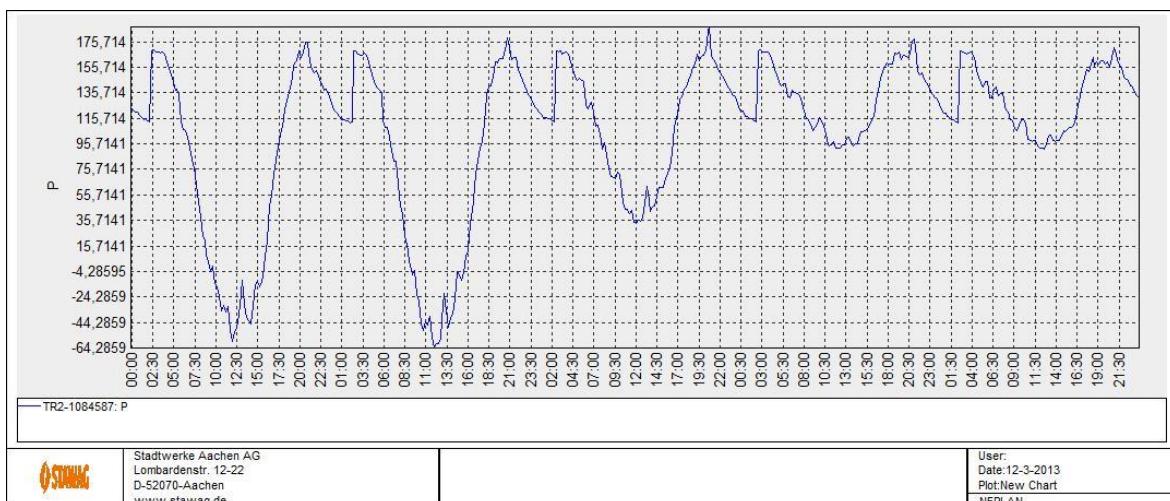
Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (80 EV, 22,2 kW):

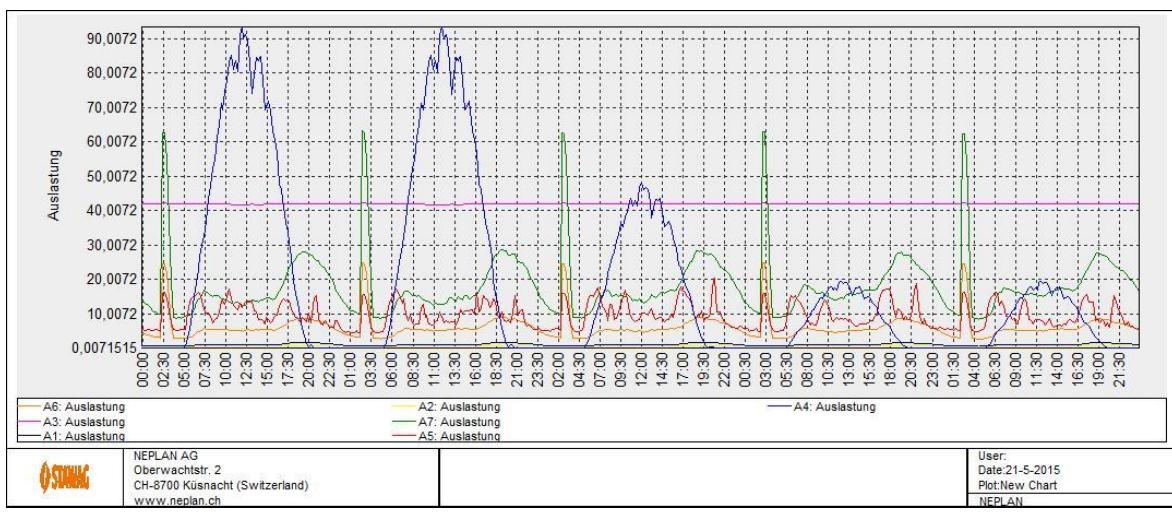
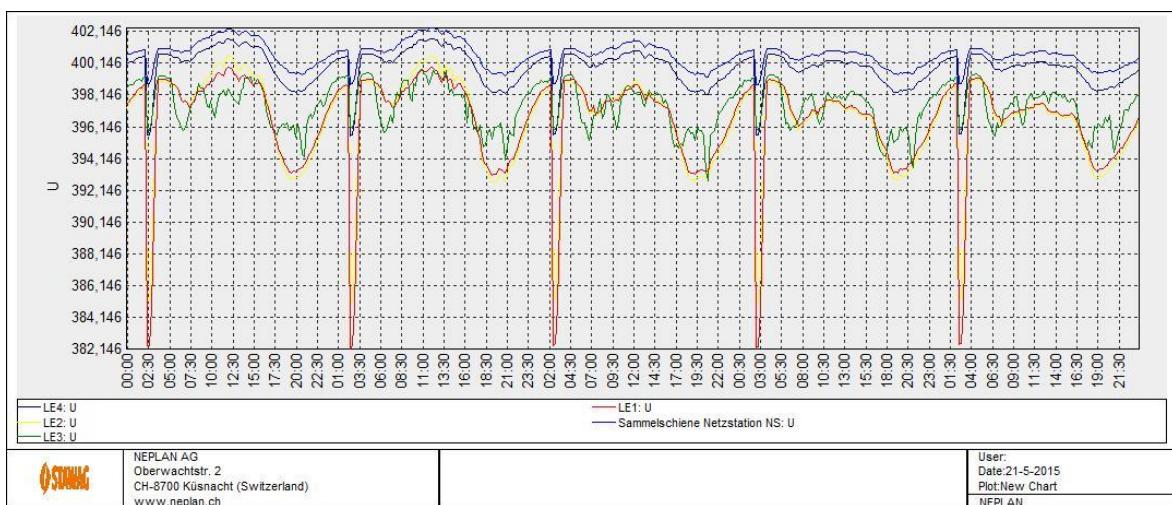
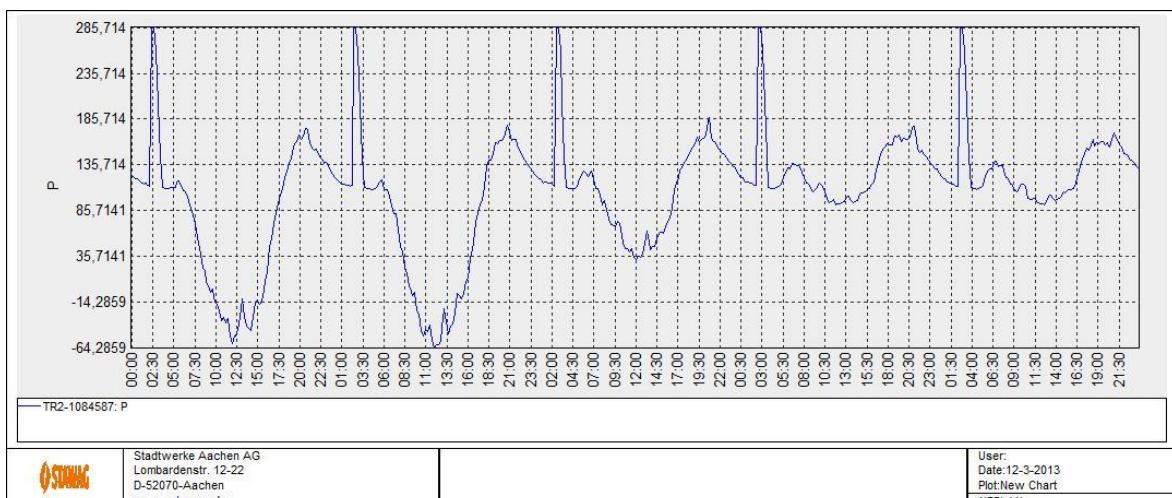


Vorstädtisches Ortsnetzgebiet (180 EV, 3,7 kW):

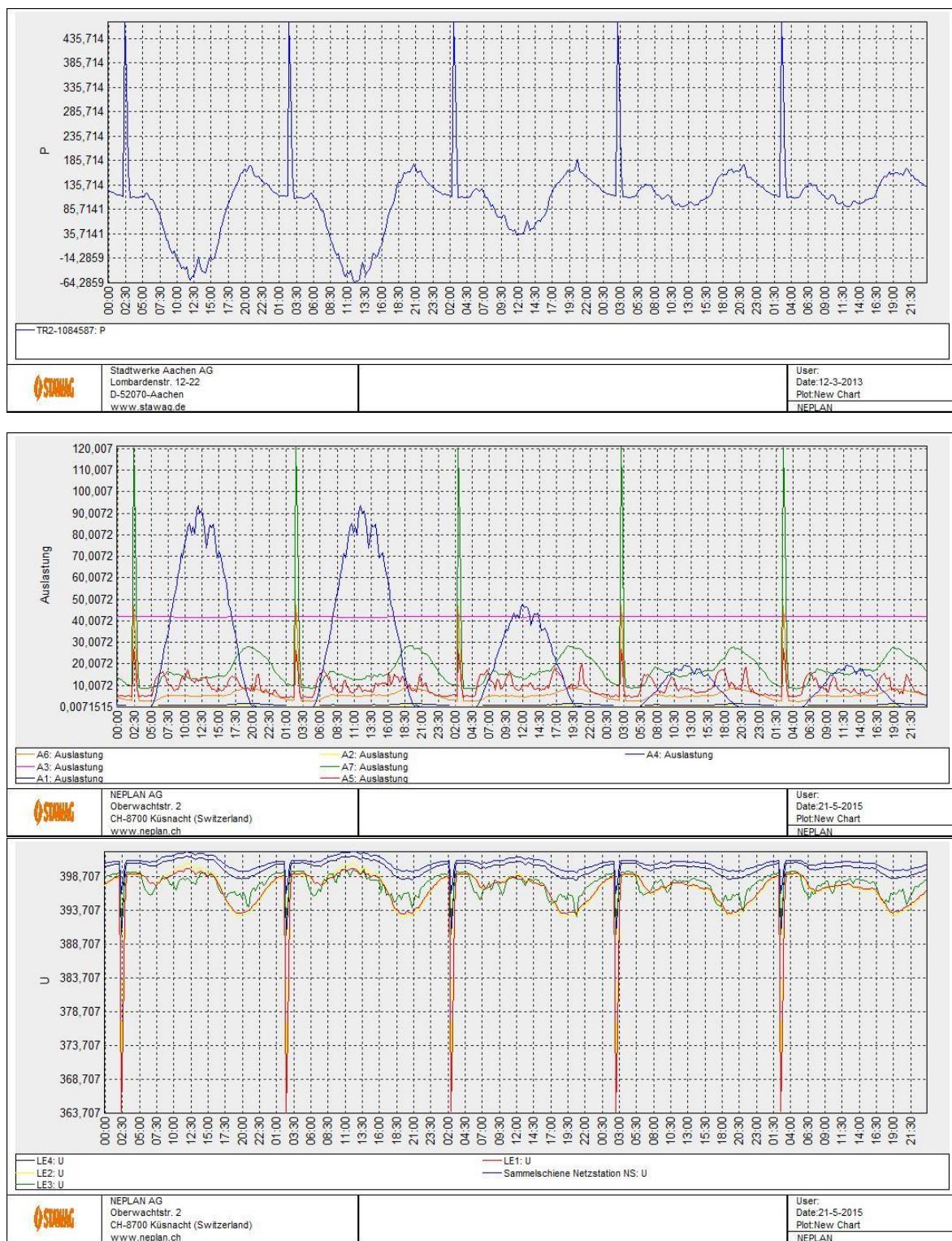


Ländliches Ortsnetzgebiet (20 EV, 3,7 kW):

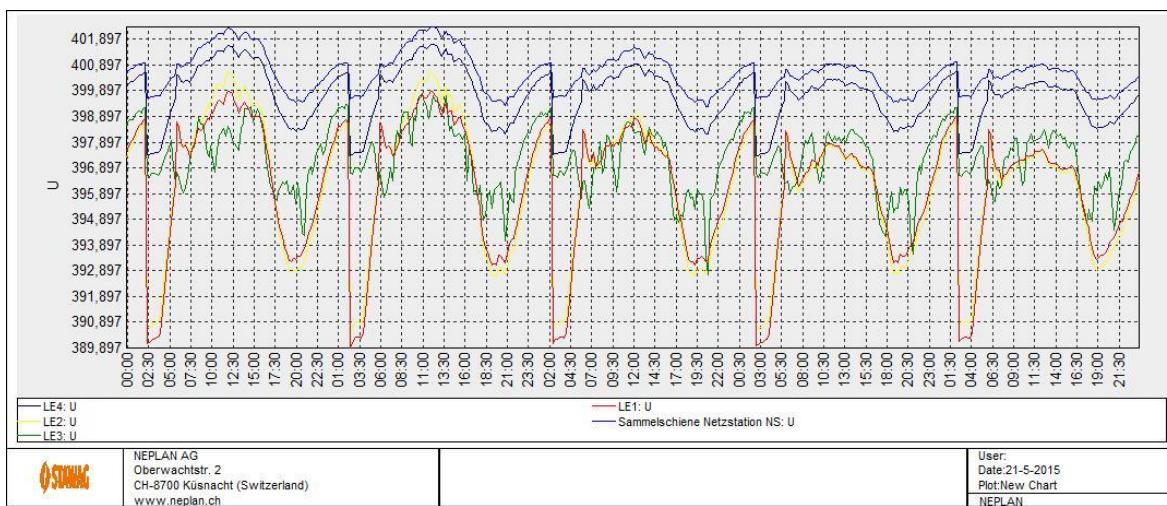
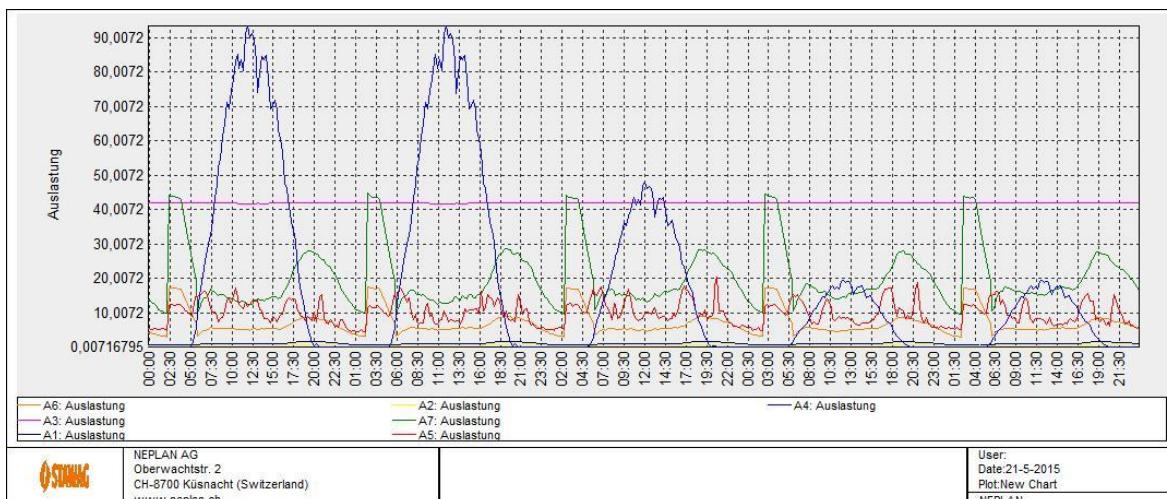
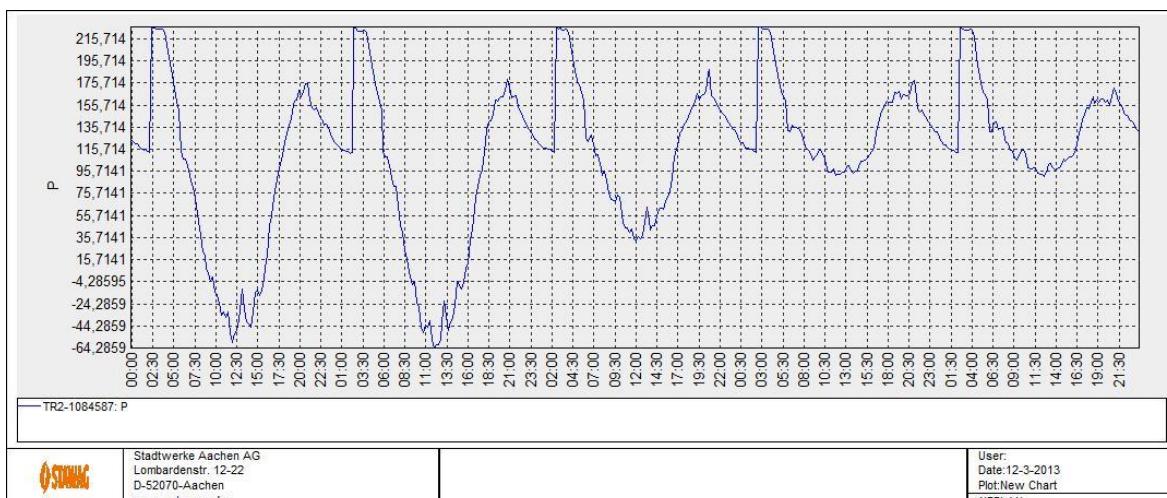


Ländliches Ortsnetzgebiet (20 EV, 11,1 kW):

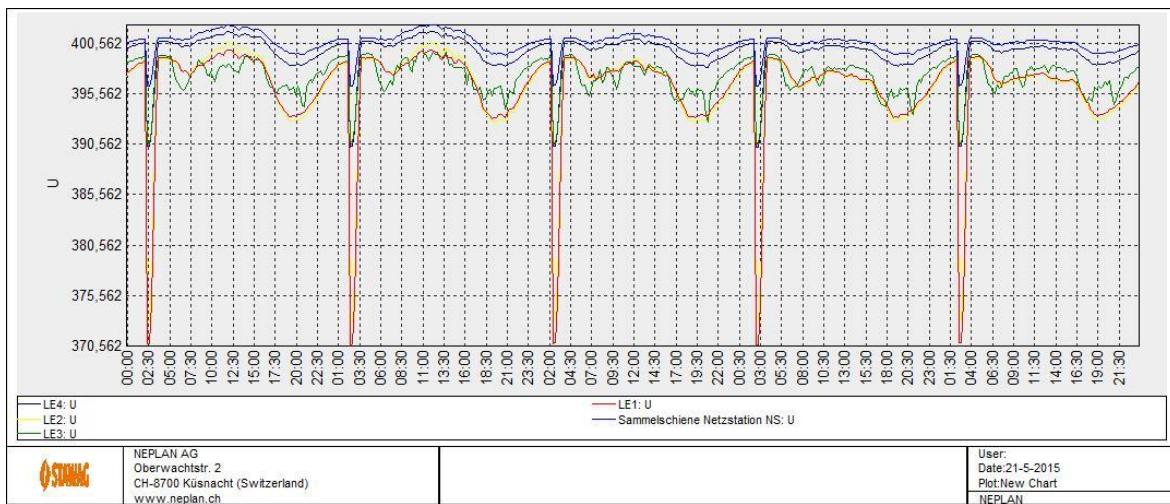
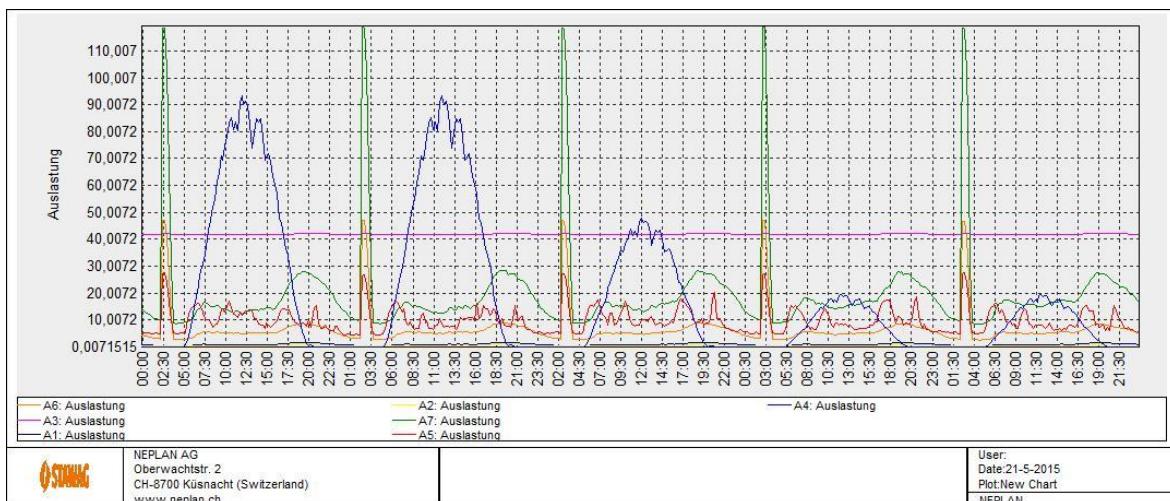
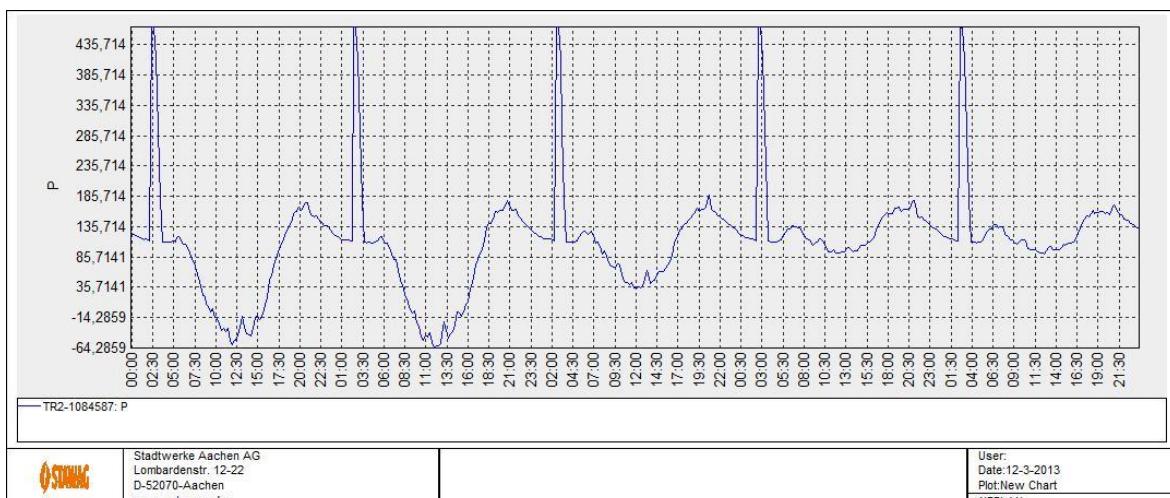
Ländliches Ortsnetzgebiet (20 EV, 22,2 kW):

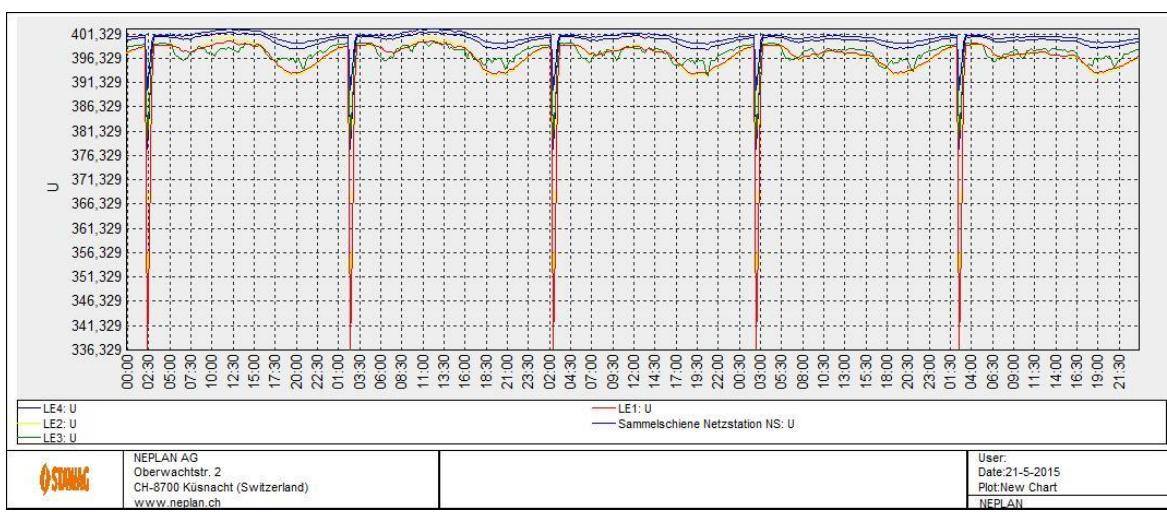
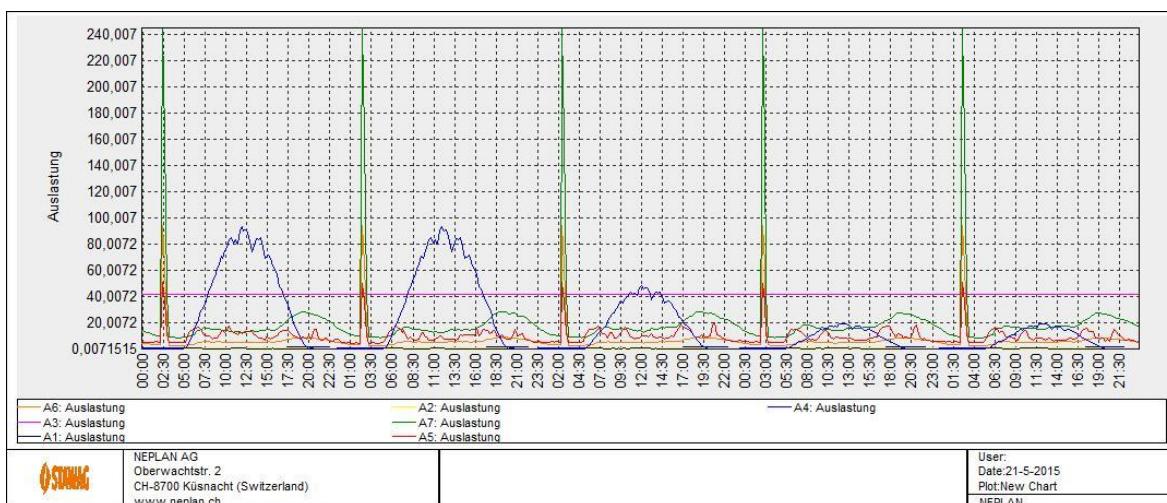
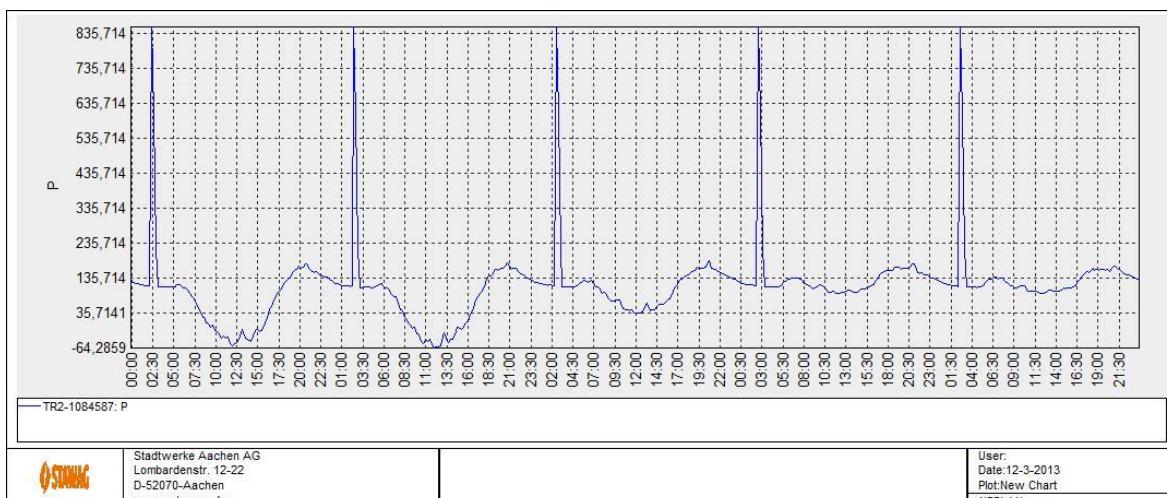


Ländliches Ortsnetzgebiet (40 EV, 3,7 kW):

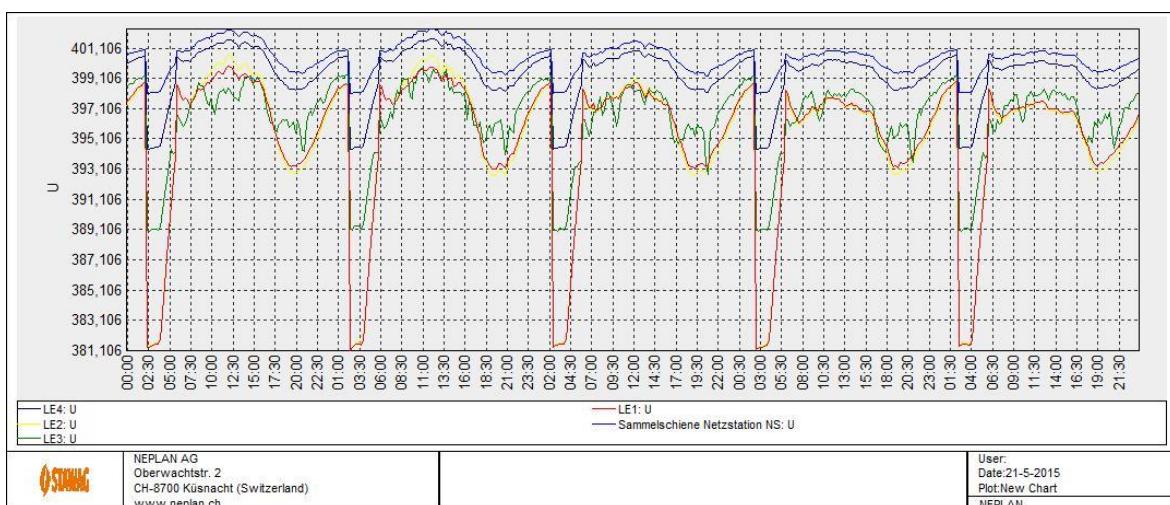
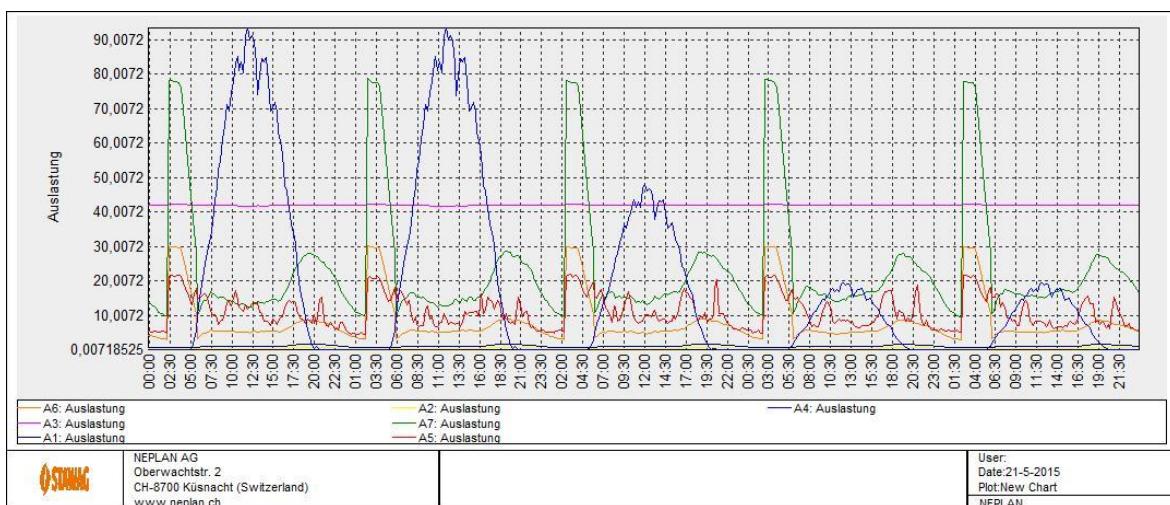
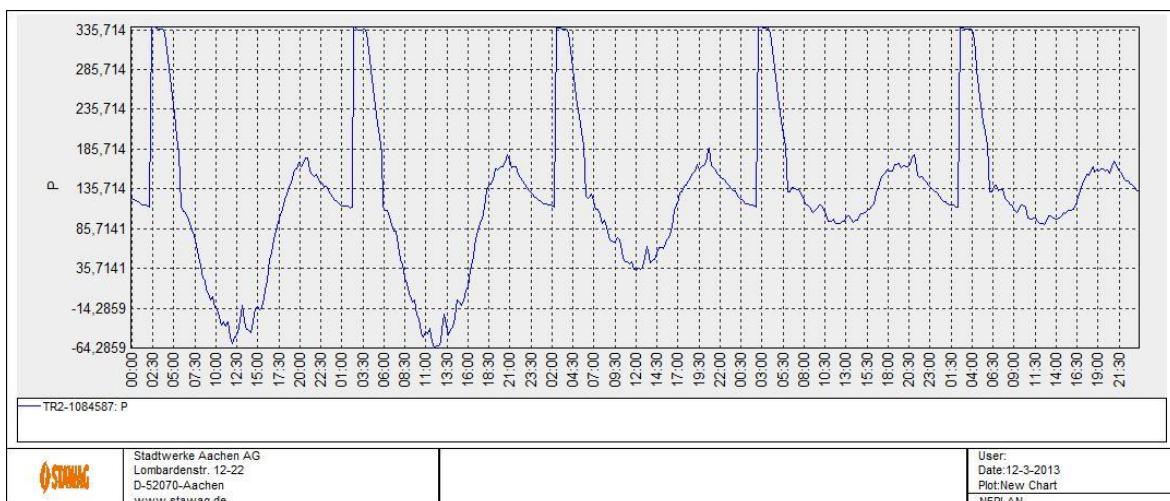


Ländliches Ortsnetzgebiet (40 EV, 11,1 kW):

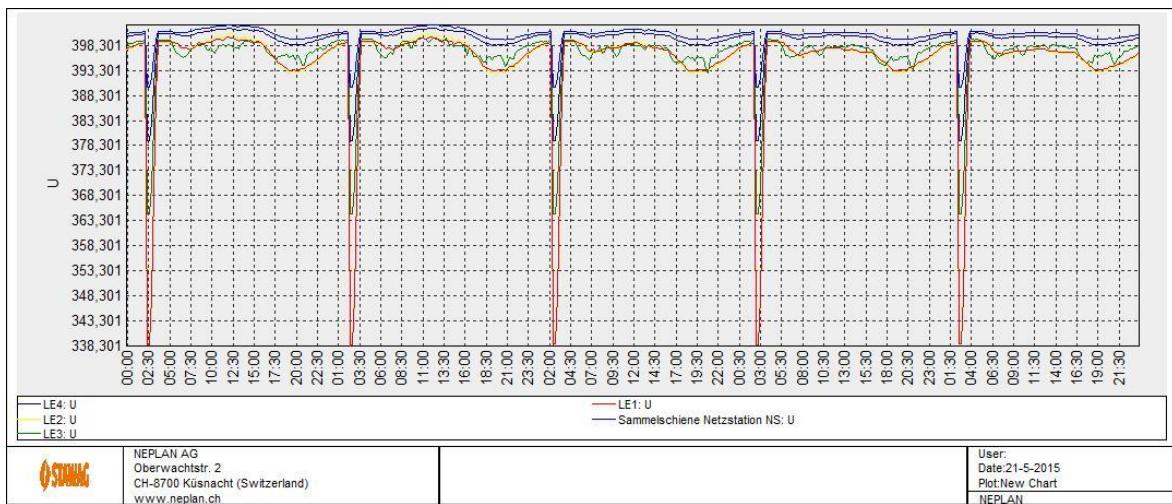
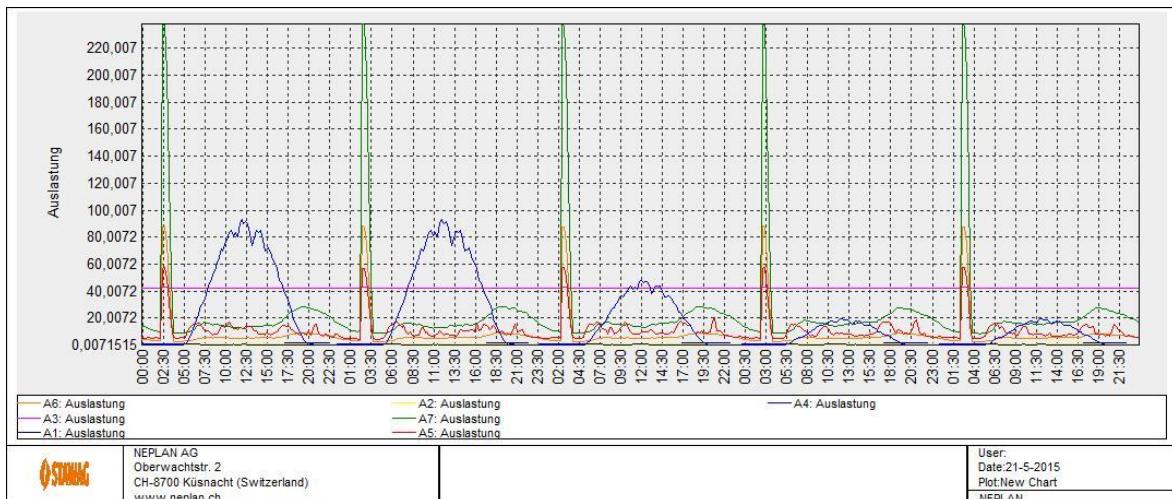
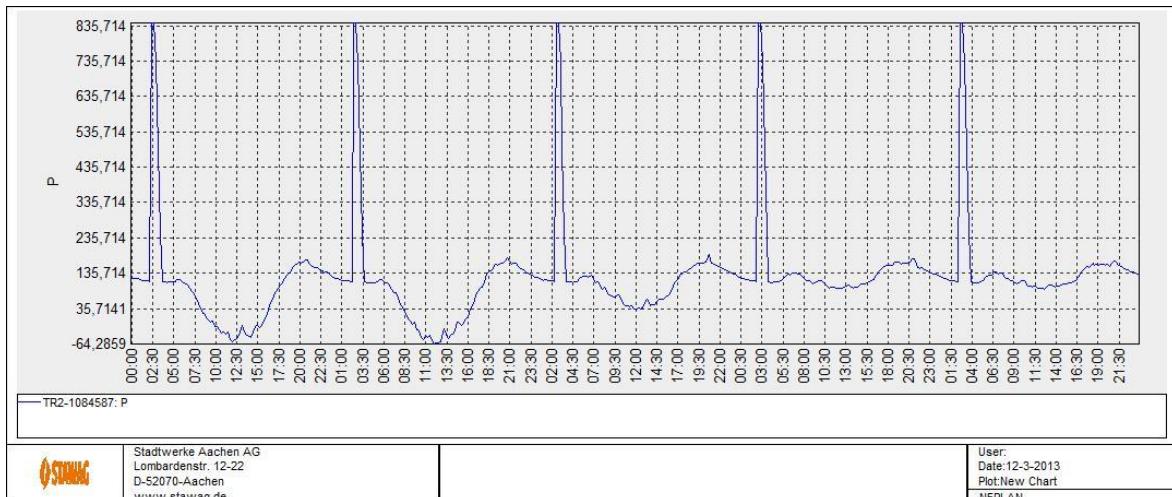


Ländliches Ortsnetzgebiet (40 EV, 22,2 kW):

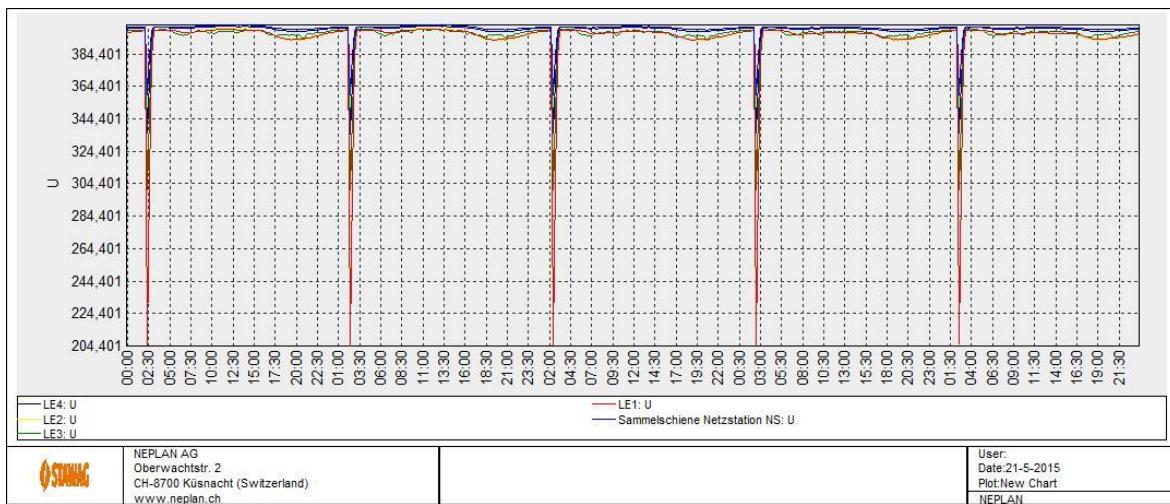
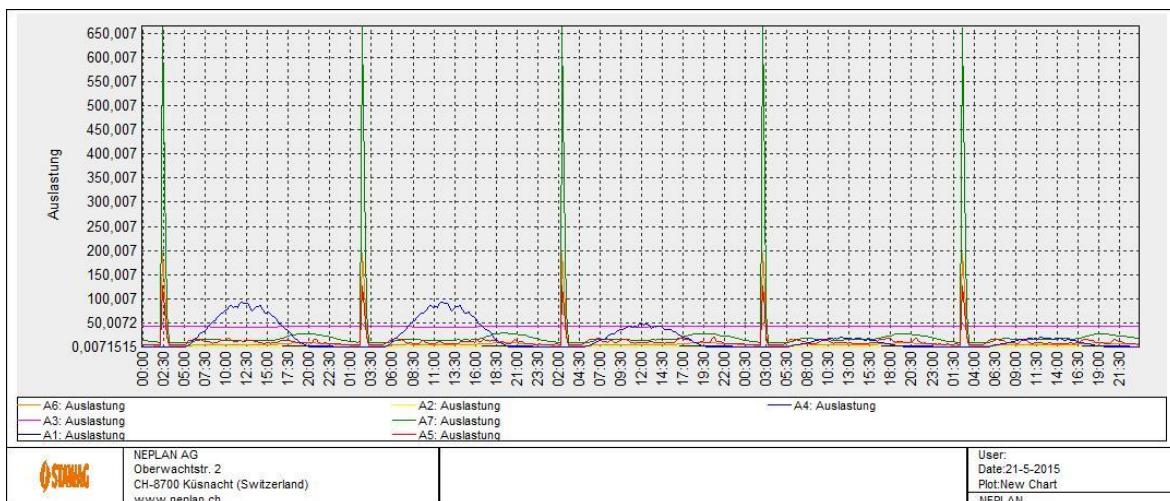
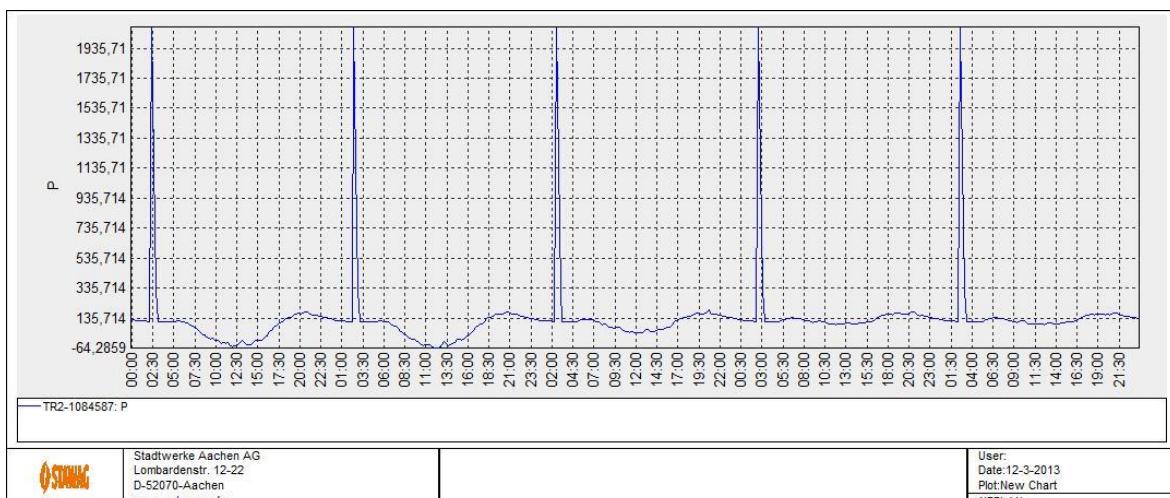
Ländliches Ortsnetzgebiet (80 EV, 3,7 kW):



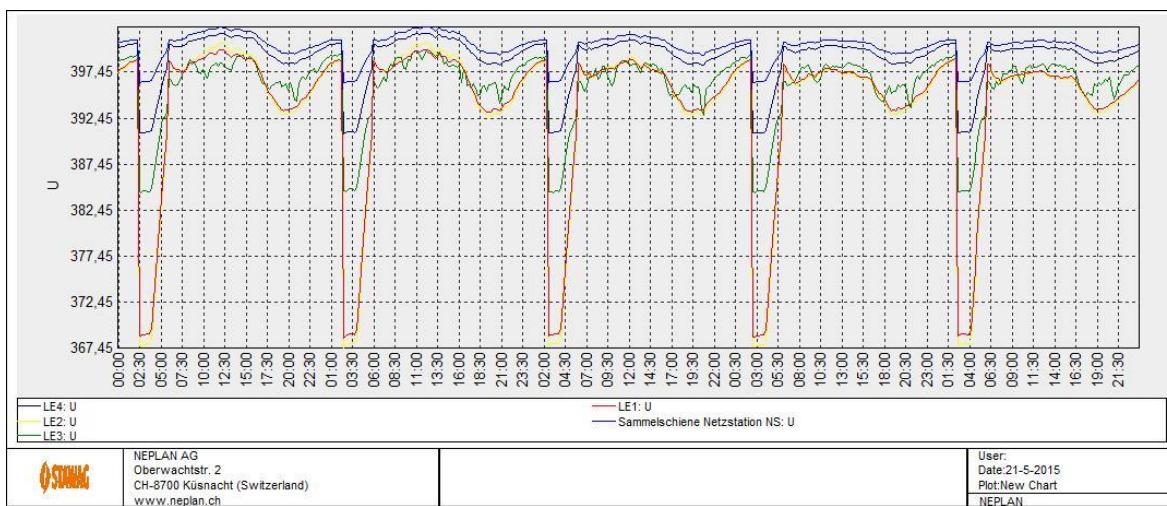
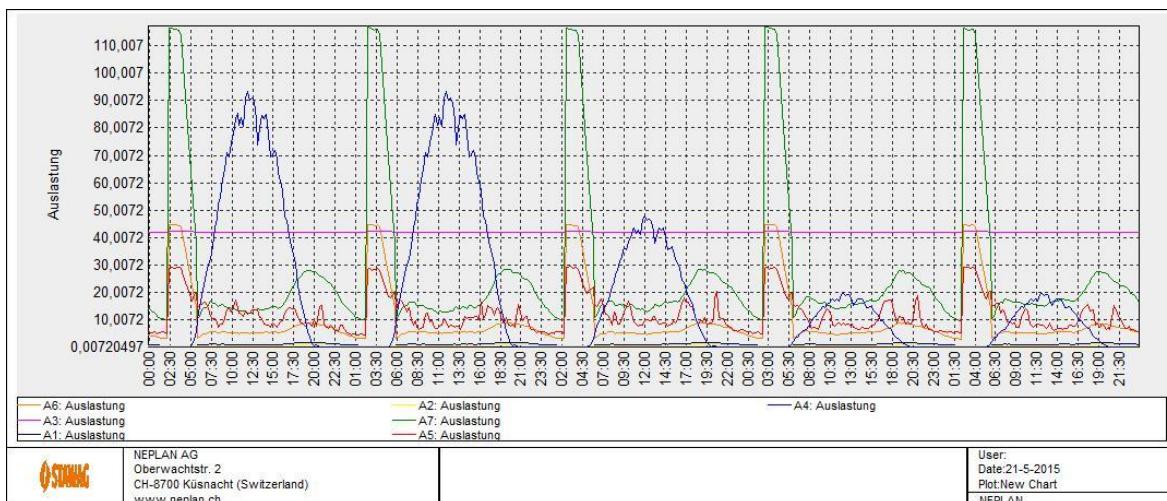
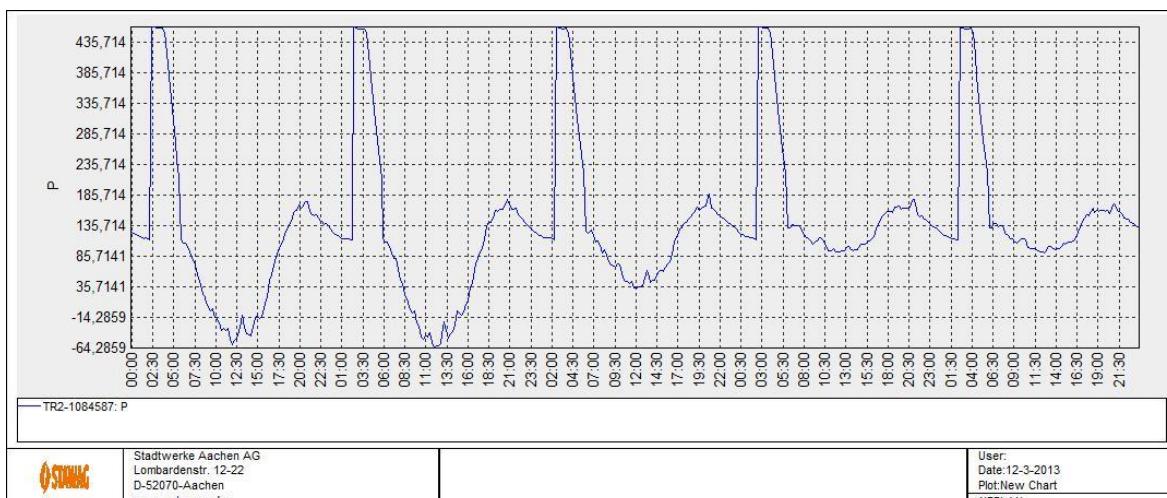
Ländliches Ortsnetzgebiet (80 EV, 11,1 kW):



Ländliches Ortsnetzgebiet (80 EV, 22,2 kW):

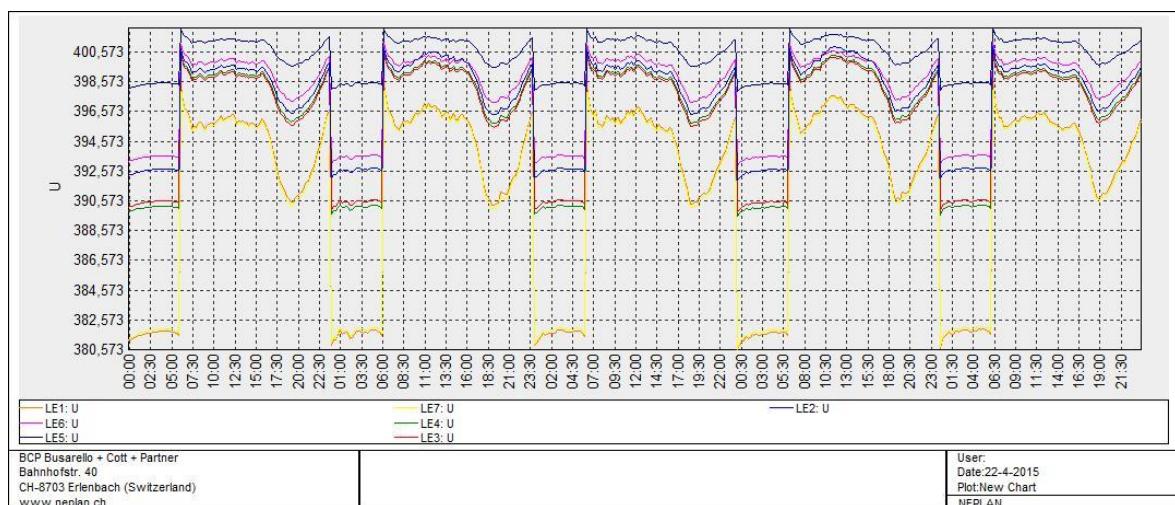
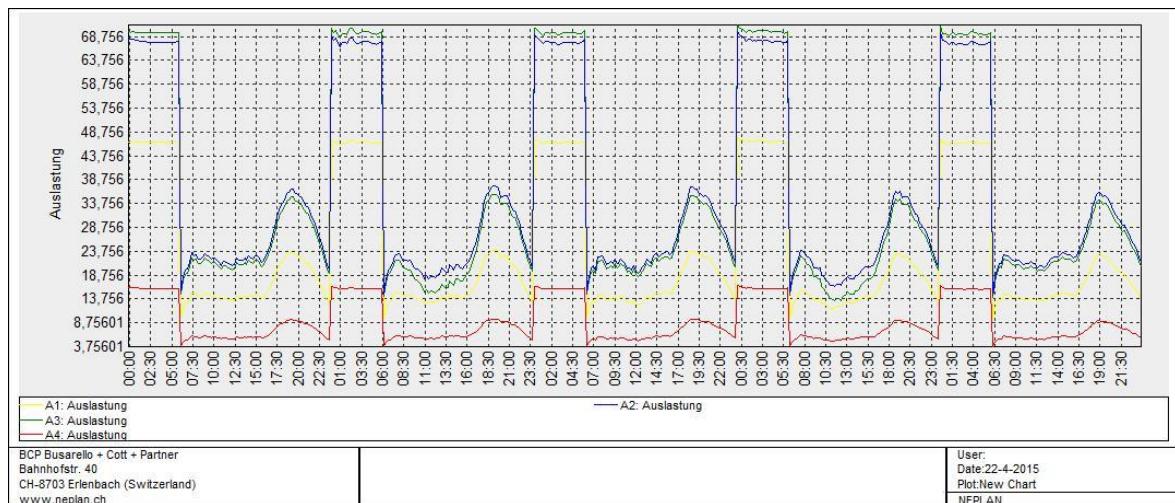


Ländliches Ortsnetzgebiet (120 EV, 3,7 kW):

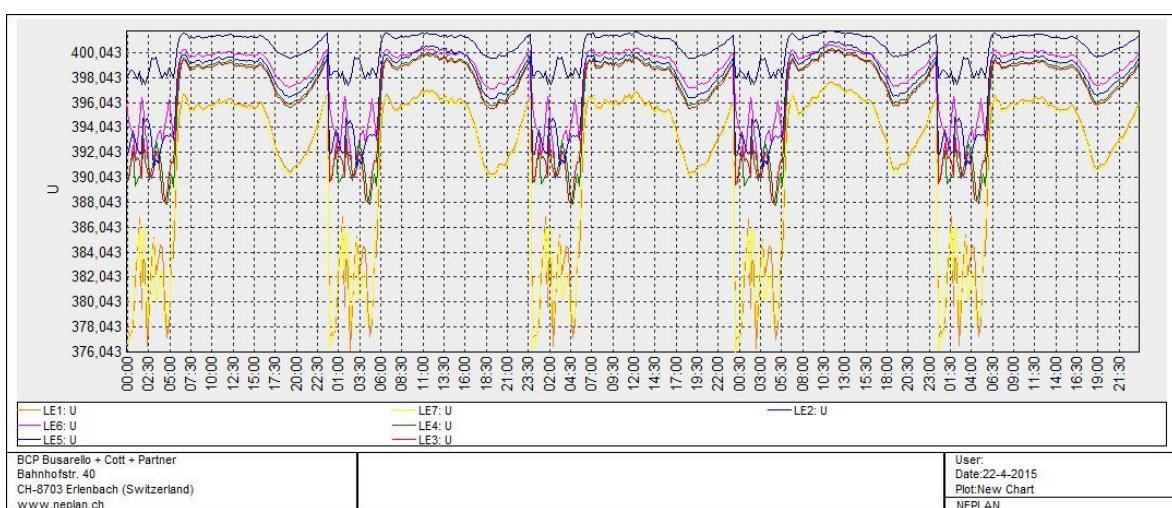
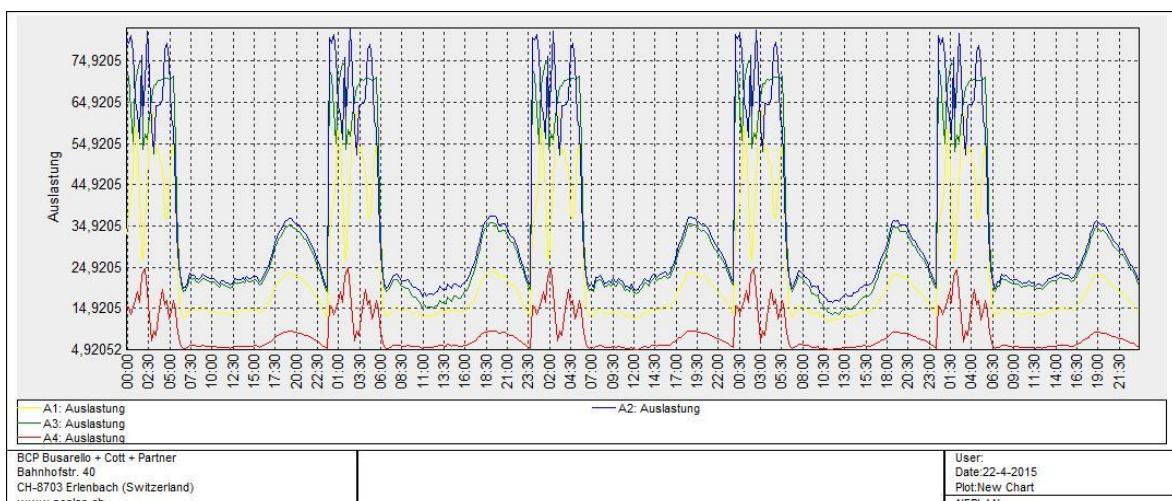


L: Dynamischer Stromtarif mit Netzsteuerung

Variante A, 270 EV:



Variante B, 270 EV:



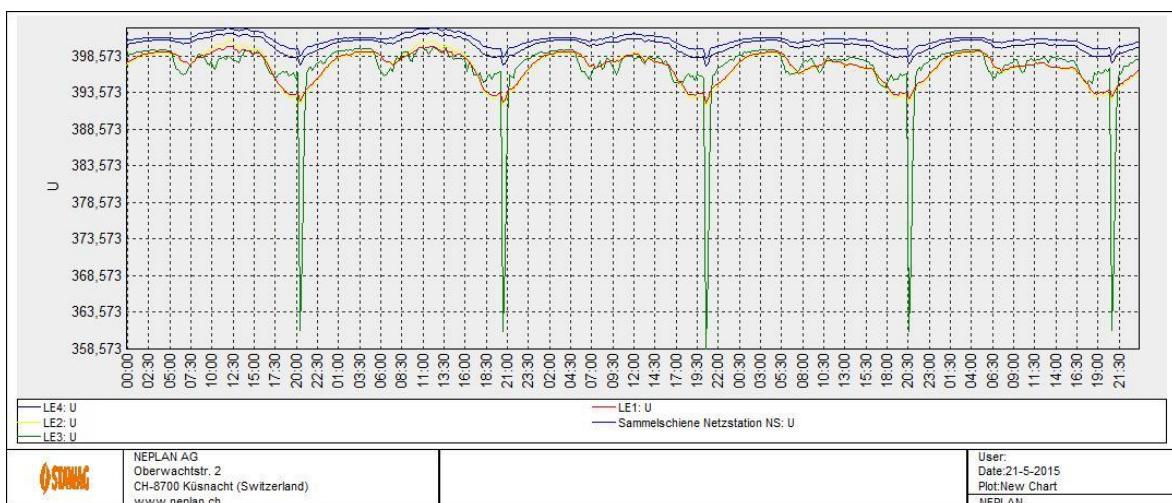
M: Integration RONT

Stufenstellung des RONTs:

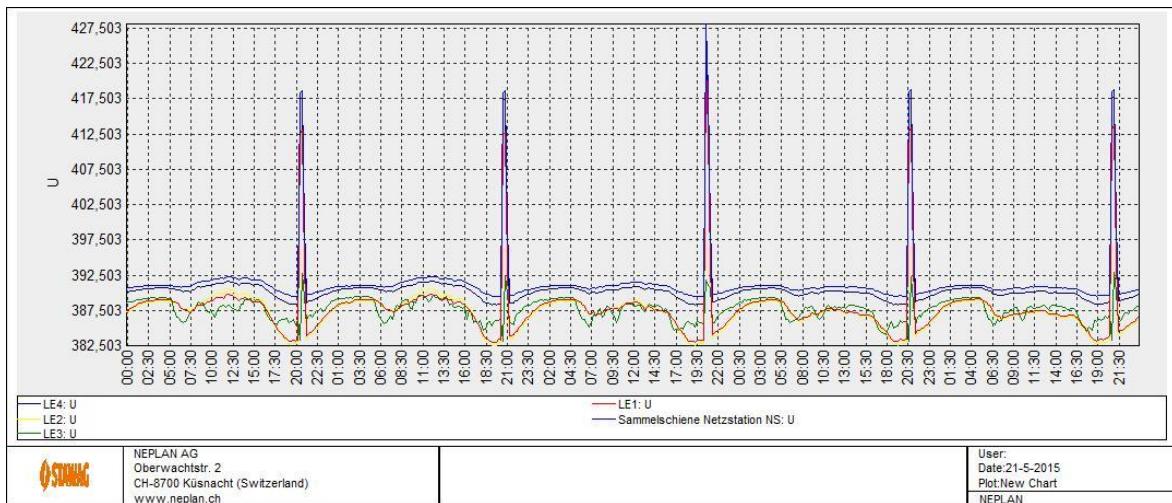
00:00	-1	08:00	-1	16:00	-1
00:15	-1	08:15	-1	16:15	-1
00:30	-1	08:30	-1	16:30	-1
00:45	-1	08:45	-1	16:45	-1
01:00	-1	09:00	-1	17:00	-1
01:15	-1	09:15	-1	17:15	-1
01:30	-1	09:30	-1	17:30	-1
01:45	-1	09:45	-1	17:45	-1
02:00	-1	10:00	-1	18:00	-1
02:15	-1	10:15	-1	18:15	-1
02:30	-1	10:30	-1	18:30	-1
02:45	-1	10:45	-1	18:45	-1
03:00	-1	11:00	-1	19:00	-1
03:15	-1	11:15	-1	19:15	-1
03:30	-1	11:30	-1	19:30	-1
03:45	-1	11:45	-1	19:45	-1
04:00	-1	12:00	-1	20:00	-1
04:15	-1	12:15	-1	20:15	-1
04:30	-1	12:30	-1	20:30	2
04:45	-1	12:45	-1	20:45	2
05:00	-1	13:00	-1	21:00	0
05:15	-1	13:15	-1	21:15	-1
05:30	-1	13:30	-1	21:30	-1
05:45	-1	13:45	-1	21:45	-1
06:00	-1	14:00	-1	22:00	-1
06:15	-1	14:15	-1	22:15	-1
06:30	-1	14:30	-1	22:30	-1
06:45	-1	14:45	-1	22:45	-1
07:00	-1	15:00	-1	23:00	-1
07:15	-1	15:15	-1	23:15	-1
07:30	-1	15:30	-1	23:30	-1
07:45	-1	15:45	-1	23:45	-1

Im Normalbetrieb nimmt der Stufenschalter die Stellung -1 ein. In Gelb ist der Zeitraum während des Ladevorgangs markiert.

Spannungsverlauf ohne RONT:



Spannungsverlauf mit RONT:

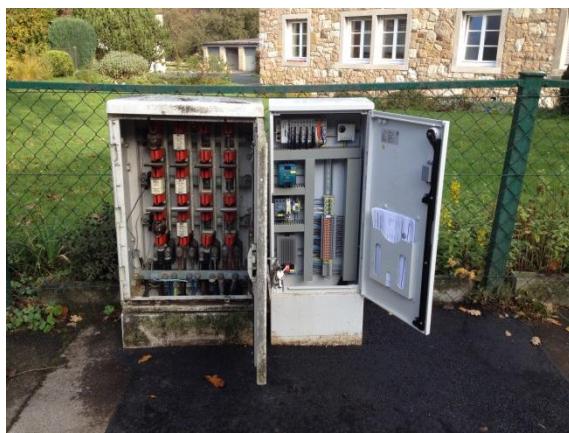


N: Inbetriebnahme abgesetzte Sensoren

Strom- und Spannungsmessung in der Netzstation



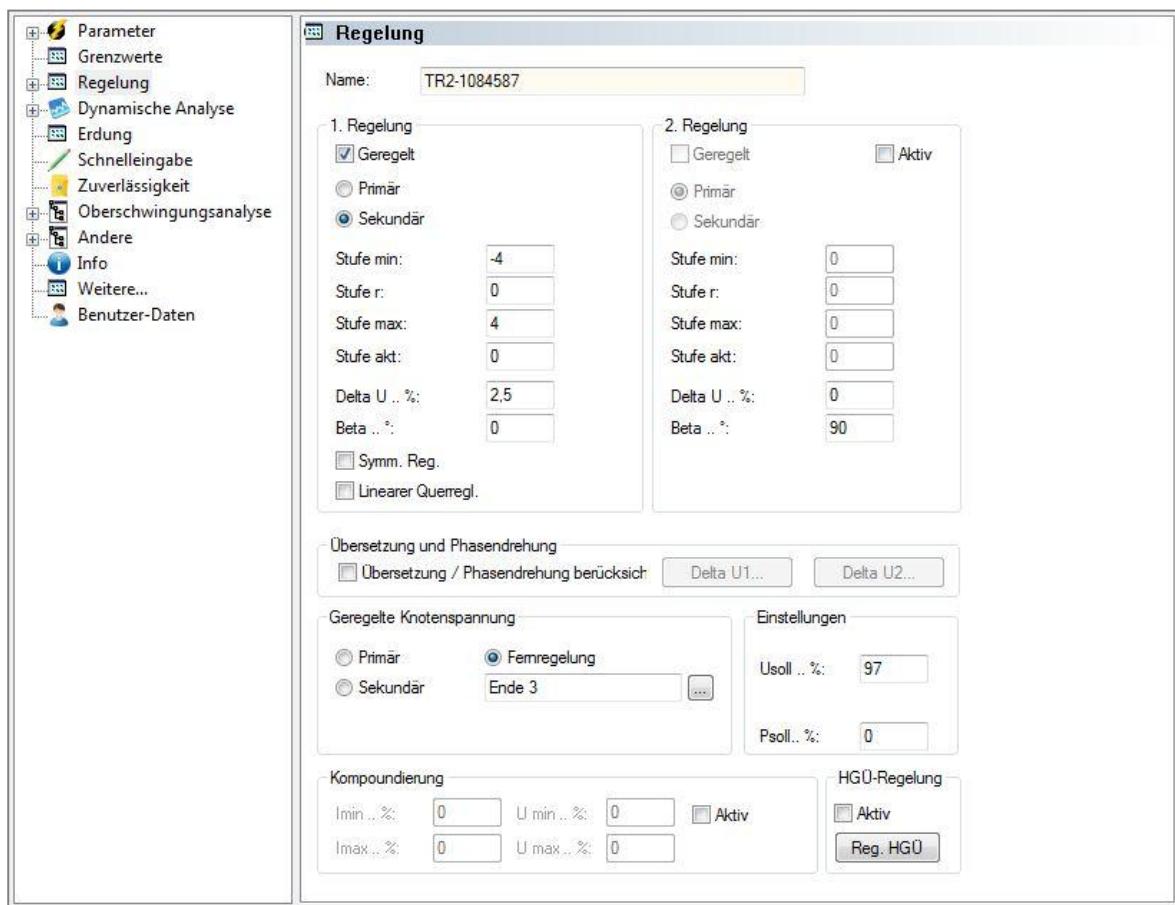
Strom- und Spannungsmessung in einem Kabelverteilerschrank



Messtechnik (rechts) wird i.d.R. an den Kabelverteilerschrank (links) angereiht.

Quelle: STAWAG

O: Einstellungsparameter für den RONT in NEPLAN



Quelle: NEPLAN. Eigene Darstellung