

**Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die
Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung**

Dissertation

**zur Erlangung des akademischen Grades
Doktoringenieur (Dr.-Ing.)**

**vorgelegt der Fakultät für Elektrotechnik und
Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau**

**von Dipl.-Ing. Michael Agsten
geboren am 28. Juli 1979 in Erfurt**

vorgelegt am: 02. Mai 2011

**Gutachter: 1. Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
2. Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew A. Styczynski
3. Prof. Dr.-Ing. habil. Thomas Rauschenbach**

Verteidigung am: 10. Oktober 2011

urn:nbn:de:gbv:ilm1-2011000321

Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Arbeit ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Der vorliegende Dissertationstext hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.

Weitere Personen waren an der inhaltlich-materiellen Erstellung der vorliegenden Arbeit nicht beteiligt. Insbesondere habe ich hierfür nicht die entgeltliche Hilfe von Vermittlungs- bzw. Beratungsdiensten (Promotionsberater oder anderer Personen) in Anspruch genommen. Niemand hat von mir unmittelbar oder mittelbar geldwerte Leistungen für Arbeiten erhalten, die im Zusammenhang mit dem Inhalte der vorgelegten Dissertation stehen.

Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder ähnlicher Form einer Prüfungsbehörde vorgelegt.

Ich bin darauf hingewiesen worden, dass die Unrichtigkeit der vorstehenden Erklärung als Täuschungsversuch angesehen wird und den erfolglosen Abbruch des Promotionsverfahrens zu Folge hat.

Erfurt, den 01. Mai 2011

Michael Agsten

Abstract

This work summarizes findings obtained by controlled charging of Electric Vehicles (EVs) regarding volatile wind power generation. Based on the state of the art of the negotiation of the charging process between the EV and the charging point two approaches will be explained. The Wind-2-Vehicle method (W2V) is an example for using controlled EV charging in order to create a renewable supply following demand by optimizing the energy supply quota wind in each charging process. The Local Load Management (LLM) method is an example of using information from distribution grids to limit the charging power of EVs over time. In this work, two case studies are carried out to quantify the controlled/uncontrolled charging of EVs and their impact on electric power systems. The first case study describes charging of fifty EVs by a reduced W2V approach. The charging process has been analyzed from different point of views. Controlled/Uncontrolled charging results in peak demand (of EV fleets), due to synchronized charging. This may result in violation of preassigned operation limits. The utilization of the developed LLM method in the second case study shows that a small reduction of the achievable W2V quality results in an improved charging performance for small as well as large fleets. Therefore applying LLM can avoid violations of operation limits.

Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit fasst Erkenntnisse zum gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen (EVs) bei volatiler Windeinspeisung zusammen. Ausgehend vom Stand der Technik zur gesteuerten Ladung von EVs werden auf Grundlage sich in Entwicklung befindlicher Verfahren zum Austausch von Informationen zwischen EV und Ladepunkt zur Aushandlung von Ladevorgängen zwei Betriebsverfahren gezeigt. Das Wind-2-Vehicle-Verfahren (W2V) ist ein Beispiel für die Nutzung gesteuerten Ladens von EVs, um einen regenerativer Einspeisung folgenden Bedarf zu realisieren. Jeder Ladevorgang wird in seinem Ladefenster so optimiert, dass seine energetische Bereitstellungsquote Wind maximal ist. Das Lokale Lastmanagement (LLM) ist ein Beispiel, um Informationen aus dem Verteilnetz zu nutzen, um die Ladeleistung von EVs zeitlich zu begrenzen. Im Rahmen dieser Arbeit sind zwei Fallstudien durchgeführt worden, um die gesteuerte/ungesteuerte Ladung von EVs und deren Auswirkungen auf elektrische Energiesysteme quantifizieren zu können. In der Fallstudie 1 werden fünfzig EVs durch einen reduzierten W2V-Ansatz windorientiert gesteuert. Die in dieser Fallstudie ermittelten Ladevorgänge werden aus unterschiedlichen Gesichtspunkten in Simulationen analysiert. Gesteuertes/Ungesteuertes Laden führt zu konzentrierten Leistungsspitzen der EV-Flottenlast durch gleichzeitige Ladevorgänge. In Fallstudie 2 wird anhand von Zeitreihensimulationen nachgewiesen, dass gesteuertes/ungesteuertes Laden zu Verletzungen betrieblich festgelegter Grenzwerte in Verteilnetzen führen kann. Die Anwendung des entwickelten LLM Verfahrens zeigt, dass bei geringer Reduktion der erzielbaren W2V-Güte große und kleine Flotten gesteuert geladen werden können, ohne dass weiterhin betrieblich festgelegte Grenzwerte verletzt werden.

Inhaltsverzeichnis

Begriffsverzeichnis	5
Formelzeichen	6
1 Einleitung und Motivation.....	7
2 Stand der Technik und Zielsetzung der Arbeit	9
2.1 Elektrische Energieversorgung	9
2.1.1 Erzeugungsmix in Deutschland	9
2.1.2 Netzbetriebsführung	10
2.1.3 Lastmanagement.....	12
2.1.4 Gesteuertes Laden im liberalisierten Umfeld	14
2.1.5 Zusammenfassung.....	14
2.2 Elektrofahrzeuge	15
2.2.1 Ausführungsformen	16
2.2.2 Batterietechnologie.....	17
2.2.3 Ladearten von EVs.....	19
2.2.4 Ladebedarf und zeitliche Verteilung	21
2.2.5 Überlagerung von Ladevorgängen und auftretende Leistungsspitzen	23
2.2.6 Forschungsprojekte Elektromobilität Deutschland.....	24
2.2.7 Zusammenfassung.....	25
2.3 Zielsetzung und Forschungsfragen.....	26
3 Entwurf Betriebsverfahren.....	27
3.1 Steuerungsfunktionen.....	27
3.1.1 Lokales Lastmanagement (LLM).....	28
3.1.2 Wind-2-Vehicle (W2V).....	33
3.2 Berechnungsansatz quasistationärer Ladevorgang	38
3.2.1 Ladearten	39
3.2.2 Ladevorgangsmodell	40
3.3 Zusammenfassung.....	47
4 Fallstudien	48
4.1 Feldversuch Heimladung von Elektroautos.....	48
4.1.1 Hintergrund zur Fallstudie und Methodik.....	48
4.1.2 Versuchsbedingungen	48
4.1.3 Technisches Funktionsprinzip	50

4.1.4	Steuerungslogik.....	52
4.1.5	Datenanalyse Probetrieb.....	52
4.1.6	Lastprofile Elektromobilität mit variablen Ladeleistungen	59
4.1.7	W2V Güte im Feldversuch und Smart Charge Potential	62
4.1.8	W2V Güte großer Flotten	63
4.1.9	Vermeidung Drosselung von EEG Einspeisungen mit EVs.....	67
4.1.10	Zusammenfassung.....	69
4.2	Numerische Analyse zum Einfluss der Ladung von EVs im Verteilnetz.....	71
4.2.1	Hintergrund zur Fallstudie und Methode.....	71
4.2.2	Voruntersuchungen zu kritischen Netzbelastungen	71
4.2.3	Anwendung Betriebsverfahren LLM	77
4.2.4	Szenario 1	80
4.2.5	Szenario 2	87
4.2.6	Robustheit Lokales Lastmanagement	94
4.2.7	Zusammenfassung.....	96
5	Zusammenfassung und Ausblick	97
	Literaturverzeichnis.....	I
A	Anhang	VIII
A.1	Normierung Ladestecker und Kommunikation	VIII
A.2	Einzelnachweise zu Mobilität in Tabellen	XI
A.3	Statistik Fahrzeugbestand PKW und Anzahl Haushalte 2010	XIII
A.4	Referenzverteilnetz	XIV
A.5	Dokumentation Simulationssystem	XXII
A.5.1	Zeitreihensimulation	XXII
A.5.2	Verwendete Programme und Programmierumgebungen	XXIII
A.6	Simulationsergebnisse.....	XXIV
A.6.1	Extremszenario.....	XXIV
A.6.2	Zeitreihenanalyse	XXV

Begriffsverzeichnis

ASB	Autostrombox
BM	Betriebsmittel
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDEW H0-Profil	Standardnormlastprofil für Haushaltskunden des BDEW
CC/CV	Ladeverfahren Konstanter Strom/Konstante Spannung, UI-Verfahren
CIGRE	International Council On Large Electrical Systems
EEG	Kurzform für Erneuerbare-Energien-Gesetz
EV	Electric Vehicle (Elektrisches Fahrzeug)
grünes Laden	Gesteuertes Laden von EVs unter Berücksichtigung regenerativer Einspeiser (regenerativer Erzeugung folgender Bedarf)
HEV	Hybrid Electric Vehicle (Hybrides Elektrisches Fahrzeug)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Device / Intelligentes elektronisches Gerät
LAN	Local Area Network / Lokales Netzwerk / Kommunikationstechnik
LLM	Lokales Lastmanagement
Plug-In	Zeit der manuellen Verbindung zwischen EV und ASB
Plug-Off	Zeit des manuellen LöSENS der Verbindung zwischen EV und ASB
RE	Range Extender (Technologie zur Erzeugung elektrischer Energie on-board für elektrische Fahrzeuge)
PLC	Power Line Communication
<i>sim</i> RTU3	Forschungs- und Entwicklungsplattform Netzleittechnik
Smart Grid	Intelligentes Stromnetz, in dem mit Informations- und Kommunikationstechnik Erzeugung, Verbrauch, Speicherung von Strom und elektrische Betriebsmittel miteinander vernetzt sind und gesteuert werden.
Smart Meter	Intelligenter Stromzähler
Trafo	Abkürzung für Transformator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAN	Wide Area Network / Weitverkehrsnetz / Kommunikationstechnik
W2V	Wind-2-Vehicle / Verfahren zur windgesteuerten Beladung von EVs

Verteilnetz	umgangssprachlich für Verteilernetz
VDE	Verband der Elektrotechnik und Informationstechnik e. V.
Zielnetz 2050	Von der Bundesregierung eingeführter Begriff im Energiekonzept 2010 mit Smart Grid Eigenschaften

Formelzeichen

Allgemeine Notation

A Matrix	a Vektor	a Skalar
------------	------------	------------

Formelzeichen

Bezogene Größen werden gesondert mit [p.u.] ausgewiesen. Die Dezimalpräfixe für SI Einheiten nach DIN 1301 werden verwendet. Alle Variablen können komplex oder real sein.

c	Zielfunktion (gesteuertes Laden)
e_{Batterie}	Energiebedarf zur Ladung der Batterie in kWh
e_{Klima}	Energiebedarf zur Klimatisierung des Fahrzeugs in kWh
i	Strom in [kA]
I_N	Nennstrom in [kA]
k	Zeitindex
$k_{\text{Plug-In}}$	Zeitindex Plug-In
$k_{\text{Plug-Off}}$	Zeitindex Plug-Off
[kT]	Zeit
p_{EV}	Berechnetes Wirkleistungsprofil EV (gesteuertes Laden) in kW
$p_{\text{EV},k}$	Wirkleistung EV zum Zeitpunkt k in kW
$P_{\text{H0},k}$	Wirkleistung Standardhaushaltslast zum Zeitpunkt k in kW
q_{EV}	Berechnetes Blindleistungsprofil EV (gesteuertes Laden) in [kVar]
$q_{\text{EV},k}$	Blindleistung eines EVs zum Zeitpunkt k [kVar]
$q_{\text{H0},k}$	Blindleistung Standardhaushaltslast zum Zeitpunkt k in [kVar]
p.u.	Per Unit
S	Scheinleistung in [MVA]
$S_{\text{max,EV}}$	AC seitige Nennleistung eines EVs in [kVA]
$S_{\text{max,LLM}}$	Nennleistungsprofil am Ladepunkt (vorgegeben durch ein lokales Lastmanagement (LLM)) in [kVA]
T	Zeitschrittintervall (Bsp.: 15min)

1 Einleitung und Motivation

Eine sich abzeichnende Verknappung fossiler Ressourcen, die global gemessene Zunahme des CO₂-Anteils in der Atmosphäre und die damit in Zusammenhang gebrachte kurzfristige Klimaveränderungen nehmen deutlichen Einfluss auf energiepolitische und wirtschaftsstrategische Entwicklungen. Stetig wachsender Energiebedarf sich industrialisierender Schwellen- und Entwicklungsländer wird vor allem durch fossile Ressourcen gedeckt. Es resultiert zwangsläufig ein strukturelles Defizit zwischen Nachfrage und Angebot für fossile Brennstoffe. Die letztjährigen Preisentwicklungen auf den internationalen Rohöl- und Gasmärkten sind ein Beispiel dieses Defizit zu belegen.

Erwartet wird ein Anstieg der weltweiten Anzahl Kraftfahrzeuge von derzeit 1 Milliarde auf über 2,5 Milliarden bis 2030 [1], [2]. Besteht diese Flotte weiterhin aus Diesel und Benzin getriebenen Fahrzeugen, so führt dies zu einer erhöhten Nachfrage nach Erdöl und/oder Substituten wie Erdgas oder Biokraftstoffen. Alternativen werden elektrische Fahrzeuge (EVs) und teilelektrische Fahrzeuge (Hybride/HEVs) sein [1], [3]. Ziel ist es, durch Effizienzsteigerung und Substitution aktueller Antriebstechniken bzw. Rohstoffquellen, die Abhängigkeit von fossilen Ressourcen zu mindern. Zunächst wird das Verbrennungskonzept weiterhin dominant sein, jedoch nach und nach durch elektrische Komponenten ergänzt und/oder ersetzt [1]. Im Jahr 2030 sollen immerhin weltweit 9,5 Millionen EVs bzw. 24,6 Millionen HEVs abgesetzt werden [4]. Im weiteren Verlauf der Arbeit werden EVs und HEVs allgemein zu „EVs“ zusammengefasst.

Der Anteil des motorisierten Individualverkehrs an der Endenergienutzung beträgt in Deutschland derzeit ca. 30% [5]. Verpflichtende internationale Ziele zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes, die Abhängigkeit des Verkehrs von Erdöl, das Potential zur Minderung städtischer Emissionen und Steigerung der Energieproduktivität haben ein politisches, ökologisches, ökonomisches und gesellschaftliches Interesse an EVs erzeugt. Dieses Interesse spiegelt sich in Deutschland in den Bestrebungen der Bundesregierung, Hersteller, Wissenschaft und Forschung auf dem Gebiet der Elektromobilität wider [6]. Grünes Markenimage und Messbarkeit von Nachhaltigkeit sind Wettbewerbsmerkmale geworden. Mit dem Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität [7] ist eine Plattform geschaffen, die den Rahmen für Technologieentwicklung und Markteinführung elektrischer Fahrzeuge in Deutschland bildet [7]. Gesetzte Zielvorgaben für Deutschland sehen den Einsatz von 5 Millionen elektrischen Fahrzeugen im Jahr 2030 vor [6], [7]. Die Verwendung elektrischer Antriebe zeichnet sich durch einen hohen Wirkungsgrad aus, der das Potential zur gesamtwirtschaftlichen Reduktion des Primärenergieverbrauchs birgt [6], [7]. Der Umweltbeitrag ist systemisch zu betrachten. Volkswirtschaften, deren elektrische Energie hauptsächlich aus Kohle produziert wird (Bsp.: heute Deutschland, China und USA) können durch den Einsatz von EVs nicht zwangsläufig verkehrsbedingte CO₂-Emissionen senken [1], da lediglich Erdöl durch Kohle als Primärenergielieferant substituiert wird. Wird der Bedarf durch EVs hingegen durch CO₂-arme Elektrizitätsquellen (Solar, Wasser oder Wind) gedeckt, so kann tatsächlich ein positiver Effekt entstehen. Fraglich bleibt dabei, wie groß der Bedarf an elektrischer Energie durch EVs sein wird und ob es möglich ist, diesen mit volatiler Einspeisung aus Photovoltaik und Wind zu decken.

Die effiziente Nutzung eingesetzter Ressourcen ist nicht begrenzt auf EVs. Diese ist Teil eines größeren Rahmens der europäischen Energiepolitik, den die Europäische Union bereits 2006 in der Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen 2006/32/EG skizziert hat [8]. Bis 2015 sind auf Basis der ermittelten Endenergienutzung nach der Richtlinie Einsparungen von

9% mittels Energiedienstleistungen und Effizienzmaßnahmen in allen EU Staaten zu erreichen [8]. Die Richtlinie fordert, dass private Verbraucher mit detaillierten Informationen über ihren Energieverbrauch versorgt werden. Die beschriebenen europäischen Vorgaben sind auf Bundesebene im Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan [9], dem Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) [10] und im 2010 vorgestellten Energiekonzept reflektiert [11]. Im Energiekonzept wird das *Zielnetz 2050* (beschreibt weitgehend ein *Smart Grid* [12]) skizziert. Es enthält u.a. *Smart Metering* als eine Basistechnologie zur Kundenbeeinflussung mit lastvariablen Tarifen. Echtzeitinformationen des Energiesystems dienen dabei als Entscheidungsgrundlage [11].

Ein zentrales Element der Laststeuerung im *Zielnetz 2050* betrifft auch die Netzintegration von EVs unter ökologischen Gesichtspunkten [11]. Die Flottenlast von fünf Millionen EVs 2030 in Deutschland [7] führt zu einem erhöhten elektrischen Energiebedarf, der durch den zukünftigen Kraftwerkspark gedeckt wird. Die Fragestellung des ökologischen Nutzens orientiert sich am Einspeisemix und dem Anteil *grünen Stroms* (implizit CO₂-Anteil bzw. Anteil regenerativ erzeugten Stroms je kWh). Elektromobilität wird als 100%iger Nutzer erneuerbarer Energien forciert [11]. Wie *grün* elektrischer Strom zur Beladung von EVs ist, kann zukünftig Grundlage der Steuerpolitik werden, wenn es darum geht EVs zu besteuern und ist ein Maß für die Umweltfreundlichkeit von EVs [11]. EVs werden mit Ladeleistungen zwischen 3,6 kVA (Wechselstrom einphasig, 16A) und 43 kVA (Drehstrom, 63A) laden können [13], [14]. Es wird erwartet, dass vorhandene Netzinfrastrukturen nur begrenzt größere Flotten versorgen können. Mit intelligenten Ladeinfrastrukturen wird es unter anderem möglich sein, preisminimal, ökologisch und/oder netzorientiert zu laden [7], [15]. Im liberalisierten Energiemarkt sind die Abläufe der Vermarktung elektrischer Energie hinreichend bekannt und es existieren Ansätze die Ladung von EVs mit zeitvariablen Tarifen zu beeinflussen [15], [16]. Die Forderung, *grünes Laden* zu ermöglichen, kann durch zertifizierten *Grünstrom* abgesichert werden, siehe dazu im Detail [17]. Alternativ oder in Ergänzung können EVs gezielt zu Zeiten geladen werden, zu denen der Anteil regenerativer Erzeugung an der Gesamteinspeisung maximal ist. Die Zuordnung *grünen Ladens* erfolgt dann anhand erzielter energetischer Bereitstellungsquoten regenerativer Erzeuger im Ladefenster [15]. Die in dieser Arbeit dazu vorgestellten Verfahren Wind-2-Vehicle (W2V) und Lokales Lastmanagement (LLM) sind entwickelte Methoden auf den Gebieten ökologischen und netzverträglichen Lademanagements von EVs, um einen regenerativer Erzeugung folgenden Bedarf durch EVs zu schaffen. W2V und LLM sind Methoden, die im Rahmen von Forschungsprojekten mit realen Fahrzeugen erprobt werden.

In der vorliegenden Arbeit wird in Kapitel 2 der bis April 2011 erfasste technische Stand zur elektrischen Energieversorgung in Deutschland und Entwicklungen auf dem Gebiet der Elektromobilität vorgestellt. Die Betriebsverfahren W2V, LLM und ein mathematisches Modell zur Berechnung von gesteuerten Ladevorgängen von EVs werden in Kapitel 3 erklärt. In Kapitel 4 werden zwei Fallstudien zum gesteuerten Laden gezeigt. Ein im Rahmen dieser Arbeit durchgeführter Feldversuch zur windgesteuerten Ladung von 50 Elektrofahrzeugen bildet Fallstudie eins, in der ein reduzierter W2V Ansatz erprobt werden konnte. Ausgehend von den im Feldversuch erfassten Ladevorgängen folgen Simulationen zur Abschätzung von Lastprofilen großer und kleiner Flotten bei Anwendung von W2V und ungesteuerten Ladens. In Fallstudie zwei werden Zeitreihensimulationen gezeigt, in denen ungesteuertes und gesteuertes Laden von EVs in einem Referenzverteilnetz angewendet werden, um den Einfluss auf die Verteilnetzbetriebsführung abzuleiten. Die Arbeit schließt im Kapitel 5 mit einer Zusammenfassung und gibt einen Ausblick auf weiterführende Arbeiten zum gesteuerten Laden von EVs.

2 Stand der Technik und Zielsetzung der Arbeit

Die Nutzung von EVs soll einen Beitrag zum Umweltschutz leisten, indem EVs durch gesteuertes Laden vorwiegend mit regenerativ erzeugtem Strom (*grünen Strom*) versorgt werden und ein regenerativer Einspeisung folgender Bedarf erzeugt wird. Die zusätzliche, vorwiegend in Verteilnetzen auftretende Last der elektrischen Ladung von EVs, ist unter Berücksichtigung des Netzbetriebs zu untersuchen. Die voneinander entkoppelten Gebiete elektrische Energieversorgung und Elektromobilität haben Entwicklungsstände erreicht, die mit Blick auf Wechselwirkungen analysiert werden.

2.1 Elektrische Energieversorgung

2.1.1 Erzeugungsmix in Deutschland

In Deutschland deckten im Jahr 2009 Großkraftwerke den stetigen Grundlastbereich. Genutzte Primärenergieträger waren Kohle und Uran. Größere Lastwechsel sind für Grundlastkraftwerke nicht vorgesehen, da diese dann unwirtschaftlich betrieben werden [18], [19]. Leichter anzufahrende Kraftwerke tragen zur Mittellastdeckung bei. Für kurze Spitzenlasten werden Gasturbinen und Pumpspeicherkraftwerke verwendet. Letztere wirken ausgleichend, indem sie zu lastschwachen Zeiten eingespeicherte Energie zu Spitzenlastzeiten rückspeisen [18], [20]. Spitzenlastkraftwerke zeichnen sich durch hohe Betriebskosten aus. Ihnen gemein ist die Fähigkeit, innerhalb kürzester Zeit maximale Leistung bereitstellen zu können. Dem gegenüber hat die Förderung regenerativer Energien zu einem steten Ausbau dezentraler, nur eingeschränkt regelbarer, Einspeiser geführt [18]. Deren Anteil regenerativer Erzeugung an der Bruttostromerzeugung betrug 2009 16,1% (Bild 2.1) [5], [21]. Der Ausbau regenerativer Einspeiser und Substitution alter Kraftwerke haben in Deutschland eine hohe Priorität, insbesondere vor dem Hintergrund den Anteil regenerativer Energien am Bruttostromverbrauch kontinuierlich auf 50% im Jahr 2030 und 80% im Jahr 2050 zu erhöhen [11].

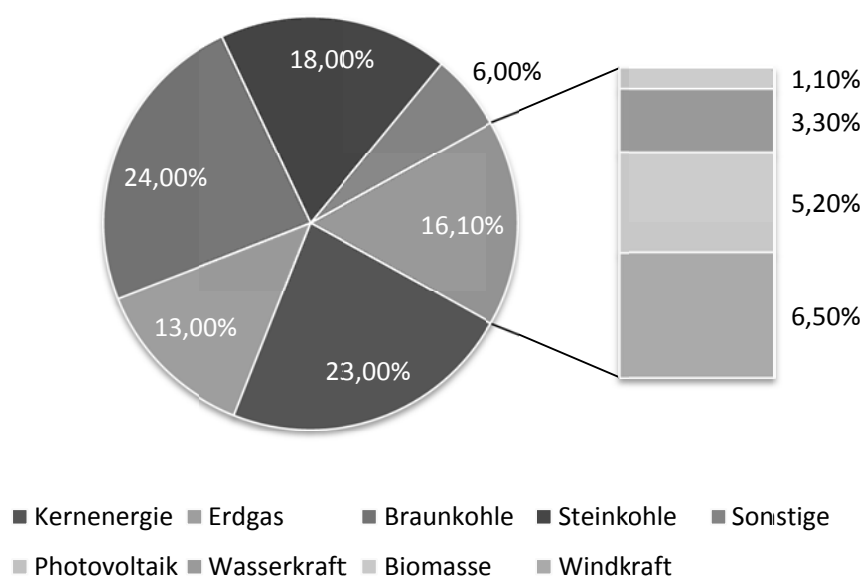


Bild 2.1: Erzeugungsmix bezogen auf die Energiemenge in Deutschland 2009 [5]

2.1.2 Netzbetriebsführung

Die vom Gesetzgeber vorgeschriebene Entflechtung in der Energiewirtschaft trennt Erzeugung, Transport und Verteilung [19], [20]. Wahrgenommen werden die Rollen durch verschiedene unternehmerische Einrichtungen. Hoheit über einen stabilen Systembetrieb haben Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Ihr Wirkungsgebiet ist zu einer Regelzone zusammengefasst. An sie angeschlossen sind Großkraftwerke, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze, die von Regionalnetzbetreibern (RNB) und Verteilnetzbetreibern (VNB) verwaltet werden [19], [22]. Erneuerbare Energien werden, je nach Größe und Standort, auf allen Netzebenen eingespeist. Physikalisch gesehen stellen sich Leistungsflüsse je nach Einspeise- und Entnahmesituation ein. Diese werden getrieben durch Kunden- und Einspeiseverhalten volatiler Erzeuger (Bsp. Windkraft und Photovoltaik) und dem Einsatz des Kraftwerksparks, der sich aus den Marktbeziehungen ergibt (Bild 2.2).

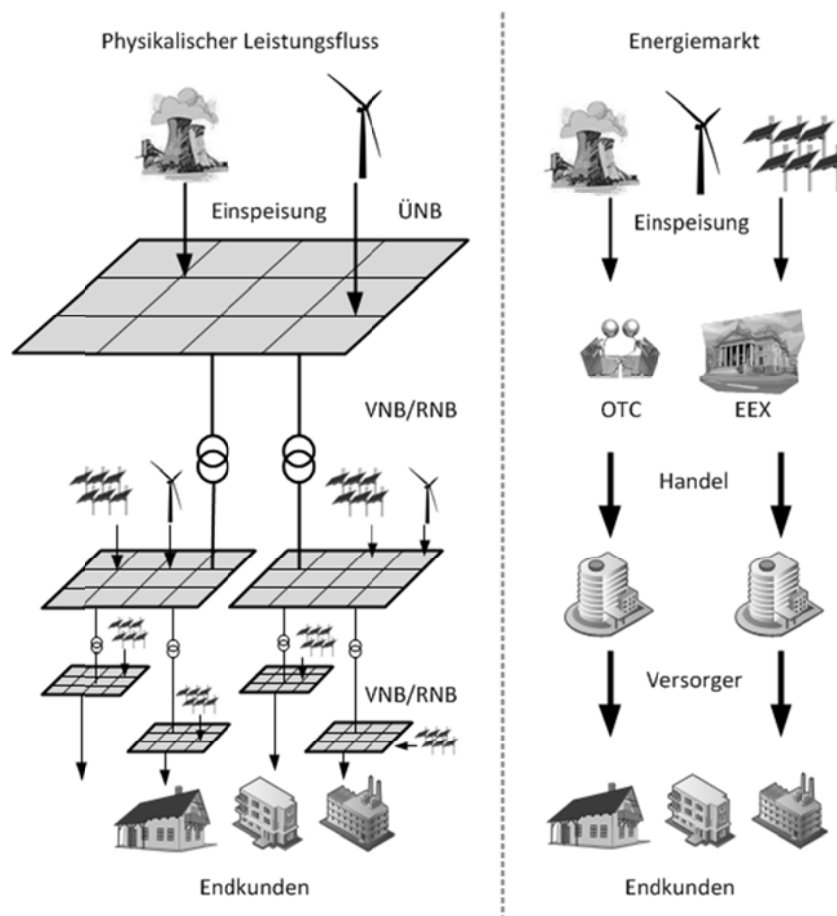


Bild 2.2: Instanzen des elektrischen Energiesystems in Deutschland

Innerhalb einer Regelzone fassen ÜNB in ihrer Rolle als Bilanzkreisverantwortliche ihnen vertraglich zugeordnete Einspeisungen und Entnahmen verschiedener Kunden in Bilanzkreisen zusammen. Die bilanzielle Erfassung von Einspeisungen und Entnahmen ist ein virtuelles Konstrukt. Es ist zu jedem Abrechnungsintervall sicherzustellen, dass ein Bilanzkreis zu Null ausgeglichen ist [19], [23]. Die resultierenden Lastprognosen und Fahrpläne der Kraftwerksbetreiber werden einen Tag im Voraus übermittelt und gehen direkt in die Netzsicherheitsrechnung der ÜNB ein. Mit der Netzsicherheitsrechnung wird geprüft, ob alle Netzbedingungen für einen stabilen und sicheren Betrieb eingehalten werden [19].

Der Netzzustand der Hoch- und Höchstspannungsebenen wird mit messbaren Daten in Schaltanlagen ermittelt. Durch Zustandsschätzung werden fehlerhafte Messwerte ermittelt und für eine nachgelagerte Leistungsflussrechnung korrigiert [19]. Alle für den Echtzeitbetrieb erforderlichen Grundkomponenten nach [19] sind in Bild 2.3 dargestellt. Die berechneten Ergebnisse fließen wiederum in nachgelagerte Steuer- und Regelkreise der Netzbetriebsführung ein, der online Rechnung. Da elektrische Energie nicht in großen Mengen speicherbar ist, sind Nachfrage und Erzeugung zu jedem Zeitpunkt in Ausgleich zu halten. Aufgrund von Prognoseungenauigkeiten bzw. nicht geplanten Abweichungen der Entnahmen/Einspeisungen können Bilanzkreisabweichungen entstehen, die durch Ausgleichsenergie zu Null reduziert werden. Jeder Bilanzkreisverantwortliche bezieht diese Energie vom Bilanzkreiskoordinator, dem Betreiber einer Regelzone [23].

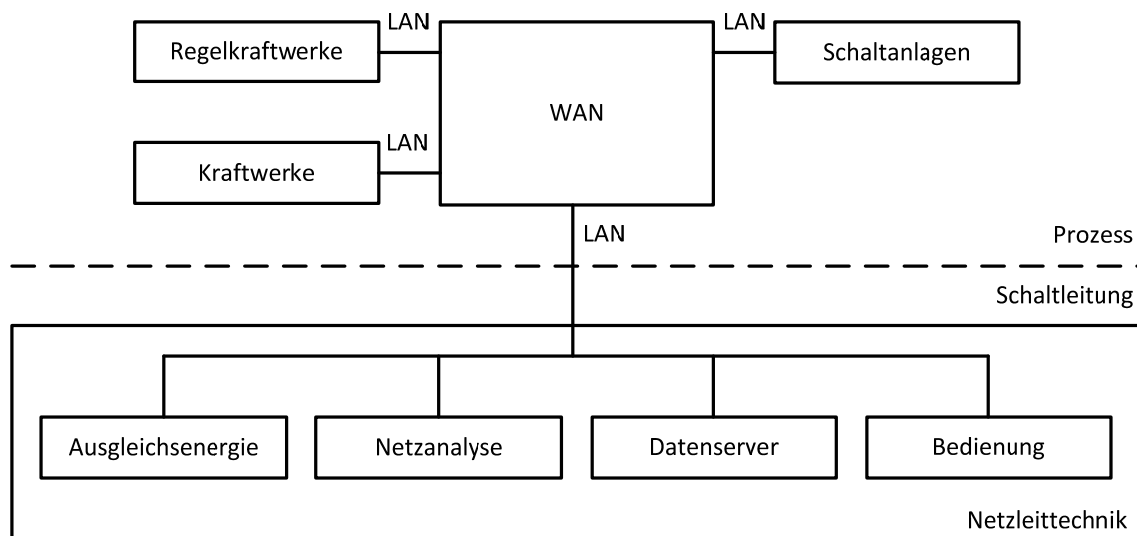


Bild 2.3: Prinzip Netzbetriebsführung von Übertragungsnetzen [19]

Einspeisungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) werden in Deutschland durch die ÜNB veredelt und horizontal untereinander ausgeglichen, mit dem Ziel, deutschlandweit eine gleichmäßige EEG Versorgung zu erreichen (§36 Abs. 1-3 EEG) [24]. Seit dem 01.01.2010, mit Inkrafttreten der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) vom 17.07.2009, sind die Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr verpflichtet, Strom an ihnen nachgelagerte Elektrizitätsunternehmen durchzuleiten [25]. Diese sind hingegen nicht mehr verpflichtet, diesen abzunehmen. Stattdessen sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, EEG Strom im vor- bzw. untertägigen Spotmarkt einer Strombörse zu veräußern [25]. In dieser Rolle wird ein Übertragungsnetzbetreiber zum Händler [23], [25]. Damit Netzbetreiber EEG-Strom an der Börse veräußern können, muss dieser zu börsengerechten Produkten veredelt werden, indem prognostiziertes volatiles Verhalten ausgeglichen wird. Die Netzbetreiber können nach §13 EnWG Abs. 1 netz- und marktbezogene Maßnahmen vornehmen, um einen störungsfreien Betrieb zu gewährleisten. Dazu gehören ab- und zuschaltbare Lasten. Nach §13 EnWG Abs. 2 sind alle Netzbetreiber verpflichtet, alle Stromeinspeisungen, -transite und -abnahmen den Anforderungen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs anzupassen [26]. Maßnahmen nach §13 EnWG Abs. 1 und 2, die EEG Anlagen betreffen, sind nach §11 EEG übergangsweise zulässig und führen im Rahmen des §9 EEG zur Pflicht der Netzbetreiber, ihre Netzkapazität anzupassen [24].

Damit motiviert sich der Einsatz von EVs als steuerbare Last nach §13 EnWG Abs. 1, um Drosselung von EEG Anlagen nach §11 EEG zu vermeiden [24], [26].

Netze, die vorwiegend der Verteilung elektrischer Energie dienen, sind von eigenständig bilanzierenden Gesellschaften zu betreiben. Diese Aufgabe übernehmen Verteilnetzbetreiber (VNB). Typische Verteilnetze in Deutschland erstrecken sich von der 110-kV-Ebene bis zur Niederspannungsebene. Verteilnetze werden, ähnlich den Übertragungsnetzen, durch die gleiche leittechnische Technologieplattform geführt. Sie sind bis zu den Umspannstationen zur Mittelspannung vollautomatisiert [18]. Zentral bekannt in der Schaltung sind für gewöhnlich nur die Einspeisungen in der Mittelspannung und das Spannungsniveau der Sammelschienen im Umspannwerk. Relevante Größen entlang der Abzweige sind unbekannt. Im Einzelfall sind diese teilüberwacht und zentral steuerbar. Ein Großteil der Verteilnetze ist nicht überwacht und es kann nur auf Basis weniger Daten eine Zustandsschätzung erfolgen. Damit ist eine online Überwachung nur sehr eingegrenzt realisierbar. Die zumeist als Strahl oder Ring betriebenen Verteilnetze [19] sind ursprünglich während der Planungsphase so entworfen worden, dass Spannungshaltung und zulässige Betriebsmittelauslastung gewährleistet sind, solange Einspeiser und Lasten ihre Planungswerte nicht verletzen. Die Prüfung dieser Kriterien erfolgt durch die Zentrale teilweise online, jedoch für den größten Teil offline [18], [19].

Ungesteuert stellen EVs einen zusätzlichen Bedarf mit potentiell hohen Ladeleistungen im Verteilnetz dar. Bisherige Untersuchungen zeigen bereits eine zusätzliche zur Abendspitze kohärente potentiell grenzwertverletzende Leistungsspitze [6], [27], [28]. Eine *grüne Beladung* von EVs durch eine dem Angebot regenerativer Einspeisung folgenden Ladung zielt auf eine beidseitig optimierte Gesamtsituation [29]. Die grundsätzlichen Fragestellungen liegen im Bedarf zur Überwachung von Verteilnetzen und der durch EVs realisierbaren Leistungen und Energiemengen zur Erreichung der beschriebenen Ziele.

2.1.3 Lastmanagement

Durch Lastmanagement sollen Kundenlasten gezielt beeinflusst werden [30], [31]. Ziele können preisoptimale Versorgung mit elektrischer Energie [32] und/oder netzentlastendes Verbraucherverhalten sein. Zur Anwendung kommen direkte und/oder indirekte Verfahren. In dem folgenden Abschnitt wird kurz auf den Unterschied zwischen den Wirkungsweisen beider Verfahren eingegangen. Eine detaillierte Übersicht zum Lastmanagement liefert Referenz [30], grundlegende Ansätze Referenz [31].

Indirektes Lastmanagement

Der Nutzer verändert seinen Bedarf (ΔE) in Abhängigkeit von der Veränderung des Preises für elektrische Energie ΔC (Bild 2.4). Private Kundenlast wird stark getrieben durch tagtägliche Bedürfnisse und Gewohnheiten im Haushaltsbereich. Exogene Größen sind vor allem Wetter und Lichteinstrahlung [33], die direkt auf den Stromverbrauch rückkoppeln. Das Lastverlagerungspotential privater Verbraucher in Abhängigkeit von Preisen erstreckt sich dabei hauptsächlich auf Verbraucher, die keinen starken Einfluss auf zeitvariable Grundbedürfnisse der Kunden nehmen (Waschmaschine/Trockner, Lebensmittelaufbewahrung und Klimatisierung) [30]. Die grundlegenden Prinzipien zeitvariabler Tarife zeigt Tabelle 2.1. In Ergänzung seien lastvariable Tarife genannt, die bei höherer Leistungsaufnahme zu höheren Preisen führen und spitzenlastdämpfend wirken sollen.

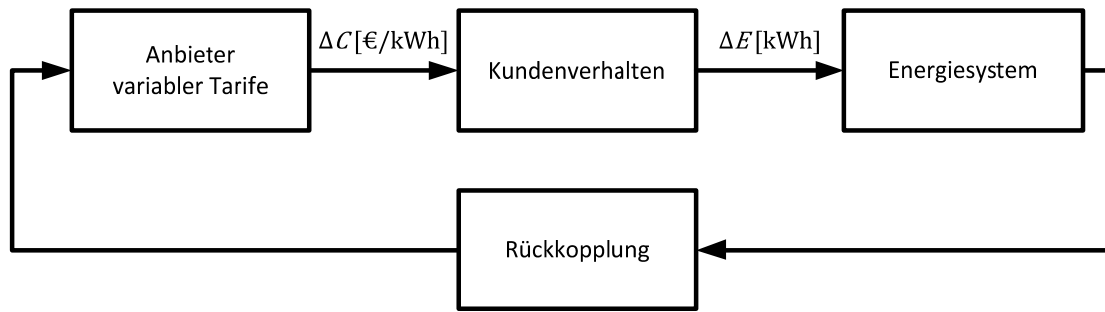


Bild 2.4: Grundprinzip variabler Tarife für Demand Response

Tabelle 2.1: Zeitvariable Tarife [34], [35]

Stromtarif	Merkmale
TOU	Time of Use Preise, die für spezifische Zeitperioden festgesetzt sind und sich nicht mehr als zwei Mal je Jahr ändern.
CPP	Critical Peak Pricing Kunden erhalten Rabattierung für Strom, wenn sie während Spitzenlastzeiten ihren Bedarf reduzieren.
RTP	Real Time Pricing Preise für elektrische Energie werden den Kunden vorab mitgeteilt (mit beliebigen Horizont und Auflösung). Die Preise können sich stündlich ändern.

Um Kunden variable Tarife für indirektes Lastmanagement anbieten und diese abrechnen zu können, werden *Smart Meter* forciert. Dies sind intelligente Zähler, die neben hochauflösender Messung des Energieverbrauchs weitere Funktionen enthalten können. Dazu gehören unter anderem Fernauslesbarkeit, Erfassung und Speicherung von Lastgängen, bidirektionale Datenübertragung [11], [36].

Direktes Lastmanagement

Direktes Lastmanagement lässt sich unterscheiden in direkte Laststeuerung, unterbrechbare Lasten und Notfallprogramme [37], [38]. Anreize für Kunden an einem direkten Lastmanagement teilzunehmen können wirtschaftliche Faktoren, wie dauerhaft reduzierte Strompreise, Bonuszahlungen und weiche Faktoren, wie z.B. die Gewissheit durch Lastmanagement einen Beitrag zur Umweltentlastung zu liefern, sein. Ferngesteuerte Lasten werden ein- bzw. ausgeschaltet. Beispiele hierfür sind Nachtspeicherheizungen, Klimaanlage bzw. Warmwasserspeicher [37], [38], die über Rundsteuersignale angesprochen werden. Demgegenüber stehen unterbrechbare Lasten, die im Falle einer kritischen Systemsituation durch den Netzbetreiber in Form eines Lastabwurfes genutzt werden können. Per se sind diese Lasten nicht gesteuert, nur im Sonderfall wird Gebrauch von dieser Art des Lastmanagements gemacht. Die Bereitschaft abschaltbare Last zur Verfügung zu stellen kann über Bonuszahlungen und/oder preiswertere Strombezugskosten stimuliert werden. Notfallprogramme bilden im Falle fehlender Kraftwerkskapazität einen Freiheitsgrad. Vergütet werden nachgewiesene Lastreduktionen und nicht die Vorhaltung von Kapazitäten. Nichterfüllung von Lastreduktion nach Abruf wird pönalisiert [30].

2.1.4 Gesteuertes Laden im liberalisierten Umfeld

Die Geschäftsfelder Erzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb elektrischer Energie werden markttechnisch über ein komplexes Vertragswerk miteinander verknüpft. Der Letztverbraucher benötigt Verträge zum Netzanschluss als Anschlussnehmer, Netznutzung als Anschlussnutzer, Messung und Stromlieferung [19], [39].

EVs können öffentlich und/oder nichtöffentlich an dedizierten Ladestationen beladen werden [29], [40]. Dabei kann der Eigentümer einer Ladestation jeweils die Rolle des Anschlussnehmers und/oder Anschlussnutzers einnehmen [39]. Er vereint in sich einen Netz- und Vertriebskunden, mit dediziertem Interesse eines für ihn optimalen Ladevorgangs. Preisminimales oder *grünes Laden* wird durch Vertriebsstrategien umgesetzt. Dabei kann ein Zielkonflikt mit den Interessen des Netzbetreibers entstehen. Lokale Konzentrationen von EVs, die eventuell zeitsynchron durch Steuerung geladen werden, erzeugen eine Last mit hoher Gleichzeitigkeit, die zu einer erhöhten Belastungssituation des Netzes führen kann [14], [27]. Der Konflikt systembedingt ambivalenter Zielstellungen ist durch geeignete Verfahren aufzulösen [39]. Hierzu wird zum Beispiel in Referenz [39] ein Marktmodell vorgeschlagen, das verfügbare Kapazitäten in einem Netzgebiet vermarktet. Lieferanten sollen freie Netzkapazitäten erwerben bzw. untereinander handeln können.

2.1.5 Zusammenfassung

Der Bedarf, die Ladung von EVs zu steuern, ergibt sich aus dem Anspruch *grünes Laden* zu ermöglichen und/oder vorhandene Verteilnetze ohne zusätzlichen Netzausbau weiter zu betreiben. Die Trennung von Lieferung und Übertragung elektrischer Energie betrifft die Umsetzung gesteuerten Ladens und kann zu ambivalenten Interessenslagen zwischen den Kunden versorgende Instanzen führen. Ansätze zur Integration von EVs beschreiben variable Tarife für die Energiebereitstellung und handelbare Netzkapazitäten. Sowohl der beschriebene Ansatz als auch in der Zielstellung äquivalent wirkende variable Netzentgelte in Abhängigkeit des Auslastungsgrads der Netzinfrastruktur sind im aktuellen regulierungstechnischen Umfeld nicht umsetzbar (siehe dazu auch Referenz [41]). Es stellt sich die Frage nach alternativen Ansätzen, mit denen Netzbetreiber befähigt werden, trotz/mit gesteuerten Ladens von EVs, einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Der hier erarbeitete Stand zur der Ladung von EVs und Steuerbedarf ist in den folgenden Thesen zusammengefasst:

- Systemisch führt die elektrische Ladung von EVs nur dann zu einer maximalen CO₂-Minderung des Individualverkehrs, wenn die benötigte Elektrizität durch CO₂-arme Erzeugungseinheiten bereitgestellt wird,
- *Grünes Laden* von EVs soll durch Laden zu Zeiten mit besonders hohem Anteil regenerativer Einspeiser umgesetzt werden und den regenerativer Erzeugung folgenden Bedarf realisieren,
- *Grünes Laden* von EVs kann ein Instrument werden, um diese als gesteuerte Last nach EnWG §13 Abs. 1 so einzusetzen, dass Einspeisemanagement von EEG Anlagen nach §11 Abs. 1 EEG reduziert wird,
- die ungesteuerte/gesteuerte Ladung führt zu EV verursachten Leistungsspitzen, die zu einem netzorientierten Steuerungsbedarf führen können.

Nach Analyse des Stands der Technik leitet sich die Forschungsfrage ab, welchen Einfluss EVs ungesteuert/gesteuert unter Berücksichtigung volatiler regenerativer Einspeisung bei Anwendung

grünen Ladens auf die Verteilnetzbetriebsführung nehmen und mit welchen Verfahren sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden kann, ohne zusätzlichen Netzausbau zu forcieren.

2.2 Elektrofahrzeuge

Elektromobilität beschreibt die Nutzung von EVs für unterschiedliche Verkehrsbedürfnisse. Das inzwischen mehr als 100 Jahre alte Automobil ist zu Beginn seiner Entwicklung sowohl als Verbrenner als auch elektrisch im Einsatz gewesen (z. B. wurde 1898 durch Ferdinand Porsche ein EV mit zwei Radnabenmotoren mit einer elektrischen Antriebsleistung von 4kW entwickelt) [42]. Die damalige Batterietechnologie war nicht genügend leistungsfähig, um mit Verbrennungskonzepten konkurrieren zu können [3]. Gegenüber diesen erwiesen sich lange Batterieladezeiten bei gleichzeitig deutlich kürzerer Reichweite als nachteilig und fanden ihren Einsatz nur noch in Nischenanwendungen [6]. Erst in den letzten Jahren sind durch politischen und ökologischen Druck Fortschritte in der Batterietechnologie und des Antriebstrangs erreicht worden, die den Einsatz von EVs im städtischen Bereich kurzen Überlandbereich erlauben [43].

Der wesentliche Vorteil elektrischer Antriebe ist deren hohe Effizienz. Der durchschnittliche Endenergiebedarf eines fossil betriebenen PKWs wird auf 55 kWh/100km gegenüber einem rein elektrischen Antrieb von 20 kWh/100 km geschätzt. Demnach kann der Endenergiebedarf des motorisierten Individualverkehrs durch Verwendung von Elektromobilen deutlich gesenkt werden [44]. Damit ist in den letzten Jahren in der Öffentlichkeit eine Erwartungshaltung an EVs entstanden, die systemisch betrachtet und in realistische Szenarien überführt werden muss [43]. Dies spiegelt sich vor allem im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität Deutschlands in dem Zielmarken gesetzt sind; eine Million EVs 2020 und fünf Millionen 2030 auf Deutschlands Straßen [7]. Technische Kernthemen der Elektromobilität aus Sicht der Automobilhersteller und Politik sind die Energiespeicher im Fahrzeug, Infrastruktur und Energiequellen [7], [4], [43]. Für die Betrachtung des Einflusses von Elektromobilen auf die Betriebsführung elektrischer Energiesysteme sind zu untersuchen:

- Wechselwirkung zwischen Stromnetz und Energiespeicherung im Fahrzeug [7], [11], [43],
- Technische Ausgestaltung und Klärung der Frage, wo und wie Ladestationen im Netz verteilt sind [11], [43],
- Normung der Schnittstellen zwischen Infrastruktur und Fahrzeug [43],
- Beantwortung der CO₂-Frage hinsichtlich des Kraftwerksparks [43].

Bestrebungen zur Normung der Schnittstellen zwischen Fahrzeug und Infrastruktur sind aktuell bereits in nationale Richtlinien überführt worden [45], [46] (siehe dazu auch die Ausführungen in Anhang A.1).

EVs werden im europäischen Kontext mit 0g CO₂/km betrachtet. Zur Berechnung der Emissionen wird heute die Energiewandlungskette nicht mit einbezogen, da diese durch Emissionshandel abgebildet wird [43]. Weiterhin kann die Zuordnung regenerativ erzeugten Stroms durch Grünstromzertifikate erfolgen (in Europa durch das RECS System, siehe dazu Referenz [17]). Damit ist es physikalisch und zeitlich irrelevant welche Kraftwerke eingesetzt worden sind, um den elektrischen Bedarf zu decken. *Grünes Laden* kann entscheidend werden, wenn die CO₂-Emissionen der Energiewandlungskette während der Ladung zur elektrischen Ladung von EVs als Maß dienen und physikalisch nachgewiesen wird, dass regenerative Einspeisung zur Deckung des Bedarfs verwendet wird.

2.2.1 Ausführungsformen

In parallelen Hybridfahrzeugen unterstützen die elektrischen Komponenten mechanisch gekoppelt den Verbrennungsmotor bei Beschleunigungsvorgängen und speichern Bremsenergie zurück (Rekuperation). Serienhybride und rein elektrische Fahrzeuge zeichnen sich durch einen rein elektrischen Antriebsstrang aus, wobei Serienhybride über eine zusätzliche On-Board-Unit verfügen, die aus einer Primärenergiequelle elektrische Energie zur Verfügung stellt, die sowohl in die Batterie als auch direkt in den Antriebsstrang fließen kann (Bild 2.5) [47]. Weitere Hybride, die sowohl parallele als auch serielle Hybridmerkmale aufweisen, sind kombinierte Hybride [47].

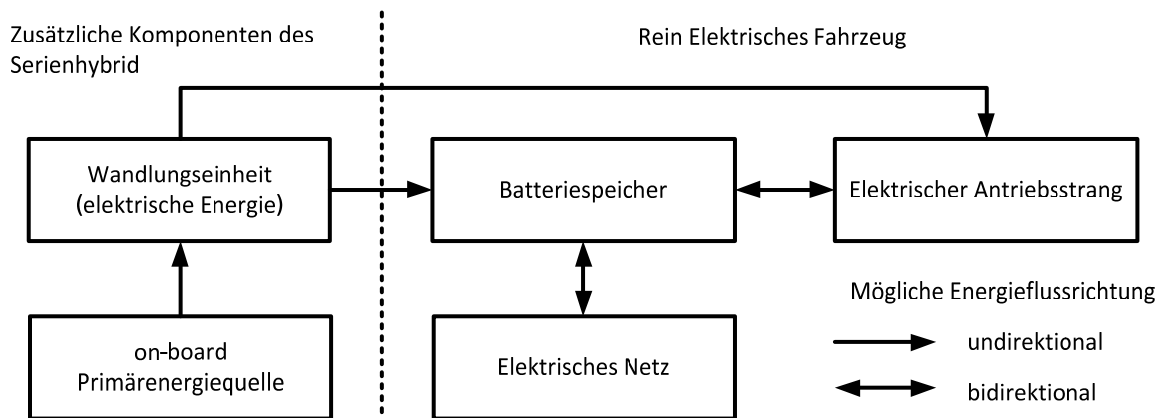


Bild 2.5: Energiefluss Serienhybrid und rein elektrischer Fahrzeuge [47], [48]

Für die angewendete Technologie ist irrelevant welche Art von Primärenergie gewandelt wird, solange sie in die Fahrzeuge integriert werden kann. Dazu gehören kleine Diesel- und Benzinmotoren, die möglichst mit optimaler Drehzahl betrieben werden. Denkbar ist auch der Einsatz von Brennstoffzellen. Es ist zu erwarten, dass in Zukunft Serienhybride und rein elektrische Fahrzeuge konzeptionell Parallelhybriden überlegen sein werden, da diese eine genügend große Batteriekapazität für den rein elektrischen Fahrbetrieb aufweisen und damit größeres Potential haben, umwelt- und wirtschaftspolitische Ziele erfüllen zu können (Verringerung CO₂-Emissionen und Abhängigkeit von Erdöl). Die jeweilig eingesetzten Batterien werden ähnliche Dimensionen aufweisen und am Elektrizitätsnetz geladen. Einen Überblick über einzelne Kenndaten und Verfügbarkeit von EVs gibt Tabelle 2.2 (Stand April 2011).

Tabelle 2.2: Kenndaten ausgewählter EVs [49]

Typ	Batterie	Klasse	Ladezeit	Reichweite	Verfügbarkeit
Citroën C-Zero [50]	Lithium-Ionen 16 kWh	Rein Elektrisch	7 h	144km	ab 2011
Mitsubishi iMiEV [51]	Lithium-Ionen 16 kWh	Rein Elektrisch	7 h	144km	ab 2011
Nissan Leaf [52]	Lithium-Ionen 24 kWh	Rein Elektrisch	30 min bis 16 h	160km	ab 2011
Mini-E [29]	Lithium-Ionen 35 kWh	Rein Elektrisch	5 h	150km	Prototyp

Typ	Batterie	Klasse	Ladezeit	Reichweite	Verfügbarkeit
Opel Ampera [53]	Lithium-Ionen 16 kWh	Kombinierter Hybrid	3 h	elektrisch 60km 500km	ab 2012
Tesla Roadster [54]	Lithium-Ionen 55 kWh	Rein Elektrisch	3,5 h	350km	Verfügbar
Toyota Prius PHY [55]	Lithium-Ionen 5,2 kWh	Serienhybrid	1,5 h	elektrisch 20km 1000km	ab 2012

Aus den Kenngrößen wird abgeleitet, dass heutige und kurzfristig verfügbare EVs zwischen 0,11 kWh/km und 0,26 kWh/km verbrauchen. Eine abschließende und nachhaltig gültige Beurteilung der vielfältigen möglichen Realisierungen kann im Rahmen dieser Arbeit nicht getroffen werden, da alle Technologien sich in Entwicklung befinden und einen hohen Innovationsgrad besitzen, der in den nächsten Jahren zu weitreichenden Änderungen führen kann. Insofern müssen in dieser Arbeit, wenn nötig, valide Annahmen über Verbräuche getroffen werden, die auf den in Tabelle 2.2 vorgestellten Fahrzeugen basieren bzw. wissenschaftlich analysiert wurden.

2.2.2 Batterietechnologie

Benzin und Diesel zeichnen sich durch eine Energiedichte von ca. 12 kWh/kg aus [56]. Dem gegenüber stehen Energiedichten zwischen 0,16 kWh/kg und 0,8 kWh/kg derzeitiger Batterien in mobilen Anwendungen (siehe auch Tabelle 2.3). Notwendig für das Fahren im Straßenverkehr sind hohe Leistungsdichten, zur Ladung möglichst kurze Ladezeiten. Der Temperaturbereich sollte den Umgebungstemperaturen im Einsatz entsprechen, um den Aufwand zur Klimatisierung des Speichers möglichst gering zu halten [57]. Damit stellt Elektromobilität eine Vielzahl von Anforderungen an Energiespeicher. Relevante Größen sind der Temperaturbereich in dem die Speicher betrieben werden können, Lebensdauer in Jahren und Zyklen, spezifische Leistung und Energie bezogen auf das Gewicht. Eine quantitative Übersicht der Anforderungen zeigt Bild 2.6. Das Potential verschiedener Batterietypen hinsichtlich Leistungs- und Energiedichte zeigt Bild 2.7.

Ni-MH und Lithium-Ionen Batterien bieten das größte Potential für den Einsatz in EVs. Mit Kosten von 600 € bis 1000 € pro kWh (Stand April 2011) sind die Batterien teuer und bilden einen hohen Beitrag zu den Systemkosten eines EVs. Dichte und Gewicht limitieren derzeit die Batteriekapazität auf 35-60 kWh. Zukünftige Entwicklungen werden Kosten, spezifisches Volumen und spezifisches Gewicht reduzieren, was zu kleineren Batterien und/oder Reichweitenvergrößerung führt.

Tabelle 2.3: Charakteristik Batterietechnologie für EVs [47]

Merkmal	Pb-PbO ₂	Ni-Cd	Ni-MH	Zn-Br ₂	Na-NiCl	Na-S	Li-Ion
Arbeitsbereich Temperatur °C	0-45	0-50	-40-50	20-40	300-350	300-350	-40-60
Spezifische Energie Wh/kg	161	236	300	430	794	795	275
Energiedichte Wh/l	60-80	60-90	100-150	60-70	110-120	120-130	150-200
Spezifische Leistung W/kg	75-100	120-150	140-200	80-100	150-200	150-200	350-400

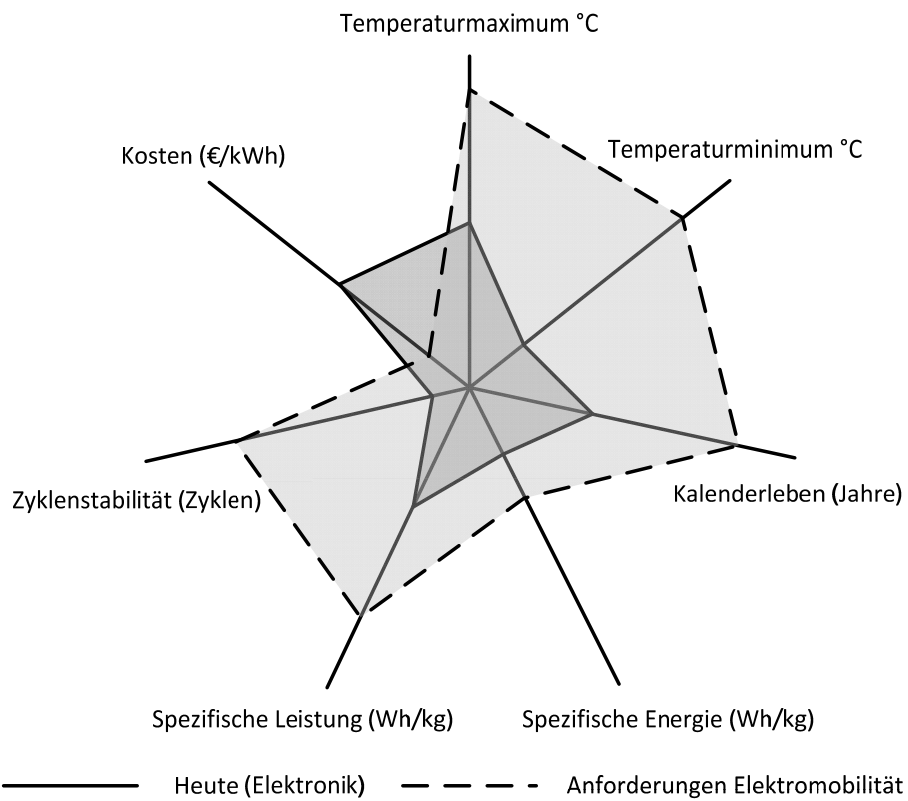


Bild 2.6: Vergleich der Anforderungen an Energiespeichertechnologie nach [58]

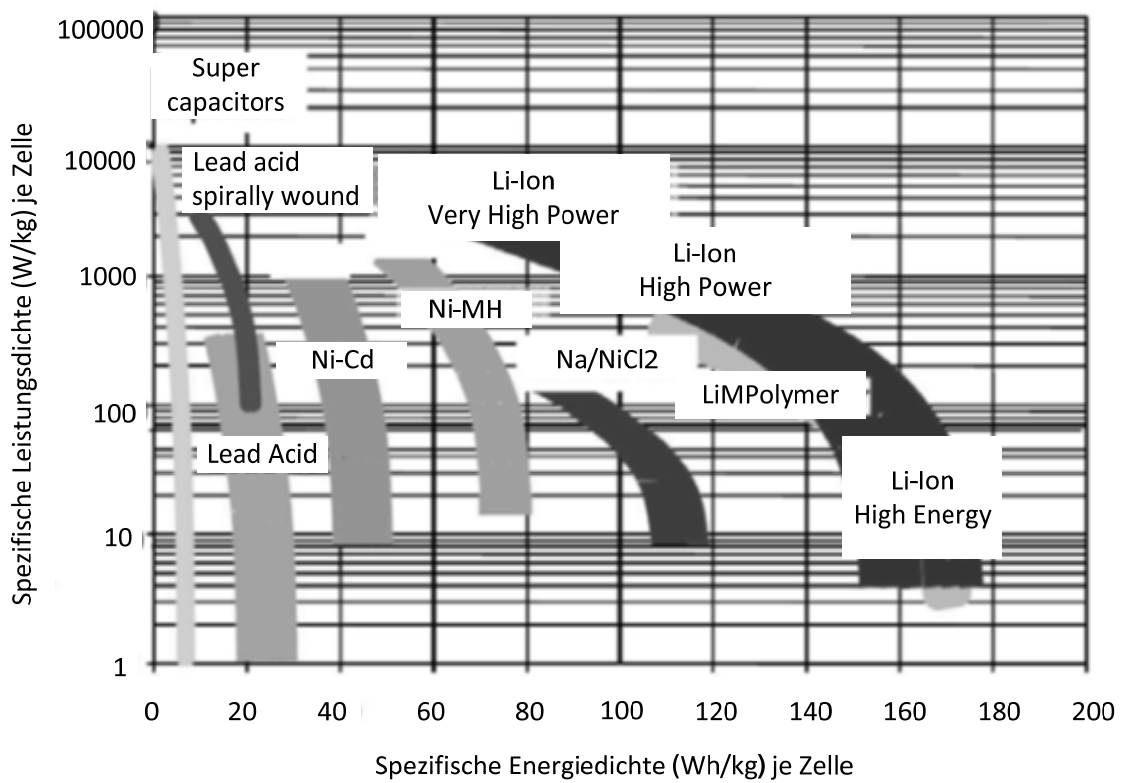


Bild 2.7: Ragone Diagramm von Batterietechnologien [59], [60], [61]

2.2.3 Ladearten von EVs

Ungesteuertes Laden

Eine Übersicht sich in Entwicklung und bereits verabschiedeter Normen zur Ladung von EVs wird im Anhang A.1 gezeigt. In der Norm IEC62196 [62] ist der einfache Ladevorgang von EVs beschrieben. Über den in Bild 2.8 gezeigten Steuerkreis werden grundlegende technische Funktionalitäten zur Ladung umgesetzt [62]. Über das Tastverhältnis des von der Ladestation eingepprägten Rechtecksignals erfolgt die Kodierung des maximalen Ladestroms bzw. Verfügbarkeit digitaler Kommunikation. Mittels des Widerstandnetzwerks und der Diode werden weitere Funktionen umgesetzt mit denen sichergestellt wird, dass ein EV angeschlossen ist. Durch Öffnen und Schließen des Schalters S2 kann das Fahrzeug selber Einfluss auf die Spannung hinter R_1 nehmen. Damit kodiert es für die Ladestation messbar seine Ladebereitschaft bzw. die Notwendigkeit zur Lüftung im Ladebereich in geschlossenen Räumen. Die Norm beschreibt maximale Ladeströme für EVs von bis zu 80A. In dieser Arbeit werden speziell für die Heimladung maximal zulässige Ströme von 32A (Drehstrom, entspricht 22 kVA Ladescheinleistung) angenommen.

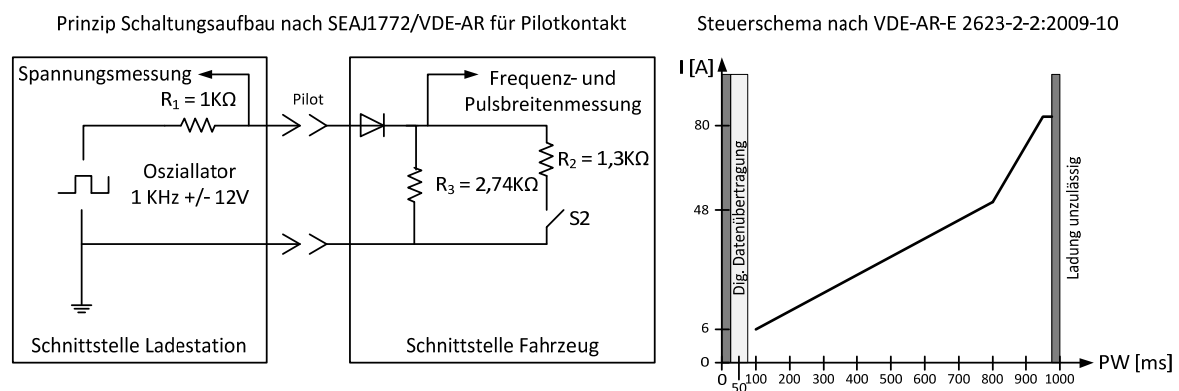


Bild 2.8: Pilotstromkreis und Kodierung des maximalen Ladestromes nach [46], [63]

Die in der Norm IEC62196 [62] entwickelten Lademodi von EVs sind:

- Mode 1: AC Ladung. Keine Nutzung des Pilotkontaktes, begrenzt auf einphasiges Laden 16A/230V (3,6 kVA), Anschluss an die normale Haushaltssteckdose,
- Mode 2: AC Ladung. Nutzung des Pilotkontaktes durch Integration eines Steuergerätes im Kabel und Kommunikation zwischen Fahrzeug und Steuergerät. Erlaubt sind ein- und dreiphasiges Laden (Kodierung des maximalen Stromes mittels Pilotstromkreis),
- Mode 3: AC Ladung. Nutzung des Pilotkontaktes durch die Ladestation und das Fahrzeug (Kodierung des maximalen Stromes oder digitaler Kommunikation mittels Pilotstromkreis),
- Mode 4: DC Laden mit einem off-board DC Ladegerät (Kodierung digitaler Kommunikation mittels Pilotstromkreis).

Die Ladung nach dem zuvor beschriebenen Prinzip beeinflusst lediglich die maximale Höhe des kontinuierlich anliegenden Ladestroms der ungesteuerten Ladung. Abrechnungsdaten bzw. zeitliche Beeinflussung des Ladeprofils durch eine Steuerung müssen extern realisiert werden. Aktuelle Bestrebungen weisen auf die Nutzung von RFID Karten mit denen die Ladesäulen geöffnet werden, um Ladekabel anschließen zu können und abrechnungsrelevante Zuordnungen zu ermöglichen, siehe dazu [64].

Gesteuertes Laden mittels Smart Charge Protocol (SCP)

Der in der Version 0.6 publizierte Vorschlag zur digitalen Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladepunkt durch Daimler/RWE [65] beschreibt informationstechnische Prozesse zur Nutzeridentifikation, Abrechnung und Ladesteuerung. Das Grundprinzip gesteuerten Ladens zeigt Bild 2.9 (eigene Darstellung).

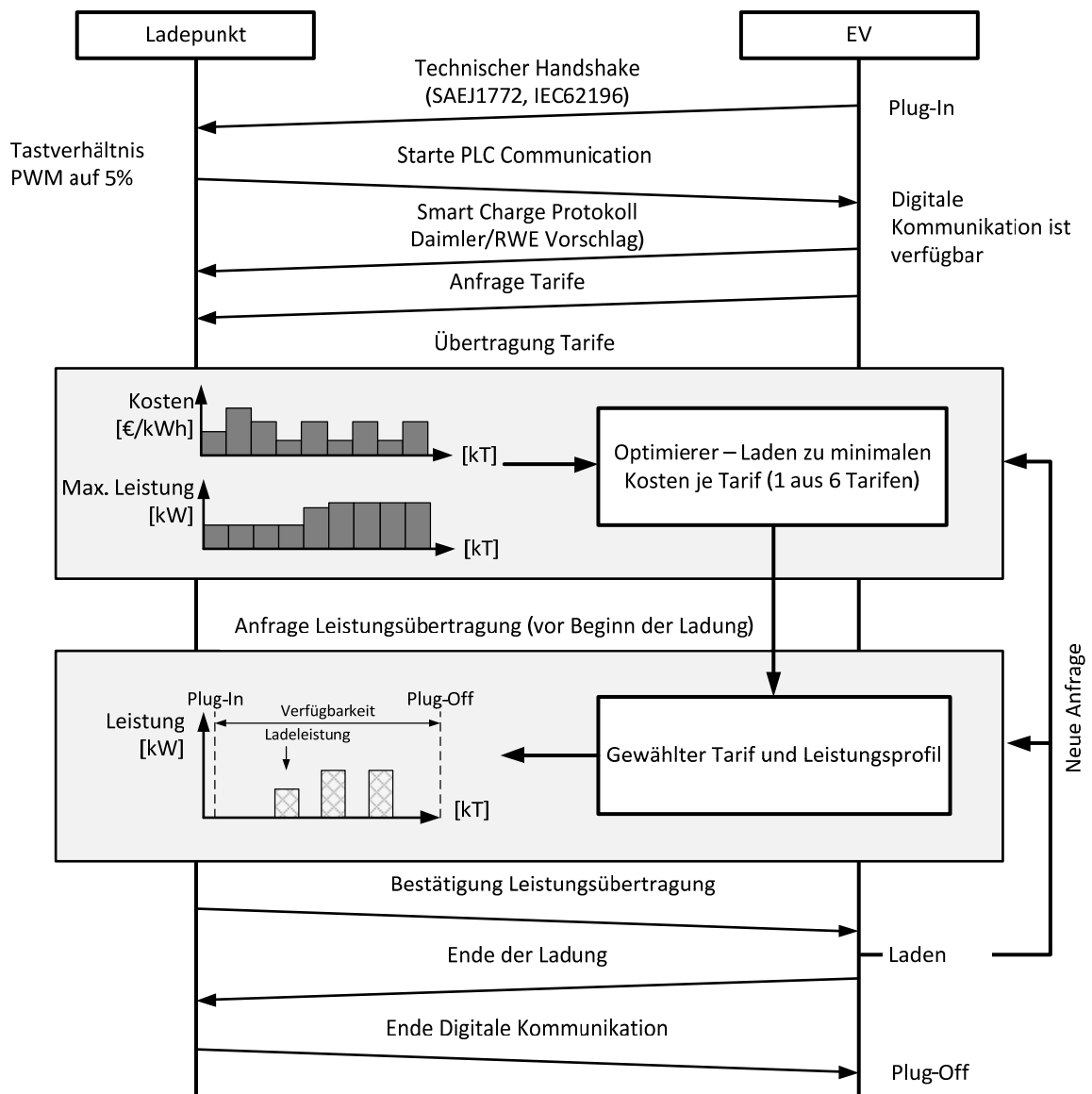


Bild 2.9: Informationsfluss zwischen Ladepunkt und EV nach [28], [65]

Je Ladevorgang werden Zeitreihen übergeben, die als Zielfunktionen für eine Optimierungsprozedur im EV dienen. In dem Entwurf entsprechen die Zielfunktionen Kostenentwicklungen über die Zeit, so dass ein Ladevorgang kostenoptimal gestaltet werden kann. Des Weiteren werden Zeitreihen übergeben, die je Zeitschritt eine maximale Ladeleistung definieren und als einzuhaltende Nebenbedingung zu interpretieren ist. Die vorliegende Protokolldefinition schließt nicht aus, dass eine erneute Anfrage zu den gerade aktuellen Tarifen von Seiten des Fahrzeuges möglich ist bzw. die Ladung unterbrochen wird und ein neuer Tarif gewählt wird. Damit erlaubt die Definition adaptives Laden, gibt jedoch keinen Hinweis, welche Kriterien dazu führen bzw. wie die Akteure dies untereinander signalisieren.

Aus aktueller Sicht ist es schwierig zu beurteilen, welche Funktionalitäten gesteuertes Laden abbildet. Sofern es sich um einen monetär bewertbaren Verhandlungsprozess handelt, ist davon auszugehen, dass einmal verhandelte Ladevorgänge fix sind und nur im Notfall unterbrochen werden dürfen, da nicht gewährleistet bleibt, dass eine Neuverhandlung aus Sicht des zu ladenden EVs/Kunden unschädlich ist. Das vorliegende Prinzip der Aushandlung des Ladevorgangs dient als Vorlage für die Steuerung von Ladevorgängen in Elektromobilitätsprojekten, jedoch mit der Freiheit, den Ladevorgang nicht monetär anhand der Zielfunktion bewerten zu müssen. Stattdessen repräsentiert die Zielfunktion den Anteil regenerativer Energien je Zeitschritt und dient damit zur Signalisierung von *Grünstromphasen*.

Vor dem Hintergrund des in [39] vorgeschlagenen Marktmodells berücksichtigt der vorliegende Smart Charge Ansatz bereits Ergebnisse ausgehandelter verfügbarer Netzkapazität durch Vorgabe zeitlicher Restriktion der Ladeleistung eines EVs und bildet ein Alternativmodell. Während in [39] vorgeschlagen wird, die ermittelte Leistung monetär in einem Marktansatz zu bewerten und mit der Energiekostenfunktion zu einer Kostenfunktion zu vereinheitlichen, kann dieses Verfahren eine strikte Trennung zwischen Vertrieb und Übertragung abbilden. Aufgrund der physikalisch interpretierbaren Restriktion (max. Leistung je Zeitpunkt) ist darüber hinaus gesichert, dass eine tatsächliche Limitierung der Last erfolgt. Deutlicher Vorteil dieses Verfahrens ist die Rückmeldung des Ladeprofils, was eine indirekte Prognose aufgrund historischer Daten durch die Steuerungsinstanzen obsolet macht.

Gesteuertes Laden mit Vehicle-2-Grid Funktionalität (V2G)

Unter V2G wird die Ladung mit Rückspeisefähigkeit von EVs verstanden. Die Fahrzeuge geben bei Bedarf elektrische Leistung an das Netz zurück, um Spitzenlasten zu dämpfen bzw. Regelleistung bereitzustellen [66]. Der größte Effekt von V2G wird bei der Ausregelung fluktuierender Einspeisung erwartet [67]. V2G stellt ein eigenes Forschungsfeld dar, in dem vor allem technologische Aspekte der Batterietechnologie und die Integration in die Systembetriebsführung im Verantwortungsbereich von Netzbetreibern untersucht wird [29], [68]. Das Konzept V2G wird in dieser Arbeit nicht näher betrachtet, da zunächst Fokus auf der gesteuerten Beladung ohne Rückspeisung unter Berücksichtigung volatiler Einspeiser liegt.

Netzanschluss – Realisierungskonzepte Ladepunkte

Die Ladung von EVs kann durch die Verwendung von Elektrizität grundsätzlich überall geschehen, wo eine Versorgungsinfrastruktur vorhanden ist. Unklar bei öffentlich verfügbaren Ladestationen ist die rechtliche Zuordnung der Infrastruktur und des Betreibers [29]. Dem gegenüber stehen Konzepte die Ladung nichtöffentlich zu Hause, am Arbeitsplatz oder als Servicedienstleistung anzubieten bzw. des Batterietauschs nach dem BetterPlace Konzept [69].

2.2.4 Ladebedarf und zeitliche Verteilung

Der zu erwartende Bedarf an Elektrizität durch EVs ist direkt abhängig von der täglichen Wegstrecke. Mangels belastbarer Statistiken zur Nutzung von EVs existieren keine Aussagen, die dediziert auf ein verändertes Nutzungsverhalten durch Verwendung von EVs schließen lassen. Geht man davon aus, dass die Motivation für die Absolvierung einer Strecke sich nicht ändert, können zur Abschätzung des Energiebedarfs die in Deutschland durchgeführten Studien zum Mobilitätsverhalten aus den Jahren 2002 [70] und 2008 [71] verwendet werden.

Vier von fünf Haushalten in Deutschland besitzen mindestens ein Fahrzeug. Ca. 25% aller Haushalte sind mehrfach motorisiert. Je Haushalt ergibt sich eine Quote von ca. 1,1 Fahrzeugen bzw. 0,7 je Erwachsenen. Von den täglich zurückgelegten drei Milliarden Personenkilometern werden ca. 45% mit Kraftfahrzeugen absolviert [70].

Schätzung des Energiebedarfes von EVs

Die in Studien ermittelte Gesamtwegstrecke pro Person und Tag verteilt sich auf 3 bis 4 Einzelwege und beträgt rund 41 km. Innerhalb dieser Größe sind alle Wege über alle Nutzergruppen erfasst. Darunter sind auch Fahrradfahrer, Fußgänger, öffentlicher Nahverkehr, Fahrer und Beifahrer von PKW [71]. Die tägliche Strecke privat genutzter PKW dient der Abschätzung der notwendigen Energiemengen, um mit EVs den täglichen Bedarf an Mobilität zu decken. Auf Basis der Daten aus der Mobilitätsstudie 2008 sind die täglichen Wegelängen für Kraftfahrzeuge (unabhängig vom Nutzer) separiert nach Regionen (Wim Modell [72]) ermittelbar. In Tabelle 2.4 ist die tägliche Kilometerleistung aller Klassen von PKW dargestellt.

Tabelle 2.4: Tägliche Strecke in km aller Fahrzeugtypen [73]

Region (WIM)	Mo.	Di.	Mi.	Do.	Fr.	Sa.	So.	Alle
Metropolen	41,2	34,2	40,8	42,8	51	37,5	58,8	43,8
Großstädte	41,8	43,2	34	45,4	51,5	60,9	64	48,7
Umlandkreise	41,6	42,4	44,2	45,2	54,1	48,2	55,8	47,3
Ländliche Kreise	46,6	42,6	46,7	47,3	53,8	48,7	51,4	48,2
Alle	42,8	40,6	41,4	45,2	52,6	48,8	57,5	47

Im Schnitt legt ein Fahrzeug je Tag ca. 47 km Wegstrecke zurück. Aus den ermittelten Kenndaten sind unter Angaben von Modellrechnungen in [73], [74], [75] und Tabelle 2.2 die Spannbreiten des mittleren täglichen Energiebedarfs für EVs geschätzt worden, siehe dazu Tabelle 2.5.

Tabelle 2.5: Mittlerer Energiebedarf von EVs [73], [74], [75]

Fahrzeugtyp	Spezifische Energieverbrauch (kWh/100km)	Mittlere tägliche Wegstrecke (km)	Geschätzter täglicher Ladebedarf (kWh)
Kleinwagen	12-16; [75]	40; [73]	Ø 4,8 bis 5,5
Mittelklassewagen	16-20; [75]	48; [73]	Ø 7,7 bis 9,6
Oberklassewagen	20-25; (geschätzt)	50; [73]	Ø 10,0 bis 12,5

Betrachtet wird hier lediglich der rein elektrische Betrieb. Die Werte sind auch für Plug-In fähige HEVs valide, sofern diese tägliche Wegstrecken elektrisch fahren. Die Hochrechnung des gesamten Energiebedarfs der Flotte privat genutzter EVs für die Zieljahre 2020, 2030 und später zeigt Tabelle 2.6. In der Hochrechnung ist davon ausgegangen worden, dass die Anzahl der zugelassenen Privatfahrzeuge konstant bleibt, keine Verschiebungen im Marktgefüge stattfinden und der elektrische Ladebedarf mit einem Systemwirkungsgrad von $\eta = 0,8$ gedeckt wird.

Tabelle 2.6: Schätzung des jährlichen Flottenenergiebedarfs in Deutschland und bezogen auf einen Stromverbrauch von 617,5 TWh 2009 (eigene Rechnung)

Zieljahr	Kleinwagen	Mittelklasse	Oberklasse	Gesamt
2020 (1 Mill. EVs) [7]	0,4-0,5 TWh rund 0,1%	2-3 TWh rund 0,5%	0,8-1 TWh rund 0,16%	3,2-4,5 TWh rund 0,76%
2030 (5 Mill. EVs) [7]	2-2,6 TWh rund 0,4%	10-13 TWh rund 2,1%	4-5 TWh rund 0,8%	16-20 TWh rund 3,3%
>2050 (40 Mill. EVs)	17-22 TWh rund 3,6%	87-110 TWh rund 18%	30-40 TWh rund 6,5%	134-172 TWh rund 28%

Nutzungscharakteristik privater Fahrzeuge

Die in [73] ermittelten Startzeiten für zurückgelegte Wege weisen auf Spitze zwischen 7:00 und 9:00 Uhr, und 17 und 22 Uhr. Werktags tritt eine Stagnation zwischen 9 bis 14 Uhr auf, siehe dazu Bild 2.10. Die Startzeit der Einzelwege weist auf einen hohen Mobilisierungsgrad tagsüber mit langen Standzeiten in der Nacht und während der Arbeitszeiten. Lange Stillstandzeiten deuteten im Kontext Elektromobilität bei Verfügbarkeit einer geeigneten Ladeinfrastruktur auf ein hohes Potential für gesteuertes Laden.

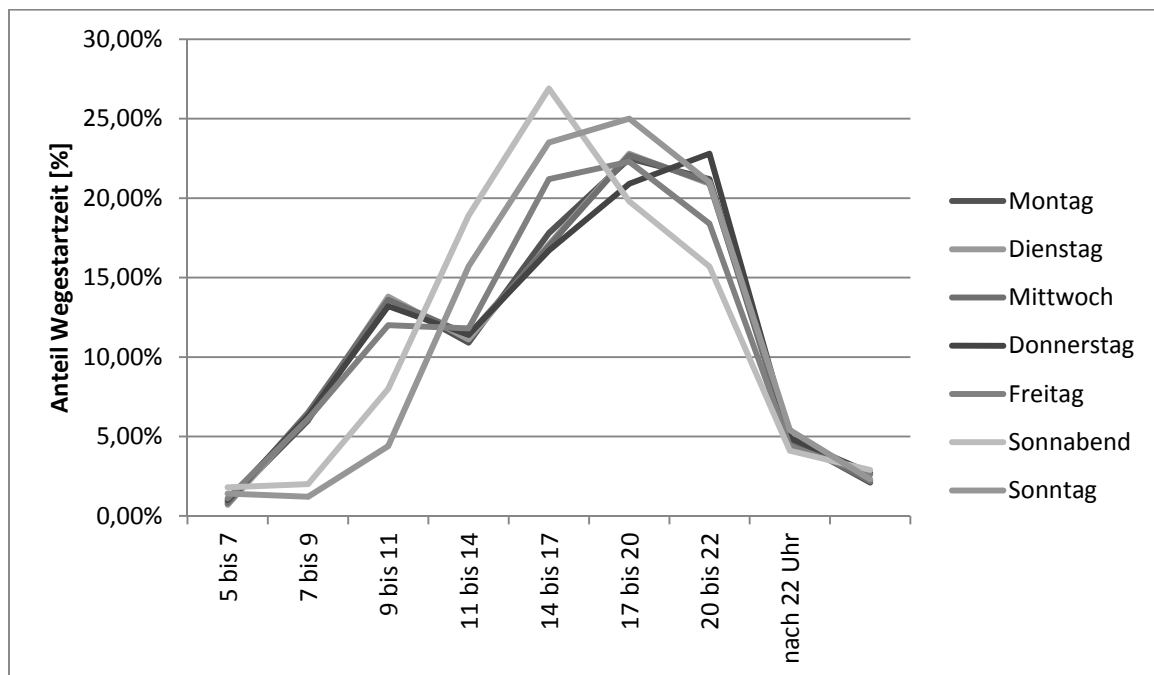


Bild 2.10: Verteilung der Startzeiten der Wege der PKW Fahrer über den Tag [73]

2.2.5 Überlagerung von Ladevorgängen und auftretende Leistungsspitzen

Erste Analysen in [6] und [76] zeigen, dass durch die zu erwartenden Energiemengen je Ladevorgang in Abhängigkeit der Ladeleistung für eine größere Anzahl von EVs, die Überlagerung einzelner Ladevorgänge zu erwarten ist, die zu Leistungsspitzen führen. Grob skizziert ist dieses Phänomen in Bild 2.11. Die Reduzierung der Leistungsspitze ist dabei die wichtigste Funktion gesteuerten Ladens, um Netzüberlastungssituationen zu vermeiden.

EVs, die länger am Ladepunkt stehen als für die Ladung notwendig ist, geben die Möglichkeit, Einfluss auf den Ladevorgang zu nehmen, ohne dabei die zu ladende Energiemenge zu reduzieren. Dies kann durch einfache oder komplexe Ladekurven geschehen, die anhand äußerer technischer Gegebenheiten ermittelt werden und damit Rücksicht auf physikalische Grenzen der Netzinfrastruktur nehmen.

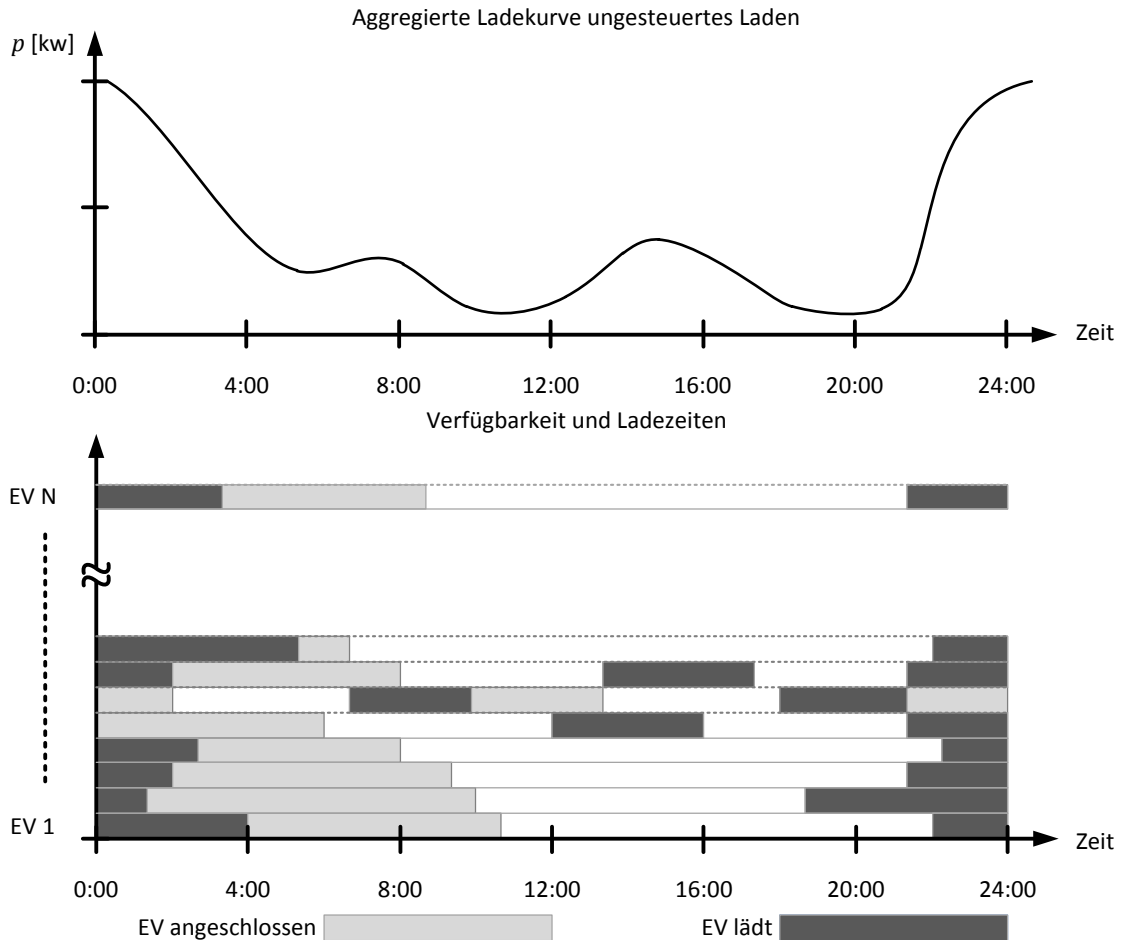


Bild 2.11: Beispielhafte Überlagerung von Ladevorgängen einer Flotte

2.2.6 Forschungsprojekte Elektromobilität Deutschland

EVs sind Synonym für innovative Antriebskonzepte im Straßenverkehr und dennoch keine grundlegend neue Technologie. In der Vergangenheit sind immer wieder Versuche mit teil- und rein-elektrischen Fahrzeugen durchgeführt worden. Die limitierenden Eigenschaften der verfügbaren Batterietechnologie wurden den gestellten Anforderungen nicht gerecht.

Mit dem Ausbau regenerativer Energien haben sich die Anforderungen an die Elektromobilität, wie sie in der Zukunft gesehen wird, verändert. Neben der Erprobung des aktuellen Stands der Technik hinsichtlich Batterie, Ladetechnik und Antriebsstrang wird vermehrt auch der Fokus auf die Netzintegration und Beachtung des ökologischen Faktors gelegt, indem gesteuertes Laden erforscht und erprobt wird. Tabelle 2.7 zeigt ausgewählte Projekte, die diesen Aspekt berücksichtigten.

Tabelle 2.7: Zielstellungen ausgewählter Projekte in Deutschland

Projekt	Zielstellung
emobility Berlin	In Berlin fahren 100 EVs, die an 500 Stationen geladen werden können. Das Konzept ist klimaschonend und kundenfreundlich [77].
eflott	Geschäftsmodelle Elektromobilität, optimale Standortwahl der Ladeinfrastruktur, ökologische Betrachtung Energieeffizienz und CO ₂ Einsparpotentiale [78].
Mini-E 1.0	Einsatz von 50 EVs im privaten Bereich. Windgeführtes Laden zur Klimaentlastung [29] [79].
Modellregion Rhein-Ruhr	Sieben Starter Projekte mit rund 380 Fahrzeugen und Infrastruktur. Schwerpunkte sind der Individualverkehr und Nutzfahrzeugbereich. Car Sharing Modelle und alternative Mobilitätskonzepte sollen erprobt werden [80]. Im Masterplan mit dem Projekt verankerten Masterplan „Elektromobilität in NRW“ wird dediziert im Zusammenhang Elektromobilität die Abstimmung der Ladung mit erneuerbaren Energien erwähnt [81].
Modellregion München	Errichtung eines Netzes mit elektrischen Ladestationen und emissionsfreier gewerblicher und privater Individualverkehr. EVs sollen einen Beitrag leisten, die CO ₂ Emissionen pro Kopf zu senken. Die im Einsatz befindlichen Fahrzeuge sollen ausschließlich mit regenerativ erzeugtem Strom geladen werden [80].
Modellregion Hamburg	Entwicklung multimodaler Mobilitätsangebote im ÖPNV, Individual- und Wirtschaftsverkehr. Diskriminierungsfreies Laden an öffentlichen Ladepunkten und Entwicklung dem Stadtbild angepasster Infrastruktur. Elektromobilität ist ein Hilfsmittel, den CO ₂ Ausstoß in Hamburg um 40% zu reduzieren [80]. Dabei soll der Strom zur Beladung der Fahrzeuge zu 100% aus regenerativen Quellen stammen [82].
Modellregion Sachsen	Einsatz schnellladefähiger Hybridbusflotten im Linienbetrieb und oberleitungsfreie Straßenbahnen. Einsatz von EVs für Car Sharing und Taxi Betrieb mit dedizierter Ladeinfrastruktur. Fokus ist die Netzeinbindung und Integration erneuerbarer Energien bzw. Forschung auf dem Gebiet der Traktionsspeicher [80].
VW Twin-drive	Ladung der Testflotte mit regenerativ erzeugten Strom, Laststeuerung und Test Batterietechnologie [83].

2.2.7 Zusammenfassung

Es ist der aktuelle Stand der Technik zur Netzintegration von Elektromobilen dargestellt worden. Aufgrund der hohen Dynamik internationaler Entwicklungen kann dieser nur Tendenzen zeigen. Die in den Normen IEC62196 und SAEJ1772 erklärte Methodik der Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladepunkt ist gezeigt und anhand des Daimler/RWE Vorschlages ein Ausblick für gesteuertes Laden gegeben worden. Es existieren drei AC Lademodi. Aus diesen werden die in dieser Arbeit verwendeten Ladeleistungen abgeleitet. Diese sind:

- Langsame Ladung mit 1-phasiger Belastung mit 3,6 kVA,
- mittelschnelle Ladung im Mode 2 und 3 je nach Ausstattung der Kabel und Fahrzeuge zwischen 3,6 kVA (1-phasig, Wechselstrom) und 11 kVA (Drehstrom 16 A)
- schnelle Beladung mit 22 kVA (Drehstrom 32 A).

2.3 Zielsetzung und Forschungsfragen

Der Ladevorgang für EVs ist dediziert für gesteuertes Laden vorbereitet und tendenziell absehbar, dass Smart Charge Techniken eingesetzt werden. Dabei sind die Erwartungen an EVs hinsichtlich ihres ökologischen Nutzens hoch gesteckt. Auf regenerative Einspeisung abgestimmtes *grünes Laden* verspricht Minimierung EV zugerechneter CO₂-Emissionen und Schaffung eines regenerativer Erzeugung folgenden Bedarfs.

Der größte volatile Einspeiser in Deutschland ist Windkraft. Daraus abgeleitet ist das Prinzip Wind-2-Vehicle (W2V). Die Ansätze gesteuerten Ladens ermöglichen die Steuerung der Ladung mit einer Zielfunktion unter Berücksichtigung gesetzter Limitierungen der Ladeleistung über die Zeit. Daraus abgeleitet ist das Verfahren des Lokalen Lastmanagement (LLM). Die folgenden zu beantwortenden Forschungsfragen stehen dabei im Vordergrund:

- (1) Welchen Einfluss hat die ungesteuerte Ladung von EVs auf die Netzbetriebsführung und Auslastung aus technischer Sicht?
- (2) Welche Effekte sind durch gesteuertes, windgeführtes Laden (*grünes Laden*) nach dem W2V Prinzip im Verteilnetz zu erwarten?
- (3) Welche Voraussetzungen sind zu schaffen, damit ungesteuertes und gesteuertes Laden nicht zu Grenzwertverletzungen im Verteilnetz führen?
- (4) Welche Methoden kommen bei Gesteuertem Laden zur Anwendung?

Ausgehend von theoretischen Überlegungen, dem erfassten Stand der Technik und zukünftiger Entwicklungen im Verteilnetz werden zunächst die Betriebsverfahren für die windorientierte Beladung von EVs (W2V), das den Anteil Winderzeugung je Ladevorgang maximiert, und LLM, das netzorientierte Grenzwerte ermittelt, entworfen. Für numerische Ansätze wird ein Zeitreihenmodell EV für die Untersuchung ungesteuerter und gesteuerter Ladevorgänge eingesetzt.

In zwei Fallstudien (Feldversuch und numerische Analysen) werden W2V und LLM angewendet, um eine Datenbasis zu schaffen mit der die Fragestellungen dieser Arbeit beantwortet werden können. Das Vorgehensmodell in Bild 2.12 verdeutlicht die dieser Arbeit zugrunde liegende Methodik.

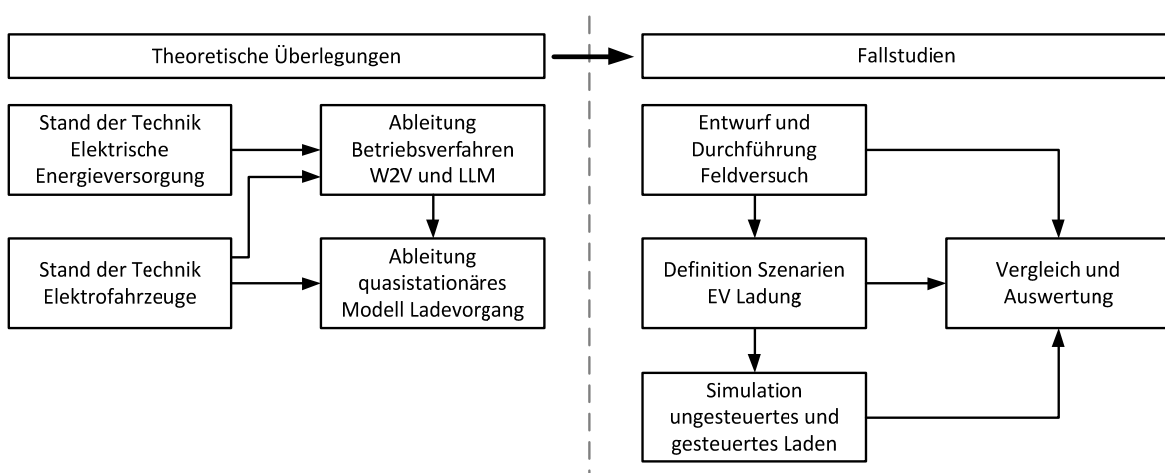


Bild 2.12: Vorgehensmodell

3 Entwurf Betriebsverfahren

In dem folgenden Kapitel erfolgt der Entwurf der Betriebsverfahren LLM und W2V. Vorbild für die Steuerung einzelner Ladevorgänge ist der vorgestellte Smart Charge Ansatz durch Bereitstellung von Zielfunktionen, Leistungsbeschränkung je Ladevorgang und Rückmeldung des Ladeprofils nach der Vorlage des Daimler/RWE Protokolls v0.6 [65]. Die vorliegenden Normen und Verfahren widersprechen sich bei den Angaben der elektrischen Kenngrößen. Während in der vorliegenden Fassung der IEC62916 eine Strombegrenzung definiert ist, werden in der Vorlage des Daimler/RWE Protokolls Leistungsgrößen verwendet. In dieser Arbeit wird vereinfachend davon ausgegangen, dass ausschließlich Leistungsgrößen in allen Verfahren verwendet werden.

3.1 Steuerungsfunktionen

Die beiden im Smart Charge Ansatz beschriebenen Zielfunktionen sind originär Zeitreihen im Stundentakt mit Preisinformationen (Kosten je kWh/Zeiteinheit) und maximal am Ladepunkt zur Verfügung stehenden Ladeleistung. In dieser Arbeit wird der Ansatz abstrahiert, so dass die Zielfunktion frei definiert werden kann und keinen tatsächlichen Bezug zu den Kosten eines Ladevorgangs hat (Bild 3.1). Damit wird sichergestellt, dass in der Zielfunktion unterschiedliche Sachverhalte verankert werden können, wie:

- *Grünes Laden* über variable Zielfunktionswerte,
- Marktorientiertes Laden über variable Tarife,
- Netzorientiertes Laden über variable Tarife.

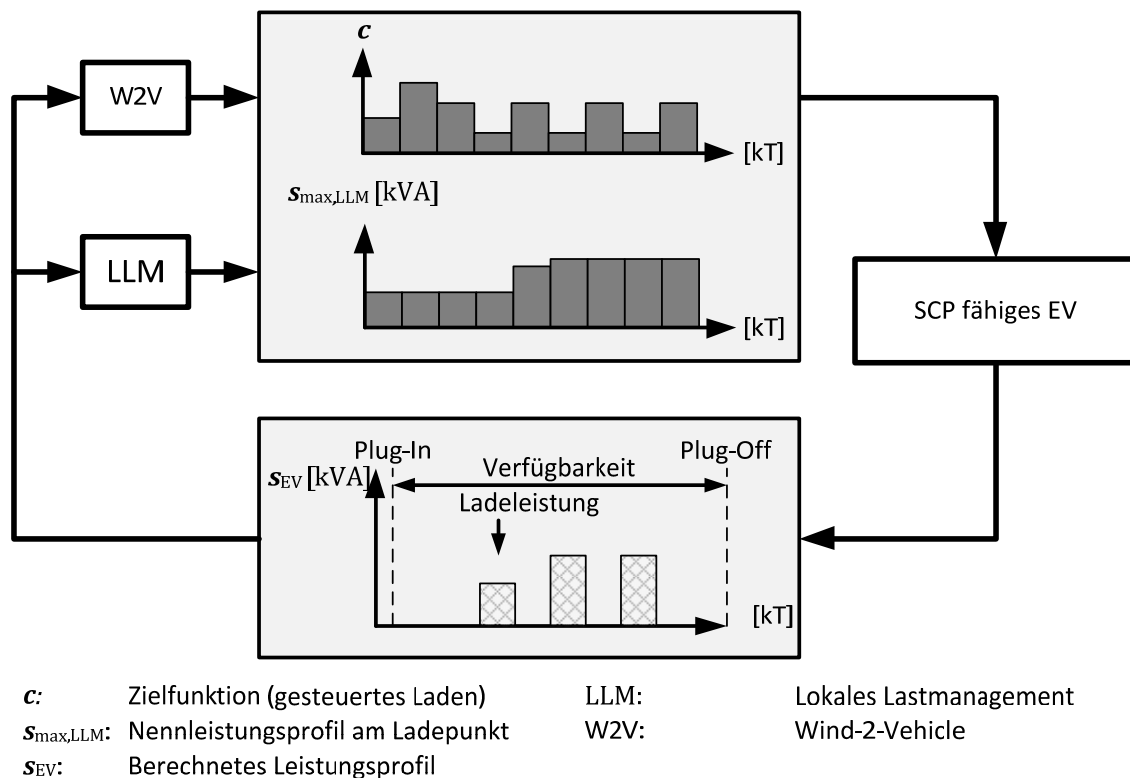


Bild 3.1: Modell Gesteuertes Laden

Es wird davon ausgegangen, dass beide Funktionen durch zwei unterschiedliche Instanzen (Wind-2-Vehicle (W2V) und Lokales Lastmanagement (LLM)) berechnet und bereitgestellt werden. Diese können durch Netzbetreiber (LLM), Vertriebe und/oder unabhängige Dienstleister (W2V) angeboten werden. Es ist in dem abstrahierten Ansatz irrelevant, ob die Zielfunktion je Zeitschritt einen Preis oder den Anteil regenerativer Einspeiser darstellt. Die Information, mit welcher Leistung je Zeitschritt maximal geladen werden kann wird durch die Funktionalität des LLMs bereitgestellt. Sie bildet die Grundlage, das Leistungsprofil eines Ladevorgangs für jeden Zeitschritt strikt zu limitieren. Es wird davon ausgegangen, dass die übergebenen Zielfunktionen viertelstündliche Werte enthalten. Als Rückmeldung auf die Steuerungsfunktionen erhalten beide Instanzen das geplante Leistungsprofil.

3.1.1 Lokales Lastmanagement (LLM)

Ziel des LLM ist die Ermittlung von Leistungsprofilen, die als zeitvariable ¼-stündliche Grenzwerte den quasistationären Bezug von Elektrizität am Ladepunkt je Zeitschritt limitieren. Die dafür notwendigen Informationen werden durch Netzbetreiber zur Verfügung gestellt. Dabei wird unterschieden zwischen der heutigen Situation nicht überwachter Verteilnetze (LLM) und vollständig automatisierter Verteilnetze (*Smart Grid, Zielnetz 2050*) in denen Informationen über den ungesteuerten Lastverlauf zur Verfügung stehen und vorhergesagt werden können.

Für einen stabilen und normgerechten Netzbetrieb ist es notwendig, Situationen zu vermeiden, in denen Betriebsmittel überlastet werden und die Netzspannung im Versorgungsgebiet Grenzwerte der Abweichung vom Sollwert über- oder unterschreitet (+/- 10% Nennspannung nach EN50160) [84]. Heutige Verteilnetze werden nach Planungsgrundsätzen der sie betreibenden Energieversorgungsunternehmen geplant und ausgebaut. Mit Hilfe von Gleichzeitigkeitsfaktoren und statistischen Erhebungen wird die Belastung von Verteilnetzen offline vorausberechnet. Solange Planungsgrundwerte nicht überschritten werden, wird ein stabiler Netzbetrieb vorausgesetzt. Geprüft wird dies anhand punktueller Messungen durch Schleppzeiger oder temporäres Monitoring. Im Bedarfsfall erfolgt Netzausbau.

LLM in nicht überwachten Verteilnetzen

Das Beispiel eines nicht überwachten Netzes mit LLM Funktionalität illustriert Bild 3.2. Innerhalb des skizzierten LLM Bereichs am Knoten 33 sind alle Größen bekannt, mit denen die verfügbare Leistung am Netzanschluss berechnet werden kann. Grundsätzlich ist es frei, jeden Ladepunkt mit einer LLM Funktionalität zu versehen. Praktisch relevant werden Ladepunkte sein, an denen durch die Ladung eines oder mehrerer EVs die Gefahr besteht, die verfügbare Hausanschlussleistung zu überschreiten. Zwei Einzelbeispiele sollen die Notwendigkeit belegen:

- Beispiel 1: An einem 14,5 kVA/63 A 400 V Hausanschluss mit einer Spitzenlast von 10 kVA und soll ein EV mit 10 kVA Ladeleistung geladen werden,
- Beispiel 2: Öffentlicher oder nichtöffentlicher Ladepunkt mit einer Anschlussleistung von 100 kVA zur Ladung von 10 EVs mit je 20 kVA Ladeleistung.

Auf Basis des technischen Handshakes nach IEC62196 können die Ladepunkte die verfügbare Leistung vor Ort statisch limitieren. Dies wäre der einfachste Fall und im Beispiel 1 praktikabel, denn die Ladung zu Hause könnte hierfür fix auf 3,6 kVA eingestellt werden. Die Reserve von 0,9 kVA dient dann als Sicherheitspuffer. Im Beispiel zwei führt die Limitierung der Gesamtlast auf 100 kVA zu einer maximalen Ladeleistung von ca. 10 kVA je Ladepunkt. Solange nicht alle Plätze

belegt sind, führt dies zu unnötigen Ladezeitverlängerungen angeschlossener EVs. Hier kann eine intelligente Steuerung situationsbedingt die maximale Ladeleistung dynamisch vorgeben. Es ist klar, dass die gewählten Beispiele Grenzsituationen abbilden, in denen es möglich ist, die vorhandene Infrastruktur zu überlasten. Die Limitierung durch Lokales Lastmanagement kann konträr zur Zielfunktion wirken, in dem als besonders günstig ermittelte Situationen nicht mit maximaler Leistung genutzt werden können (im Vergleich Bild 3.3).

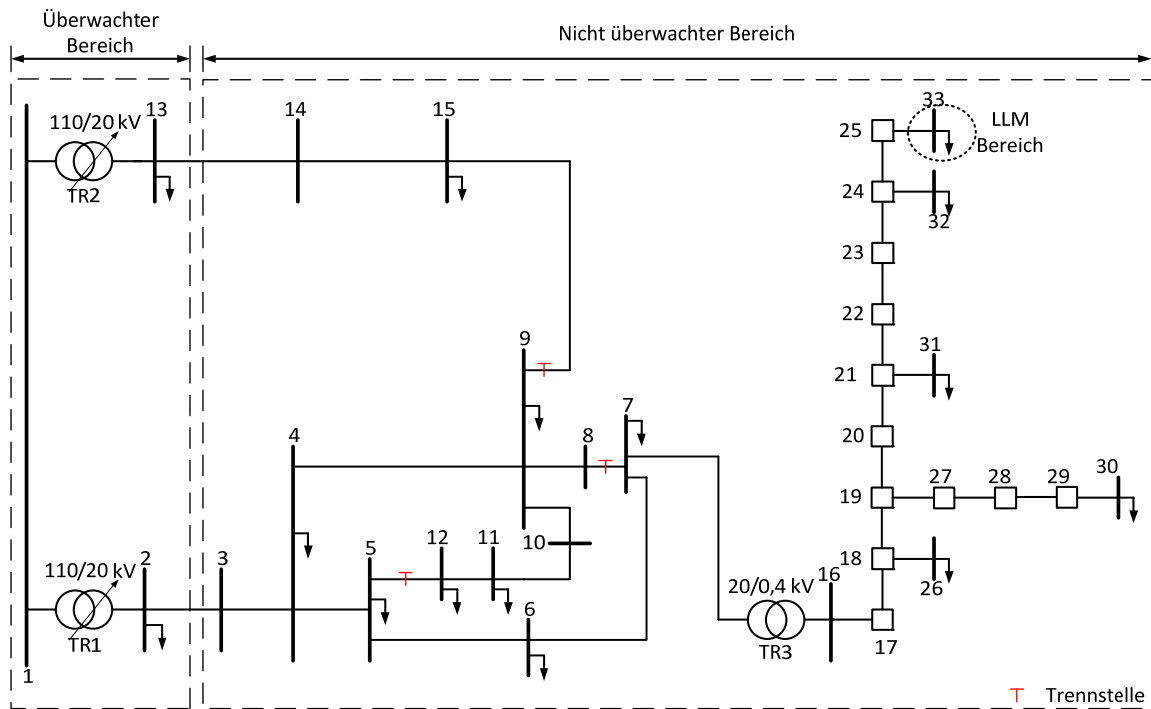


Bild 3.2: Lokalisation der LLM Funktionalität im definierten Referenzverteilnetz [85]

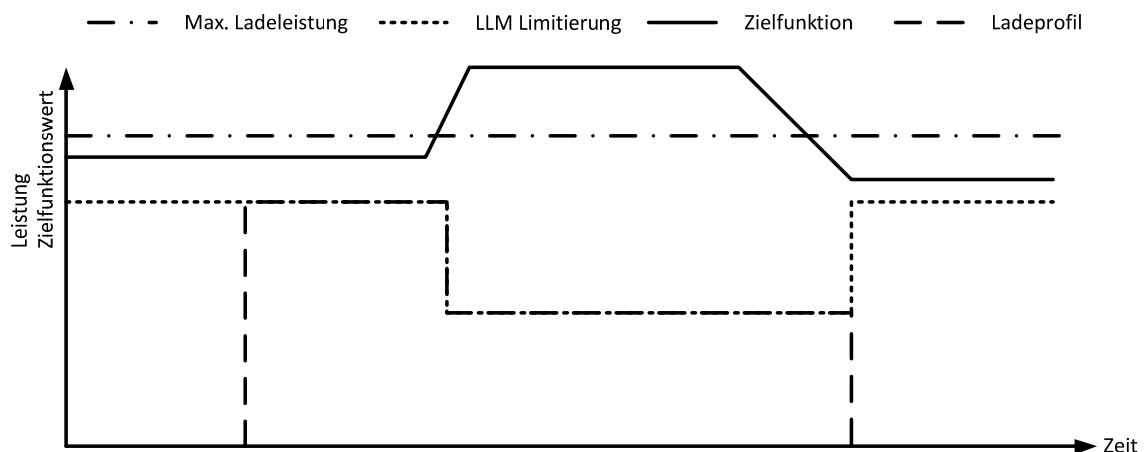


Bild 3.3: Beispiel optimierter Ladevorgang mit LLM Funktion

Während die Zielfunktion (höhere Werte sind günstiger) nach oben steigt, sinkt die LLM Funktion und damit die verfügbare Leistung zu besonders günstigen Zeitpunkten. Es stellt sich demnach die Frage, ob die einschränkende Wirkung nach diesem Prinzip dazu führt, dass globale Ziele durch die Laststeuerung nicht erreicht werden können. In diesem Fall bildet das Netz einen Engpass und

schränkt die Steuerungsmöglichkeiten des Ansatzes ein. Dies kann schädlich für den Kunden sein und Ausbaubedarf der Netzinfrastruktur erzeugen, um das Auftreten solcher Situationen zu vermeiden. Auf der anderen Seite hilft ein solches Verfahren steuernd eingreifen zu können und minimiert die Gefahr von Abschaltungen im LLM Bereich durch Grenzwertverletzungen.

An einem Hausanschluss können nichtgesteuerte Lasten, Einspeiser und EVs einzeln oder mehrfach kombiniert auftreten. Letzterer wird in diesem Abschnitt Arbeit als komplexer Verbraucher bezeichnet – sind hingegen an einem Netzanschlusspunkt nur EVs zu erwarten, so ist dies ein einfacher Verbraucher (vergleiche Bild 3.4). In diesem Fall handelt es sich beispielsweise um eine öffentliche Stromtankstelle. Der entscheidende Unterschied beider Verbraucher liegt in der Verfügbarkeit von Informationen über die zukünftige Lastentwicklung. Sofern keine detaillierten vorhersagbaren Informationen über das Leistungsprofil am Netzanschluss vorliegen, kann nur die statische Reserveleistung (max. mögliche Leistung abzüglich des effektiven Lastprofils) genutzt werden, die zwischen der Hausanschlussleistung abzüglich eines Sicherheitsbands und des maximalen Bedarfs liegt (siehe dazu Bild 3.5).

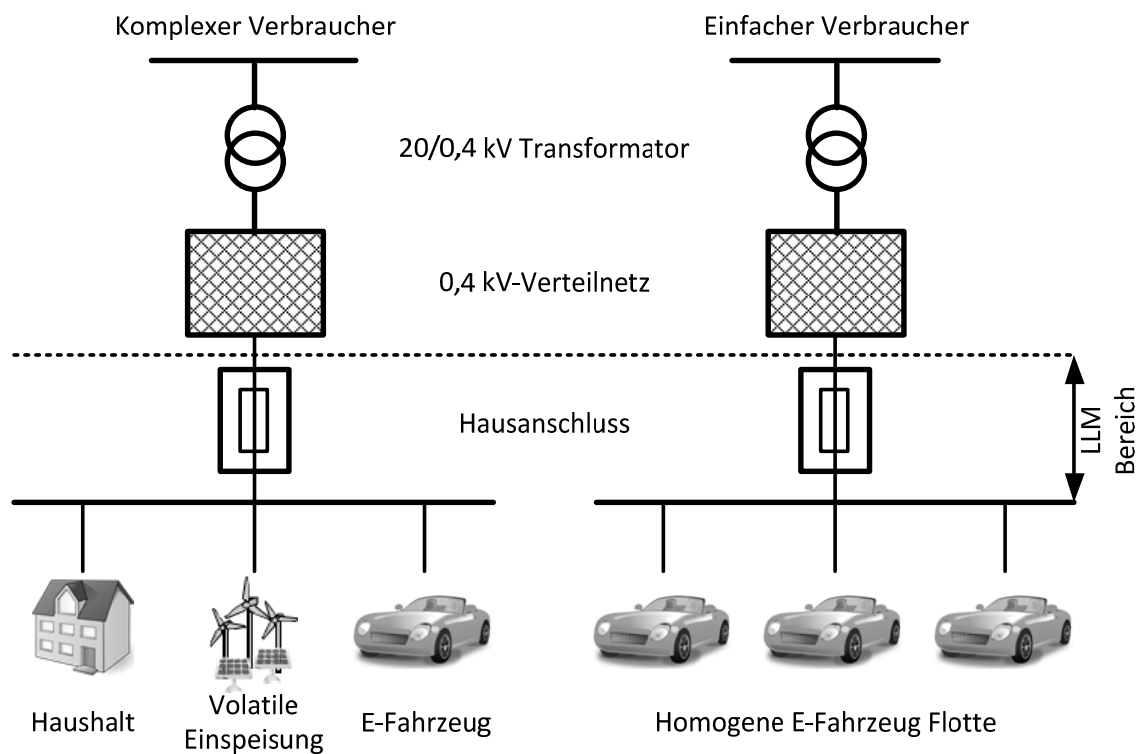


Bild 3.4: Komplexer und Einfacher Verbraucher im Kontext Elektromobilität

Befindet sich hinter einem Hausanschluss ein einfacher Verbraucher, entfällt die vorab beschriebene Prozedur der Ermittlung der Reserveleistung am Hausanschluss auf Basis von Prognosen. In diesem Fall vereinfacht sich das Prinzip durch Vorgabe eines definierten Limits. Auch hier wird ein Reserveband genutzt, um eventuelle Schwankungen im Grundbedarf abzusichern. In Bild 3.6 ist beispielhaft dargestellt, wie ungesteuertes Laden von fünf Fahrzeugen die statische Reserveleistung überschreitet. Durch die Anwendung eines LLMs sind diese entweder in ihrer Leistungsaufnahme zu begrenzen oder Ladevorgänge zeitlich zu verschieben. Das hier beschriebene Konzept des LLMs kann die Belastung des Hausanschlusses gegenüber EV bedingten Überlastsituationen sichern. Ob und wie dieses Konzept zur Anwendung kommen kann hängt von den Eigenschaften

nicht gesteuerter Lasten und Einspeisungen ab. Alternativ zum Einsatz dieses Verfahrens ist die Erweiterung des Hausanschlusses zur Absicherung hoher Lastsituationen. Die Situation vor Ort muss nicht gesondert erfasst werden und vorhandene Freiheitsgrade der Steuerung werden nicht durch den Hausanschluss limitiert. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass der Hausanschluss einzelner Haushalte nicht den limitierenden Faktor darstellt. Die maximale Haushaltspitzenlast wird mit einem zu ladenden EV den Hausanschluss nicht überlasten. Damit sind die zuvor beschriebenen Effekte informell und dienen als Ausgangspunkt zum Verständnis des allgemeinen Funktionsprinzips LLM in überwachten Verteilnetzen.

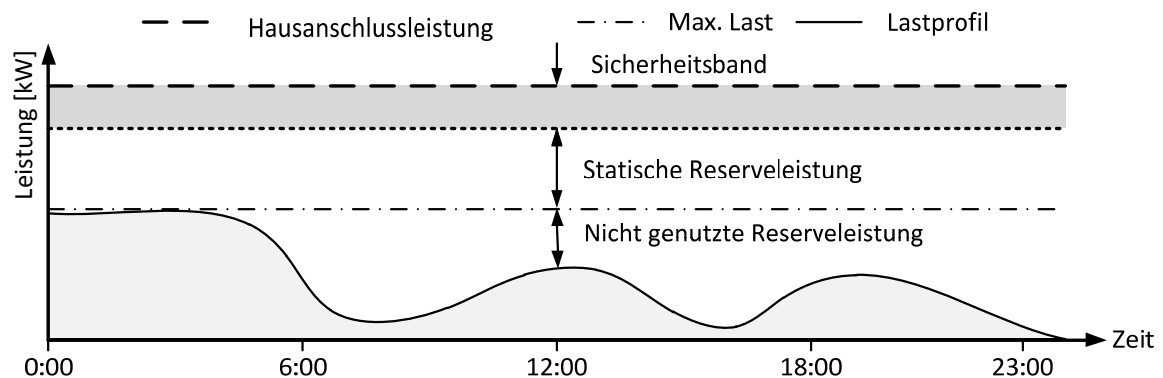


Bild 3.5: Ermittlung Reserveleistung für Lokales Lastmanagement für einen Haushalt

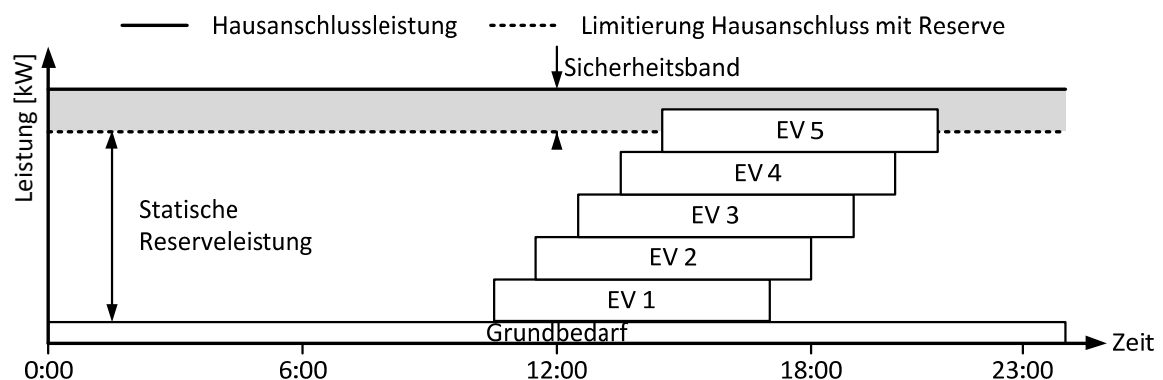


Bild 3.6: Nutzung der verfügbaren Leistung durch E-Fahrzeug Flotte

LLM in überwachten Verteilnetzen

Ein flächendeckender Einsatz von EVs, insbesondere bei Anwendung der Heimladung, führt potentiell zu einer großen Anzahl zu ladender EVs im Verteilnetz. Der zuvor gesetzte alleinige Fokus auf den Hausanschluss birgt das Risiko, dass trotz verfügbarer lokaler Leistungsreserven die Ladung von EVs negative Auswirkungen auf das restliche Verteilnetz nehmen kann. So besteht die Gefahr von Grenzwertverletzungen des Spannungsniveaus und/oder Belastung einzelner Betriebsmittel (die in Kapitel 4 vorgestellten Fallstudien bestätigen dies). Das vorzuziehende LLM Profil ist unter Berücksichtigung der Situation des dem Hausanschluss vorgelagerten Verteilnetzes zu ermitteln. In dem hier vorgestellten Ansatz wird davon ausgegangen, dass Verteilnetze online überwacht werden und z. B. durch den Einsatz von *Smart Metern* die Netzlast in Echtzeit ermittelt und vorhergesagt werden kann. Im Netz verteilte Intelligente Geräte (IEDs) dienen als Kommuni-

kationsmittel mit einer zentralen Betriebsführungseinheit, die wiederum die Steuerung einzelner Ladevorgänge umsetzt (siehe dazu Bild 3.7). Zu definierende Grenzwerte für das Spannungsniveau und die maximale Belastung der Betriebsmittel dienen als Entscheidungskriterium, die Ladeleistung zu begrenzen (siehe zur Verdeutlichung Bild 3.8). Das verwendete Berechnungsmodell basiert auf Methoden der stationären Netzberechnung, der Leistungsflussberechnung.

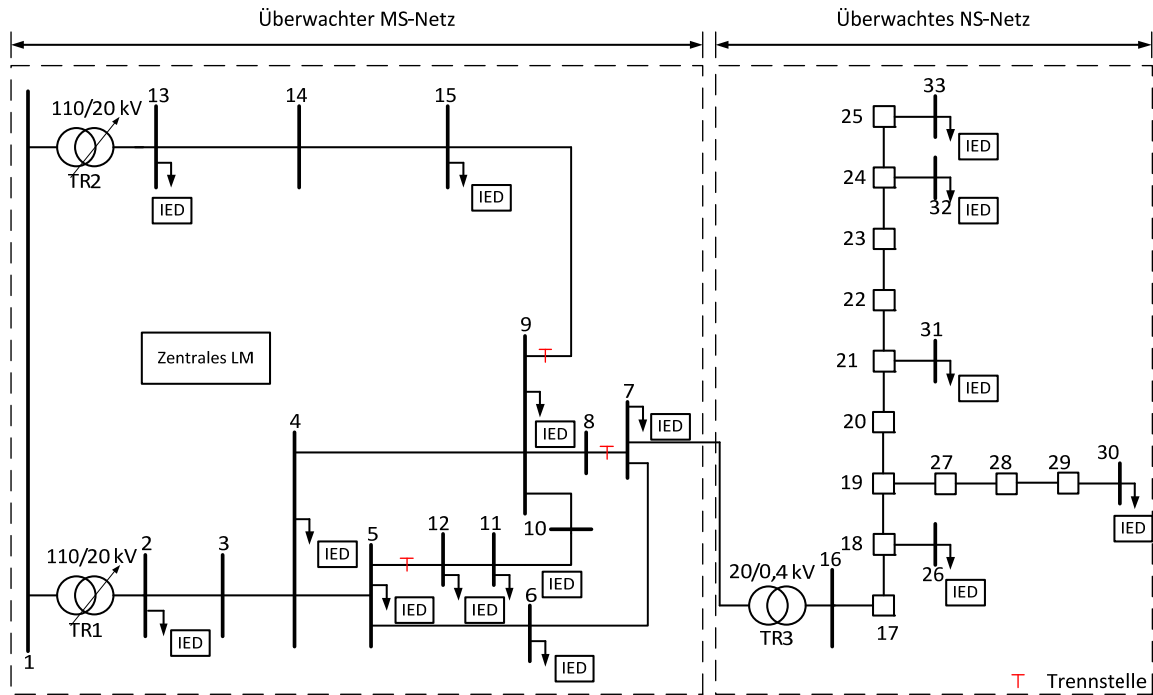


Bild 3.7: Verteilung IEDs im Verteilnetz

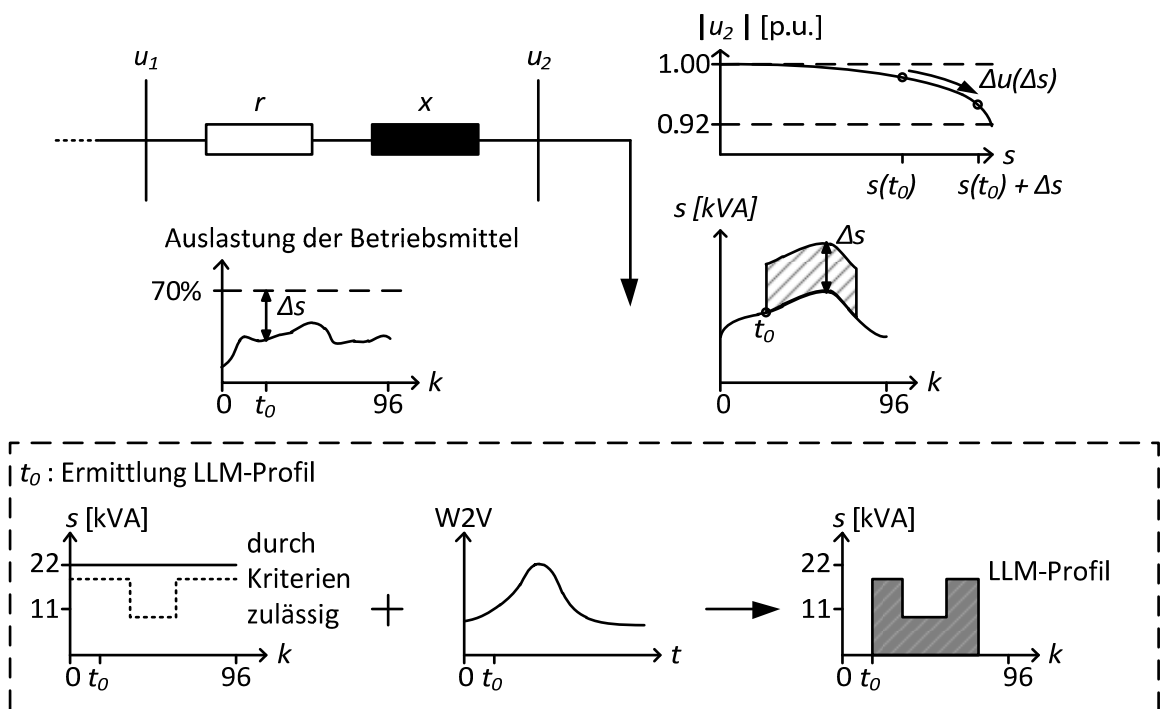


Bild 3.8: Bewertung zulässige Ladeleistung anhand Spannungsniveau und Betriebsmittelbelastung

3.1.2 Wind-2-Vehicle (W2V)

Die Ausweisung *grünen Stroms* erfolgt durch Zertifizierung im REC-System (siehe dazu im Detail [17]). Ein Strommarktprodukt mit ausgewiesenen 100% regenerativen Anteil ist unabhängig vom physikalischen und zeitlichen Verlauf regenerativer Einspeiser und Verbrauch. Eine tatsächliche, zeitlich an der Nachfrage nach *grünem Strom* orientierte Leistungsentnahme durch den Verbraucher existiert nicht.

Dem gegenüber steht das Prinzip Wind-2-Vehicle (W2V), ein Ansatz windgesteuertes Laden von EVs durch eine zentrale Steuerungsinstanz zu realisieren mit dem Ziel, die Bereitstellungsquote Wind je Ladevorgang eines EVs zu maximieren und/oder zu Zeitpunkten gedrosselter Einspeisung nach §11 Abs. 1 EEG bevorzugt zu laden, um regenerativ eingespeiste Mengen zu vergrößern und einen regenerativer Einspeisung folgenden Bedarf durch EVs zu erzeugen. Es wird durch W2V eine zeitliche und physikalische Zuordnung regenerativer Einspeisung (Windeinspeisung) zur Last abgebildet. Bedient werden damit Bestrebungen, individuell je Ladevorgang den Anteil *grünen Stroms* zu maximieren. Die zu berechnenden Zielfunktionen orientieren sich an der Erzeugungssituation, die durch einen volatilen Anteil (Windeinspeisung) und gesteuerter Einspeisung regelbarer Kraftwerke getrieben sind. Beides sind Informationen, die bereits heute durch Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt und kommuniziert werden. Es wird angenommen, dass die durch W2V beschriebenen Effekte einem Ursache-Wirkungs-Prinzip genügen, das sowohl durch eine Zielfunktion als auch durch Preissignale, mit Rückmeldung der resultierenden Last, umgesetzt wird (siehe dazu Bild 3.9). Es wird angenommen, dass die verwendeten Signale prognostiziert werden können und verfügbar sind.

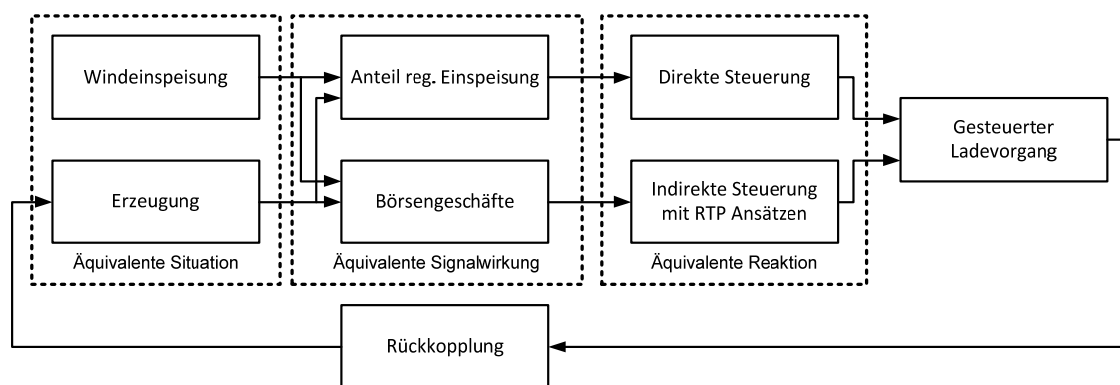


Bild 3.9: Ursache-Wirkungs-Prinzip Gesteuertes Laden W2V

W2V steht damit in dieser Arbeit stellvertretende allgemein für folgende Realisierungen gesteuerten Ladens:

- *Grünes Laden* aufgrund Bereitstellung der $\frac{1}{4}$ stündlichen Bereitstellungsquote Windenergie durch einen Übertragungsnetzbetreiber,
- *Grünes Laden* aufgrund Veräußerung der Einspeisemengen Windenergie an einer Börse. Die $\frac{1}{4}$ stündliche energetische Bereitstellungsquote Wind korreliert mit Marktpreisen (Merit-Order-Effekt) [86], [87].

Der Einfluss von W2V-gesteuerten Flotten auf die Erzeugungssituation wird in zwei Fälle unterschieden:

1. Die entstehenden Leistungsprofile haben keinen signifikanten Einfluss auf die Erzeugungssituation (keine Rückkopplung), so dass kein merklicher Einfluss auf die ¼ stündliche Bereitstellungsquote/ ¼ stündliche Preise entsteht (statische Zielfunktion),
2. Die entstehenden Leistungsprofile wirken sich signifikant auf die Erzeugungssituation aus (Rückkopplung): die zusätzlichen Lasten verursachen zusätzlichen Kraftwerkeinsatz, der Einfluss auf die ¼ stündliche Bereitstellungsquote/ ¼ stündlichen Preise nimmt (dynamische Zielfunktion).

Fall 1 – Statische Zielfunktion ohne Rückkopplung

Es seien $\mathbf{p}_{\text{Sys}} \in \mathbb{R}^K$ und $\mathbf{g}_{\text{Reg}} \in \mathbb{R}^K$ Vektoren, die für einen Optimierungshorizont der Länge K Vorhersagewerte der Erzeugung (\mathbf{p}_{Sys}) und eingespeisten regenerativen Wirkleistung (\mathbf{g}_{Reg}) in einem elektrischen Energiesystem enthalten. Nach diesem Prinzip kann eine Zeitreihe $\mathbf{pt}_{\text{Reg}} \in \mathbb{R}^K$ ermittelt werden, die für jeden Tastschritt den Anteil regenerativer Einspeisung darstellt. Es gilt:

$$\mathbf{pt}_{\text{Reg}}(k) = \frac{\mathbf{g}_{\text{Reg},k}}{\mathbf{p}_{\text{Sys},k}} \cdot 100 \quad [\%] \quad (3.1)$$

Dabei ist zu beachten, dass durch die elementweise Division beider Vektoren im Falle des Auftretens von Nullelementen im Vektor \mathbf{p}_{Sys} diese nicht möglich ist und theoretisch der Anteil regenerativer Einspeiser unendlich wird. Dies ist durch geeignete Maßnahmen zu verhindern, insbesondere zur Vermeidung von numerischen Fehlern bei der Implementierung. Der beispielhafte Verlauf der Größe \mathbf{pt}_{Reg} ist in Bild 3.10 für zwei Tage dargestellt.

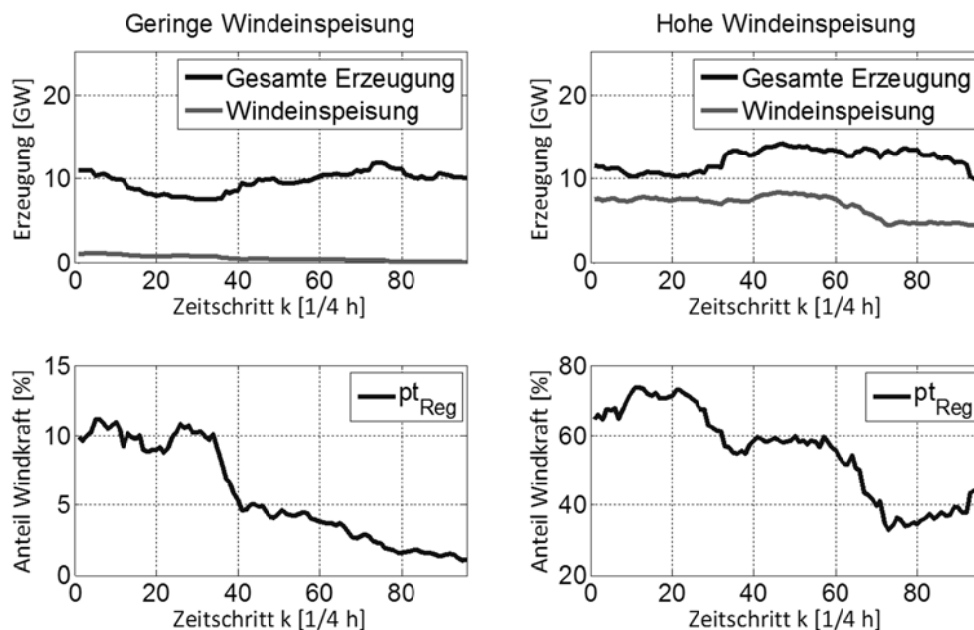


Bild 3.10: Verlauf \mathbf{pt}_{Reg} für zwei Beispieltage (Daten sind entnommen von Referenz [88])

In den dargestellten Verläufen, existieren einzelne Zeitpunkte, die im jeweiligen Horizont aus Sicht *grünen Ladens* bessere W2V Ergebnisse versprechen, sofern EVs zu diesen Zeitpunkten geladen werden. Jedes EV, das eine Zielfunktion nach dem W2V Prinzip erhält, kann damit seinen Lade-

vorgang auf die sich entwickelnde Einspeisesituation anpassen. Durch die W2V orientierte Beladung wird ein regenerativer Einspeisung folgender Bedarf erzielt.

Die entstehende Last $p_{EV-Flotte}$ sei formal das Ergebnis einer Vielzahl gesteuerter Ladevorgänge. Ist das Verhältnis zwischen zusätzlicher Last $p_{EV-Flotte}$ und p_{Sys} sehr klein, so ist kein Einfluss auf die Berechnung der Zielfunktion zu erwarten, dann gilt für die neue Systemlast nach der Optimierung:

$$p_{Sys} \cong p_{Sys} + p_{EV-Flotte} \quad (3.2)$$

Die Verwendung statischer Zielfunktionen birgt jedoch das Risiko einer synchronisierten Flottenlast, was zu einer hohen Gleichzeitigkeit führt (siehe zur Verdeutlichung Bild 3.11). Auf Basis von Vorhersagerechnungen erfolgt eine unidirektionale Kommunikation mit der Zielfunktion, um *grünes Laden* zu ermöglichen. Dieser Fall wird realistisch, wenn kleine Flotten gesteuert werden sollen. Die Fragestellung, bis zu welchem Grad eine Flotte als „klein“ angenommen wird, ist durch Analyse der potentiellen Peakleistung der Flotte gegenüber der bestehenden Last zu beantworten. Es wird angenommen, dass die Peakleistung der Flotte gegenüber der Minimallast kleiner als 5% sein soll, damit die Annahme (3.2) gültig ist. Die Minimallast 2009 betrug deutschlandweit rund 29 GW. Demnach wird eine Flotte mit einer Flottenlast von rund 1,5 GW als kleine Flotte betrachtet werden. Dies entspricht einer Anzahl an EVs (Ladung mit $\cos\varphi = 1$):

- 3,6 kW Ladeleistung: rund 417.000 Fahrzeuge (1,04% Marktanteil),
- 11 kW Ladeleistung: rund 137.000 Fahrzeuge (0,34% Marktanteil),
- 22 kW Ladeleistung: rund 68.000 Fahrzeuge (0,17% Marktanteil).

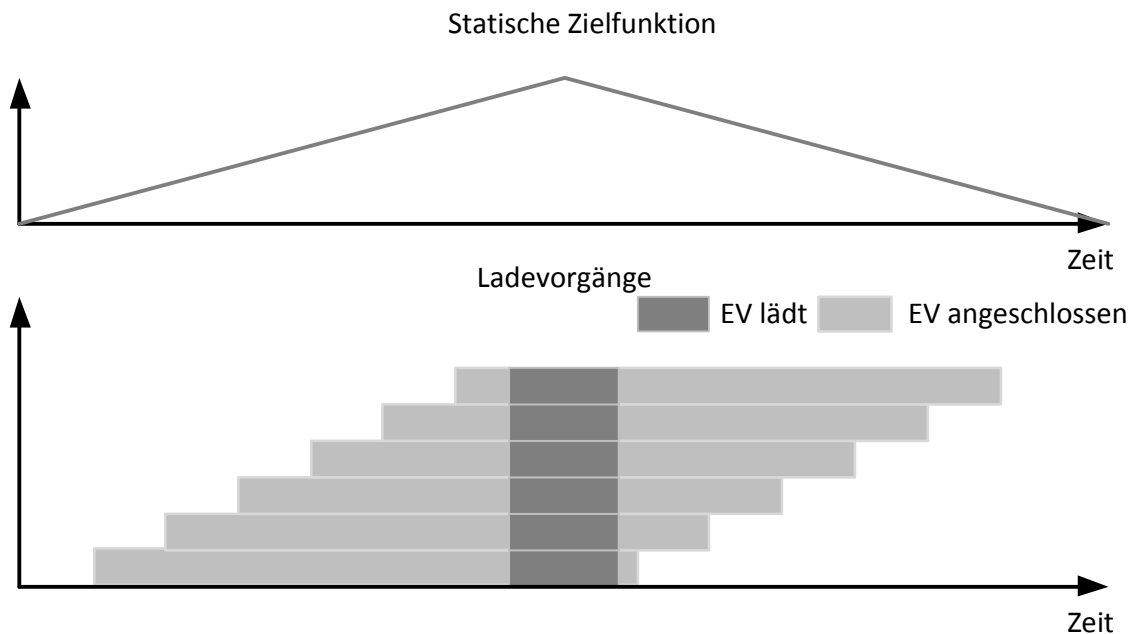


Bild 3.11: Beispielsituation synchronisierter Ladevorgänge

Fall 2 – Dynamische Zielfunktion mit Rückkopplung

Vor dem Hintergrund des geplanten Einsatzes von 5 Millionen EVs im Jahr 2030 ist die Rückkopplungsfreiheit kritisch zu bewerten. Die Gesamtscheinleistung der Flotte beträgt bis zu ca. 100 GW (bei 22kW Ladeleistung) und ist damit ähnlich skaliert zur prognostizierten installierten Kraftwerksleistung volatiler regenerativer Einspeiser 2020 [21]. Durch die Verwendung der vorgestellten Steuerungsfunktion werden Ladevorgänge auf ökologische Zeitpunkte verschoben. Damit werden Zeitpunkte auftreten, in denen die Last der Flotte $p_{EV-Flotte}$ auf p_{Sys} signifikanten Einfluss nimmt, so dass gilt:

$$p_{Sys}^{neu} = p_{Sys} + p_{EV-Flotte} \quad (3.3)$$

, wobei p_{Sys}^{neu} die Systemlast unter Berücksichtigung der sich einstellenden Flottenlast. Von daher ist die Verwendung statischer Zielfunktionen nicht empfehlenswert und durch einen dynamischen Ansatz zu ersetzen. Die zu optimierende Flotte EVs wird zerlegt in eine beliebige Anzahl von Populationen zu optimierender EVs (im Extremfall jedes EV individuell). Ist eine Population optimiert, erfolgt eine Neuberechnung der Zielfunktion auf Basis rückgemeldeter Ladeprofile. Die Zielfunktion wird dynamisch. Einzelne Zeitpunkte mit konzentrierter Flottenleistung sinken mit fortschreitender Optimierung ab und werden gegenüber alternativen Zeitpunkten weniger günstig, so dass die Neigung zu synchronisiertem Laden reduziert wird (siehe dazu Bild 3.12 zur quantitativen Verdeutlichung). Eine komplette Vermeidung der Synchronisation von Ladevorgängen wird durch die Neuberechnung nicht zu garantieren sein, da nicht ausgeschlossen werden kann, dass Situationen auftreten werden, in denen die propagierte Rückkopplung durch die Flotte erst nach einer sehr großen Anzahl gleichzeitig ladender EVs zu einer zeitlichen Verschiebung des Optimums führt.

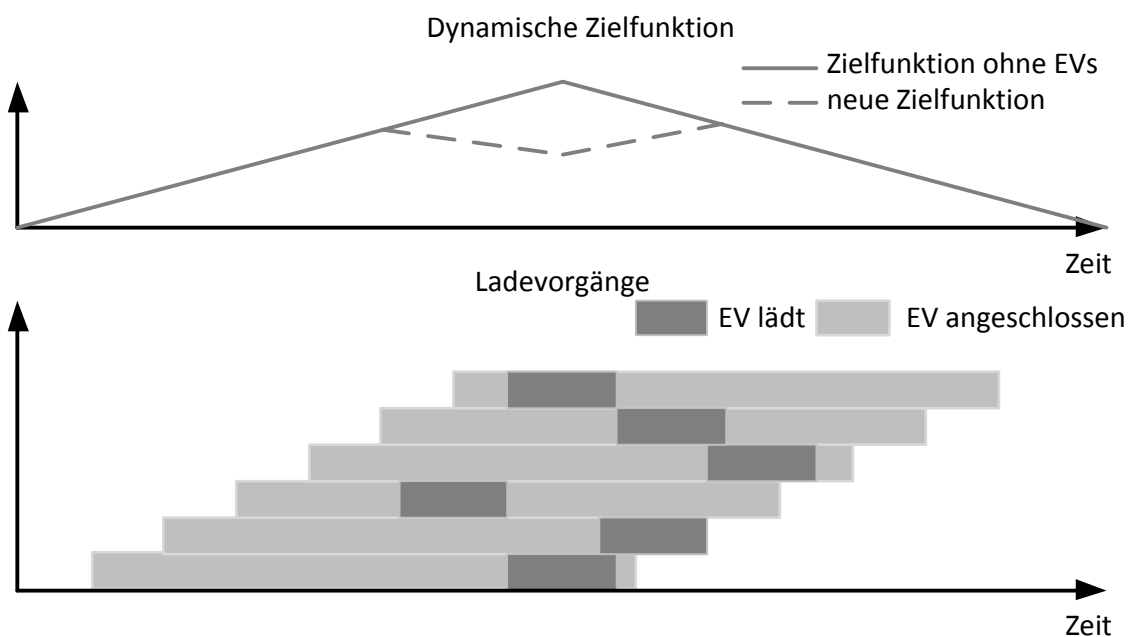


Bild 3.12: Beispielsituation Verwendung Neuberechnung Zielfunktion

Berechnung der Güte W2V

Ein Maß des Erfolgs kann der partiell zugerechnete Anteil Wind je Ladevorgang sein. Sei p_{EV} das Leistungsprofil eines einzelnen Ladevorgangs, dann ist sein Anteil:

$$r_{W2V} = \frac{\sum_{k=1}^{k=N} p_{t_{Reg,k}} \cdot p_{EV,k}}{\sum_{k=1}^{k=N} p_{EV,k}} \quad (3.4)$$

Zusammenfassung

Die Anwendung W2V stellt Zielfunktionen bereit, mit denen der Anteil *grünen Stroms* im Ladezeitfenster unter Berücksichtigung der Windeinspeisung von EVs maximiert wird, um ökologisches Laden zu ermöglichen. Im Gegensatz zu einer rein Zertifikate orientierten Zuweisung *grünen Stroms* erfolgt eine zeitliche Adaption an den Einspeisemix. Damit kann ein regenerativer Einspeisung folgender Bedarf durch EVs erzeugt werden.

Unterschieden wird die Anwendung W2V auf kleine und große Flotten. Kleine Flotten werden keinen Einfluss auf den zeitlich variablen Einspeisemix nehmen, solange deren summierte Ladeleistung klein gegenüber der Einspeisesituation bzw. bestehenden Lastsituation ist. Die zugrunde liegende Adaption der Zielfunktion an die entstehende Lastsituation steht allgemeingültig für die zuvor beschriebene Ursache-Wirkungs-Kette mit Rückkopplung. Je nach Realisierung wird sie direkt durch eine Zentrale Steuerungsinstanz oder indirekt durch Marktmechanismen durchgeführt. Der dafür benötigte Kommunikations- und Rechenaufwand wird an dieser Stelle nicht näher beleuchtet. Da EVs als neue Last zusätzliche Erzeugungskapazitäten benötigen, ist zu erwarten, dass bessere Ergebnisse des W2V Ansatzes zu erreichen sind, wenn durch gezielte Ladung zu windreichen Zeiten Drosselungen im Zusammenhang mit Einspeisemanagement von Windkraftanlagen nach §11 Abs. 1 EEG reduziert werden kann. Der beschriebene Ansatz W2V ist dediziert anhand der Windeinspeisung erklärt worden. Mit zunehmender Größe alternativer regenerativer Einspeisung kann eine Verallgemeinerung erfolgen, indem Einspeisezeitreihen der zu betrachtenden regenerativen Einspeisung in die Berechnung der Zielfunktion einfließen.

3.2 Berechnungsansatz quasistationärer Ladevorgang

Das vorab formulierte Ziel der Methodenentwicklung zur Analyse gesteuerten und ungesteuerten Ladens unter Berücksichtigung von Windeinspeisung und Verteilnetzbelastung im stationären Fall bedarf der Modellierung der Last Elektromobilität zur numerischen Simulation und Berechnung von Ladevorgängen. Dazu ist es notwendig, die vorab skizzierten Ladearten hinsichtlich Funktionalität und zeitlichen Verhaltens zu analysieren. Im Fall ungesteuerten Ladens ergeben sich Flottenprofile aufgrund des zu erwartenden Nutzerverhaltens, das zur Überlagerung der einzelnen Leistungsprofile führt. Probate vergleichbare Modelle arbeiten auf Basis von Gleichzeitigkeitsfaktoren und haben empirischen bzw. simulativen Charakter für einzelne Arbeitspunkte. Da gesteuertes Laden einen direkten zeitlichen Bezug einführt, wird die Anwendung der Zeitreihenmethodik vorgeschlagen mit der es möglich wird, Leistungsprofile zu berechnen, die sich aufgrund externer Signale (Wind-2-Vehicle und Lokales Lastmanagement) durch Interaktion von EVs mit den Steuerungsinstanzen ergeben. Die angewandte Methodik ist Bild 3.13 dargestellt. Anhand der beschriebenen Vorgehensweise ist es gelungen, ein Modell für EVs abzuleiten, mit dem auf Basis empirisch gewonnener und synthetisch erzeugter Merkmale die Einzel- und Flottenlast beschrieben und simuliert werden kann. In den nachfolgenden Abschnitten werden die einzelnen Schritte erklärt.

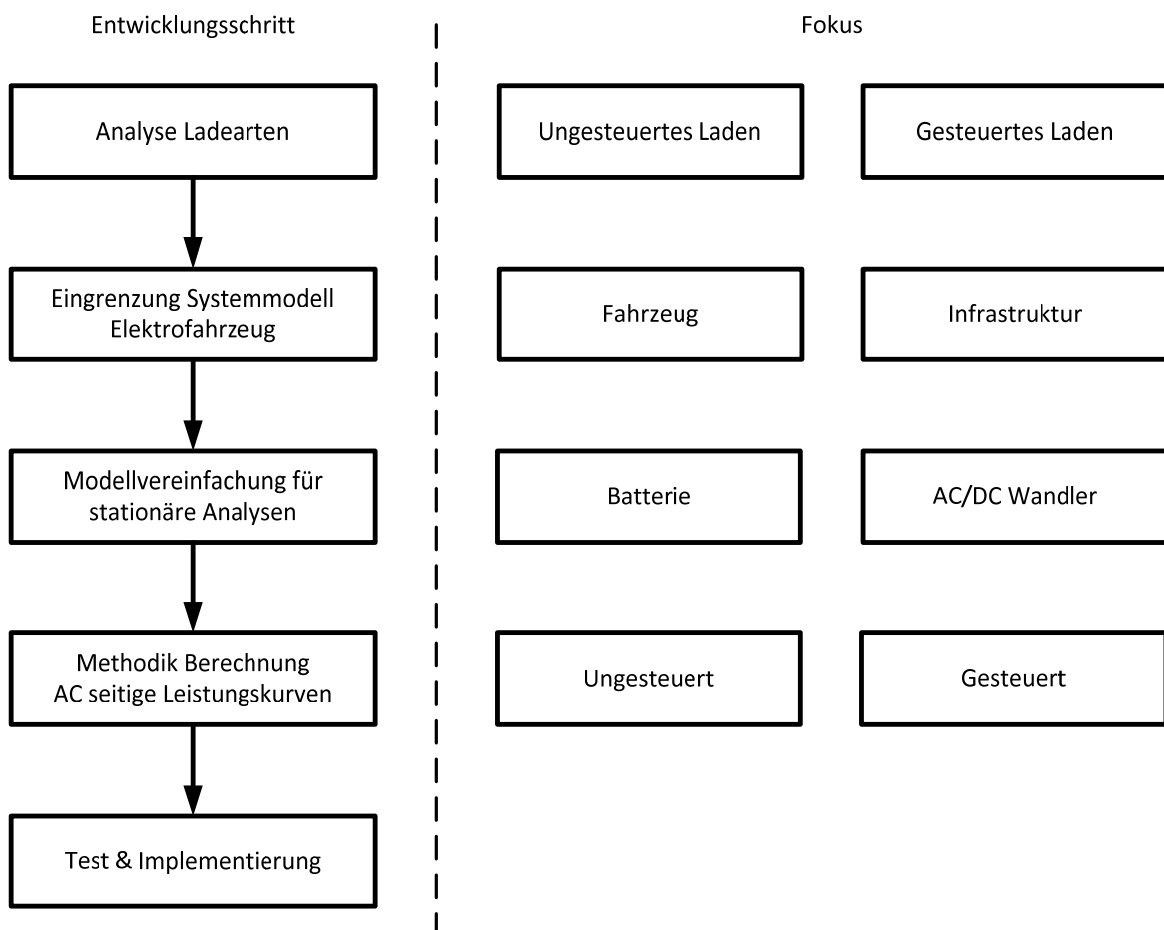


Bild 3.13: Entwicklungsschritte Last Elektromobilität

3.2.1 Ladearten

EVs können ungesteuert und gesteuert geladen werden. Die Modellierung gesteuerten und ungesteuerten Ladens zur Durchführung von Zeitreihensimulationen leitet sich direkt aus den hier dargestellten Überlegungen ab.

Definition

Zunächst werden die angewendeten Begriffe zur Erklärung eines Ladevorgangs definiert. Sie dienen zur Abgrenzung der einzelnen Zustände, die ein Fahrzeug einnehmen kann, während es an der Ladeinfrastruktur angeschlossen ist.

Ladevorgang: *Ein Ladevorgang erstreckt sich immer von Anfang bis Ende der Verfügbarkeit eines Fahrzeuges. Die Ladung selber ist Teil des Ladevorganges, in dem durch die Ladeinfrastruktur ein Leistungsfluss ermöglicht wird.*

Verfügbarkeit: *Unter der Verfügbarkeit eines Fahrzeuges versteht man die Zeitspanne, in der ein Fahrzeug an einer Ladeinfrastruktur verfügbar ist. Diese ist definiert zwischen Plug-In Event (Start) und Plug-Off Event (Stop).*

Ladung: *Während der Ladung ist ein Leistungsfluss größer 0 VA von der Ladeinfrastruktur zum Fahrzeug aktiv. Notwendig dafür ist die Spannungsversorgung des Fahrzeuges durch die Ladeinfrastruktur und die Entnahme von Leistung durch das Fahrzeug selber.*

Klimatisierung: *Die Klimatisierung ist Teil des Ladevorgangs, während das Fahrzeug am Ladepunkt angeschlossen ist und optional vor der Abfahrt nutzbar.*

Plug-In: *Ereignis, das den Start des Ladevorgangs definiert und durch das Stecken des Ladekabels in die Ladestation ausgelöst wird.*

Plug-Off: *Ereignis, das das Ende des Ladevorgangs definiert und durch die Entfernung des Ladekabels von der Ladestation ausgelöst wird.*

Anwendungsfälle Laden von EVs

Im Rahmen dieser Arbeit werden folgende Anwendungsfälle Ladung von EVs definiert:

1. Ungesteuertes Laden mit/ohne Klimatisierung,
2. Gesteuertes Laden mit direktem Einfluss durch eine Ladesteuerung mit/ohne Klimatisierung.

Beim Ungesteuerten Laden existieren keine externen Kenngrößen, die Einfluss auf das Ladeverhalten nehmen. Es wird angenommen, dass die ungesteuerte Ladung zeitoptimal mit maximal verfügbarer Ladeleistung durchgeführt wird. Gesteuertes Laden ermöglicht die Einflussnahme durch eine Zielfunktion (in dieser Arbeit die W2V Zielfunktion) und/oder zeitlich variable limitierte Leistung am Ladepunkt (in dieser Arbeit das berechnete LLM Profil).

Fall 1: Ungesteuertes Laden mit/ohne Klimatisierung

Ein EV wird angeschlossen und entnimmt dem Netz sofort elektrische Leistung bis der Batteriestand 100% erreicht hat. Die maximal verfügbare Leistung wird aufgrund des in IEC62196 beschriebenen Verfahrens durch Kodierung des maximalen Ladestroms vorgegeben. Bis zur Nutzung des EVs kann zusätzliche Leistung zur Klimatisierung des Innenraums benötigt werden. Es wird

angenommen, dass die Klimatisierung ausschließlich zum Ende des Ladevorgangs durchgeführt wird. Die technischen Merkmale von Ladepunkt, Fahrzeug und Kabel bestimmen Dauer und Ladestrom/Ladeleistung. Das entstehende allgemeine beide Fälle beschreibende allgemeine Leistungsprofil zeigt Bild 3.14.

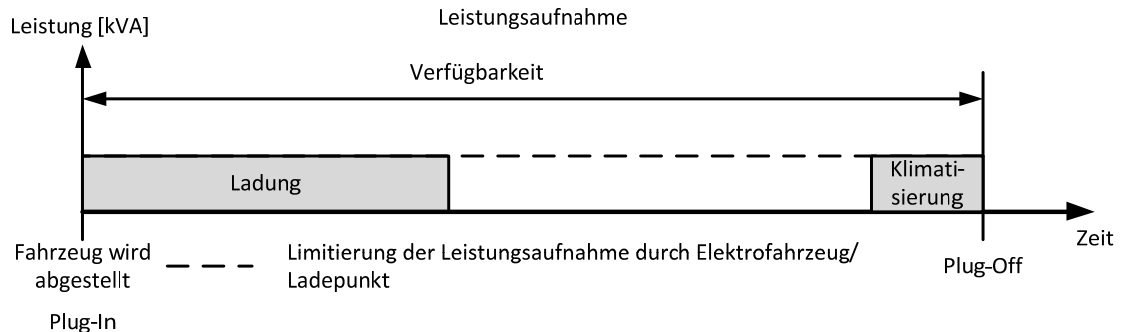


Bild 3.14: Ungesteuertes Laden mit Klimatisierung

Fall 2: Gesteuertes Laden mit/ohne Klimatisierung

Gesteuertes Laden führt zur automatischen Adaption eines Ladevorgangs anhand externer Informationen (Tarife oder Zielfunktionen) mittels Smart Charge Techniken, bei denen optimal unter Berücksichtigung einer Zielfunktion ein Lastprofil realisiert wird. Die verfügbare Leistung/Ladestrom am Ladepunkte kann zeitvariabel oder konstant sein und wird ebenso kommuniziert. Den allgemeinen Fall mit flexibler Zielfunktion und flexibler limitierter Leistungsabgabe zeigt Bild 3.15.

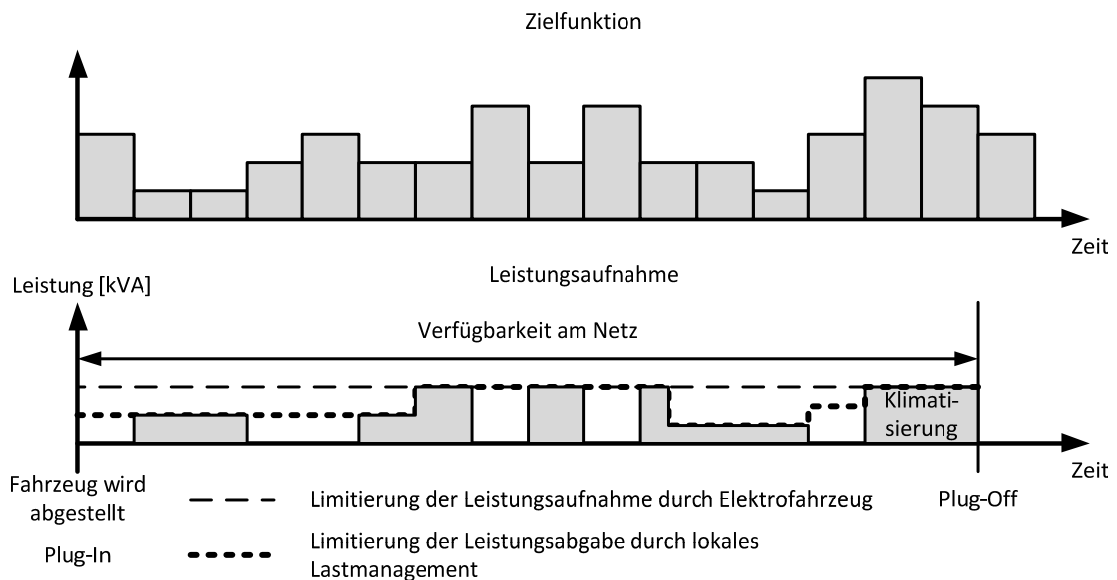


Bild 3.15: Ladung mit flexibler Zielfunktion und flexibler limitierter Leistungsabgabe

3.2.2 Ladevorgangmodell

Die im vorherigen Abschnitt dargestellten Anwendungsfälle der Ladung von EVs bei Heimladung beschreiben beispielhaft Leistungsprofile, die durch ungesteuertes bzw. gesteuertes Laden je Fahrzeug auftreten können. Für die Berechnung vorgegebener Ladevorgänge von EVs und zur

Anwendung von Leistungsflussrechnung ist ein Modell erforderlich, mit dem Leistungskurven der gesteuerten und ungesteuerten Ladung berechenbar werden. Im folgenden Abschnitt werden Vereinfachungen und ein mathematisches Modell zur Berechnung von ¼-stündlichen Ladeprofilen erklärt. Das Modell wird sowohl für Simulationszwecke zur Bestimmung des Einflusses von EVs im Verteilnetz, als auch zur Berechnung realer Ladevorgänge als Sollwertvorgaben für gesteuertes Laden verwendet.

Bestimmung relevanter Merkmale zur Lastmodellierung

Die Anwendungsfälle beschreiben aus Sicht elektrischer Energiesysteme langsame Vorgänge im ¼-h Bereich. Die Berechnung der Leistungskurve orientiert sich an Größen (Last- und Einspeiseentwicklung, Einhaltung thermischer Grenzen der Betriebsmittel und Spannungsniveau). Damit können transiente und subtransiente Phänomene vernachlässigt werden. Eine Übersicht der Einzelkomponenten der Ladeinfrastruktur und Fahrzeug gibt Bild 3.16.

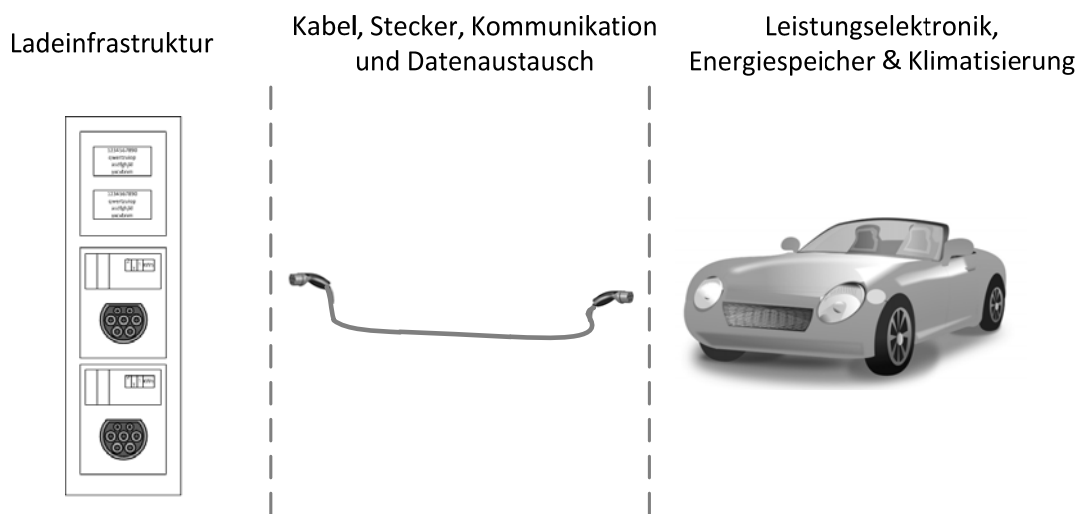


Bild 3.16: Systemkomponenten Elektromobilität

Die Leistungsaufnahme limitieren zulässige Dauerströme von Kabel, Stecker und technische Grenzen der Leistungselektronik. Das Leistungsprofil bestimmend sind Energiebedarf zur Ladung der Batterie, Wirkungsgrad und Leistungsfaktor der elektrischen Komponenten und energieintensive Komfortfunktionen wie Heizen/Kühlen des Innenraums (Klimatisierung) vor Abfahrt. Einen Überblick zu berücksichtigender Merkmale gibt Tabelle 3.1.

Tabelle 3.1: Zu berücksichtigende Merkmale Ladevorgang

Komponente	Einzelner Arbeitspunkt	Zeitreihensimulation
Kabel & Stecker	Max. möglicher Ladestrom/Ladeleistung (vorgegeben durch verwendete elektrische Komponenten)	
Infrastruktur		
Leistungselektronik & Steuerung	Nennleistung & Leistungsfaktor des AC/DC Wandlers	Verluste und Leistungsfaktor bestimmen effektive Energiemengen, die für Ladevorgänge berücksichtigt werden müssen.
Energiespeicher	Keine Merkmale	Ladeverfahren bestimmt Zeitverlauf AC-seitiger Leistungsaufnahme.

Komponente	Einzelner Arbeitspunkt	Zeitreihensimulation
Klimatisierung	Keine Merkmale	Bestimmung zusätzlicher Energiemengen und zeitlicher Leistungsaufnahme, die aufgenommen werden müssen.

Betrachtung Ladeverfahren Batterie

Das häufigste Verfahren zur Ladung EV-Batterien ist DC-seitig ein zweistufiger Prozess. Angewendet wird das CC/CV Ladeverfahren, indem zuerst mit einem konstanten Strom und bei Erreichen der Ladeschlussspannung des Batteriespeichers mit konstanter Spannung geladen wird [89]. Bild 3.17 zeigt Realmessungen des AC-seitigen Verlaufs an einem EV bei Anwendung des CC/CV Verfahrens. Nach Aussagen unterschiedlicher Fahrzeughersteller ist es prinzipiell möglich, beliebige Ladeverhalten mit flexiblen AC-seitigen Leistungsentnahmen mit alternativen Ladetechniken umzusetzen. In [68] ist dies wissenschaftlich untersucht und bestätigt worden. Von daher wird auf die Nachbildung des Ladeverfahrens der Batterie bei der Berechnung von Ladevorgängen verzichtet.

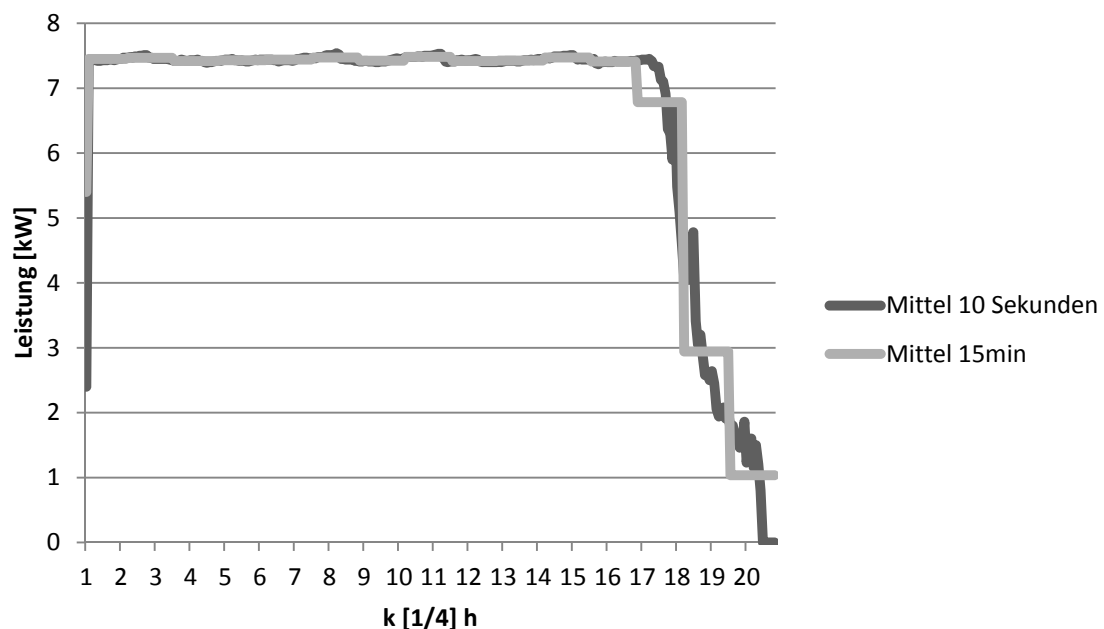


Bild 3.17: AC-seitige Messung einer Vollladung eines EV mit 7,2 kW Ladeleistung

Zeitreihenmodell Ladevorgänge

Aus der Analyse voranstehender Kapitel sind die elementaren Merkmale zur Nachbildung stationärer Leistungsprofile gesteuerten und ungesteuerten Laden abgeleitet worden. Die Profile sind abhängig von der zu ladenden Energiemenge, des Systemwirkungsgrades und Leistungsfaktors der AC/DC Wandlung und der Batterie, der verfügbaren Zeit und extern verfügbarer Informationen zur Beeinflussung von Ladevorgängen. Ein allgemeines Lastmodell für zeitreihengestützte Simulationen quasistationärer Vorgänge muss diese Informationen verarbeiten können und einen adäquaten Ladevorgang berechnen. Die Parameter, Eingabe- und Ausgabegrößen des in dieser Arbeit entwickelten Ladevorgangmodells für gesteuertes/ungesteuertes Laden von EVs zeigt Bild 3.18.

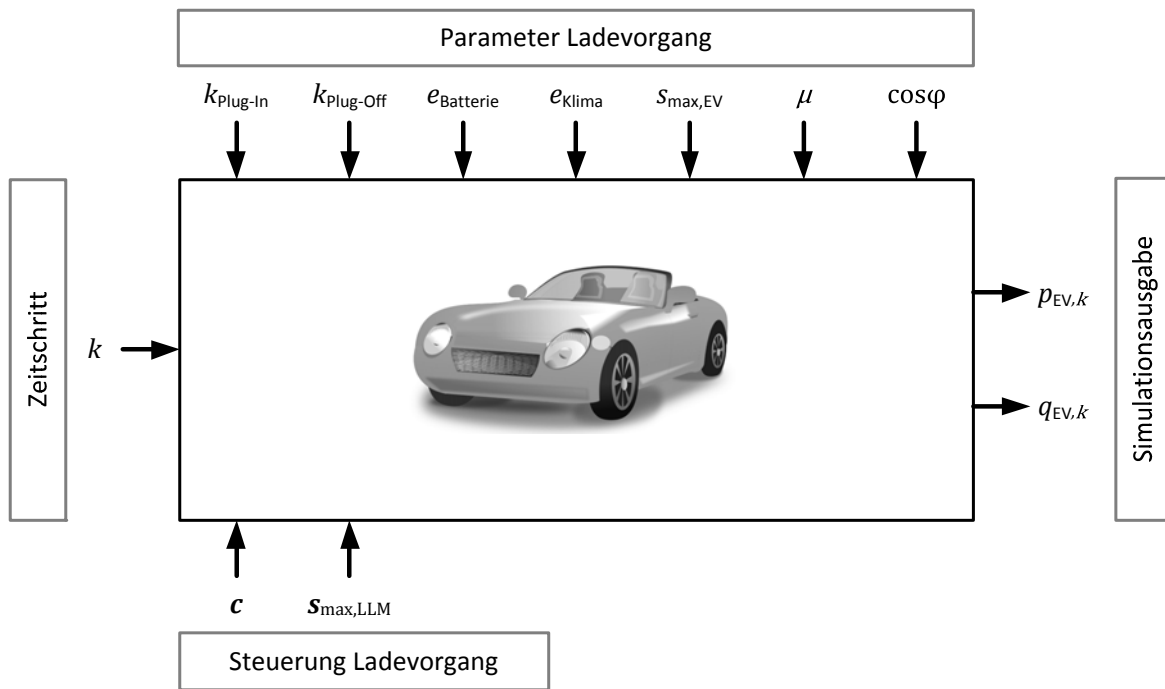


Bild 3.18: Übersicht allgemeines Modell eines EV zur Integration in eine Zeitreihensimulation zur Untersuchung verschiedener Methoden zur Beladung der Fahrzeuge mittels stationärer Netzberechnung

Dabei sind:

- k Zeitschritt,
- $k_{\text{Plug-In}}$ Zeitschritt Start eines Ladevorgangs,
- $k_{\text{Plug-Off}}$ Zeitschritt Ende eines Ladevorgangs,
- e_{Batterie} Energiebedarf zur Ladung der Batterie,
- e_{Klima} Energiebedarf Klimatisierung des Fahrzeugs am Ende eines Ladevorgangs,
- s_{EV} Nennleistung des AC/DC Wandlers im Fahrzeug,
- η Systemwirkungsgrad (AC/DC Wandlung inklusive Steuerungskomponenten),
- $\cos\varphi$ Leistungsfaktor des AC/DC Wandlers,
- s_{LLM} Vektor mit Zeitreihenprofil der maximalen Scheinleistung am Ladepunkt,
- c Vektor mit Zielfunktion (für gesteuertes Laden),
- $p_{\text{EV},k}$ Wirkleistung zum Zeitpunkt k ,
- $q_{\text{EV},k}$ Blindleistung zum Zeitpunkt k .

Berechnung Ladeprofil Fall 1: Ungesteuertes Laden

Nach den Vorgaben der Normen IEC62196 [62]/ SAEJ1772 [63] wird beim ungesteuerten Laden ein maximaler Strom, in dieser Arbeit eine maximale zeitkonstante Scheinleistung s_{max} , vorgegeben. Diese ist formal für alle Zeitschritte k :

$$s_{\text{max},k} = \min\{s_{\text{LLM},k}, s_{\text{EV}}\} \quad (3.5)$$

DC seitig steht damit eine maximale Wirkleistung $p_{\max,k}$ zur Ladung der Batterie zur Verfügung, die in Abhängigkeit vom Leistungsfaktor und des Wirkungsgrades nach:

$$p_{\max,k} = S_{\max,k} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \quad (3.6)$$

berechnet wird. Die Elemente $p_{EV,k}$ des Vektors \mathbf{p}_{EV} werden solange mit $p_{\max,k}$ gefüllt, bis gilt:

$$\sum_{k=1}^{k=l} p_{EV,k} \cdot T + p_{\max,(k+1)} \geq e_{\text{Batterie}} \quad (3.7)$$

Dabei sind:

- l der Maximalwert der Laufvariable l ; es gilt $l \leq N$,
- N die Länge des Ladevorgangs in Anzahl Tastpunkte; es gilt $N = k_{\text{Plug-Off}} - k_{\text{Plug-In}} + 1$.

Gilt $l \leq N$, so wird nicht die gesamte verfügbare Zeit gebraucht, um die Ladung zu vollenden. In diesem Fall entspricht

$$p_{EV,(k+1)} = \frac{e_{\text{Batterie}}}{T \cdot \cos\varphi \cdot \eta} - \sum_{k=1}^l p_{EV,k} \quad (3.8)$$

der zur Volldeckung des Batterieladebedarfs notwendigen Restenergiemenge. Besteht Bedarf zur Klimatisierung des Fahrzeugs am Ende eines Ladevorgangs, so wird \mathbf{p}_{EV} an den verbleibenden Tastpunkten nach gleichem Schema aufgefüllt. Einen Beispielladevorgang mit Klimatisierung kurz vor Ende des Ladevorgangs zeigt Bild 3.19.

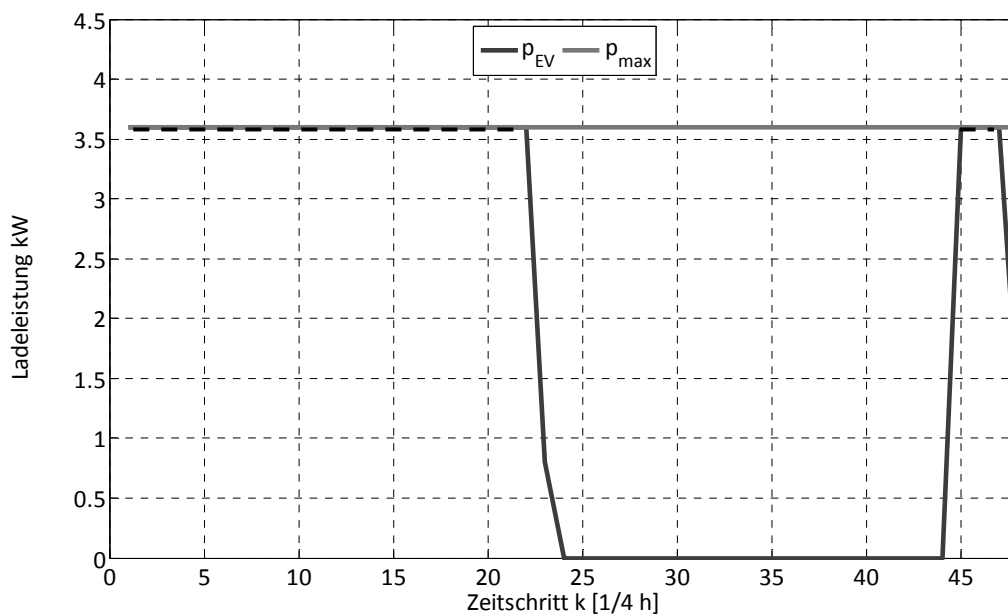


Bild 3.19: Beispielladevorgang eines EV mit 3,6 kW ($\cos\varphi = 1$) Ladeleistung und Klimatisierung

Berechnung Ladeprofil Fall 2: Gesteuertes Laden

Gesteuertes Laden mit dem Smart Charge Protokoll beschreibt die Optimierung einzelner Ladevorgänge aufgrund einer Zielfunktion und über die Zeit limitierter Scheinleistung am Ladepunkt. Aus Nutzersicht ist es optimal, das EV mit der maximal möglichen Ladeleistung zu Zeitpunkten mit maximaler Zielfunktion zu laden. Das Optimierungsproblem lässt sich als lineares Programm der Form

$$\max\{\mathbf{c}^T \mathbf{p}_{EV} \mid \mathbf{A} \cdot \mathbf{p}_{EV} \leq \mathbf{b}\} \quad (3.9)$$

beschreiben. Dabei sind:

- $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{M \times N}$ eine reelwertige Matrix,
- $\mathbf{c} \in \mathbb{R}_+^N$ der Zielfunktionsvektor,
- $\mathbf{b} \in \mathbb{R}^M$ der Vektor mit den Beschränkungen,
- $\mathbf{p}_{EV} \in \mathbb{R}^N$ der Vektor der Ladeleistungen je diskreten Zeitschritt k .

Ziel ist es eine Lösung $\mathbf{p}_{EV}^* \in \mathbb{R}^N$ zu finden, die das lineare Gleichungssystem erfüllt und einen möglichst hohen Zielwert $J(\mathbf{p}_{EV}) = \mathbf{c}^T \mathbf{p}_{EV}$ hat. Alle Größen beziehen sich auf das Intervall $[k_{\text{Plug-In}} \ k_{\text{Plug-Off}}]$ der Länge N . Je Ladevorgang ist eine definierte Menge an Energie für die Ladung der Batterie und Klimatisierung des Fahrzeugs vor Beendigung des Ladevorgangs aufzunehmen. Die gesamte aufgenommene Energiemenge unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads des AC/DC Wandlers ist:

$$e_{\text{Batterie}} + e_{\text{Klima}} = \sum_{k=1}^N \eta \cdot p_{EV,k} \cdot T \quad (3.10)$$

Es sei:

- $s_{\max,k}$ die resultierende maximale Scheinleistung je Zeitpunkt k am Ladepunkt.

Dann gilt:

$$s_{\max,k} = \min\{s_{\text{LLM},k}, s_{\text{EV}}\} \quad (3.11)$$

$$p_{\max,k} = s_{\max,k} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \quad (3.12)$$

Es seien:

- $\mathbf{s}_{\max} \in \mathbb{R}^{N \times 1} = [s_{\max,k=1}, s_{\max,k=2}, \dots, s_{\max,k=N}]^T$ der Vektor der maximalen Scheinleistung im Intervall $[k_{\text{Plug-In}} \ k_{\text{Plug-Off}}]$,
- $\mathbf{s}_{\min} \in \mathbb{R}^{N \times 1} = [0, 0, \dots, 0]^T$ den Vektor der minimalen Scheinleistung im Intervall $[k_{\text{Plug-In}} \ k_{\text{Plug-Off}}]$,
- $\mathbf{I} \in \mathbb{R}^{N \times N}$ die Einheitsmatrix,
- $\mathbf{l} \in \mathbb{R}^{N \times 1}$ ein Vektor gefüllt mit 1,
- T das Diskretisierungsintervall (allgemein $\frac{1}{4}$ Stunde).

Das Optimierungsproblem ohne Klimatisierung lässt sich wie folgt beschreiben:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ \mathbf{I} \\ \mathbf{l}^T \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$\mathbf{b} = \left[\mathbf{s}_{\max}^T \cdot \cos\varphi \quad \mathbf{s}_{\min}^T \cdot \cos\varphi \quad \frac{e_{\text{Batterie}}}{T \cdot \eta} \right] \quad (3.14)$$

Die Formulierung des Optimierungsproblems soll nun durch eine Randbedingung erweitert werden, die es erlaubt, zu einem beliebigen Zeitpunkt zusätzlichen Energiebedarf zu definieren, der der Nachbildung abschließender Klimatisierung des Fahrzeugs dient. Dazu müssen die Matrix \mathbf{A} und der Vektor \mathbf{b} erweitert werden zu:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ \mathbf{I} \\ \mathbf{l}^T \\ \mathbf{h}^T \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

$$\mathbf{b} = \left[\mathbf{s}_{\max}^T \cdot \cos\varphi \quad \mathbf{s}_{\min}^T \cdot \cos\varphi \quad \frac{e_{\text{Batterie}}}{T \cdot \eta} + \frac{e_{\text{Klima}}}{T \cdot \eta} \quad -\frac{e_{\text{Klima}}}{T \cdot \eta} \right], \quad (3.16)$$

wobei \mathbf{h}^T den Vektor darstellt, dessen k -te Elemente mit -1 gefüllt sind, sofern zum Zeitpunkt k ein Teil der elektrischen Energie zur Klimatisierung verwendet werden soll. Durch diese Formulierung bleibt gewährleistet, dass zu den gewünschten Zeitpunkten mindestens die erforderliche Leistung dem Netz entnommen werden kann, damit das Fahrzeug klimatisiert wird bzw. eine kombinierte Klimatisierung und Batterieladung möglich ist. Das beschriebene lineare Optimierungsproblem $\mathbf{A} \cdot \mathbf{p}_{EV} \leq \mathbf{b}$ erlaubt Lösungen, die weniger Energieaufnahme als gefordert umsetzen. Einen Beispielladevorgang mit Klimatisierung unter Berücksichtigung einer Zielfunktion zeigt Bild 3.19, gelöst mit dem Simplexverfahren der Apache Commons Mathematics Library [90].

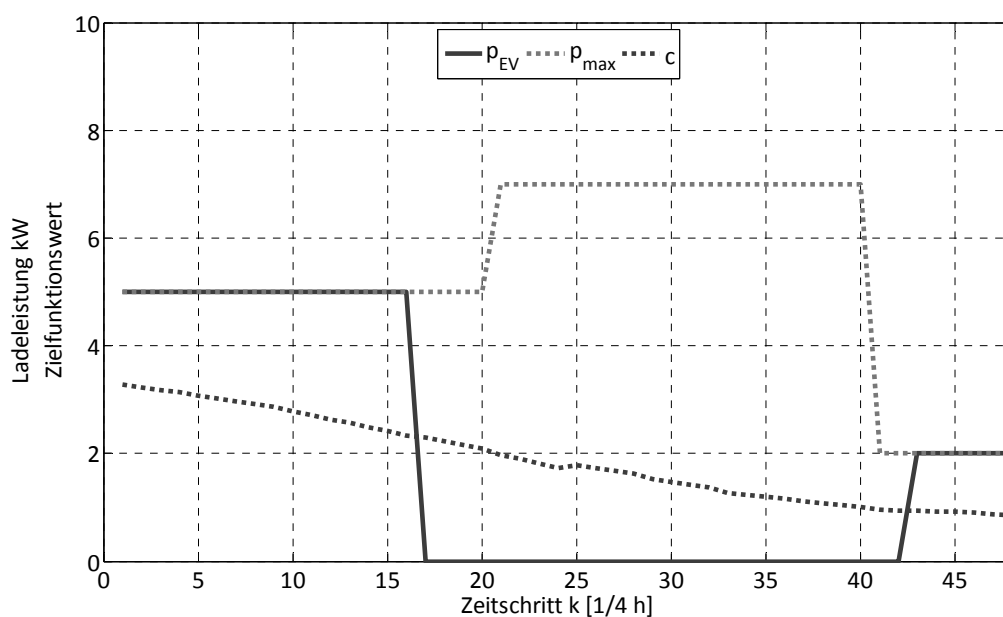


Bild 3.20: Beispiel gesteuerter Ladevorgang mit Klimatisierungsaufwand

3.3 Zusammenfassung

Die Ladung von EVs unter Berücksichtigung ökologischer und netztechnischer Randbedingungen ist in den Abläufen zum gesteuerten Laden (speziell dem Entwurf des Smart Charge Protokolls in Referenz [65]) abbildbar und dient in dieser Arbeit als Ausgangspunkt die Methoden W2V und LLM zur Berechnung einer Zielfunktion mit Nebenbedingungen einzuführen. Dabei wird unterschieden zwischen der Anwendung LLM in überwachten und nicht überwachten Verteilnetzen. Beide Fälle beschreiben einen zeitlichen Verlauf möglicher $\frac{1}{4}$ -stündlicher Ladeleistungen am Ladepunkt. Die Informationen über die maximal mögliche Belastung am Ladepunkt ist dediziert aus primärtechnischen Merkmalen der Betriebsmittel vor Ort abgeleitet und berücksichtigt den letzten Abschnitt zwischen Endkunden und Hausanschluss. Die Situation des vorgelagerten Netzes bleibt unberücksichtigt. In informationstechnisch ausgerüsteten Verteilnetzen (*Smart Grid, Zielnetz 2050*) werden Informationen bereitgestellt, die bei zur Berechnung maximal möglicher Ladeleistungen verwendet werden können, um durch EVs verursachte Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Das hierfür vorgeschlagene Verfahren basiert auf der Anwendung der Leistungsflussrechnung zur Ermittlung der Netzsituation und Ableitung limitierender Größen an der Ladestation. Dazu werden die einem Lastknoten zugeordneten Haushalte aggregiert und als Leistungszeitreihe prognostiziert. Auf Basis dieser Prognosen erfolgt die Anwendung der Berechnungsmethodik für jeden einzelnen Zeitschritt. Die W2V Methodik orientiert sich an den Systemgrößen Einspeisung Wind und Gesamteinspeisung aus denen die Berechnung der Zielfunktion für windgesteuertes Laden abgeleitet ist. Das Äquivalenzprinzip zwischen W2V und preisorientierter Steuerung, sich einstellende Rückkopplungen und Bewertung des Erfolgs gesteuerten Ladens sind erklärt.

Die Berechnung von Ladevorgängen unter Berücksichtigung der extern vorgegebenen Signale nach Wind-2-Vehicle und Lokalen Lastmanagements sind ein Teil der vorgestellten Betriebskonzepte. Ein Zeitreihenmodell zur Berechnung $\frac{1}{4}$ -stündlicher Ladevorgänge ist beschrieben. Dieses Modell dient zur Simulation des Lastverhaltens von EVs und als Sollwertvorgabemodul für den AC/DC Wandler realer Fahrzeuge. Aus der Analyse relevanter Merkmale sind die das Lastprofil bestimmenden Größen abgeleitet worden. Maßgeblich sind der Energiebedarf für die Batterieladung, Klimatisierung zum Ende eines Ladevorgangs, Wirkungsgrad und Leistungsfaktor des AC/DC Wandlers. Ungesteuertes Laden mit/ohne Klimatisierung entspricht der Entnahme maximaler am Ladepunkt verfügbarer Leistung bis zum Ende des Ladevorgangs durch Abziehen des Steckers oder Erreichen des gewünschten Füllstands der Batterie. Moderne Ladeverfahren, die in zukünftigen EVs zur Anwendung kommen, können beliebige Ladeprofile realisieren. Damit ist gesteuertes Laden ohne Rücksicht auf DC seitiges Batterieladeverhalten unter Berücksichtigung energetischer Bilanzen berechenbar. Die Klimatisierung von EVs ist als standardisierte Komfortfunktion zu erwarten und ist nach der Batterie folgend zweitgrößter Verbraucher.

Die mathematische Beschreibung als lineares Programm berücksichtigt beide Verbraucher (Ladung der Batterie und Klimatisierung). Sie ist so entworfen, dass das berechnete Leistungsprofil unter Berücksichtigung einer gegebenen Zielfunktion und limitierender Nebenbedingungen das Zielfunktional maximiert. Mit linearen Lösern wie dem Simplexverfahren lässt sich das Optimierungsproblem berechnen. Das beschriebene Ladevorgangsmodell wird in dieser Arbeit für Systemanalysen verwendet und dient als methodischer Ansatz der Berechnung von Ladevorgängen von realen EVs, die W2V und LLM anwenden.

4 Fallstudien

In dem folgenden Kapitel werden die in dieser Arbeit in Fallstudien durchgeführten Analysen zur Ladung von EVs vorgestellt. Zwei in dieser Arbeit durchgeführte Fallstudien werden gezeigt, die die grundsätzliche Umsetzbarkeit gesteuerten Ladens als Anwendung für EVs bei Heimladung und den Einfluss auf Verteilnetze nachweisen. Die erste Fallstudie beschreibt einen im Kontext dieser Arbeit durchgeführten Feldversuch mit fünfzig EVs, im Rahmen dessen windgesteuertes Laden erprobt und reales Kundenverhalten aufgenommen wurde. Die zweite Fallstudie zeigt Ergebnisse numerischer Analysen zum Einfluss von EVs, die unter Verwendung eines Referenzverteilnetzes durchgeführt worden sind. Die Betriebsverfahren W2V und LLM werden angewendet.

4.1 Feldversuch Heimladung von Elektroautos

4.1.1 Hintergrund zur Fallstudie und Methodik

Die an der Feldstudie beteiligten Partner sind die BMW Group AG, Vattenfall Europe AG, Technische Universität Berlin, Technische Universität Chemnitz und Technische Universität Ilmenau. Von Juli 2009 bis September 2010 sind fünfzig rein elektrisch angetriebene Fahrzeuge (Mini-E) an Kunden in Berlin verteilt worden. Jedem Kunden stand eine ferngewirkte Autostrombox zum Laden im Privatbereich zur Verfügung. Über die Fernwirkverbindung ist Einfluss auf die Ladung der Fahrzeuge genommen worden mit dem Ziel diese windorientiert zu beladen [91], [92]. Aufgrund der Versuchsbedingungen war die zuvor beschriebene W2V Methode zu vereinfachen. Aus Netzbetriebsicht sind vor allem die ermittelten Energiemengen der Ladung, Referenzladevorgänge für numerische Analysen, Statistiken über Ladezeiten und Lastprofile relevant. Im Anschluss werden anhand gefilterter Ladevorgänge unter Anwendung der vollständigen W2V Methode numerische Analysen zur Einschätzung der W2V Güte durchgeführt. Das methodische Vorgehen ist in Bild 4.1 dargestellt.

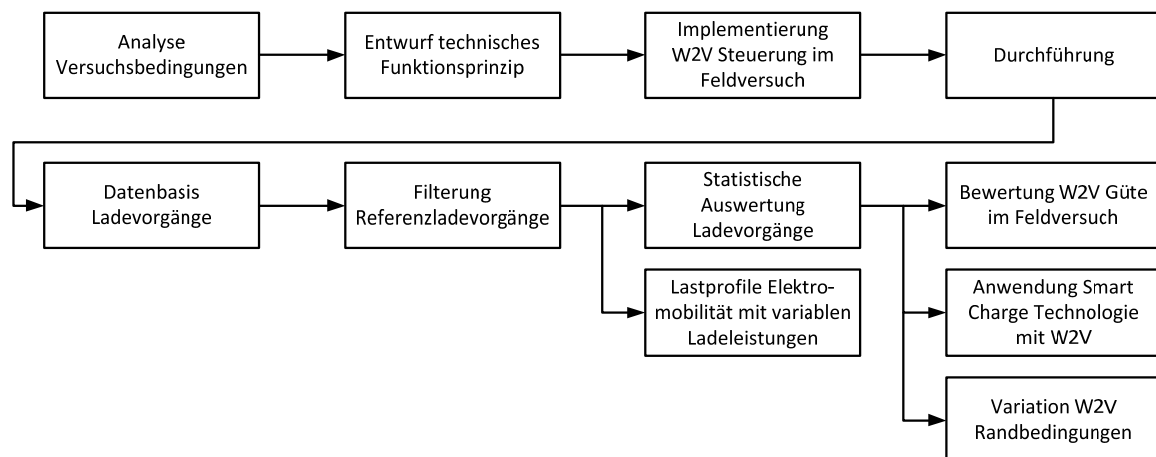


Bild 4.1: Methodisches Vorgehen zur Fallstudie

4.1.2 Versuchsbedingungen

Die in der Feldstudie genutzten Fahrzeuge sind mit einer Lithium-Ionen Batterie mit einer Kapazität von 35 kWh ausgerüstet von der 29 kWh nutzbar sind. Die angegebene Reichweite beträgt 180 km. Geladen wurden die Fahrzeuge 1-phasig (Wechselstrom) mit 7,2 kVA [93] mit $\cos\varphi = 1$ (Messergebnisse). Insofern werden alle Leistungsgrößen nachfolgend als Wirkleistungsgrößen

angegeben. Die Speicherkapazität der gesamten Flotte betrug 1,4 MWh. Dem gegenüber stand eine Peakleistung von 280 kW. Mangels Kommunikationsfähigkeit der Fahrzeuge, wurden keine Vorabinformationen des Ladebedarfs zur Verfügung gestellt. Den Kunden stand es frei zu Hause an der Autostrombox bzw. unterwegs an öffentlichen Ladestationen des lokalen Verteilnetzbetreibers zu laden. Die Abrechnung zu Hause erfolgte auf Basis eines zeitvariablen Tarifs. Zwischen 22:00 und 6:00 Uhr des Folgetages galt Niedertarif (NT) ansonsten Hochtarif (HT) [92]. Diesen Randbedingungen gegenüber standen Anforderungen, die durch das Steuerungssystem für die Heimladung zu erzielen sind [91]:

- 1.) Die Fahrzeuge sind vorrangig mit *grüner Energie* zu beladen. Der gewählte Indikator ist die Windeinspeisung einer Regelzone.
- 2.) Die Beladung der Fahrzeuge wird unterbrochen und freigegeben, indem die Fahrzeuge durch ein Schütz von der Ladeinfrastruktur elektrisch getrennt oder mit ihr verbunden werden.
- 3.) Über einen Pilotkontakt wird detektiert, ob ein Fahrzeug angeschlossen ist.
- 4.) Die Beladung beginnt unmittelbar, sobald aus Sicht des Fahrzeugs Spannung anliegt.
- 5.) Die im Versuch eingesetzten Autostromboxen sollen beliebig und unabhängig von verfügbaren Internetzugängen wie DSL oder ISDN installiert werden können.
- 6.) Um jeden Ladevorgang mit Sicherheit abzuschließen, hatten die Versuchsteilnehmer die Möglichkeit, über eine Homepage des zuständigen Verteilnetzbetreibers ihre gewünschten Abfahrtszeiten zu definieren.
- 7.) Über das gleiche Portal sind die Nutzer in der Lage, den Ladevorgang zu jeder beliebigen Zeit zu starten. Dies wurde über einen Sofort-Laden Mechanismus im Portal bereitgestellt.
- 8.) VPN-verschlüsselte Kommunikation.

Auf Basis der beschriebenen Versuchsbedingungen ließen sich bereits vorab erste Einschränkungen der Allgemeingültigkeit des Feldversuchs skizzieren. Für effizientes gesteuertes Laden ist es unerlässlich, dass zwischen Fahrzeug und Ladepunkt Informationen ausgetauscht werden. Um die lokale Infrastruktur vor Überlastung zu schützen, müssen Informationen bereitstehen, mit denen die Limitierung der maximalen Scheinleistung auf Basis der Prinzipien nach IEC62196 oder unter Verwendung von Smart Charge Techniken durchgeführt werden können. Damit sind in dem Feldversuch weder LLM noch W2V mit Zielfunktionsaustausch möglich gewesen. W2V wurde reduziert auf die Vorgabe von Ladefahrplänen, Datengewinnung über Nutzungszeiten privater Ladeinfrastruktur und Nachweis der gezielten Einflussnahme auf die Ladung von EVs.

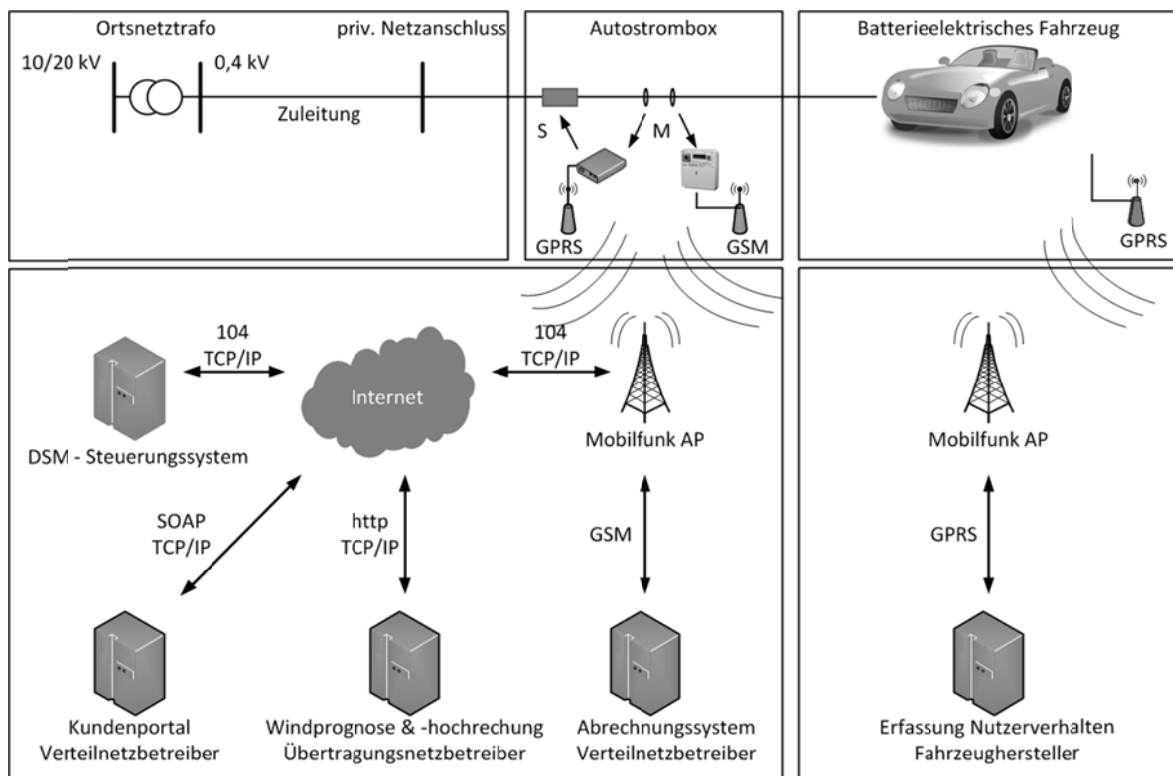
Auch wenn Informationen fehlten und die Abläufe nach IEC62196 und Smart Charge Techniken nicht implementiert waren, konnte ein einfaches W2V Verfahren durch gezieltes Ein- und Ausschalten der Fahrzeuge umgesetzt werden, mit dem gesteuertes Laden demonstriert wurde. Mit dem Steuerkreis nach IEC62196 ist erfasst worden, wenn ein Kunde sein Fahrzeug angeschlossen hat und vom Ladepunkt trennte (Nutzung der Pilotfunktion). Mittels Strommessung konnte nach Beendigung eines Ladevorgangs auf den Energiebedarf rückgeschlossen werden. Die folgenden Umfänge sind nach eingehender Analyse der Anforderungen, Bedingungen und Machbarkeit realisiert worden, um den Feldversuch durchführen zu können [91]:

- 1.) Entwurf und Implementierung eines Steuerungssystem mit VPN basierter Kommunikation zu den Autostromboxen,

- 2.) Anbindung eines Kundenportals zur Übermittlung und Integration kundenspezifischer Informationen (Verfügbarkeit, Sofortladen) in das Steuerungssystem,
- 3.) Erfassung der Merkmale individueller Ladevorgänge und Auswertung,
- 4.) Steuern der Ladevorgänge auf Basis von Vergangenheitsdaten, um windorientiertes Laden prinzipiell zu erforschen.

4.1.3 Technisches Funktionsprinzip

Die zur Heimladung an die Kunden verteilten Autostromboxen sind mit der Aktorik für gesteuertes Laden ausgerüstet. Mittels GPRS/EDGE existiert eine IEC60870-5-104 [94] (TCP/IP) basierte Kopplung der Fernwirkkomponenten der Autostromboxen mit einer zentralen Leittechnik (DSM Steuerungssystem). In dieser sind ein Schütz, Mess- und Zählleinrichtungen installiert. Die GPRS/EDGE Verbindungen werden durch einen öffentlichen Mobilfunknetzbetreiber zur Verfügung gestellt. Verschlüsselt wird mit VPN Technologien. Die Fahrzeuge sind für interne Zwecke des Automobilherstellers mit zusätzlicher Funktechnik ausgestattet. Über Internetverbindungen werden zwischen dem Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und der zentralen Leittechnik Informationen ausgetauscht. Das beschriebene Funktionsprinzip ist in Bild 4.2 skizziert.



Abkürzungen

104: IEC60870-5-104er Protokoll (IP VPN verschlüsselt)

GSM: Global System for Mobile Communications

SOAP: Simple Object Access Protocol

S: Steuersignale

TCP/IP: Internet Protocol Suite

GPRS: General Packet Radio Service

AP: Access Point

M: Messsignale

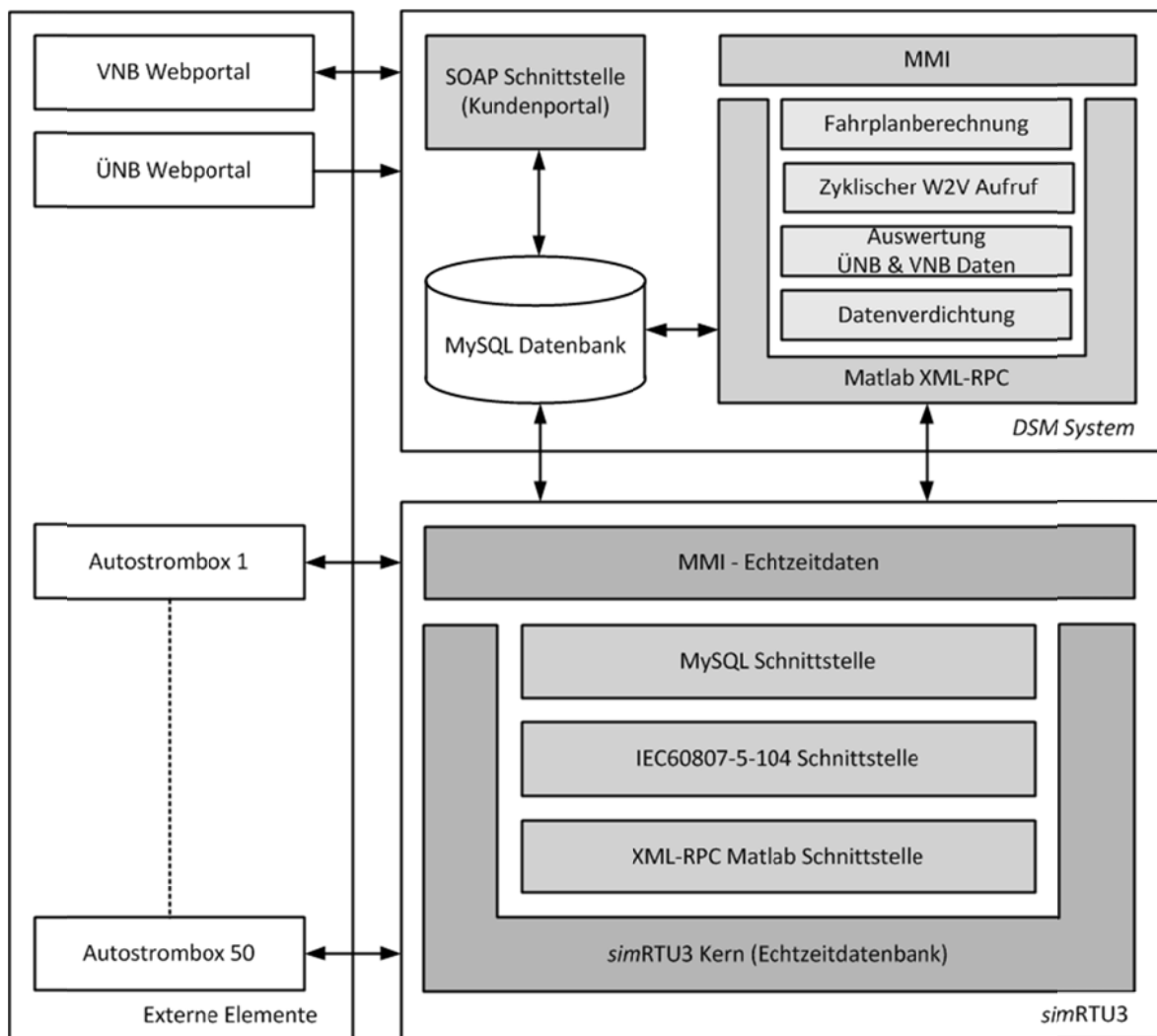
Bild 4.2: Übersicht Kommunikations-, Mess- und Steuerungsarchitektur

Im Feld waren fünfzig Autostromboxen installiert, die mit dem zentralen DSM Steuerungssystem parallel kommunizieren. Dieses ist im Rahmen dieser Arbeit modulatorientiert entwickelt worden und nutzt die Forschungs- und Entwicklungsplattform Netzleittechnik *simRTU3* der Technischen

Universität Ilmenau als Datenschnittstelle. Dabei sind die folgenden Anforderungen erfüllt worden:

- 1.) Unterstützung des Netzleittechnikprotokolls IEC60870-5-104 zu den Autostromboxen,
- 2.) Anbindung Webservice zur Übermittlung gewünschter Abfahrtszeiten und Unterstützung der Sofort-Laden-Funktion durch das Webportal des Verteilnetzbetreibers,
- 3.) Ermittlung prognostizierter Windeinspeisung anhand öffentlicher Daten vom Übertragungsnetzbetreiber (siehe dazu Referenz [88]),
- 4.) Berechnung von Schalthandlungen zur Erfüllung windorientierter Beladung,
- 5.) Reporting und graphische Auswertung.

Die Architektur des implementierten Steuerungssystems zeigt Bild 4.3.



Abkürzungen und Begriffe

VNB:	Verteilnetzbetreiber	ÜNB:	Übertragungsnetzbetreiber
W2V:	Wind-2-Vehicle	MySQL:	Open Source Datenbanksystem
MMI:	Mensch-Maschine-Interface	SOAP:	Simple Object Access Protocol
XML-RPC:	Extended Markup Language Remote Procedure Call		
simRTU3:	Forschungs- und Entwicklungsplattform Netzleittechnik		

Bild 4.3: Übersicht Softwarearchitektur für Gesteuertes Laden [91]

4.1.4 Steuerungslogik

Ein den Versuchsbedingungen angepasstes W2V-Verfahren ist entworfen worden. Auf Basis historischer Daten und aktuellen Windprognosen wurde eine erzeugungsfolgende Leistungskurve der Flotte generiert. Während der Versuchsdurchführung korrelieren Windeinspeisung und Anteil Windeinspeisung (Zielfunktion nach dem W2V Verfahren) an der Gesamterzeugung 2009 zu 94%. Damit wurde ein Ansatz gewählt, der quantitativ mit dem im Kapitel 3 vorgestellten Berechnungsalgorithmus zur Maximierung der Bereitstellungsquote Wind vergleichbar ist.

Aus den aufgenommenen Messwerten ist eine Zeitreihe der Verfügbarkeit gleichzeitig angeschlossener Fahrzeuge ermittelt worden. Zusammen mit der täglich 18:00 Uhr zur Verfügung gestellten Windprognose für 24 Stunden im Voraus durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgt die Schätzung des Energiebedarfs innerhalb dieses Zeitraumes (Planung Leistungsprofil). Nach Ermittlung der energieskalierten Windeinspeisung dient diese Sollwertkurve, die durch entstehende Ladevorgänge bestmöglich nachgefahren wird (Erfüllung Leistungsprofil) (siehe dazu Bild 4.4).

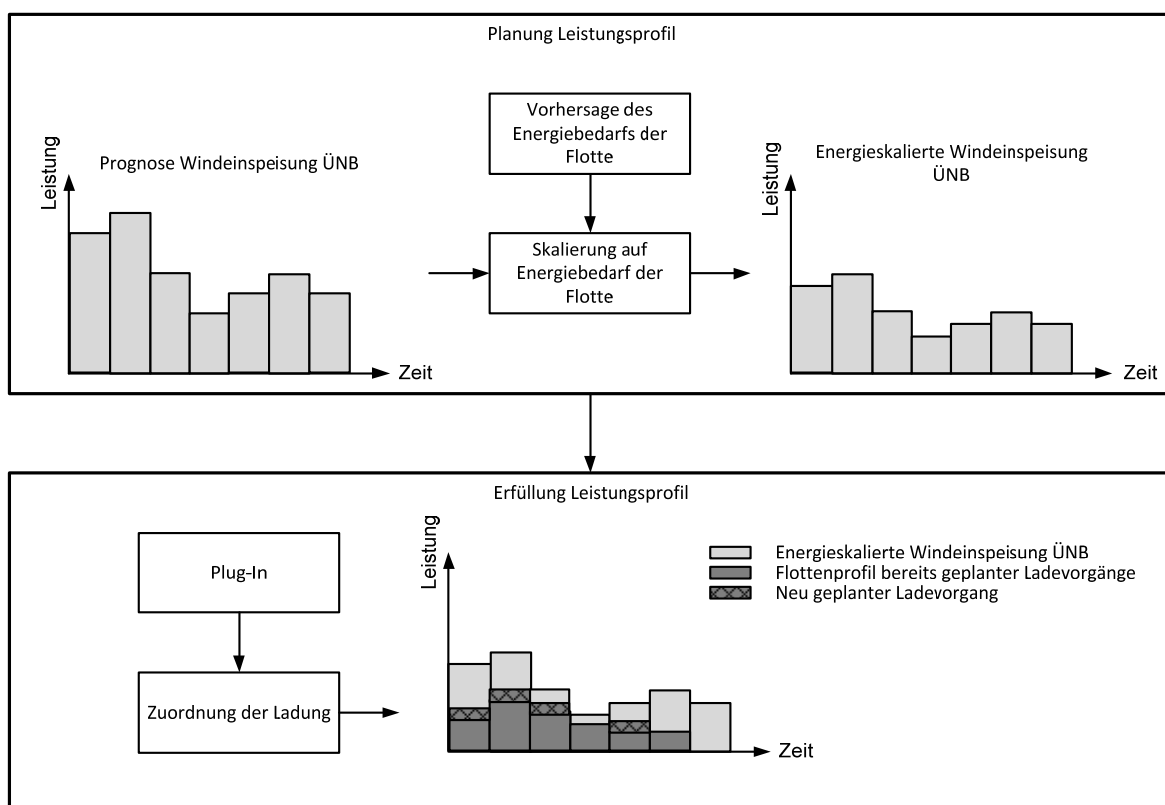


Bild 4.4: Grundprinzip windgesteuerten Ladens im Feldversuch

4.1.5 Datenanalyse Probetrieb

In dem Versuch sind für alle Ladevorgänge die Merkmale Plug-In-Zeit, Plug-Off-Zeit und geladene Energiemenge aufgenommen worden. Die erfassten Daten werden genutzt, um gesteuertes und ungesteuertes Laden zu bewerten. Merkmale beider Prinzipien werden abgeleitet aus Belastungskurven und Verfügbarkeit. Die Anzahl genutzter Fahrzeuge war über die Projektlaufzeit volatil, so dass für einzelne Aussagen dediziert auf die am Versuch teilnehmenden Fahrzeuge normiert werden muss (siehe dazu Bild 4.5).

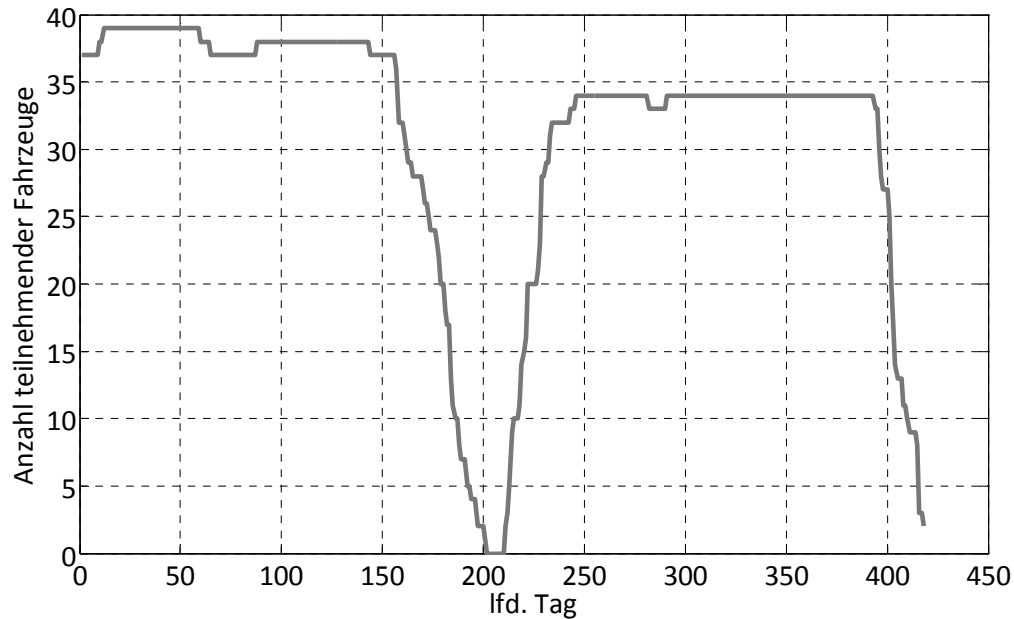


Bild 4.5: Anzahl teilnehmender privater Nutzer über den Projekthorizont

Durch die Anwendung GPRS/EDGE basierter Dienste existiert kein vollständiger Datensatz der erfassten Strommesswerte aufgrund von Kommunikationsausfällen. Diese wurden bei stehender Verbindung alle zehn Sekunden zum zentralen Steuerungssystem übertragen. Fiel die Funkverbindung aus, so waren für fehlende Werte Ersatzwerte zu generieren. Analog- und Digitalwerte wurden durch Ersatzwertstrategien plausibilisiert. Der geschätzte Gesamtfehler der berechneten Leistungsaufnahme innerhalb identifizierter Ladevorgänge beträgt im Mittel über alle Ladevorgänge ca. 10%.

Durch die Teilung in Projektabschnitte existieren zwei Zweiträume, die gesondert zu analysieren sind. Periode eins des Versuchs startete am 01. Juli 2009 und endete zum 31. Januar 2010. Periode zwei startete am 15. Februar 2010 und endete am 31. August 2010. Auf Einzelanalysen der Ladestationen wird verzichtet, da das Nutzerverhalten sehr individuell geprägt ist und keine Zusammenhänge abgeleitet werden können. Weiterhin wird darauf hingewiesen, dass das in dem Versuch angewendete Betriebsverfahren keine Auswirkungen auf die nachfolgenden Analysen hat, da diese sich auf das Nutzerverhalten, den täglichen Energiebedarf zur Plug-In-Zeit und rückgerechnetes ungesteuertes Laden beziehen.

Analyse des täglichen Energiebedarfs privater Nutzer

Die täglich aufgenommene durchschnittliche Energiemenge privater Nutzer schwankt zwischen 2,5 und 15 kWh. Im Mittel beträgt sie für Periode 1 täglich 5,42 kWh, für Periode 2 6,81 kWh. Bei einem geschätzten Systemwirkungsgrad der Ladetechnik von $\eta=0,8$ wurden je Tag 4,33 kWh bzw. 5,44 kWh effektiv zur Batterieladung benötigt. Dies entspricht einer täglichen Fahrleistung von durchschnittlich 25 bis 30 km/Tag (bei einem angenommenen Realverbrauch zwischen 0,16 und 0,2 kWh/km [93]). Das führt zum Schluss, dass die Fahrzeuge gegenüber den in Mobilitätsstudien ermittelten Werten von durchschnittlich täglich 47 km Fahrleistung einen Minderverbrauch aufweisen. Dies führt nicht automatisch zu einer Einschränkung der Aussagekraft der Analysen bzw. gibt es auch keinen Hinweis auf einen limitierten Aktionsradius der Fahrzeuge. Vielmehr lässt

sich daraus ableiten, dass ein für diesen Versuch spezifisches Nutzerverhalten vorliegt und nicht erklärte Lademengen an öffentlichen Ladepunkten existieren.

Der Verlauf des täglichen Bedarfs für beide Perioden ist in Bild 4.6 dargestellt. Die Unterbrechung des Verlaufs um den Tasterpunkt 200 resultiert aus der Neuverteilung der Fahrzeuge an eine weitere zweite Benutzergruppe. Die steile Spitze zu Beginn der zweiten Periode ist auf die Initialladung der Fahrzeuge der zweiten Nutzergruppe zurückzuführen und wird für nachstehende Analysen gefiltert.

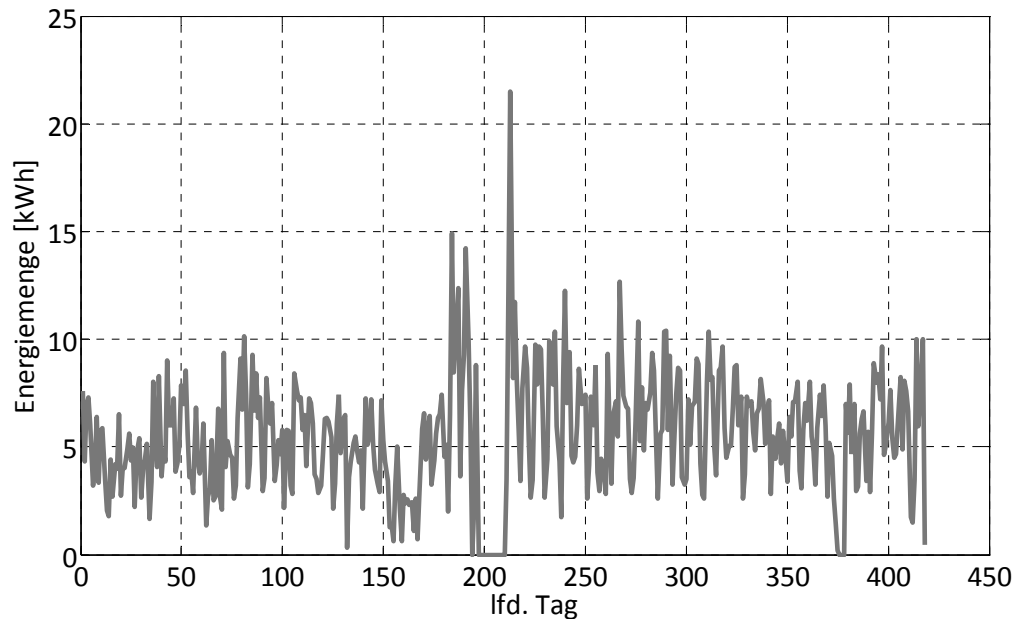


Bild 4.6: Tägliche mittlere Energieaufnahme privater Nutzer

Anhand der Ergebnisse der Autokorrelationsfunktion beider Perioden sind erste Merkmale der Flottenlast ableitbar, siehe dazu Bild 4.7. Innerhalb des Konfidenzbands liegende Werte entsprechen weißem Rauschen und definieren zufällige (nicht signifikante) Zusammenhänge, bei einer Irrtumswahrscheinlichkeit $\alpha = 0,05$ (siehe dazu im Detail zur Berechnung [95] und [96]). Zu erkennen ist, dass außerhalb des Konfidenzbandes signifikante Korrelationen zu den Tasterpunkten eins und vielfache von sieben auftreten. Diese sind mit Werten unterhalb 0,4 jedoch so gering, dass lediglich von einem tendenziellen Charakter ausgegangen werden kann und die meisten Tasterpunkte eher zufällig variieren. Aus den Analysen lassen sich zwei Aussagen generieren. Es liegt tendenziell ein Wochenrhythmus vor, der die signifikanten Korrelationswerte in 7-Tasterpunkt-Schritten erklärt. Es ist sinnvoll, für das vorgestellte Betriebsverfahren die vortägige Energiemenge als Prognosewert zu wählen, da keine Anhaltspunkte vorliegen weitere Werte in die Prognoserechnung zu integrieren. Die ermittelten täglichen durchschnittlichen Energiemengen privater Nutzer sind für die Flotte hochgerechnet worden, siehe dazu Bild 4.8. Es ist zu erkennen, dass die Vermutung eines Wochenrhythmus bestätigt werden kann. Der Energiebedarf für die Werkstage Montag bis Freitag ist ähnlich. In Periode 1 haben die Nutzer tendenziell eher Montag und Donnerstag geladen, in Periode 2 eher Dienstag und Mittwoch. Die restlichen Werkstage zeigen geringeren Bedarf auf. Eine Erklärung für dieses Verhalten kann nicht gegeben werden, da das Nutzerverhalten im Speziellen nicht bekannt ist.

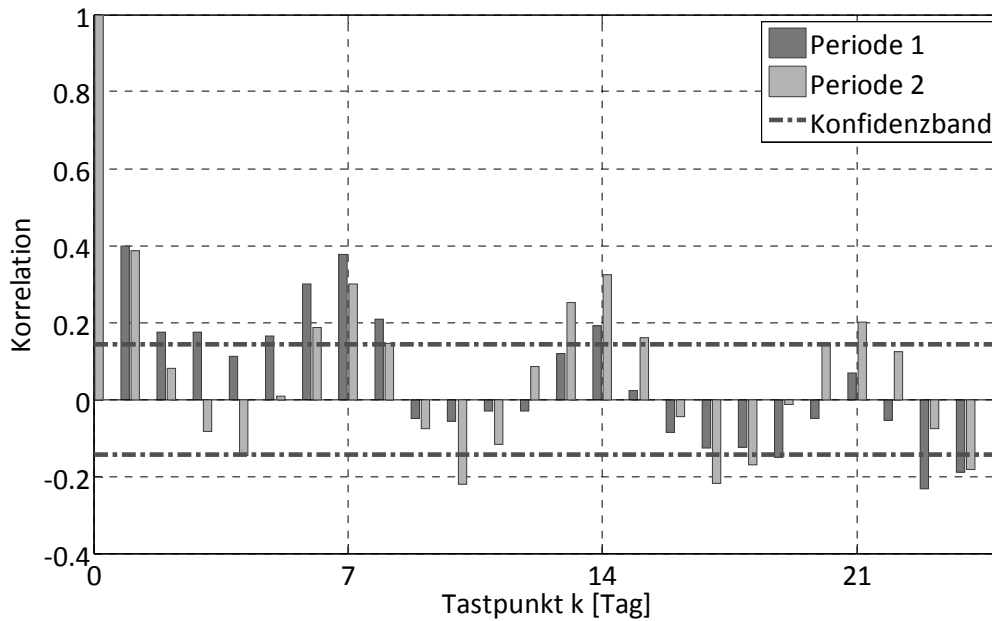


Bild 4.7: Autokorrelation der täglichen Energieaufnahme der Flotte

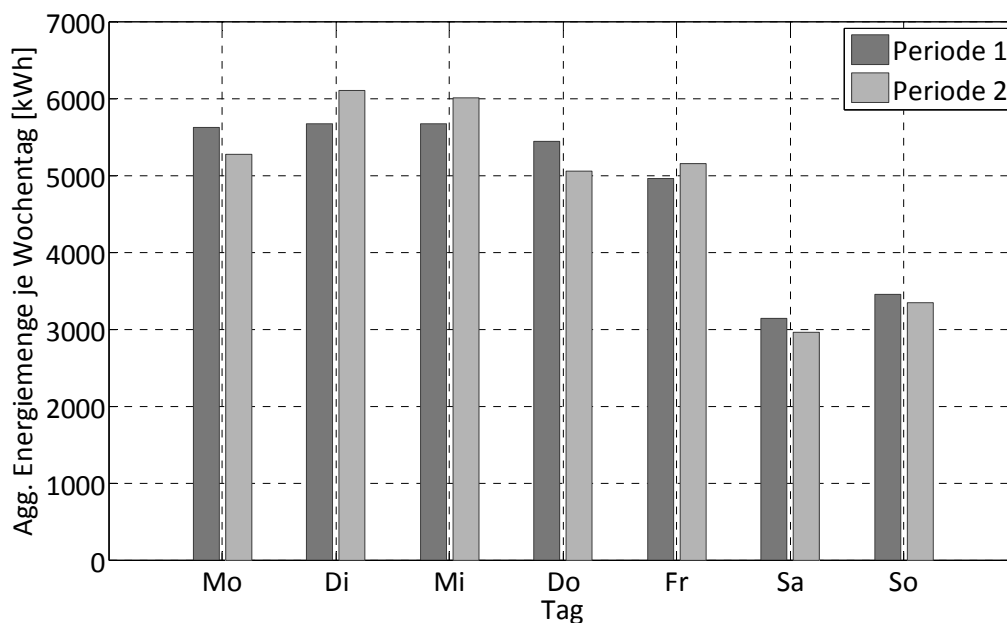


Bild 4.8: Aufgenommene Energiemenge je Wochentag

Analyse Wochenprofil ungesteuerten Ladens

In Bild 4.9 sind die gemittelten Wochenprofile beider Versuchsperioden dargestellt (96 Tastpunkte je Wochentag, Montag bis Sonntag). Aufgrund der hohen Volatilität des Datenmaterials weichen die 95%-Perzentile deutlich vom Mittelwert je Tastpunkt ab. Die Verläufe weisen auf eine Tendenz zur Spitzenbildung. Die geordneten Belastungskurven der Wochenprofile und deren 95%-Perzentile zeigt Bild 4.10. Daraus wird abgeleitet, dass eine Halbierung auftretender Leistungsspitzen ungesteuerten Ladens bereits dann erreicht wird, wenn die Last zu 96 Tastschritten verschoben wird. Dies ist zugleich Motivation, die Last Elektromobilität zu steuern.

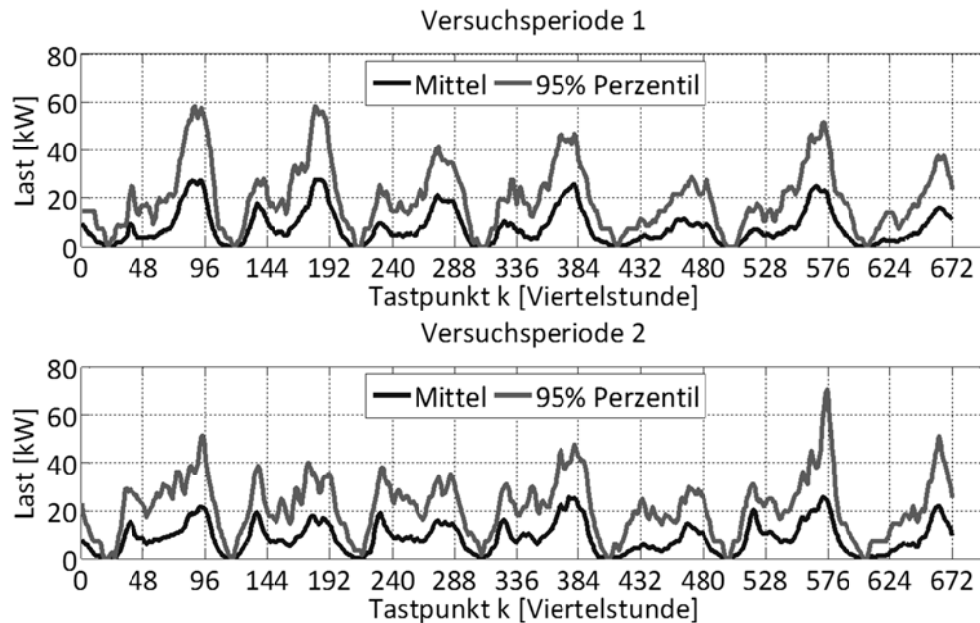


Bild 4.9: Wochenprofil Ungesteuerte Last Elektromobilität

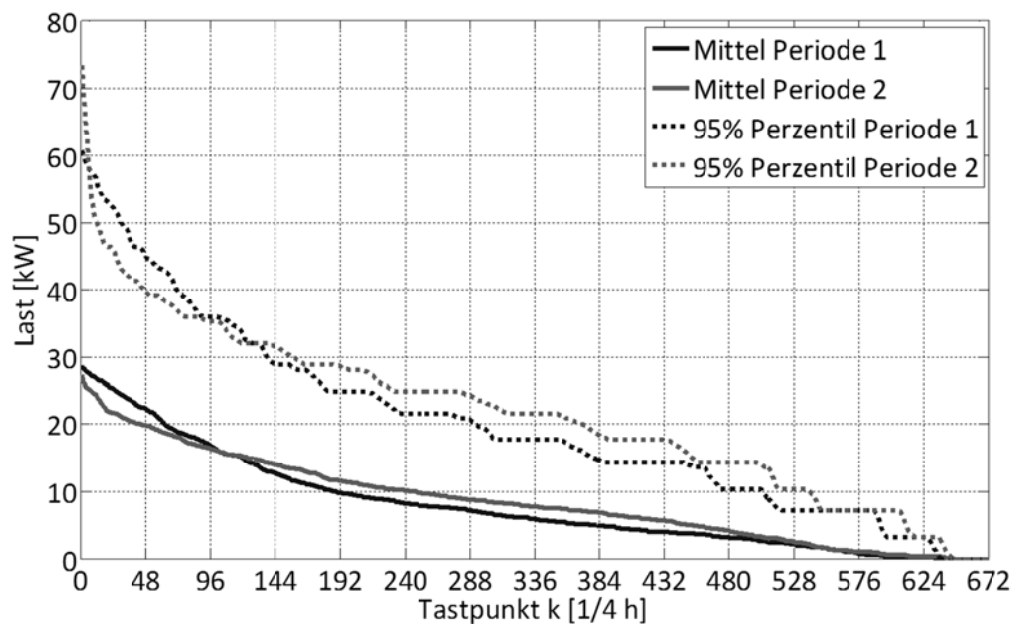


Bild 4.10: Geordnete Belastungskurve Wochenprofil

Analyse Lade- und Standzeiten

Gesteuertes Laden ist nur dann erfolgreich, wenn die Standzeiten der Fahrzeuge an den Ladepunkten Potential zur Lastmodifikation aufweisen, indem längere Anschlusszeiten nachgewiesen werden. Während der Versuchsphase stand jedes Fahrzeug durchschnittlich 3800 Stunden (ca. 22% der Laufzeit), siehe dazu Bild 4.11. Das gemittelte Wochenprofil gleichzeitig angeschlossener Fahrzeuge zeigt Bild 4.12. Damit sind zumindest ein Trend zu längeren Standphasen und Potential zur Laststeuerung nachgewiesen. Die Allgemeingültigkeit dieses Ergebnisses wird durch eher unterdurchschnittliche Nutzung der Fahrzeuge eingeschränkt.

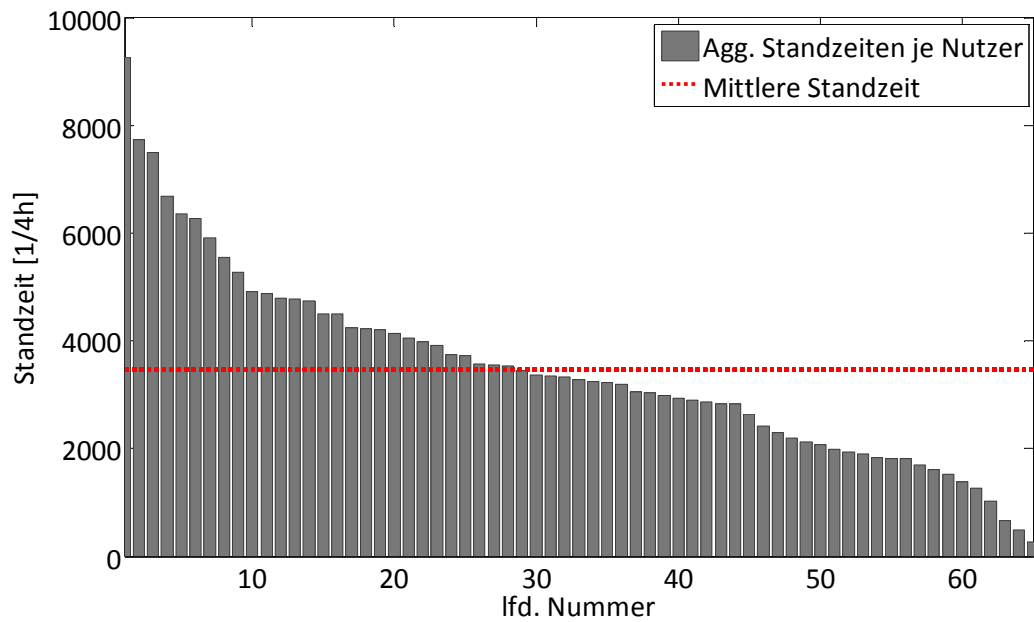


Bild 4.11: Ermittelte Standzeiten privater Nutzer

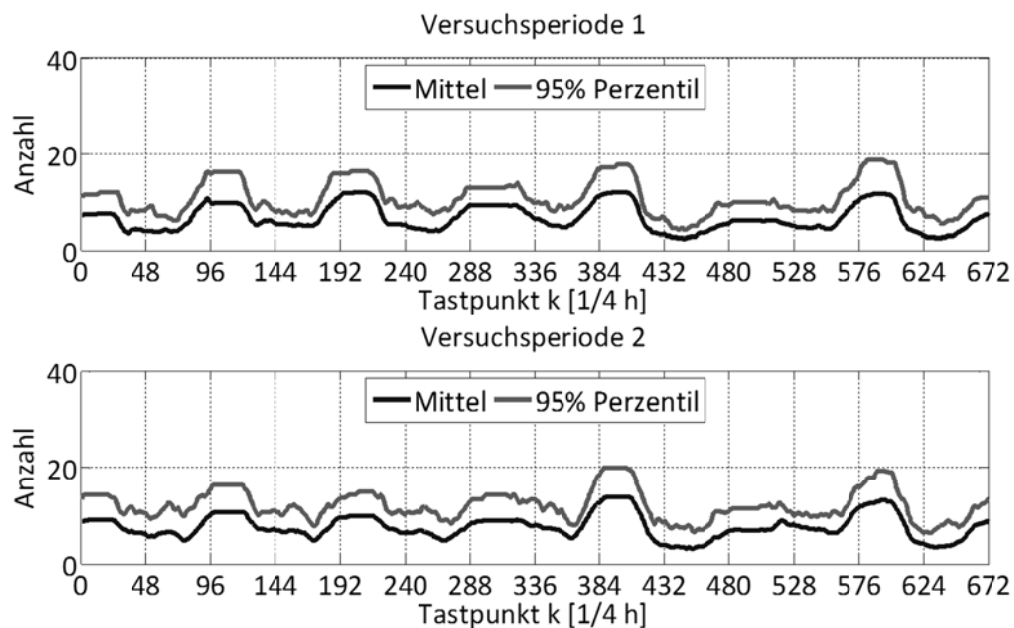


Bild 4.12: Mittlere Verfügbarkeit Fahrzeuge

Der in Bild 4.12 gezeigte Verlauf gleichzeitig verfügbarer Fahrzeuge (Verfügbarkeit) weist regelmäßige Muster auf, deren Maxima vor allem in den Nachtstunden liegen. Mit maximal zwanzig gleichzeitig angeschlossenen Fahrzeugen bleibt das Maximum weit hinter den Erwartungen zurück, denn das bedeutet, dass ein Großteil der Nutzer nicht jeden Tag lädt.

Es bleibt offen zu untersuchen, zu welchen Zeitpunkten private Nutzer vorwiegend die Fahrzeuge zum Laden angeschlossen haben. Dazu sind getrennt nach Perioden die Plug-In Zeiten aller erfassten Ladevorgänge in einem Histogramm über die volle Stunde des Tages zusammengefasst worden, siehe dazu Bild 4.13. Beide Perioden weisen unterschiedliche Zeiten auf, zu denen

vorwiegend Fahrzeuge angeschlossen worden sind. Während in Periode eins die dominanten Anschlusszeiten zwischen 18:00 und 24:00 Uhr (konzentriert auf 20:00 Uhr) liegen sind zusätzliche vorwiegend genutzte Anschlusszeiten in Periode zwei zwischen 8:00 und 10:00 Uhr. Dem gegenüber zeigt die Analyse der Häufigkeiten der Plug-Off Zeiten ebenfalls unterschiedliches Nutzerverhalten beider Perioden auf, siehe dazu Bild 4.14. In Periode eins wurden die Fahrzeuge vorwiegend gegen 7:00 bis 8:00 Uhr von der Ladestation getrennt, in Periode zwei zwischen 17:00 und 19:00 Uhr. Auf Basis dieser Analysen ist begründet, warum in Periode zwei gegenüber Periode eins stärkere Leistungsspitzen beim ungesteuerten Laden auftreten (vergleiche dazu Bild 4.9).

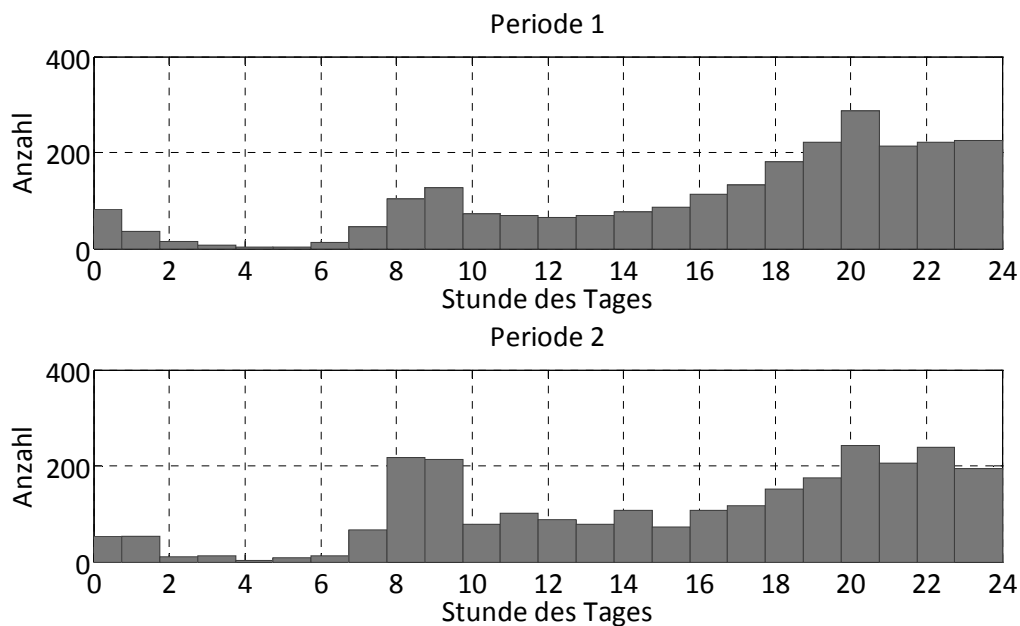


Bild 4.13: Histogramm der Plug-In Zeiten

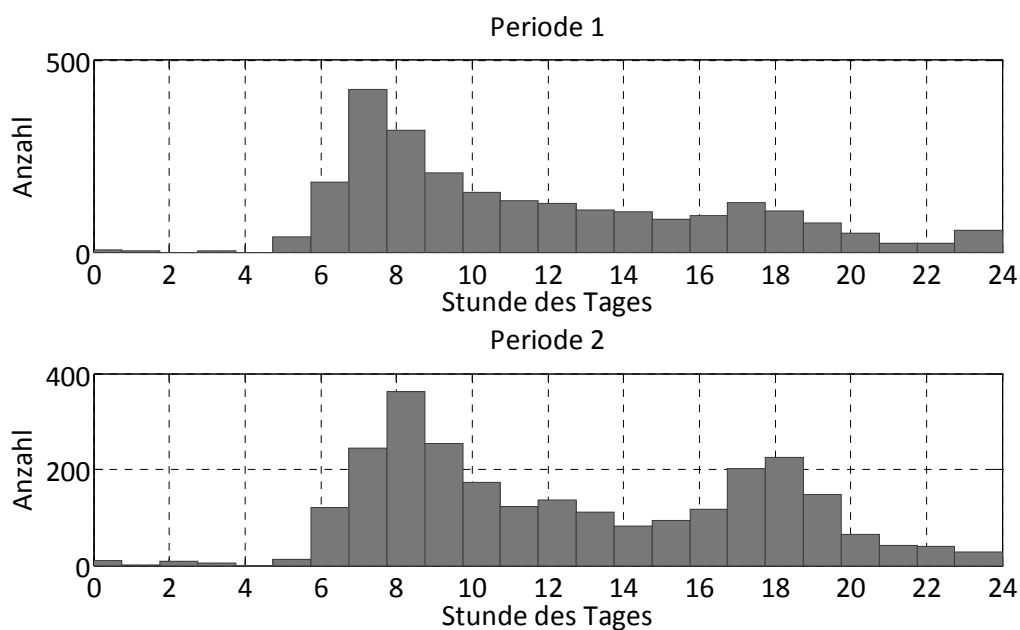


Bild 4.14: Histogramm der Plug-Off Zeiten

4.1.6 Lastprofile Elektromobilität mit variablen Ladeleistungen

Das auf Basis der Ladevorgänge ermittelte Wochenprofil ungesteuerten Ladens wird für mehrere Ladeleistungen simuliert. Die verwendete Infrastruktur wird zunächst vernachlässigt und angenommen, dass alle EVs an einem Punktnetz ohne Einschränkungen laden können. Ziel ist zu ermitteln, welchen Einfluss die Wahl der Ladeleistung auf die Gleichzeitigkeit der Last hat. Dazu werden alle Ladevorgänge beider Perioden zeitlich in eine Woche konzentriert. Die ermittelten Profile entsprechen dann 1935 EVs (entspricht einem Marktanteil kleiner 0,005%). Die Ergebnisse beider Simulationen zeigen Bild 4.15 und Bild 4.16.

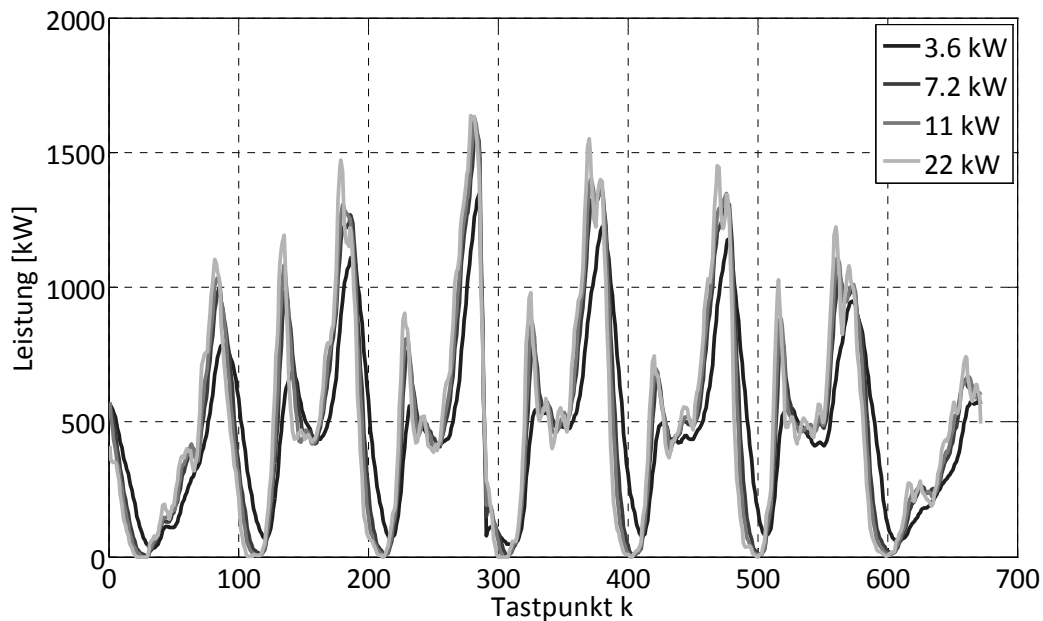


Bild 4.15: Lastprofile ohne Klimatisierung (1935 Fahrzeuge, $\cos\varphi=1$)

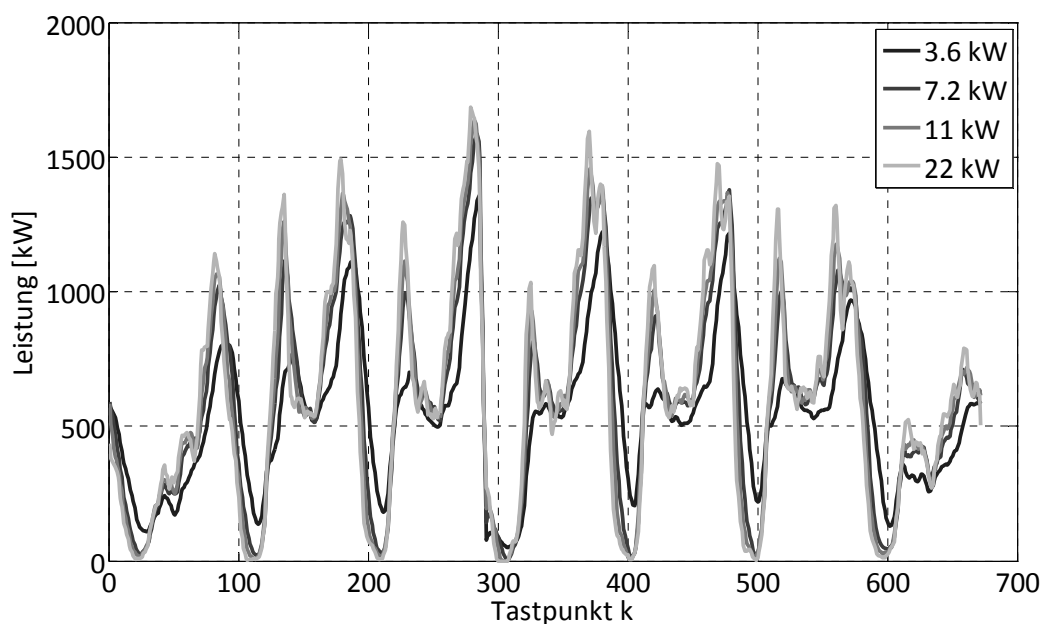


Bild 4.16: Lastprofile mit Klimatisierung (1935 Fahrzeuge, $\cos\varphi=1$)

In Tabelle 4.1 sind die durchschnittliche Leistungsspitze und geschätzte Gleichzeitigkeit des Flottenverhaltens abgetragen. Die berechnete Gleichzeitigkeit bezieht sich auf die durchschnittliche Anzahl EVs. Berechnet wird er wie folgt:

$$g = \frac{p_{\max}}{N \cdot p_{EV}} \quad (4.1)$$

Dabei sind:

- g : Gleichzeitigkeitsfaktor,
- p_{\max} : Maximale Wirkleistung der Flottenlast,
- p_{EV} : Ladeleistung je Fahrzeug,
- N : Anzahl EVs.

Tabelle 4.1: Merkmale Lastprofile ungesteuertes Laden kein erhöhter Energiebedarf

Merkmal	Ohne Klimatisierung				Mit Klimatisierung			
	Ladeleistung [kVA, $\cos\varphi=1$]							
	3,6	7,2	11	22	3,6	7,2	11	22
Leistungsspitze [MW]	1,38	1,57	1,67	1,8	1,39	1,61	1,67	1,88
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,198	0,113	0,078	0,043	0,20	0,116	0,079	0,044

Die Ergebnisse zeigen, dass die Leistungsspitze der Flottenlast abhängig von der Ladeleistung der Fahrzeuge ansteigt. Der Anstieg ist jedoch gedämpft im Verhältnis zum Anstieg der Ladeleistung je Fahrzeug. Vergleicht man die 3,6 kW Ladung (Mode 1) mit der in dieser Arbeit betrachteten maximalen Ladeleistung von 22 kW (Mode 3), so fällt auf, dass eine rund sechsfache Ladeleistung die Leistungsspitze lediglich um 32% anhebt. Dies ist begründet in der wesentlich kürzeren benötigten Ladezeit je einzelnen Ladevorgang. Es fällt weiterhin auf, dass der Einfluss der Klimatisierung am Ende eines Ladevorgangs auf die Gleichzeitigkeit minimal ist. Bei zeitlich sehr nahen Plug-Off Zeiten wäre eine deutliche Lastspitze zum Ende der Ladevorgänge zu erwarten gewesen. Diese Spitze konnte nicht nachgewiesen werden. Der in dem Versuch geschätzte durchschnittliche Energiebedarf je Ladevorgang ist gegenüber den aus statistischen Merkmalen zu erwartenden Energiebedarf geringer. Der Mehrbedarf einer Flotte mit einer durchschnittlichen täglichen Wegstrecke von 47 km wird auf rund 88% geschätzt, in der Annahme, dass der AC-seitige Realverbrauch 0,2 kWh/km beträgt und die Batterie mit einem Systemwirkungsgrad $\eta = 0,8$ geladen wird. In Tabelle 4.2 sind die Ergebnisse bei Berücksichtigung des Mehrbedarfs zusammengefasst.

Tabelle 4.2: Merkmale Lastprofile ungesteuertes Laden erhöhter Energiebedarf

Merkmal	Ohne Klimatisierung				Mit Klimatisierung			
	Ladeleistung [kVA, $\cos\varphi=1$]							
	3,6	7,2	11	22	3,6	7,2	11	22
Leistungsspitze [MW]	1,86	2,65	2,89	3,18	1,86	2,68	2,94	3,26
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,267	0,190	0,136	0,075	0,268	0,192	0,138	0,077

Die grundlegenden Merkmale der entstehenden Lastprofile in Form und Spitzenausprägung ändern sich durch einen erhöhten Bedarf nur geringfügig, siehe dazu beispielhaft Bild 4.17. Die mit einem erhöhten, geschätzten Realbedarf berechneten Werte zeigen, die entstehende Leistungsspitze beträgt je einzelnen EV zwischen 0,9 und 1,7 kW. Im dynamisierten Standardlastprofil H0 des BDEW [97] für Haushaltskunden ist bereits der Gleichzeitigkeitsfaktor verrechnet. Bezogen auf einen durchschnittlichen Jahresverbrauch von rund 3100 kWh trägt jeder Privathaushalt ca. 0,8 kW zur Spitzenlast bei. Die im Versuch auftretenden Spitzenlasten sind zeitlich den Spitzenlasten des Haushaltsprofils überlagert, siehe zur Verdeutlichung Bild 4.18. Das bedeutet im schlechtesten Fall eine dreifache Spitzenlast je Privathaushalt.

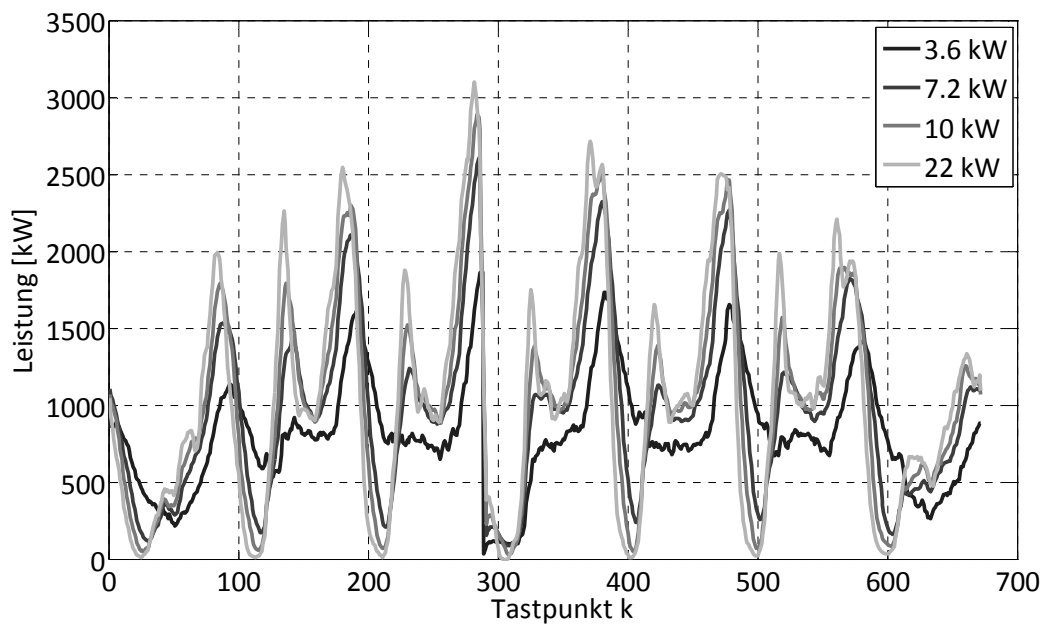


Bild 4.17: Lastprofile mit erhöhtem Bedarf und Klimatisierung (1935 Fahrzeuge, $\cos\varphi=1$)

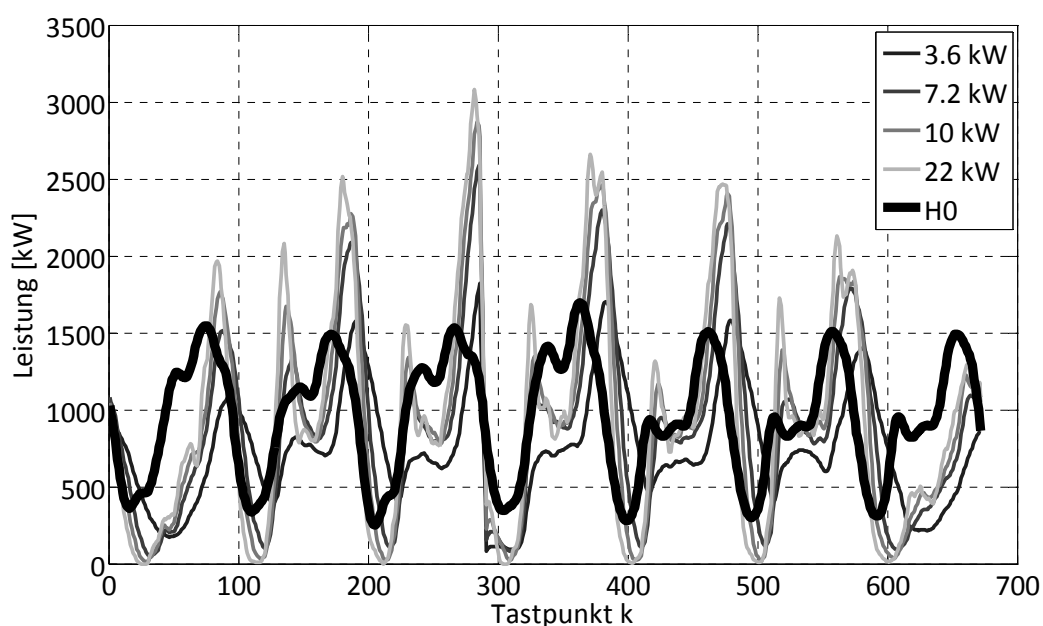


Bild 4.18: Lastprofile im Vergleich mit H0 Profil (erhöhter Bedarf, 1935 Fahrzeuge, $\cos\varphi=1$)

4.1.7 W2V Güte im Feldversuch und Smart Charge Potential

Windgesteuertes Laden nach dem W2V Verfahren ist in der Fallstudie vereinfacht nachgebildet worden. Das Ziel, windgesteuertes Laden, ist durch Nachbildung eines der Windeinspeisung folgenden Verbrauchs umgesetzt worden. Dem gegenüber stehen ermittelte Unsicherheiten bei der Planung von Ladevorgängen mangels Kommunikationsfähigkeit der Fahrzeuge und verlässlicher Abschätzung des Energiebedarfs der Flotte. Das im Versuch verwendete Signal wird jeden Tag 18:00 vom Regelzonenverantwortlichen zur Verfügung gestellt. Der dadurch entstehende Prognosefehler ist gesondert zu betrachten. Während des Versuchszeitraums lag die energetische Bereitstellungsquote Wind an der Gesamterzeugung 2009 den offiziellen Daten nach bei rund 17,33% [88]. Mit den erfassten Daten können für den gesamten Versuchszeitraum drei unterschiedliche Leistungskurven abgeleitet werden:

- Gemessene erzielte Leistungskurve W2V im Feldversuche ohne bzw. mit stark eingeschränkter Kommunikation zwischen Fahrzeug/Nutzer und Ladeinfrastruktur,
- Simulierte Leistungskurve W2V nach dem vorgestellten Smart Charge Ansatz mit Kommunikation zwischen EV und Ladeinfrastruktur,
- Simulierte Leistungskurve ungesteuertes Laden.

Für einzelne Ladevorgänge (ungesteuert/gesteuert) ist die jeweilige energetische Bereitstellungsquote Wind berechenbar und die Methoden der Ladung von EVs können verglichen werden. Zunächst wird der Prognosefehler Wind und Erzeugung vernachlässigt. Folgend werden drei Histogramme gezeigt, die die Verteilung der ermittelten theoretischen Bereitstellungsquote Wind zeigen (siehe dazu Bild 4.19).

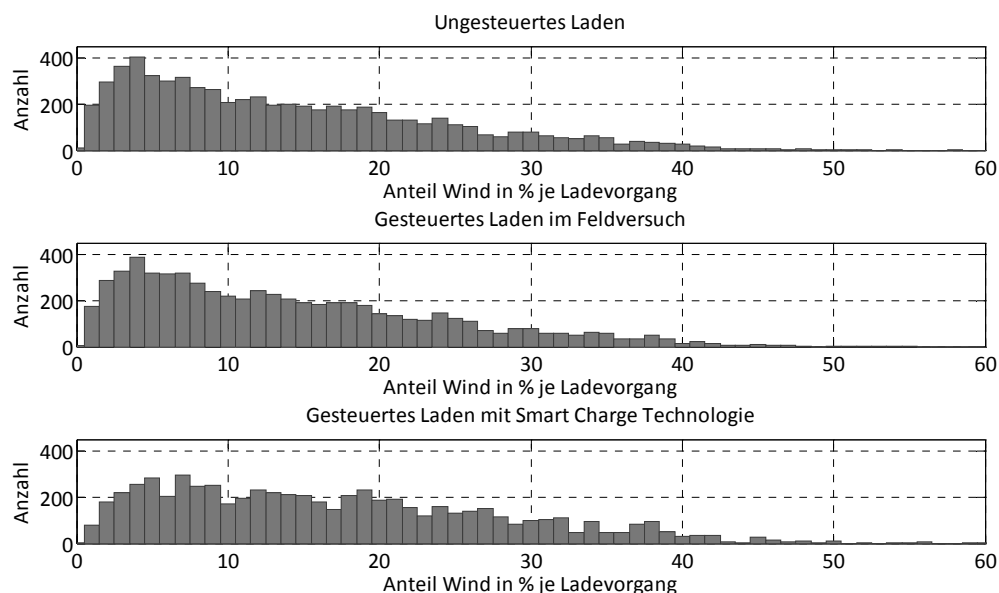


Bild 4.19: Vergleich Verteilung Anteil Wind der Ladevorgänge

Demnach verspricht die Anwendung von Smart Charge Techniken maximalen W2V Erfolg. Theoretisch ist es möglich, unter aktuellen Voraussetzungen im Mittel 9% energetische Bereitstellung über alle Ladevorgänge zu erzielen. Gegenüber der mittleren energetischen Bereitstellungsquote ungesteuerten Ladens von 7,5% bedeutet dies ein theoretisches Verbesserungspotential von 20%.

Schwieriger zu beurteilen ist der Vergleich gesteuerten Ladens im Feldversuch vs. Ungesteuerten Ladens. Die mittlere energetische Bereitstellungsquote ist um 1,6% verbessert worden. Das Ergebnis resultiert direkt aus der mangelhaften Vorhersagbarkeit des individuellen Verhaltens und täglichen Energiebedarfs der Flotte.

Der Einfluss des Prognosefehlers wird durch Vergleichsrechnung ermittelt. Alle Ladevorgänge sind auf Basis der offiziellen verfügbaren Prognosewerte berechnet worden. Die Berechnung der tatsächlichen erzielten energetischen Bereitstellungsquote erfolgt mit offiziellen verfügbaren Ist-Einspeisedaten. Bild 4.20 zeigt die mittlere energetische Bereitstellungsquote aller Ladevorgänge unter Verwendung der Prognose und Ist-Einspeisedaten. Die tatsächlich anhand der Ist-Werte ermittelte Bereitstellungsquote ist ca. 2% geringer als die theoretisch ermittelten Werte auf Basis von Prognosedaten. Ursache hierfür ist der Prognosefehler der Eingangsgrößen.

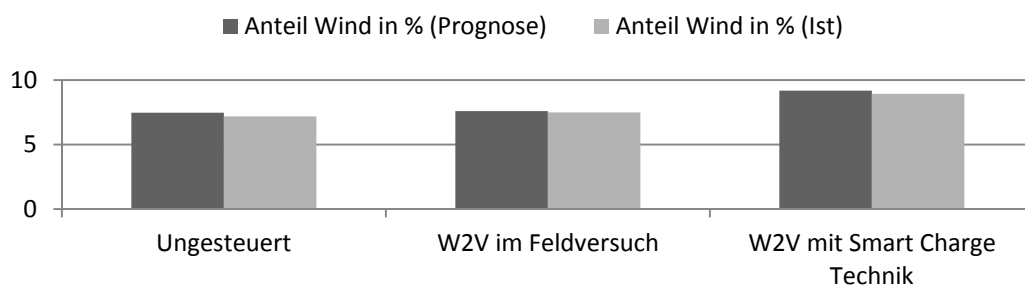


Bild 4.20: Vergleich durchschnittlicher Anteil Wind

4.1.8 W2V Güte großer Flotten

Die vorgestellten Analysen beleuchten das Potential gesteuerten Ladens unter Berücksichtigung der Einspeisesituation Windenergie 2009 und 2010. Bisher ist davon ausgegangen worden, dass die Motivation möglichst *grünes Laden* zu ermöglichen durch Ausnutzung besonders windreicher Zeitpunkte realisiert werden kann. Die Berechnung der energetischen Bereitstellungsquote Wind der Regelzone ergibt sich aus der gesamten Erzeugung und der partiell ausgewiesenen Erzeugung Wind. Die Häufigkeit des Auftretens windreicher Situationen zeigt für 2009 bis 2010 Bild 4.21.

Bei näherer Betrachtung der regenerativ orientierten Beladung fällt auf, dass bis dato ein entscheidender Sachverhalt vernachlässigt worden ist. Im Jahr 2020 sollen 5 Millionen EVs mit einer verfügbaren synchronisierten maximalen Peakleistung zwischen 18 und 110 GW auf den Straßen fahren. Dem gegenüber stehen 111 GW geplante installierte Kraftwerkleistung regenerativer Einspeiser. Bezogen auf die in dieser Arbeit verwendeten Daten ist zu analysieren, welchen Einfluss 5 Millionen Fahrzeuge auf die Gesamterzeugung nehmen und der W2V Erfolg zu vergleichen mit dem Potential kleiner Flotten. In der betrachteten Regelzone sind ca. 7,5 Millionen Privatkraftfahrzeuge zugelassen. Das Szenario 5 Millionen Fahrzeuge in Deutschland entspricht einem Marktanteil von 12% bzw. rund 915.000 Fahrzeuge in der betrachteten Regelzone. In der Annahme, dass rund 30% aller Fahrzeuge gleichzeitig angeschlossen sind und mit 22 kW laden können, so besteht das Potential einer synchronisierten Spitzenlast von rund 6 GW gegenüber einer maximalen Erzeugung von 18 GW entspricht dies einer maximalen Steigerung der Spitzenlast um 33%. Die Beispielrechnung zeigt, dass unter gegebenen Annahmen die in Abschnitt 3.1.2 skizzierte Rückkopplung gesteuerten Ladens auf die Last und damit Berechnung ökologisch sinnvoller Zeitpunkte nicht länger vernachlässigt werden kann. Insofern werden nun die entste-

henden Leistungsprofile für den rückkopplungsfreien und rückgekoppelten Fall berechnet. Dabei wird wiederum angenommen, dass alle Ladevorgänge sich auf eine Woche konzentrieren. Die nachfolgenden Untersuchungen spiegeln Ergebnisse der W2V Anwendung für kleine und große Flotten für einen Wochenausschnitt der Einspeisesituation 2009. Die für die Simulation verwendeten Eingangssignale zur Steuerung aller Ladevorgänge zeigt Bild 4.22. Die energetische Bereitstellungsquote Wind beträgt 11,94%. Die Synchronisierung der Ladevorgänge kleiner Flotten auf das jeweilige Tagesmaximum regenerativer Einspeisung zeigt Bild 4.23.

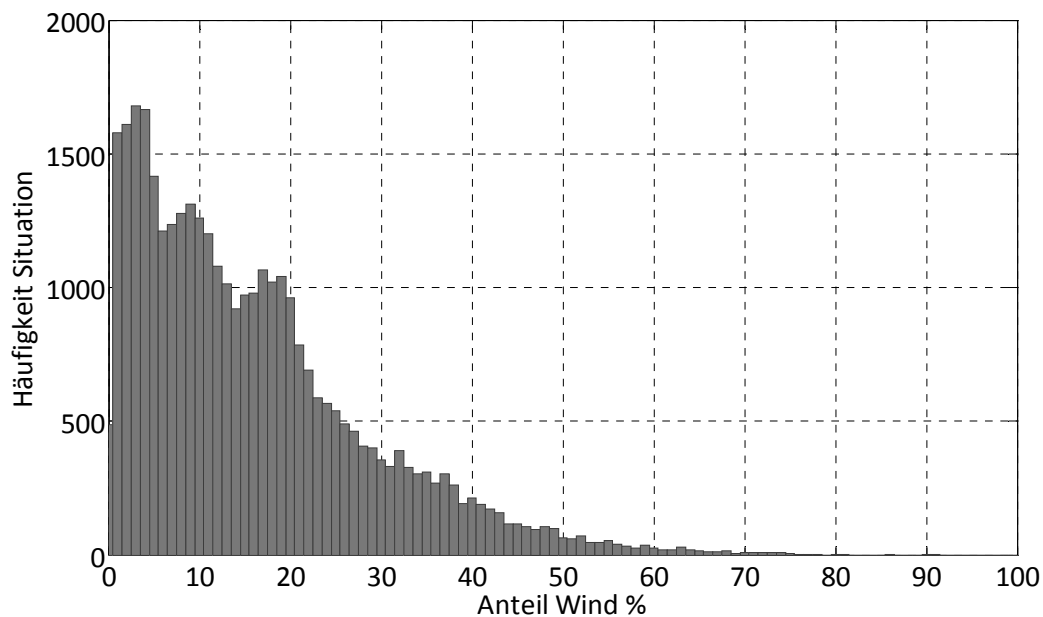


Bild 4.21: Häufigkeit Bereitstellungsquote Wind je 1/4 - Stunde 2009 und 2010 (Daten sind entnommen von Referenz [88])

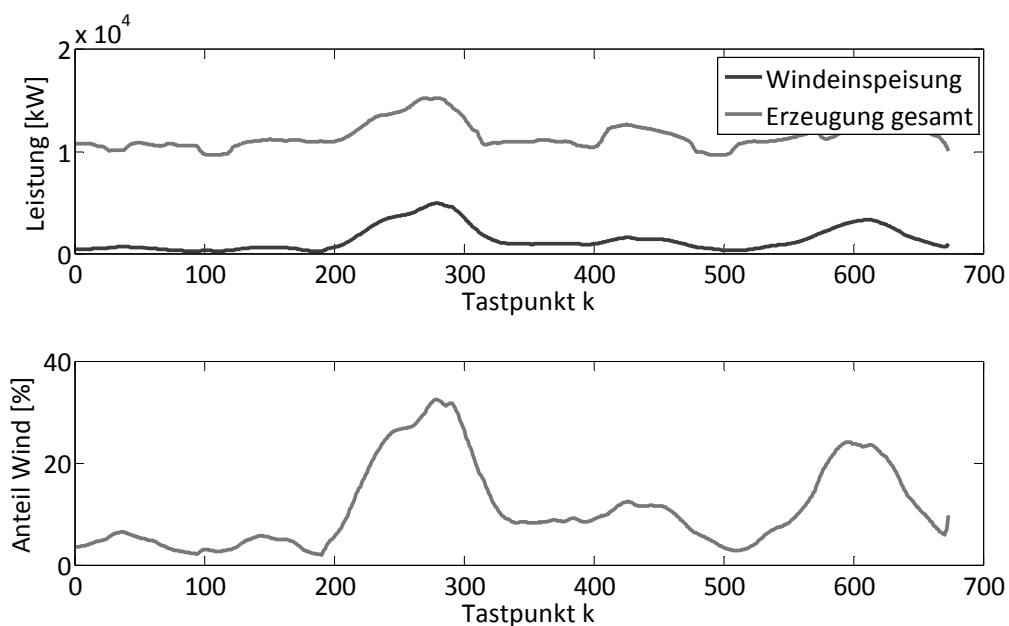


Bild 4.22: Einspeisesituation und Eingangssignal Steuerung Ladevorgänge (Daten sind entnommen von Referenz [88])

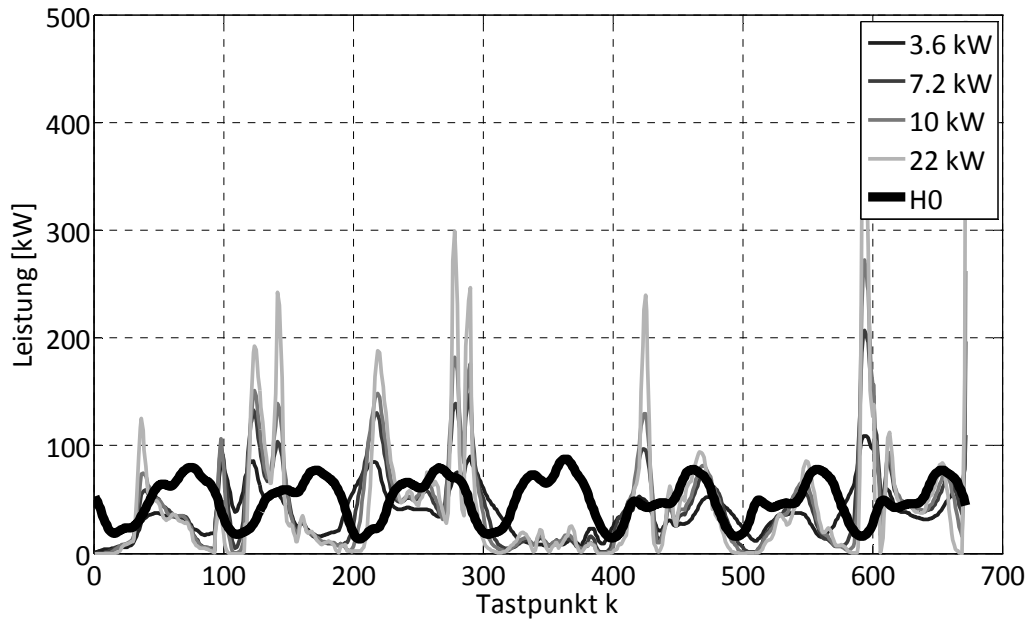


Bild 4.23: Konzentration Ladeleistung mit W2V kleine Flotte (100 Fahrzeuge, $\cos\varphi=1$)

Es wird nun angenommen, dass größere zu ladende Flotten in der Regelzone direkt auf die Erzeugung rückkoppeln - diese muss äquivalent zur Last steigen, um den Bedarf zu decken. Das dadurch entstehende Profil des Anteils Wind sinkt nach Optimierung der für die Flotte stellvertretend stehenden Ladevorgänge. Das resultierende Leistungsprofil der Flotte zeigt Bild 4.24.

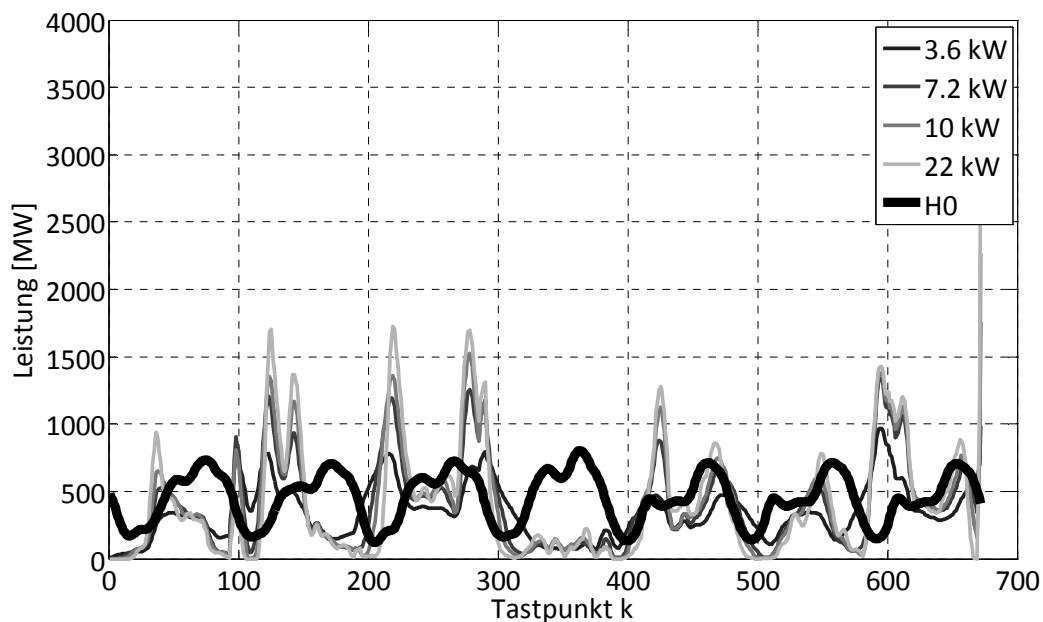


Bild 4.24: Konzentration Ladeleistung mit W2V große Flotte (915.000 Fahrzeuge, $\cos\varphi=1$)

Zu erkennen ist, dass an einzelnen Tagen die Flottenlast in die Nachtsenke gedrückt wird (Vergleich mit dem H0 Profil). Dass dies nicht der allgemeine Fall ist, erkennt man zwischen den Tastpunkten 500 und 600. Es entstehen Verläufe, die dem des H0 Profils entsprechen. Dadurch ist

zumindest für den Extremfall nachgewiesen, dass bei Anwendung des W2V Prinzips einer großen Anzahl EVs, die Rückkopplung auf die Lastentwicklung zu berücksichtigen ist.

Für alle Situationen ungesteuerten/gesteuerten Ladens wird der Einfluss sowohl auf den W2V Erfolg der Flotte als auch der Systemlast berechnet (siehe dazu Tabelle 4.3). In der Annahme, dass kleine Flotten keinen signifikanten Beitrag zur Lastentwicklung darstellen, erfährt die Bereitstellungsquote Wind im Gesamtsystem keine Änderung und bleibt konstant bei 11,94%. Der Anteil Wind kann durch gesteuertes Laden zwischen 10,5% (3.6 kW) und 38% (22 kW) gesteigert werden. Größere Ladeleistungen versprechen bessere Ausnutzung günstiger Zeitpunkte.

Tabelle 4.3: W2V Güte gesteuertes Laden und ungesteuertes Laden

Merkmal	Ladeleistung [kVA, $\cos\varphi=1$]			
	3,6	7,2	11	22
Ungesteuert kleine Flotte (100 Fahrzeuge)				
Leistungsspitze [kW]	95,24	133,97	143,71	162,51
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,264	0,187	0,131	0,074
Anteil Wind Flotte [%]	11,32	11,10	11,02	10,91
Anteil Wind System [%]	11,94			
Ungesteuert große Flotte (915.000 Fahrzeuge)				
Leistungsspitze [GW]	0,87	1,23	1,31	1,49
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,264	0,187	0,131	0,074
Anteil Wind Flotte [%]	10,95	10,63	10,52	10,38
Anteil Wind System [%]	11,59	11,54	11,53	11,52
Gesteuert kleine Flotte (100 Fahrzeuge)				
Leistungsspitze [kW]	112,48	223,82	309,97	668,65
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,312	0,311	0,310	0,304
Anteil Wind Flotte [%]	13,2	14,22	14,54	15,06
Anteil Wind System [%]	11,94			
Gesteuert große Flotte (915.000 Fahrzeuge)				
Leistungsspitze [GW]	1,03	1,76	2,26	3,58
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,312	0,266	0,225	0,177
Anteil Wind Flotte [%]	12,68	13,41	13,6	13,91
Anteil Wind System [%]	11,59	11,55	11,53	11,52

Rechnet man den zusätzlichen Erzeugungsbedarf größerer Flotten (Szenario 5 Millionen) ein, so kann der Anteil Wind zwischen 15% (3,6 kW) und 20% (22 kW) gesteigert werden. Auffällig ist, dass gegenüber ungesteuerten Laden leicht erhöhter Anteil Wind systemisch nachgewiesen werden kann, (ca. 0,17%). Dies resultiert aus der Annahme, dass das grundlegende Verhalten der Windeinspeisung sich nicht verändert, nach Anwendung der Optimierung zu besonders günstige

Zeitpunkten geladen wird. Es ist weiterhin nachgewiesen, dass der Anteil Wind durch die zusätzlichen Lasten im beschriebenen Szenario maximal um 4% absinkt. Der propagierte Rückkopplungseffekt größerer Flotten wirkt spitzendämpfend, siehe dazu im Vergleich die ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren.

Aus den voranstehenden Analysen ist das W2V Verfahren kritisch zu bewerten. Bis dato kann zwar nachgewiesen werden, dass durch W2V Ladevorgänge von EVs gezielt beeinflusst werden können und deren individuelle energetische Bereitstellungsquote Wind gesteigert wird. Jedoch sinkt die energetische Bereitstellungsquote bei größeren Flotten (da eine zusätzliche Last versorgt wird). Möchte man *grünes Laden* motivieren, so stellt sich an der Stelle die Frage, welche zusätzlichen Erzeugungskapazitäten die Flottenlast bedienen. Der entstehende Strommix bestimmt den CO₂-Ausstoß je kWh, der das Vergleichsmaß der Emissionen von EVs und konventionellen Antrieben darstellt.

4.1.9 Vermeidung Drosselung von EEG Einspeisungen mit EVs

Denkbar ist, dass durch W2V die Last Elektromobilität genutzt werden kann, um markt- und netzbezogene Anpassungen nach §13 Abs. 1 und 2 EnWG [22] und §11 EEG [24] auf Seiten der Verteilnetze zu reduzieren, indem EVs als gesteuerte Last regenerativer Einspeisung folgenden Bedarf aufweisen. Hohe Windeinspeisungen in der betrachteten Regelzone führen zu Situationen in den Leistungsflüssen vom Verteilnetz in die Übertragungsebene auftreten und einzelne Betriebsmittel grenzwertig belastet werden können. Trotz des Vorrangs erneuerbarer Energien können Situationen auftreten, zu denen auch regenerative Erzeuger, speziell Windeinspeisung, im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen gedrosselt werden müssen. Die Drosselung regenerativer Einspeiser kann reduziert werden, indem äquivalent zur geforderten Drosselleistung im elektrisch nahen Verteilnetz entsprechend Lasten aktiviert werden. Anhand einer Beispielsituation, die sich durch hohe Windeinspeisung auszeichnet, soll der generelle Effekt durch die Verwendung gesteuerten Ladens nachgewiesen werden. Als Beispiel dient die Einspeisesituation in einer deutschen Regelzone [88] vom 28. Januar 2011 bis 06. Februar 2011. Es werden auf Basis der vorliegenden Situation Annahmen zur gedrosselten Windeinspeisung getroffen (genaue Angaben sind nicht frei verfügbar), die zusammen mit der realisierten Windeinspeisung die potentielle Windeinspeisung abbildet, siehe dazu Bild 4.25.

In der vorliegenden Situation können zusätzliche Lasten durch bis dato nicht nutzbare potentielle Einspeisung (gedrosselte Einspeisung) zwischen den Tastpunkten 400 und 550 gedeckt werden. Die bis dato nicht nutzbare Energiemenge des Zeitausschnitts beträgt 52 GWh. Dem steht ein durchschnittlicher Flottenbedarf von 9,1 GWh entgegen. Die entstehenden Leistungsprofile bei unterschiedlichen Ladeleistungen zeigt Bild 4.26. Wie nicht anders zu erwarten führt die Nutzung gedrosselter Anlagen zur bekannten Spitzenbildung mit hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren, die direkt abhängig von der Anzahl verfügbarer Fahrzeuge sind. Die erzielbaren Ergebnisse für den Wochenausschnitt werden wieder mit den repräsentativ verfügbaren 38 Fahrzeugen skaliert auf eine große Flotte von 915.000 Fahrzeugen ermittelt (siehe dazu Tabelle 4.4). Die Bereitstellungsquote Wind kann durch Nutzung gedrosselter Anlagen aus Systems- und Flottensicht gesteigert werden, je nach Ladeleistung bis zu 1,02%. Diese Steigerung resultiert aus der hohen Erzeugung gegenüber dem Mehrbedarf von 915.000 EVs, vergleiche dazu einen wöchentlichen Bedarf der Flotte von ca. 70 kWh je Fahrzeug bzw. 64 GWh gesamt und einer Erzeugung in der Regelzone ohne EVs von 2,39 TWh im Betrachtungszeitraum.

Auf der anderen Seite kann man nun argumentieren, dass gedrosselte Anlagen nur durch gezieltes Lademanagement genutzt werden können. Dann besteht die Möglichkeit, ein direktes Verursacherprinzip zu motivieren und die genutzten zusätzlichen Mengen Windkraft direkt der EVs zuzuordnen. Für den Betrachtungszeitraum bedeutet dies immerhin, dass bis 28,82% der gesamten gedrosselten Windeinspeisung genutzt wird bzw. der Anteil dieser Mengen bis zu 23% beträgt. Gerade wenn der Einspeisemix einer Regelzone als Anhaltspunkt verwendet wird, um äquivalente CO₂-Emissionen für EVs zu ermitteln, könnte bei häufigen Auftreten gedrosselter regenerativer Einspeisung ein Verfahren nach dem W2V Verfahren dazu führen und, dass verursachergerechte ermittelte äquivalenten CO₂-Ausstoß deutlich niedriger ausfallen werden.

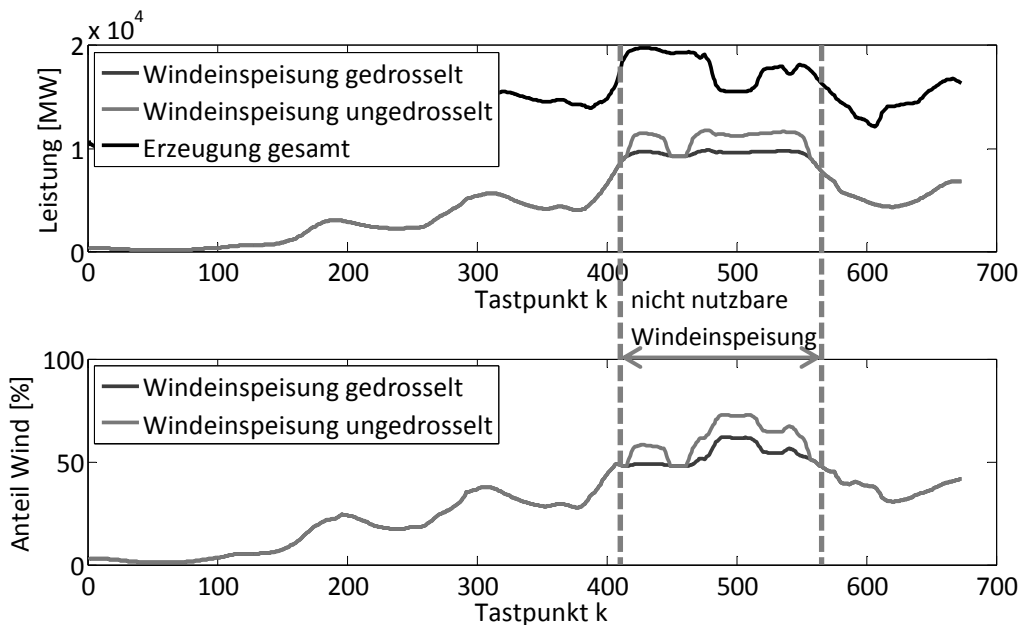


Bild 4.25: Gedrosselte und ungedrosselte Windeinspeisung

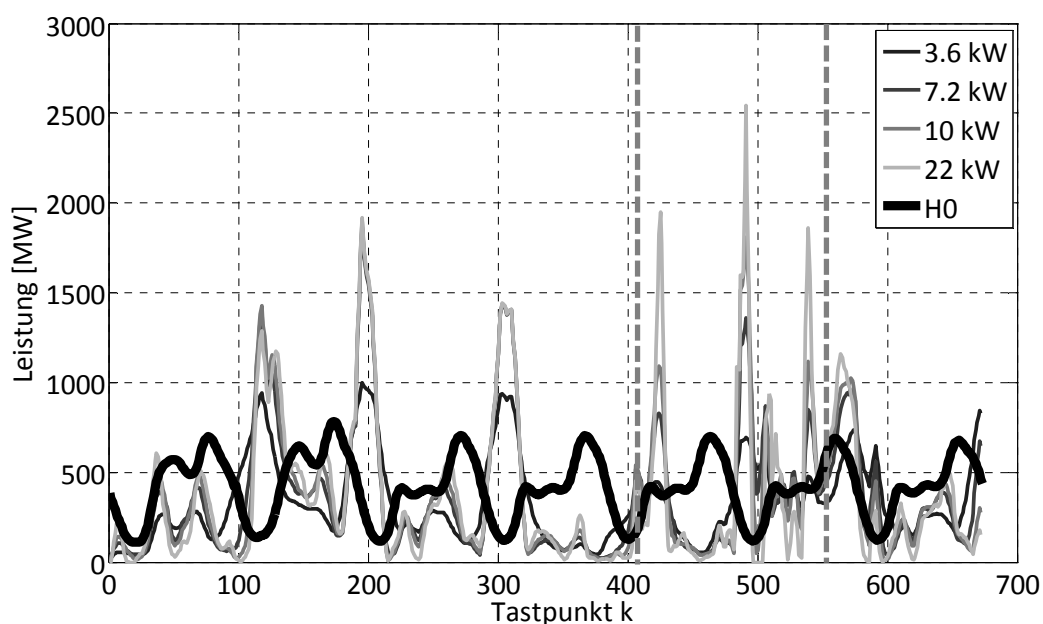


Bild 4.26: Lastprofil bei Nutzung gedrosselter Einspeisung (915.000 Fahrzeuge, $\cos\varphi=1$)

Tabelle 4.4: W2V Merkmale Nutzung gedrosselter Einspeisung Wind

Merkmal	Ladeleistung [kVA, $\cos\varphi=1$]			
	3,6	7,2	11	22
Keine Nutzung gedrosselter Einspeisung Wind				
Anteil Wind Flotte[%]	30,31	30,36	30,32	30,6
Anteil Wind System [%]	31,5	31,42	31,41	31,4
Nutzung gedrosselter Einspeisung Wind				
Anteil Wind Flotte [%]	30,81	31,18	31,26	31,28
Anteil Wind System [%]	31,96	32,00	32,02	31,98
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,308	0,304	0,206	0,137
Absolut [GWh]	11,46	14,24	14,99	14,09
Relativ [in %], bezogen auf die im Zeitraum gedrosselte Windeinspeisung (52 GWh)	22,04	27,38	28,82	28,82
Relativ [in %], bezogen auf die im Zeitraum bezogene Energiemenge der Flotte (64 GWh)	19,85	22,36	23,11	22,91

4.1.10 Zusammenfassung

Der Feldversuch, gesteuertes Laden mit 50 rein elektrisch angetriebenen Fahrzeugen, ist vorgestellt worden. Von den 50 Fahrzeugen sind im Schnitt 38 Fahrzeuge privat genutzt worden. Das in dem Feldversuch angewandte windorientierte Ladeverfahren nach dem W2V-Prinzip ist vereinfacht worden, um den Versuchsbedingungen entsprechend gesteuertes Laden durchführen zu können. Es ist versucht worden, fehlende Informationen über Ladevorgänge durch Schätzungen aus historischen Daten zu ermitteln. Jedoch konnte aufgrund des Nutzverhaltens und der kleinen Grundgesamtheit kein Zusammenhang abgeleitet werden, der einen signifikanten W2V Erfolg ermöglicht hat. Dies bestätigen auch die ermittelten Kennwerte zur Bewertung der W2V Güte. In dem Feldversuch sind ca. 6000 Ladevorgänge aufgenommen erfasst, die für weitere Analysen verwendet worden. Es konnte gezeigt werden, dass der W2V Erfolg signifikant gesteigert werden kann, wenn man Smart Charge Techniken einsetzt.

Die zuvor beschriebenen Analysen setzen voraus, dass die Last der EV-Flotte sehr klein gegenüber der Erzeugung in der hier untersuchten Regelzone ist. Um den Einfluss größerer Flotten nachzuweisen, sind alle Ladevorgänge der 38 privaten Nutzer zeitlich parallelisiert worden, so dass diese in einer Simulation alle in einer einzelnen Woche auftreten. Die entstehenden Leistungskurven sind so skaliert worden, dass diese einer Flotte von 915.000 EVs entsprechen, genau dem Marktanteil EVs in der betrachteten Regelzone im Szenario 5 Millionen EVs in Gesamtdeutschland. Größere Flotten werden einen Einfluss auf die Erzeugungssituation in der Regelzone nehmen – je Woche benötigen 915.000 EVs ca. 64 GWh zusätzliche elektrische Energie. Dieser ist jedoch im Verhältnis zur Einspeisesituation gering (2,6%). Auf der anderen Seite entsprechen 915.000 EVs

einer potentiellen zusätzlichen Last von rund 20 GW (22 kW Ladung), was gegenüber der Erzeugung im betrachteten Szenario äquivalent ist.

Wird W2V genutzt, um innerhalb einer Regelzone die Drosselung von Windeinspeisung zu reduzieren, so kann nachgewiesen werden, dass dadurch der Anteil Wind im betrachteten Szenario sowohl aus Sicht Energiesystem als auch aus Sicht Flotte gesteigert werden kann. Sofern Situationen mit gedrosselter Einspeisung über ein Jahr nur selten auftreten, kann man davon ausgehen, dass die mit Ablauf eines vollen Jahres tatsächlich ermittelte energetische Bereitstellungsquote regenerativer Einspeiser über die gesamte Regelzone nicht signifikant erhöht wird. Das beschriebene Szenario ist quantitativ und soll die Tendenz zur synchronisierten Ladung zeigen. In weitergehenden Analysen ist vorab zu analysieren wie hoch die Drosselung von EEG Anlagen tatsächlich ist und in welcher Größenordnung elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen nicht genutzt werden kann. Dafür sind detaillierte Informationen notwendig, die derzeit nicht öffentlich zugänglich sind. Weiterhin zeigen die Untersuchungen, dass bei energetischem Überangebot gedrosselter Einspeisung gegenüber der zu steuernden Last die entstehenden Lastprofile zur konzentrierten Spitzenbildung neigen.

Eine verursachergerechte Ermittlung der Einspeisung regenerativer Erzeugung durch Anwendung *grünen Ladens* kann im Fall EVs dazu führen, dass der ermittelte äquivalente energetische Bereitstellungsquote regenerativer Einspeisung aus Winderzeugung für EVs optimiert werden kann. Damit ist ein Ansatz für *grünes Laden* gezeigt, der als Ausgangspunkt für weitere Untersuchungen dient und für alternative regenerative Einspeiser angewendet werden kann. Aus Sicht der Funktionsweise und Betriebsführung elektrischer Energiesysteme ist der W2V Ansatz kritisch zu betrachten. *Grünes Laden* von EVs ist hier durch einen der regenerativen Erzeugung folgenden Bedarf angenommen worden. Informationen zur aktuellen und prognostizierten Versorgungssituation innerhalb einer Regelzone werden bereitgestellt bzw. es existiert eine Äquivalenzwirkung durch Bereitstellung variabler Tarife (aus Sicht der Bilanzkreisverantwortlichen entsteht der Bedarf kurzfristig im Stundenbereich und wird als solcher beschafft). Im Ergebnis entsteht eine Last, die durch extern bereitgestellte Informationen verändert wird. Bezogen auf die Netzbetriebsführung bedeutet dies, dass unter Berücksichtigung heutiger Abläufe Herausforderungen bei der Netzintegration gesteuerten Ladens zu erwarten sind. Die unter der Annahme eines verwendeten Punktnetzes durchgeführten Analysen zeigen, dass die bei Anwendung gesteuerten und ungesteuerten Ladens entstehende Leistungskurven gegenüber der Haushaltslast Leistungsspitzen aufweist, die gesondert unter Berücksichtigung der versorgenden Verteilnetze untersucht werden müssen. Hier ist zu erwarten, dass die Anzahl gleichzeitig ladender Fahrzeuge technisch limitiert ist und zu Netzausbau führt, sofern bei Anwendung gesteuerten/ungesteuerten Ladens dies nicht berücksichtigt wird.

4.2 Numerische Analyse zum Einfluss der Ladung von EVs im Verteilnetz

4.2.1 Hintergrund zur Fallstudie und Methode

Die in der Fallstudie zuvor durchgeführten Betrachtungen beschränken sich auf das Kundenverhalten und die Möglichkeit den Ladevorgang zu möglichst windgünstigen Zeitpunkten (*grünes Laden*) durchzuführen. Die durch gesteuertes Laden resultierende Synchronisation der Ladevorgänge erzeugt zeitlich konzentrierte Leistungsspitzen. Ungesteuertes Laden erzeugt Lastprofile, deren Maximum zeitlich mit dem Maximum der Haushaltslast korreliert. Beides führt zu Netzbelastungen, die gesondert zu untersuchen sind. Insofern wird im folgenden Abschnitt näher auf die Problematik der Lastverteilung durch EVs und deren möglicher Einfluss auf Verteilnetze analysiert. Anhand von Referenznetzen wird zunächst die mögliche Anzahl gleichzeitig ladender Fahrzeuge bei unterschiedlichen Ladeleistungen geprüft. Im Anschluss wird anhand von Zeitreihensimulation gesteuertes Laden gezeigt. Die Vorbelastung der Verteilnetze wird durch Leistungsprofile nachgebildet. Dezentrale Einspeisungen durch PV Anlagen werden vernachlässigt, da das Hauptaugenmerk auf der Heimladung von EVs zwischen 18:00 und 6:00 Uhr in Winter- und Übergangszeiten liegt, in denen die Vorbelastung hauptsächlich durch private Verbraucher bestimmt wird. Das den Untersuchungen zugrunde liegende Methodenschema zeigt Bild 4.27.

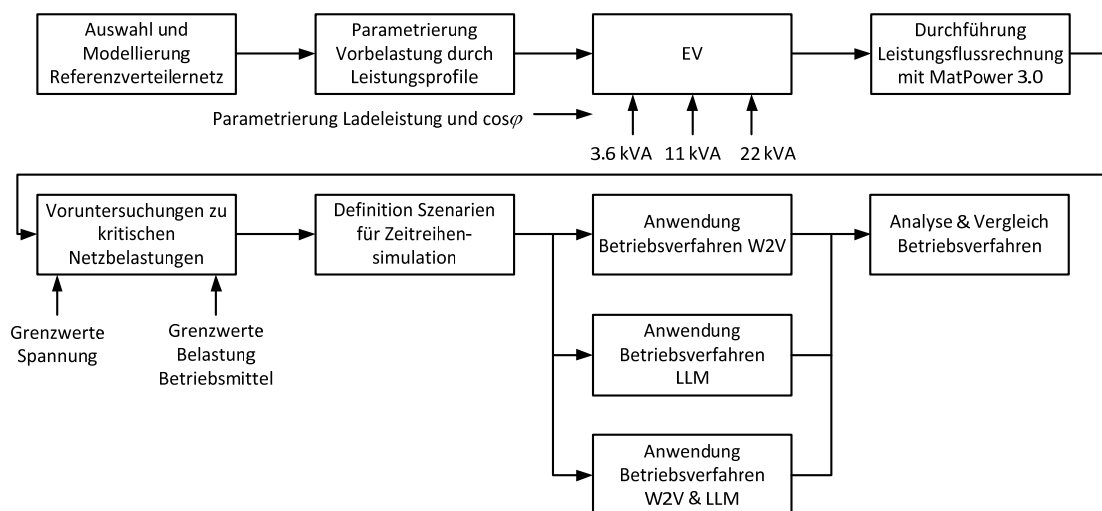


Bild 4.27: Methodik zur Fallstudie (Referenz MatPower 3.0 [98])

4.2.2 Voruntersuchungen zu kritischen Netzbelastungen

Nachfolgend werden die einzelnen Schritte zur Analyse von kritischen Netzbelastungen in einem Referenzverteilternetz der Mittel- und Niederspannungsebene erläutert.

Auswahl und Modellierung Referenzverteilternetz

Aufgrund vielfältiger Verteilnetzstrukturen ist es nahezu unmöglich, allgemein gültige Aussagen zur Netzbelastung durch EVs in unterschiedlichen Regionen und verschiedenen Ein- und Ausspeisesituationen zu treffen. Auch wenn Planungsgrundsätze anhand der physikalischen Merkmale des Transports und Verteilung von Elektrizität in der Vielfältigkeit Grenzen setzen, ist es doch abhängig von Firmenphilosophie und -strategie wie einzelne Netze betrieben werden und welche Topologie vorhanden ist. Für numerische Untersuchungen stehen international publizierte Referenznetze zur Verfügung. Verwiesen wird häufig auf IEEE-Referenznetze, die sich vorwiegend auf Topologie von Elektrizitätsnetzen des angelsächsischen Raums beziehen. Ziel ist es jedoch,

anhand eines Referenznetzes des europäischen Raums den Einfluss durch die Ladung von EVs in Verteilnetzen nachzuweisen. Referenzverteilnetze des europäischen Raums für Mittel- und Niederspannungsebenen werden definiert durch die CIGRE Task Force C6.04.02 [85], [99], [100]. Das durch die Task Force beschriebene Mittelspannungsverteilstromnetz ist abgeleitet aus einem Netz zur Versorgung einer deutschen Kleinstadt und umliegender ländlicher Gegenden [99]. Das Originalnetz, dargestellt in [99], ist für numerische Analysen auf die Größe von 14 Knoten in zwei Teilnetzen reduziert worden. In dieser Arbeit sind die speisenden HS/MS-Transformtoren gegenüber dem Originalnetz durch leistungsfähigere ersetzt worden. Die sind wie üblich als Stufensteller ausgeführt, die zwischen -15% und +15% der Nennspannung mittelspannungsseitig stufen können, um spannungsstützend in Hoch- und Niedriglastphasen zu wirken. Das Netz wird als offener Ring mit Trennstellen betrieben. Für die Durchführung numerischer Analysen wird nur ein Teil der Niederspannungslast gesondert in einem Niederspannungsverteilstromnetz modelliert. Das als Strahlennetz ausgeführte Niederspannungsverteilstromnetz ist am Knoten 7 mit dem Mittelspannungsnetzteil über einen Ortsnetztransformator verbunden (siehe dazu Bild 4.28) Die detaillierten Parameter des Netzes werden im Anhang unter A.4 aufgeführt.

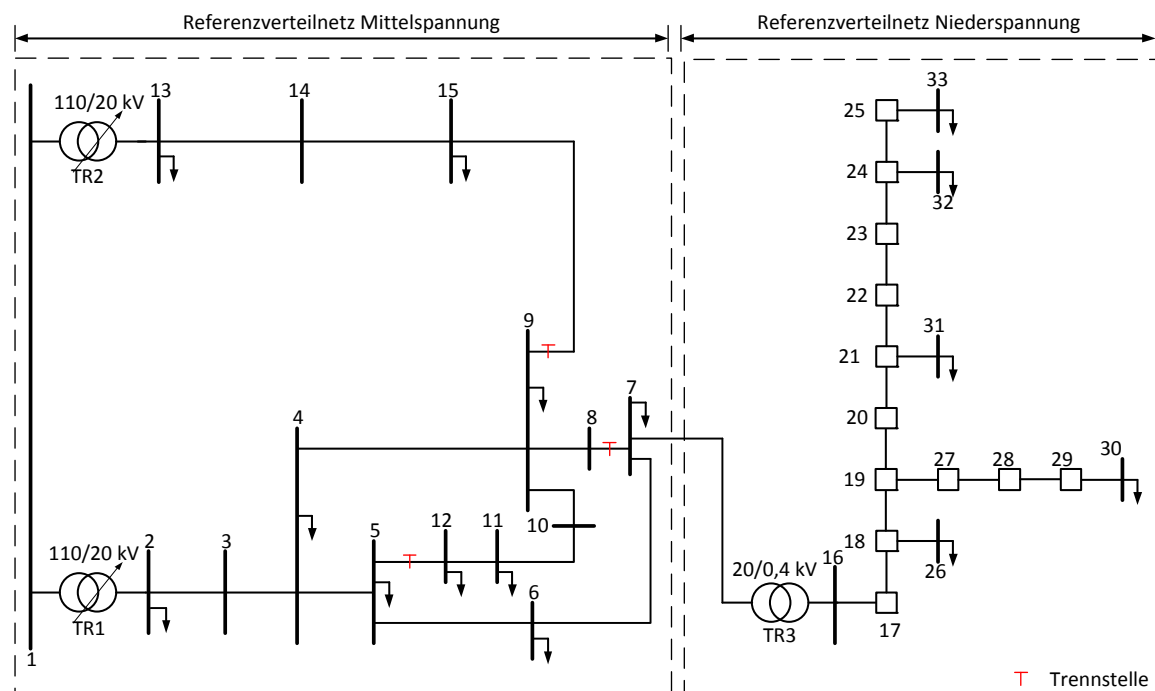


Bild 4.28: Übersicht des gewählten Referenzverteilernetzes für numerische Analysen

Die hier zugrunde liegende Struktur des Verteilnetzes ist gewählt worden, um Überlastsituationen von Betriebsmitteln als auch spannungskritische Situationen in den Netzausläufern beider Spannungsebenen abbilden zu können, die durch Anwendung der Betriebsverfahren W2V, LLM und ungesteuerten Ladens von EVs verursacht bzw. vermieden werden können. Ein Vorteil der kombinierten Analyse von Mittel- und Niederspannungsnetz bietet die Berücksichtigung der Vorbelastung des Mittelspannungsteils, die bei alleiniger Analyse des Niederspannungsnetzes vernachlässigt wäre. Dies wirkt sich vor allem auf die Beurteilung des Spannungsfalls bis zu den Netzausläufern des Niederspannungsnetzes aus.

Parametrierung der Lasten

In der Beschreibung des Referenznetzes werden je Knoten der Scheinleistungsbeitrag und Leistungsfaktor der maximalen Last vorgegeben. In der Annahme vorrangiger Haushaltslasten, die dem BDEW-H0 Profil entsprechen, kann aus diesen Angaben ermittelt werden, wie hoch die Anzahl der Haushalte je Netzknoten ist. Auf Basis der durchschnittlichen Verteilung von rund 2,04 Personen je Haushalt und rund 3030 kWh Jahresverbrauch für einen Zweipersonenhaushalt wird geschätzt, dass im Bundesdurchschnitt jeder Haushalt ca. 3100 kWh Jahresverbrauch aufweist [101]. Daraus abgeleitet wird der Spitzenlastbeitrag je Haushalt von ca. 800 W aus der auf die Anzahl Haushalte je Lastknoten im Referenznetz geschlossen wird. Das vorliegende Netz enthält nach dieser Rechnung gesamt 41.941 Haushalte, davon 124 im gesondert betrachteten Referenzverteiltetz der Niederspannung. Die genaue Aufteilung je Knoten wird im Anhang in A.4 gezeigt.

Methodik

Zunächst soll anhand grundlegender Überlegungen festgestellt werden, ob netzkritische Situationen vorliegen und ab welcher Anzahl EVs diese eintreten können. Als netzkritisch werden Situationen definiert, die unter Berücksichtigung in der Energieversorgung üblichen Annahmen zu Grenzwertverletzungen führen:

- Die beiden speisenden Transformatoren TR1 und TR2 sind so ausgelegt, dass bei Ausfall eines Transformators oder einer Leitung der jeweilig verbliebene Transformator das als offenen Rings betriebenen Mittelspannungsnetzes speisen kann (diese Art des Netzbetriebs ist in Mittelspannungsnetzen weit verbreitet [20]),
- Alle Betriebsmittel im Mittelspannungsteil sollen nicht über 50% ihrer Nennscheinleistung belastet werden,
- Alle Betriebsmittel im Niederspannungsteil (einschließlich Transformator TR3) sollen nicht über 70% ihrer Nennscheinleistung belastet werden,
- Das Spannungsniveau der Netzausläufer soll nicht unter 0,92 p.u. sinken, um unter Berücksichtigung des Spannungsfalls bis zum Hausanschluss nach EN50160 [84] nicht 0.9 p.u. zu unterschreiten (Festlegung).

Zur Beurteilung der Anzahl im Netz zulässig ladbarer EVs wird davon ausgegangen, dass gesteuertes/ungesteuertes Laden zu einer zeitgleichen Leistungsspitze mit der Jahresleistungsspitze der Haushaltslasten führt (Extremszenario).

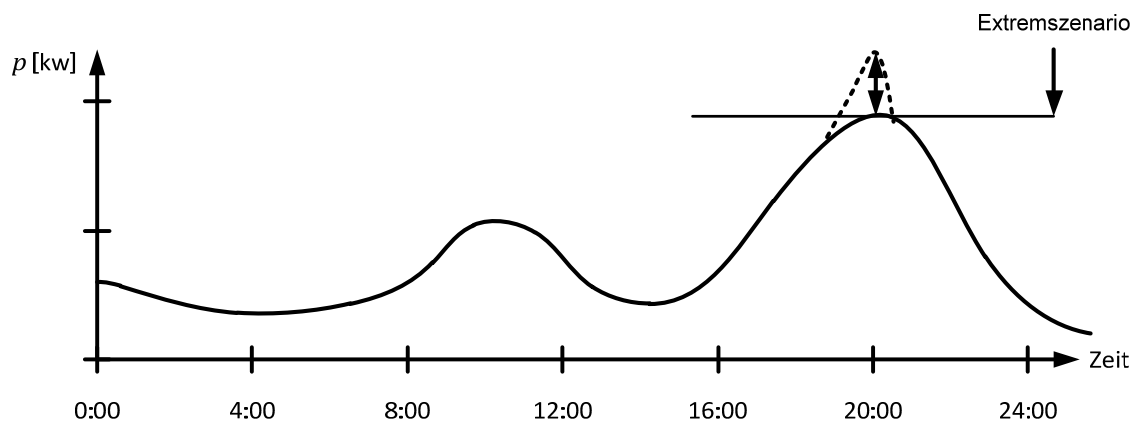


Bild 4.29: Definition Extremszenario

Die im Anhang A.4 definierten thermischen Grenzströme der Betriebsmittel werden in Nennscheinleistungsgrößen überführt und mit den Ergebnissen der Leistungsflussrechnung verglichen, um kritische Situationen zu identifizieren. In Bild 4.30 sind zur einfachen Übersicht alle relevanten Merkmale zusammengefasst, mit denen netzkritische Situationen identifiziert werden. Die speisenden Kabel zu den Knoten 26 und 33 bilden im Niederspannungsnetz einen Engpass.

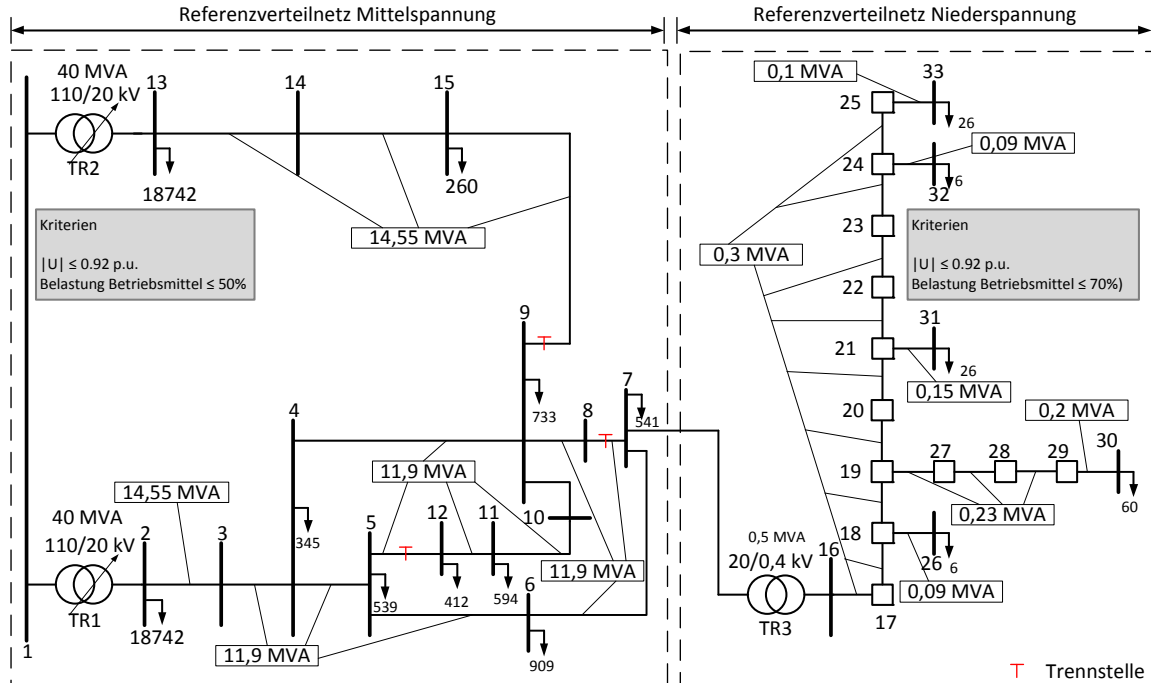


Bild 4.30: Übersicht Belastungskriterien und Anzahl Haushalte je Knoten

Die Konzentration mehrerer EVs auf einen Netzabschnitt oder Lastknoten ist denkbar – geht man davon aus, dass ein typisches Verteilnetz auch unterschiedliche Kundengruppen regional gruppiert versorgt. Alternativ kann eine auf die Anzahl Haushaltslasten prozentual gewichtete Gleichverteilung der Elektrofahrzeuge angenommen werden. In den nachfolgenden Untersuchungen ist ein hybrider Ansatz gewählt worden, um die Vorbelastung durch das Mittelspannungsnetz zu berücksichtigen. Dabei wird davon ausgegangen, dass aus Sicht des Mittelspannungsnetzteils eine homogene Verteilung von Elektrofahrzeugen vorliegt, die sich an der Anzahl versorgter Haushalte orientiert (siehe dazu beispielhaft Bild 4.31)

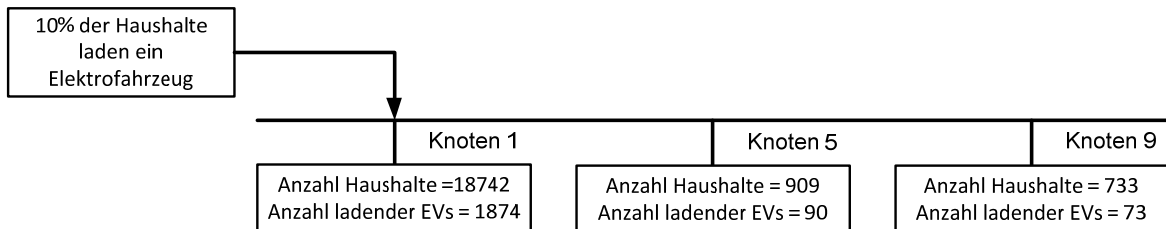


Bild 4.31: Verteilungsschema im Mittelspannungsnetz

Dem gegenüber steht die Verteilung der Fahrzeuge im Niederspannungsnetz (124 Haushaltsanschlüsse). Hier ist zu erwarten, dass die Vielfalt der räumlichen Zuordnung gleichzeitig ladender Fahrzeuge deutlich größer ist. Angelehnt an das obige Beispiel (10% der Haushaltsanschlüsse Haushalte laden ein Elektrofahrzeug) müssen 12 Fahrzeuge verteilt werden. Das vereinfachte

Vorgehen ist hier nicht valide, da gleichmäßiges Verhalten der Nutzer nicht vorausgesetzt werden kann und an einzelnen Knoten Diskretisierungsfehler auftreten (z.B.: 0,6 zu ladende Fahrzeuge), siehe zur Verdeutlichung Bild 4.32. Die Anzahl möglicher Kombinationen hängt von der Anzahl zu verteilender Fahrzeuge ab. Diese erreicht ihr Maximum bei 62 Fahrzeugen (35.711). Um die Rechendauer zu limitieren erfolgt die Zuordnung von Fahrzeugmengen größer 18 zufällig in maximal 4000 Iterationsschritten, dazu sind zuvor alle möglichen Situationen gleichzeitig ladender Fahrzeuge des Niederspannungsteils (1 bis 124 Fahrzeuge) vorausberechnet worden.

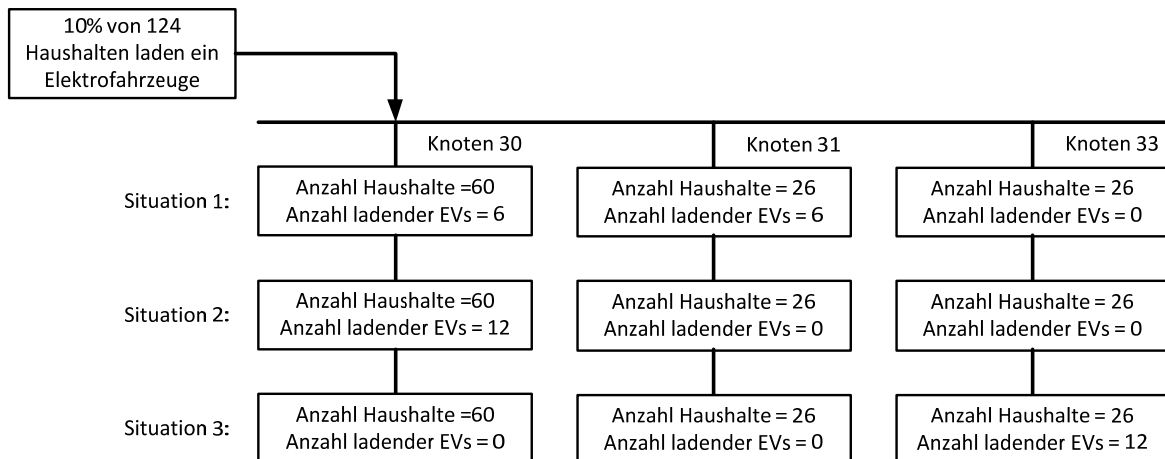


Bild 4.32: Beispielsituationen Belastung Verteilnetz durch Elektrofahrzeuge im Niederspannungsnetz

Simulation und Ergebnisse

In der Simulation entsprechen die verteilten EVs diskreten Lasten mit Leistungen von 3,6, 11 und 22 kVA (Drehstrom, Leistungsfaktor $\cos\varphi=[0,9, 0,95, 1]$). Auf eine unsymmetrische Leistungsflussrechnung für die einphasige 3,6 kVA Ladung wird verzichtet, da davon ausgegangen wird, dass alle EVs bis zu 22 kVA laden können und die 3,6 kVA Ladung ein Spezialfall der Drehstromladung mit reduzierter Leistung ist. Die zu verteilenden EVs werden anhand der Anzahl Haushalte berechnet und in Prozent Schritten diskretisiert. Der gewählte Simulationsablauf ist in Bild 4.33 dargestellt.

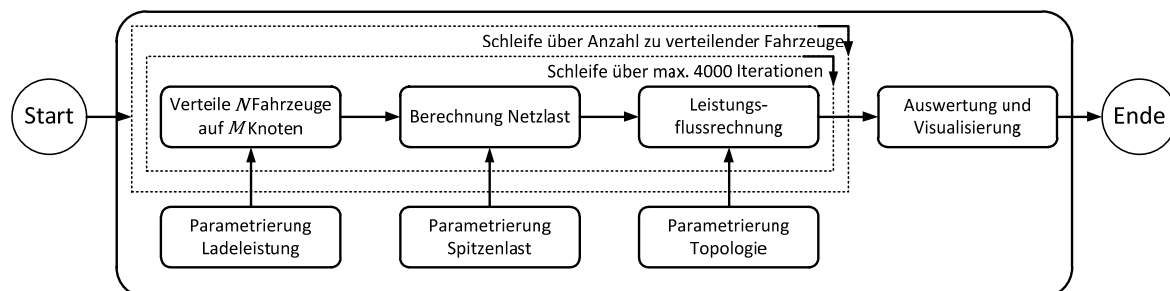


Bild 4.33: Aktivitätsdiagramm Simulationsdurchlauf

Die bis zu 4000 simulierten Situationen im Niederspannungsnetz führen zu unterschiedlichen Belastungen und Verletzungen des Spannungsbandes, wobei auch Situationen mit konzentrierten Lasten an einzelnen Knoten auftreten. Treten in mehr als 50% der simulierten Situationen an einem Betriebsmittel oder Knoten Grenzwertverletzungen auf, so ist die Grenze gleichzeitig ladbarer Fahrzeuge gefunden. Im Anhang A.6 sind die detaillierten Ergebnisse der beschriebenen

Untersuchung dargestellt. Tabelle 4.5 zeigt die zusammengefassten herausgearbeiteten Netzsituationen mit Verletzung definierter Kriterien. Die durchgeführten Untersuchungen belegen, dass Elektromobilität im Untersuchungsnetz zu Belastungssituationen und Spannungshaltungsproblemen führt. Bevor es zu Verletzungen des Spannungsbands kommt, treten bereits Betriebsmittelbelastungen größer 50% im Mittelspannungsnetz bzw. 70% im Niederspannungsnetz auf. Im gewählten Extremszenario überschreitet die Belastung einzelner Betriebsmittel den definierten Grenzwert von 50%, so dass unabhängig von der Ladeleistung zum gewählten Zeitpunkt keine EVs geladen werden dürften und Bedarf zur netzorientierten Steuerung entsteht. Davon unabhängig sind die Untersuchungen fortgeführt worden, um zu beantworten die Anzahl zeitgleich ladender EVs zu ermitteln, bevor weitere Grenzwerte verletzt werden. Bei allen Ladeleistungen zeigt sich, je mehr Blindleistung der AC/DC Wandler benötigt umso eher werden Grenzwerte verletzt. Insofern wird bei den Untersuchungen immer von einem $\cos\varphi=0,9$ ausgegangen.

Tabelle 4.5: Zusammenfassung Grenzwertverletzungen durch gleichzeitig ladende EVs

Ladeleistung	Kriterium	max. Anzahl gleichzeitig ladbarer Fahrzeuge
3,6 kVA	Spannungsbandsverletzung $ U \leq 0,92$ an den Knoten 24, 25, 29, 30, 32, 33 ($\cos\varphi=0,9$)	5871 im Gesamtnetz 7 im Niederspannungsnetz
	Belastung BM im Niederspannungsnetz > 70% in den Zweigen {16, 17}, {17, 18}, {18, 19}, {29, 30}, {21, 31}	21 im Niederspannungsnetz
	Belastung BM im Mittelspannungsnetz > 50% im Zweig {2, 1}, $\cos\varphi=0,9$	0 im Gesamtnetz
11 kVA	Spannungsbandsverletzung $ U \leq 0,92$ an den Knoten 24, 25, 29, 30, 32, 33 ($\cos\varphi=0,9$)	1677 im Gesamtnetz 4 im Niederspannungsnetz
	Belastung BM im Niederspannungsnetz > 70% in den Zweigen {16, 17}, {17, 18}, {18, 19}, {18, 26}, {19, 27}, {27, 28}, {28, 29}, {29, 30}, {21, 31}	7 im Niederspannungsnetz
	Belastung BM im Mittelspannungsnetz > 50% im Zweig {2, 1}, $\cos\varphi=0,9$	0 im Gesamtnetz
22 kVA	Spannungsbandsverletzung $ U \leq 0,92$ an den Knoten 22, 23, 24, 25, 28, 29, 30, 31, 32, 33 ($\cos\varphi=0,9$)	838 im Gesamtnetz 2 im Niederspannungsnetz
	Belastung BM im Niederspannungsnetz > 70% in den Zweigen {16, 17}, {17, 18}, {18, 19}, {18, 26}, {29, 30}, {21, 31}	2 im Niederspannungsnetz
	Belastung BM im Mittelspannungsnetz > 50% im Zweig {2, 1}, $\cos\varphi=0,9$	0 im Gesamtnetz
Zweignotation: {von Knoten, nach Knoten}		

Es ist denkbar, dass gerade in der Anfangsphase kleine Flotten regional konzentriert auftreten. Deren Einfluss ist zunächst begrenzt auf Niederspannungsverteilnetze. Betrachtet man alleinig das Niederspannungsnetz, so können in diesem ungesteuert bei:

- 3,6 kVA ($\cos\varphi=0,9$, $g=0,264$) ca. 26 (rund 21% der Haushalte besitzen ein Elektrofahrzeug),
- 11 kVA ($\cos\varphi=0,9$, $g=0,131$) ca. 30 (rund 24% der Haushalte besitzen ein Elektrofahrzeug),
- 22 kVA ($\cos\varphi=0,9$, $g=0,074$) ca. 27 (rund 21% der Haushalte besitzen ein Elektrofahrzeug)

und gesteuert bei:

- 3,6 kVA ($\cos\varphi=0,9$, $g=0,3$) ca. 23 (rund 18,5% der Haushalte besitzen ein Elektrofahrzeug),
- 11 kVA ($\cos\varphi=0,9$, $g=0,3$) ca. 13 (rund 10,5% der Haushalte besitzen ein Elektrofahrzeug),
- 22 kVA ($\cos\varphi=0,9$, $g=0,3$) ca. 6 (rund 5% der Haushalte besitzen ein Elektrofahrzeug)

Elektrofahrzeuge verteilt werden, bevor es zu Grenzwertverletzungen im Extremszenario kommt.

Ein Ergebnis windgesteuerten Ladens zeigt, je höher die Ladeleistung eines EVs ist, umso höher ist die Güte *grünen Ladens*, da günstige Zeitpunkt maximal energetisch ausgenutzt werden können. Sowohl statische als auch dynamische Zielfunktionen der W2V Methode können zu synchronisiertem Laden führen, das die Gleichzeitigkeit der durch EVs verursachten Last erhöht, was zwangsläufig bereits bei wesentlich weniger verteilten Fahrzeugen zu Verletzungen von Grenzwerten führt. Dem gegenüber steht das Ergebnis, dass niedrigere Ladeleistungen netzverträglicher sind. Jedoch ist fraglich, ob eine dauerhafte Limitierung zulässig ist, insbesondere unter Berücksichtigung des Ergebnisses, dass höhere Ladeleistungen die Güte der W2V Methode erhöhen. Eine allgemeine Einschränkung der Ladeleistung beschränkt die erzielbare Güte gesteuerten Ladens, da zwangsläufig suboptimale Zeitpunkte zur Ladung verwendet werden müssen.

4.2.3 Anwendung Betriebsverfahren LLM

In dem folgenden Abschnitt wird die Anwendung des vorgestellten LLM Verfahrens gezeigt. Dabei sind folgende Annahmen als Ergebnis der Voruntersuchungen für die Eigenschaften der zu simulierenden EVs zugrunde gelegt, um eine Worst-Case Analyse durchzuführen. Für alle EVs gilt:

- Mode 3-fähig mit Smart Charge Protocol,
- Dreiphasiges Laden mit maximal 22 kVA (Drehstrom),
- der Leistungsfaktor des AC/DC Wandlers ($\cos\varphi$) beträgt 0,9
- der Wirkungsgrad des AC/DC Wandlers beträgt 0,8.

Zu simulierende Ladevorgänge werden synthetisch erzeugt und konzentrieren sich auf den Abend- und Nachtzeitraum zwischen 18:00 und 6:00 Uhr des Folgetages mit den folgenden Merkmalen (vereinfachte Annahmen):

- die Plug-In-Zeit genügt einer Normalverteilung mit Mittelwert 18:00 Uhr und einer Standardabweichung von 2 Stunden,
- die Plug-Off-Zeit genügt einer Normalverteilung mit Mittelwert 06:00 Uhr und einer Standardabweichung von 2 Stunden,
- der Ladebedarf je Ladevorgang beträgt im Mittel für drei Tage 30 kWh (10 kWh/Tag bzw. 50 km/Tag bei 0,2 kWh/km) und hat eine Standardabweichung von 2 kWh,
- Jedes Fahrzeug lädt alle drei Tage.

Basierend auf den Voruntersuchungen sind zwei zu untersuchende Szenarien abgeleitet:

1. **Fokus Niederspannungsnetz:** Ungesteuertes/Gesteuertes Laden einer kleinen auf einen Netzbereich konzentrierten Flotte von Fahrzeugen. Angewendet werden LLM und W2V (statische Zielfunktion) und beide Verfahren kombiniert.
2. **Fokus Mittel- und Niederspannungsnetz:** Ungesteuertes/Gesteuertes Laden einer großen Flotte von Fahrzeugen (Szenario 5 Millionen EVs). Angewendet werden LLM und W2V (dynamische Zielfunktion) und beide Verfahren kombiniert.

In beiden Szenarien entspricht die Zielfunktion beim gesteuerten Laden dem W2V Verfahren mit dem Ziel *grünes Laden* durchzuführen. Beide Szenarien werden mit der in Bild 4.34 dargestellten Einspeisesituation simuliert. Im gewählten Betrachtungshorizont entspricht der Anteil Wind an der Gesamterzeugung 15,8%.

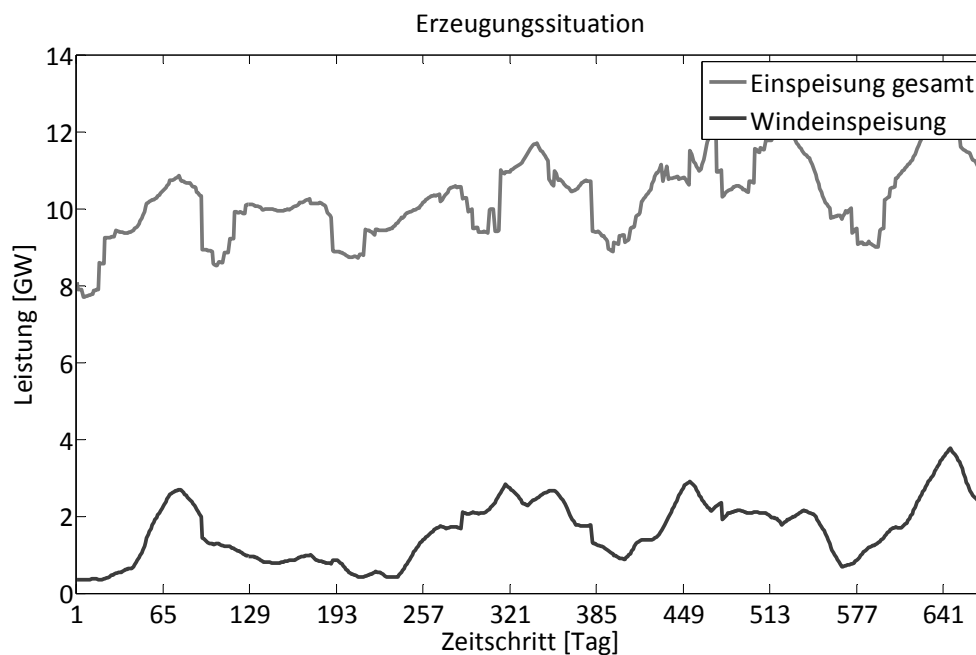


Bild 4.34: Einspeisesituation im Simulationshorizont (Daten aus Referenz [88] entnommen)

Nicht gesteuertes Laden soll zeitoptimal durchgeführt werden. Sobald ein Ladevorgang zu steuern ist, werden Vorhersagen über die Lastentwicklung je Lastknoten benötigt, um Lokales Lastmanagement anzuwenden. Dies entspricht dem Ansatz alle Lastknoten mit IEDs auszurüsten, die auf Basis von *Smart Metering* die Haushaltslasten erfassen, Prognosen bereitstellen und gesteuertes Laden von EVs durchführen. In beiden Szenarien wird zunächst davon ausgegangen, dass die Lastentwicklung mit minimalem Fehler vorhergesagt werden kann. Zum Ende dieses Abschnitts erfolgt eine Robustheitsanalyse des Lokalen Lastmanagements mit Bezug auf die Vorhersagequalität der Lasten. Für die Durchführung der Simulationen ist eine zeitreihenbasierte Simulationsmethode entworfen worden. Kern der Methode sind kombinierte Steuerungs- und Leistungsflussrechnung (siehe dazu Bild 4.35). Der Einfluss der stufbaren Transformatoren TR1 und TR2 ist in einer äußeren Iterationsschleife modelliert worden, in der nach Abschluss eines Leistungsflussberechnungslaufs die Sollwerte für das Übersetzungsverhältnis angepasst werden. Zu jedem Zeitschritt erfolgt die Vorhersage der Lastentwicklung an allen Netzknoten. Auf Basis dieser Informationen wird das Betriebsverfahren zur Steuerung von EVs angewendet und das Lastverhalten beeinflusst. Anschließend erfolgt auf Grundlage der tatsächlich eingetretenen Last eine Leistungsflussrechnung. Anhand der festgelegten Kriterien kann im jeweiligen Szenario bewertet werden

wie gut das verwendete Betriebskonzept zur Steuerung von EVs geeignet ist. Den vereinfachten Simulationslauf mit den elementaren Schritten zeigt Bild 4.36. Ausführlicher dokumentiert ist die Simulationsmethode im Anhang in A.5.

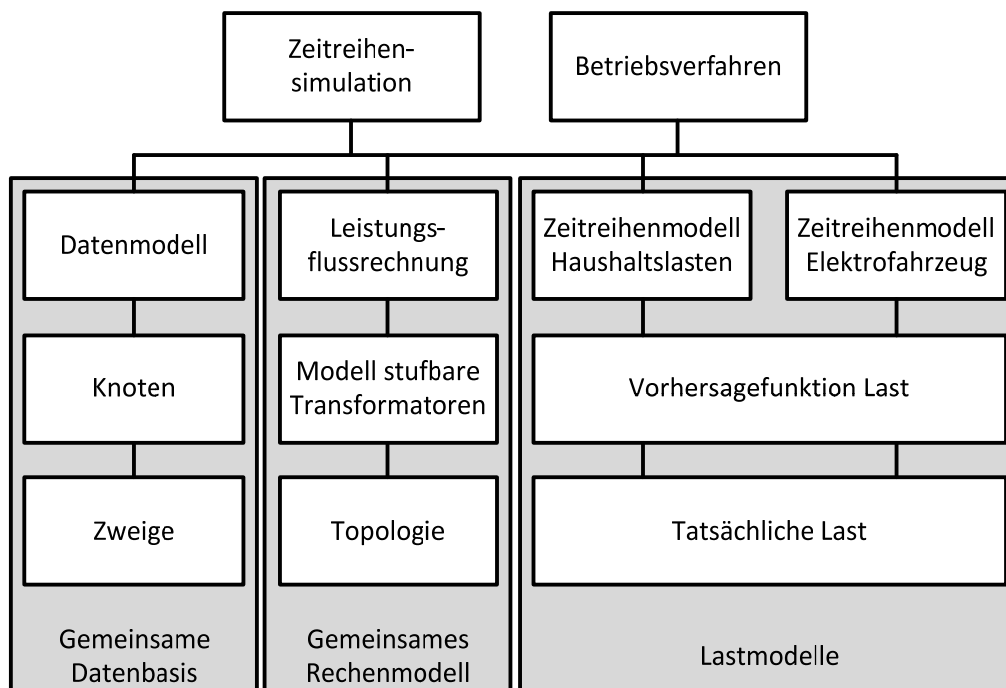


Bild 4.35: Simulationsmethode

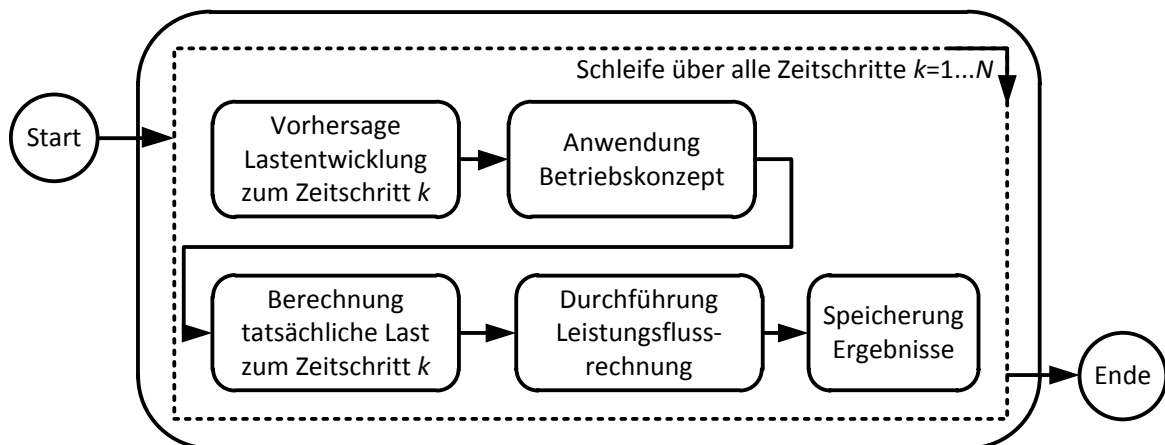


Bild 4.36: Simulationsschritte

Der gezeigten Einspeisesituation steht eine Hochlastsituation der Haushaltslasten gegenüber (erste Woche des BDEW H0 Profils). Innerhalb dieser betragen die Spitzenlasten je Wochentag zwischen 84 und 96% der jährlichen Spitzenlast, die im Kapitel 4.2.2 zur Analyse zeitgleich ladbarer Fahrzeuge dient. Die Belastung der speisenden Transformatoren TR1 (von 2 nach 1), TR2 (von Knoten 13 nach 1) und TR3 (von Knoten 7 nach 16) zeigt Bild 4.37. Die maximale Belastung über alle Betriebsmittel im Simulationshorizont beträgt 47% und betrifft den Transformator TR1. Das Spannungsniveau an den Knoten 1 und 13 schwankt um 1.0 p.u.. Am Knoten 33 schwankt die

Netzspannung zwischen 1,05 und 0,98 p.u.. Die Netzverluste des gesamten Netzes betragen 11,8 MWh (entspricht 0,4% der übertragenen Arbeit vom vorgelagerten Netz).

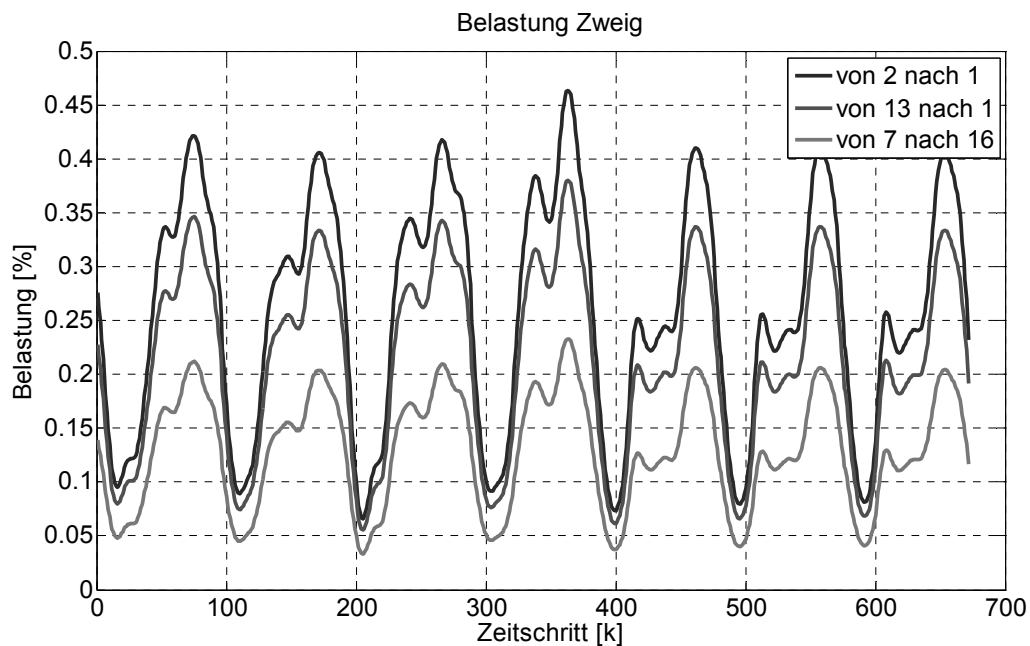


Bild 4.37: Belastung der Zweige ohne Elektrofahrzeuge

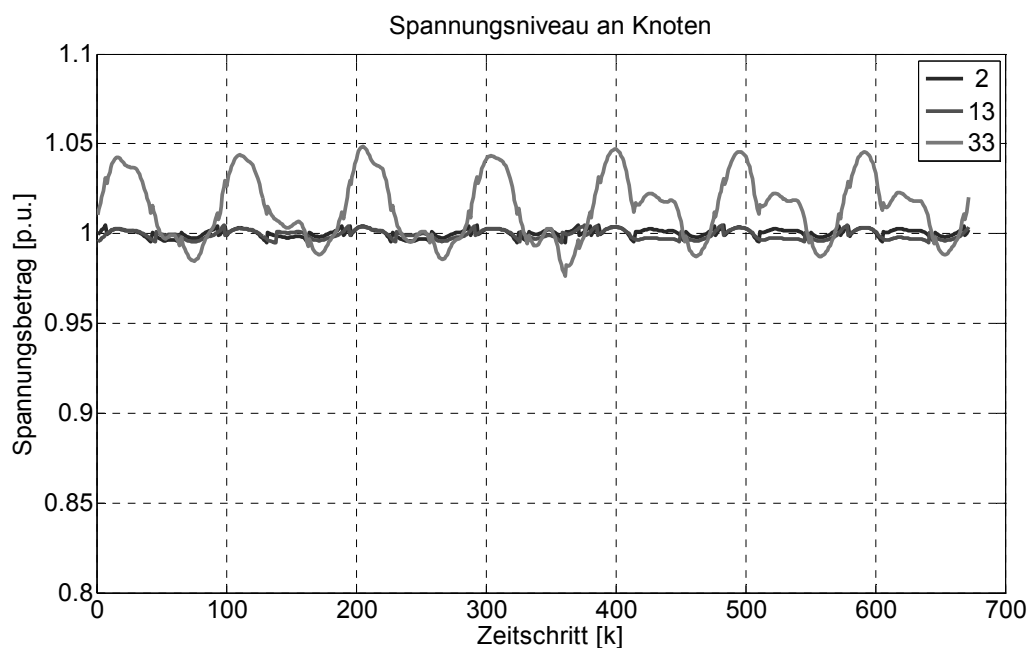


Bild 4.38: Spannungsniveau an den Knoten 2, 13, 33 ohne Elektrofahrzeuge

4.2.4 Szenario 1

Im Szenario 1 liegt der Fokus auf den Niederspannungsteil des Referenznetzes. Die Annahme kleiner, geographisch konzentrierter Flotten führt im gesteuerten Fall zu einer Anwendung statischer Zielfunktionen ohne Rückkopplung. Die definierten Grenzwerte werden bei Populationen von 27 EVs (ungesteuert) bzw. 6 EVs (gesteuert) verletzt. Für eine Worst-Case-Analyse werden 48 EVs (rund 39% der Haushalte sind Eigentümer eines EVs) verteilt. Die Knoten 31 und 33

sind bezogen auf die Anzahl Haushalte im Vergleich mit anderen Knoten über verhältnismäßig schwache Kabel versorgt. 22 der zu verteilenden EVs laden an diesen beiden Knoten (siehe dazu Bild 4.39). Die Vorbelastung des Netzes ist durch ungesteuerte Haushaltslasten geprägt. Der Prognosefehler sei vernachlässigbar und entspricht dem BDEW-H0 Profil.

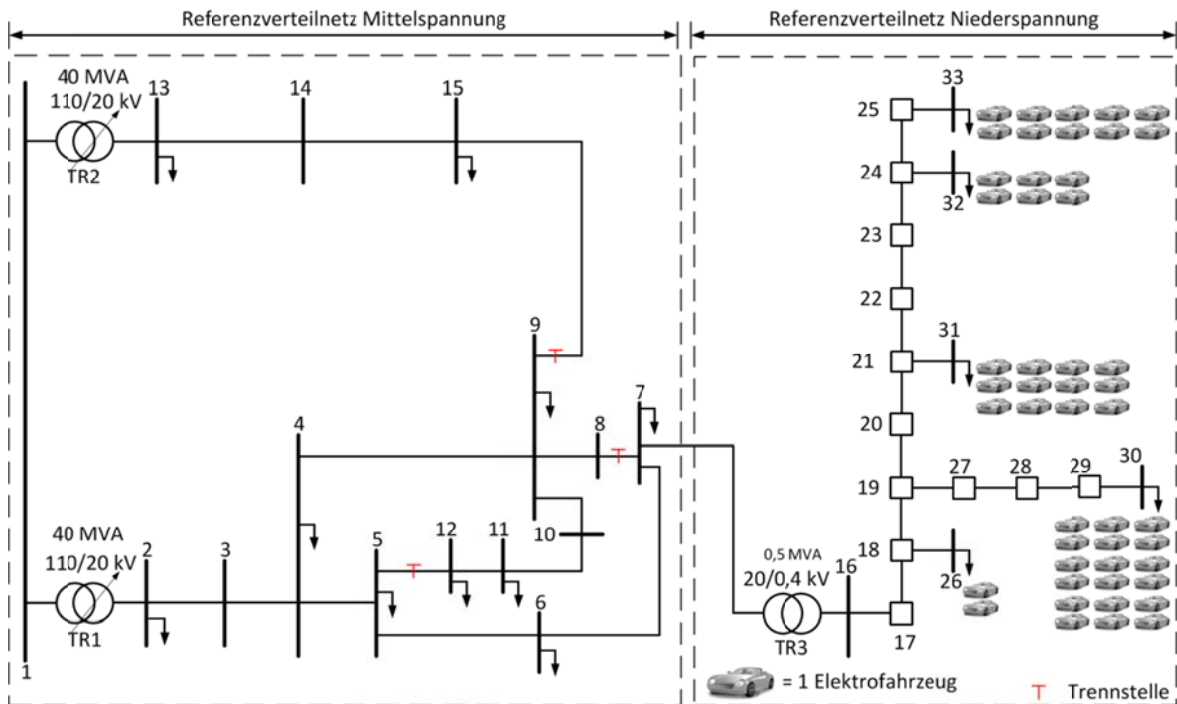


Bild 4.39: Verteilung EVs im Szenario 1

Ungesteuertes Laden im Niederspannungsverteilnetz

In Bild 4.40 werden die Spannungsverläufe bei ungesteuerten Ladem dargestellt. Das vordefinierte Spannungsniveau von 0,92 p.u. wird täglich zur auftretenden Leistungsspitze unterschritten.

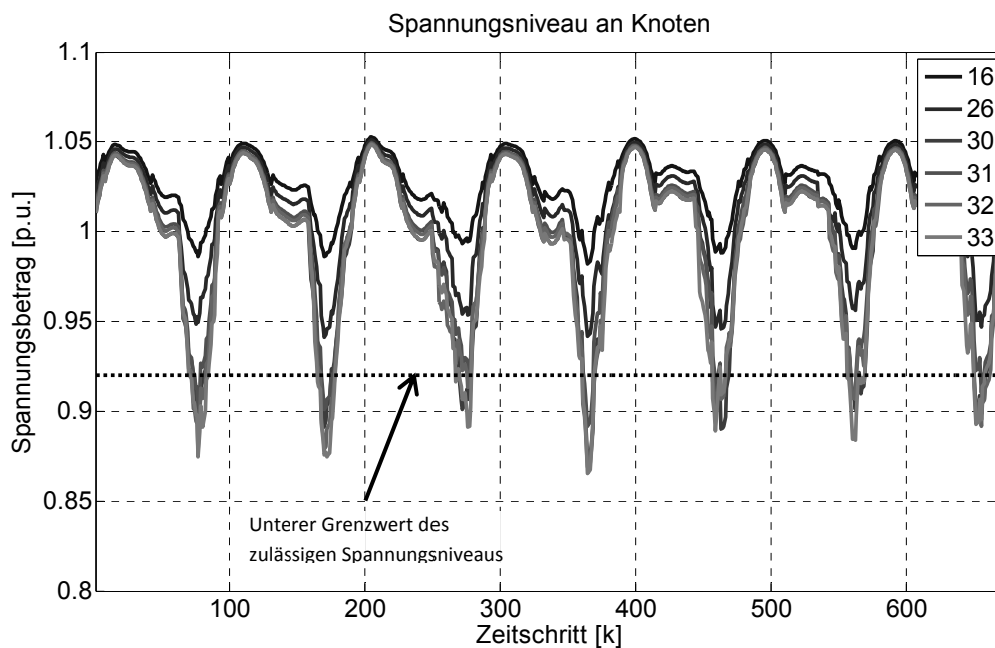


Bild 4.40: Verlauf Spannungsniveau bei ungesteuerten Ladem Szenario 1

Die Spannungen an den Netzausläufern (Knoten 31, 30, 32 und 33) unterschreiten 0,9 p.u. und entsprechen bereits an den Netzknoten zur Spitzenlastzeit nicht mehr den Vorgaben nach EN50160 [84]. Die vordefinierte maximale Betriebsmittelbelastung von 70% wird am speisenden Transformator TR3 und den auf allen im Strang folgenden Kabeln bis zu den Knoten 31 und 30 und zwischen den Knoten 25 und 33 überschritten (dargestellt in Bild 4.41). Details zur Dauer von Grenzwertverletzungen sind im Anhang A.5.1 aufgeführt. Die Netzverluste im gesamten Netz betragen 0,42% der übertragenen Arbeit vom vorgelagerten Netz.

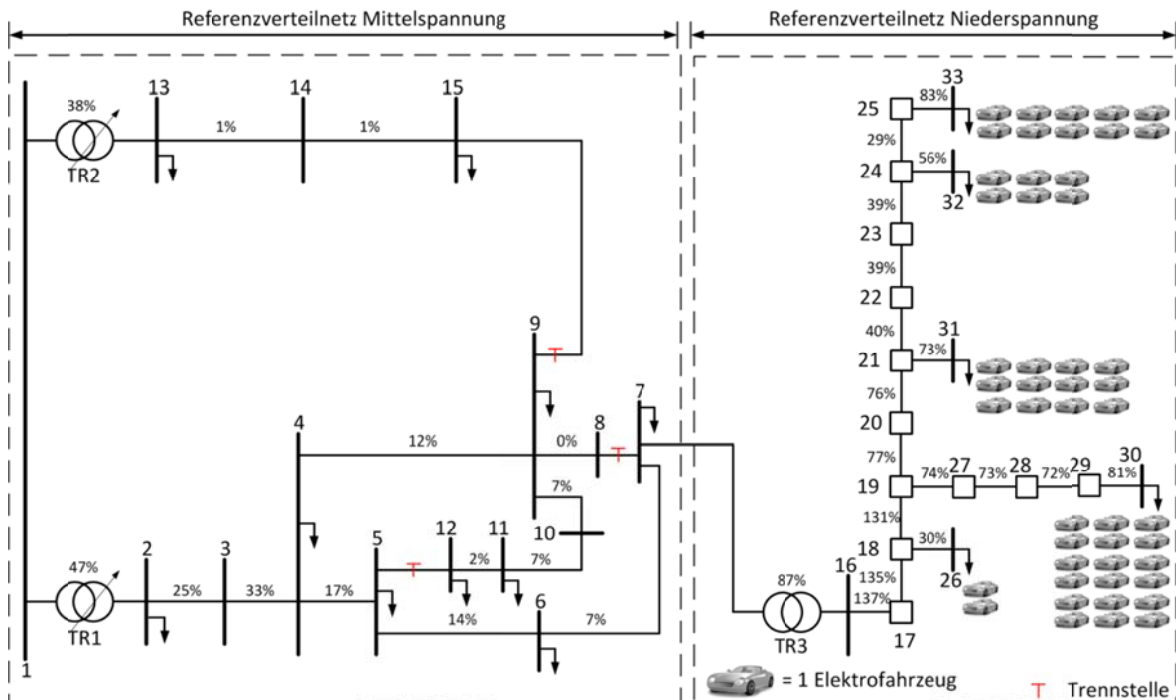


Bild 4.41: Maximalbelastung ungesteuertes Laden Szenario 1

Anwendung LLM mit reduzierter Zielfunktion

Ungesteuertes Laden führt zu Grenzwertverletzungen, die in der Netzbetriebsführung berücksichtigt werden müssen. Die Anwendung des LLM Verfahrens in Kombination mit Smart Charge fähigen EVs soll die Ladeleistung je Ladevorgang auf ein netzverträgliches Niveau reduzieren, ohne eine allgemeine Beschränkung der Ladeleistung vorzunehmen. Es existiert keine alternative Instanz, die gesteuertes Laden durch Bereitstellung einer Zielfunktion anbietet. Ziel ist zu gewährleisten, dass jedes EV zeitoptimal unter Beachtung der gegebenen Grenzwerte geladen wird. Dazu wird das in Kapitel 2.2.3 vorgestellte Ladeverfahren unter Verwendung des Smart Charge Ansatzes mit einer reduzierten Zielfunktion verwendet. Diese fällt monoton über den je Ladevorgang verfügbaren Zeithorizont ab (Plug-In bis Plug-Off), so dass aus Sicht der Optimierung möglichst günstige Zeitpunkte frühen Ladens entsprechen. Der Vorteil dieses Verfahrens liegt in der minimalen Einschränkung der erzielbaren Ladezeit bis zur Vollladung, so dass für den EV Nutzer ein transparenter Ladeprozess unter Berücksichtigung der Netzsituation ermöglicht wird. Der Ansatz setzt allerdings auch voraus, dass je Ladevorgang der Nutzer bereit ist, seinen Abfahrtszeitpunkt mitzuteilen. Unter Berücksichtigung der beschriebenen Ladeverfahren könnte dies in Verbindung mit angebotenen Komfortfunktionen (Klimatisierung des Innenraums vor Abfahrt) umgesetzt werden.

Der Einsatz des beschriebenen LLM Verfahrens verhindert Verletzungen des Spannungsbands ohne den Grenzwert zu erreichen (siehe Bild 4.42). Die Betriebsmittelbelastung wird reduziert auf definierte Grenzwerte (siehe Bild 4.43). Betriebsmittel, die zur Reduktion von Ladeleistungen führen, sind die Kabel zwischen den Knoten 25 und 33, 18 und 19, 18 und 17 und 16 und 17. Die Netzverluste im gesamten Netz betragen 0,39% der übertragenen Arbeit vom vorgelagerten Netz, was einer Reduktion von 8% entspricht.

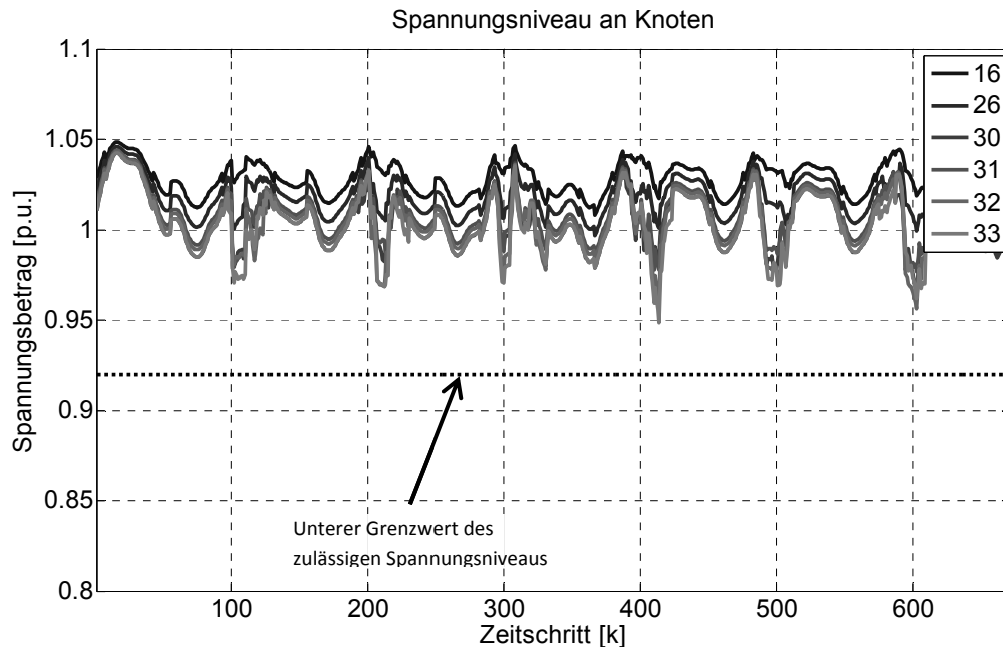


Bild 4.42: Verlauf Spannungsniveau bei Anwendung LLM ohne Zielfunktion Szenario 1

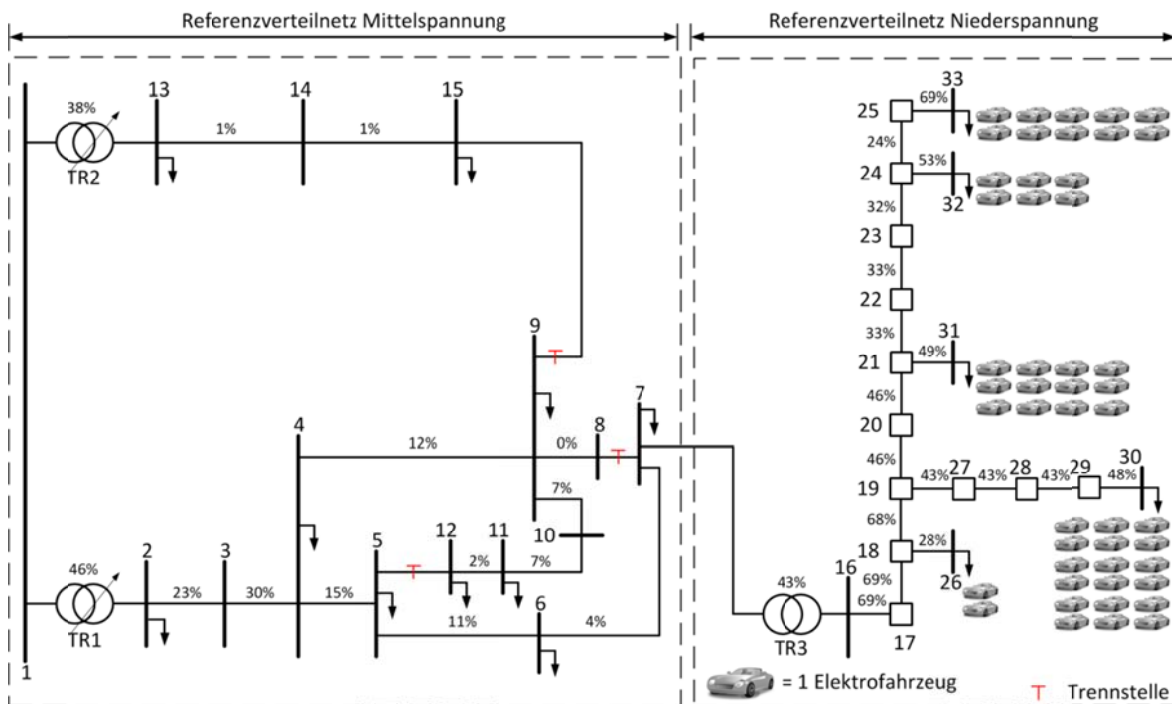


Bild 4.43: Maximalbelastung bei Anwendung LLM ohne Zielfunktion Szenario 1

Anwendung W2V für kleine Flotten

Die Anwendung des W2V Verfahrens für kleine Flotten synchronisiert die Ladevorgänge aller EVs, da diese zu jedem Zeitpunkt die gleiche Zielfunktion übertragen bekommen. Das LLM Verfahren wird nicht angewendet, so dass alle Ladevorgänge mit gleicher Leistung zu gleichen günstigen Zeitpunkten *grün Laden*. Anhand des entstehenden Spannungsprofils im Simulationshorizont (Bild 4.45) ist die Tendenz zu Spannungseinbrüchen zu erkennen. Im Gegensatz zur ungesteuerten Ladung kann die EV bedingte Leistungsspitze zu Spitzenlastzeiten auftreten. In diesem Fall werden die gesetzten Grenzwerte deutlich unterschritten. Im Minimum beträgt der Spannungsbetrag am Knoten 33 0,86 p.u.

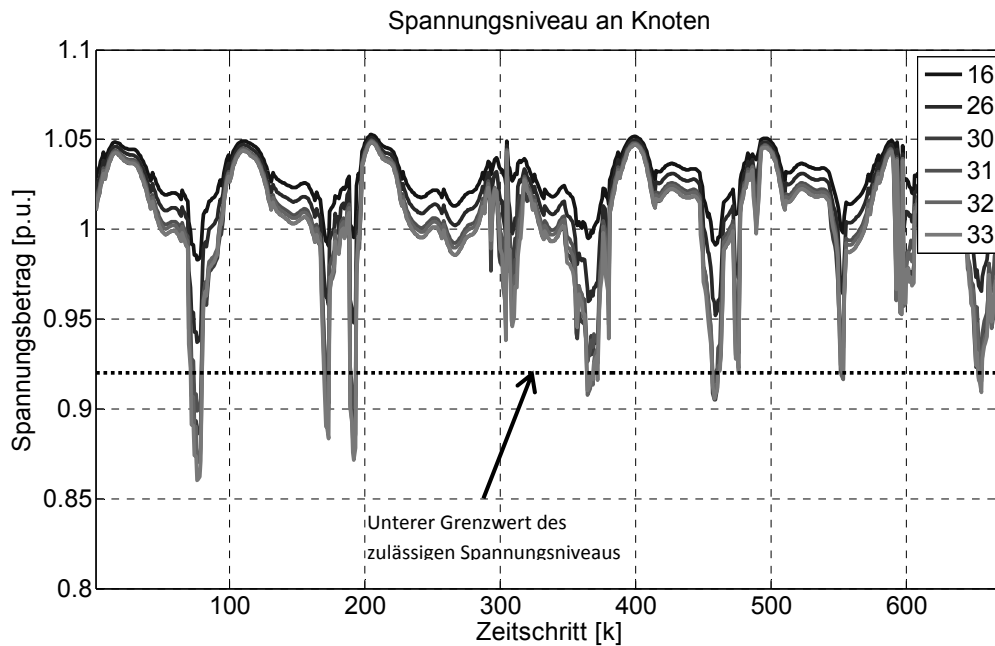


Bild 4.44: Verlauf Spannungsniveau bei synchronisierter Ladung Szenario 1

Die Belastung der Betriebsmittel zeigt im Vergleich zum ungesteuerten Laden, dass der Transformator TR3 und die Kabel zwischen den Knoten 25 und 33, 18 und 19, 18 und 17 und 16 und 17 stärker belastet werden. Durch die zeitliche Konzentration der Ladungen sind diese Belastungen nicht zeitlich äquivalent zu den Belastungen, die durch ungesteuertes Laden resultieren. Die Netzverluste betragen 0,41% der übertragenen Arbeit vom vorgelagerten Netz.

Sofern der Verteilnetzbetreiber nicht befähigt wird, diese Belastungssituation, hervorgerufen durch gesteuertes Laden, zu reduzieren, muss zwangsläufig Netzausbau folgen. Das vorliegende Ergebnis kann verallgemeinert werden. Durch die Äquivalenzwirkung gesteuerten Ladens nach dem W2V Verfahren unter Anwendung statischer Zielfunktionen mit statischen Tarifsignalen erfolgt die Schlussfolgerung, dass die Steuerung von Lasten mit hohen Leistungen durch diese Art des Demand Side Managements kontraproduktiv auf die Netzbetriebsführung wirkt. Das bedeutet die Verwendung von Tim of Use (TOU) Tarifen als statische Zielfunktion in Verbindung mit einem automatischen Steuerungsverfahren führt zu Überlastsituationen mit zwangsläufigen Netzausbau.

Das vorgestellte LLM Verfahren ist kombinierbar mit dem W2V Verfahren. Fraglich ist, wie stark im vorgestellten Szenario der Einfluss von LLM auf die W2V-Güte ist.

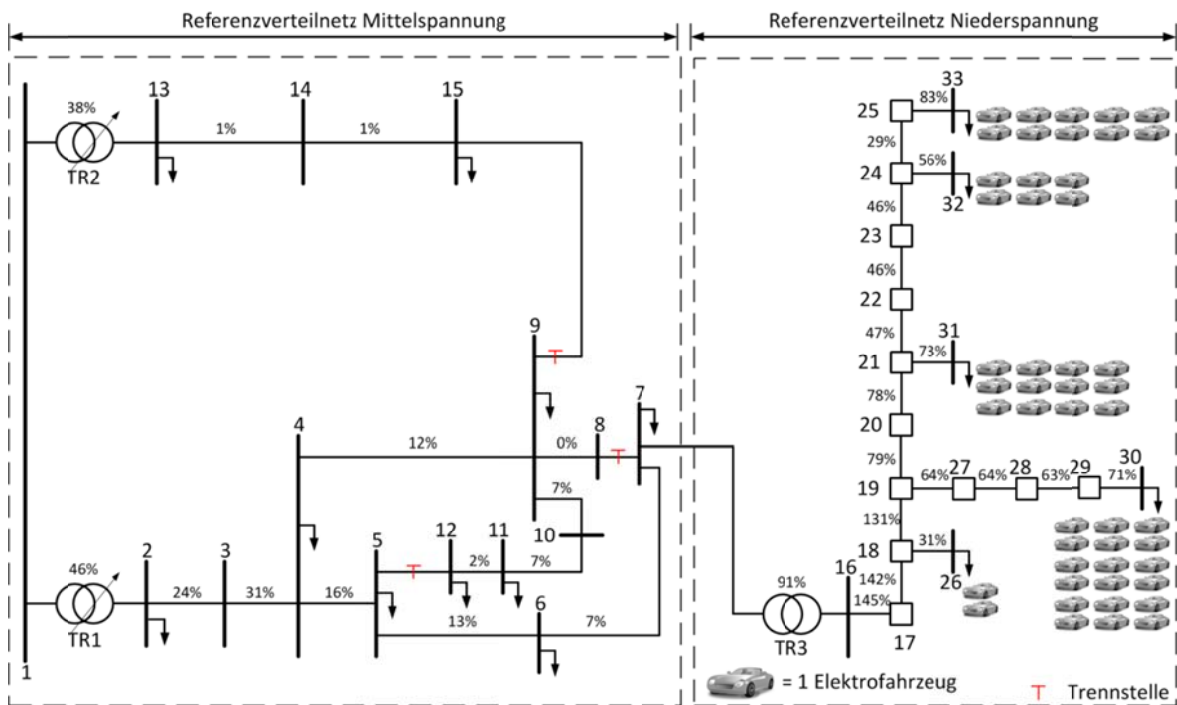


Bild 4.45: Maximalbelastung bei Anwendung W2V Szenario 1

Anwendung W2V (statische Zielfunktion) mit LLM

Durch die Ladung mit statischen Zielfunktionen erweisen sich einzelne Zeitpunkte als besonders günstig. Wie zuvor gezeigt (Abschnitt 4.1.7), können diese zu Grenzwertverletzungen führen, hervorgerufen durch die zeitliche Synchronisation der Ladung. Die kombinierte Anwendung aus LLM und W2V erlaubt weiterhin das Laden zu günstigen Zeitpunkten, schränkt jedoch die maximale Anzahl/Ladeleistung einzelner Ladevorgänge ein und verschiebt diese. Durch Anwendung von LLM werden die definierten Grenzwerte eingehalten (siehe dazu Bild 4.46 und Bild 4.47). Die Netzverluste werden reduziert auf 0,4% der übertragenen Arbeit vom vorgelagerten Netz.

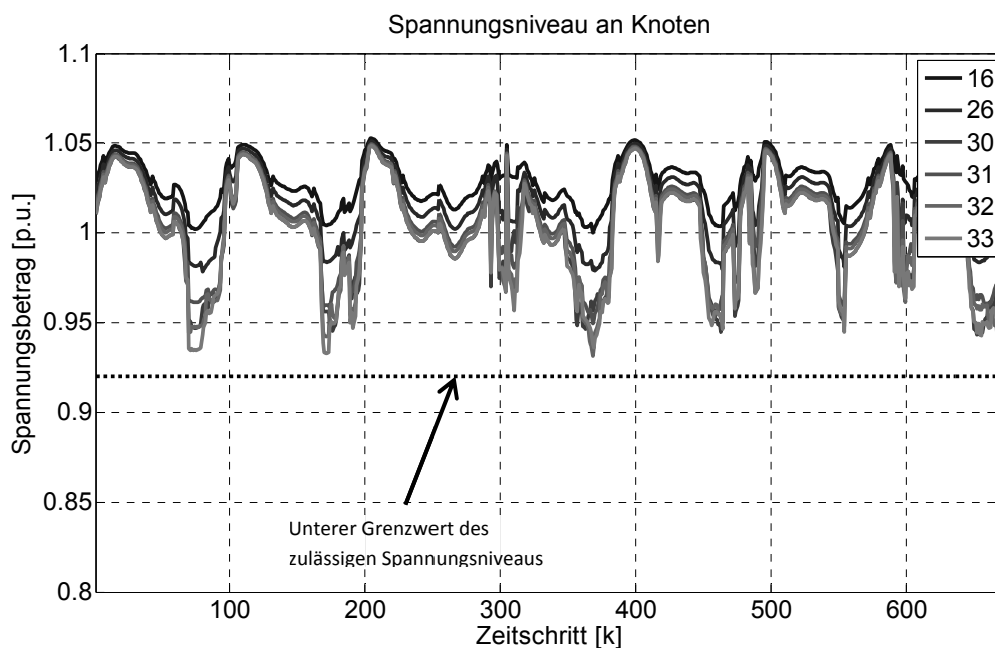


Bild 4.46: Verlauf Spannungsniveau bei synchronisierter Ladung mit LLM Szenario 1

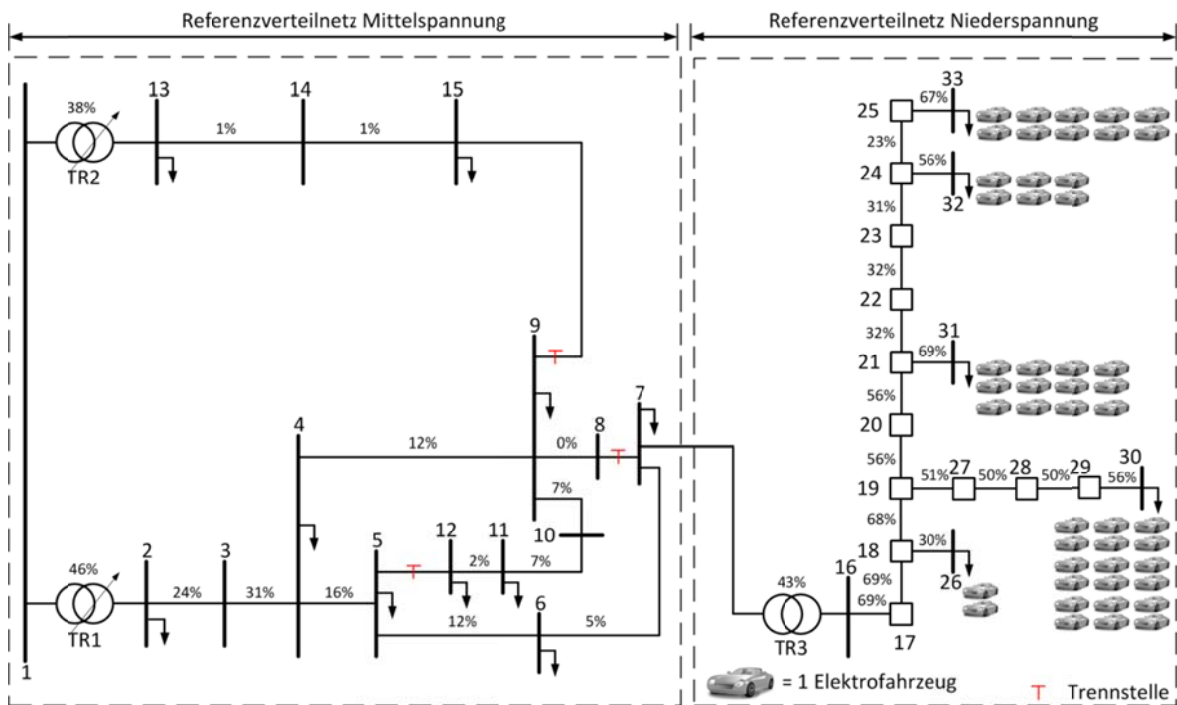


Bild 4.47: Maximalbelastung bei Anwendung W2V mit LLM

W2V Güte

Die zuvor durchgeführten Analysen der Ladesteuerung setzen voraus, dass die Einspeisesituation durch gesteuerte EVs nicht signifikant verändert wird. Damit beschreibt es gesteuertes Laden mit Flotten deutlich kleiner als 5 Millionen EVs. Der ermittelte Anteil Wind an der Gesamterzeugung beträgt im Simulationshorizont rund 15,8%. Sofern Verletzungen von Grenzwerten im Niederspannungsnetz vernachlässigt werden und alleinig statische Zielfunktionen als Eingangsgrößen der Ladesteuerung dienen, tritt synchronisiertes Laden auf. Einzelne Ladevorgänge können dann bis zu 29,83% Windanteil aufweisen. Im Schnitt beträgt der Anteil Wind je Ladevorgang rund 19,67% und kann damit gegenüber dem energetischen Anteil der Gesamterzeugung im Simulationshorizont um 24% gesteigert werden (siehe dazu Tabelle 4.6)

Wird LLM eingesetzt, sinkt der durchschnittliche Anteil Wind je Ladevorgang auf 18,87% (siehe dazu Tabelle 4.7), was einer Reduktion der W2V Güte um ca. 4% entspricht.

Tabelle 4.6: W2V Güte (synchronisiertes Laden)

Knoten	min. W2V Güte [%]	max. W2V Güte [%]	durchschnittliche W2V Güte [%]
26	9,08	24,62	18,71
30	9,14	29,34	20,28
31	8,89	29,83	19,83
32	9,10	24,60	19,27
33	9,52	29,19	20,28

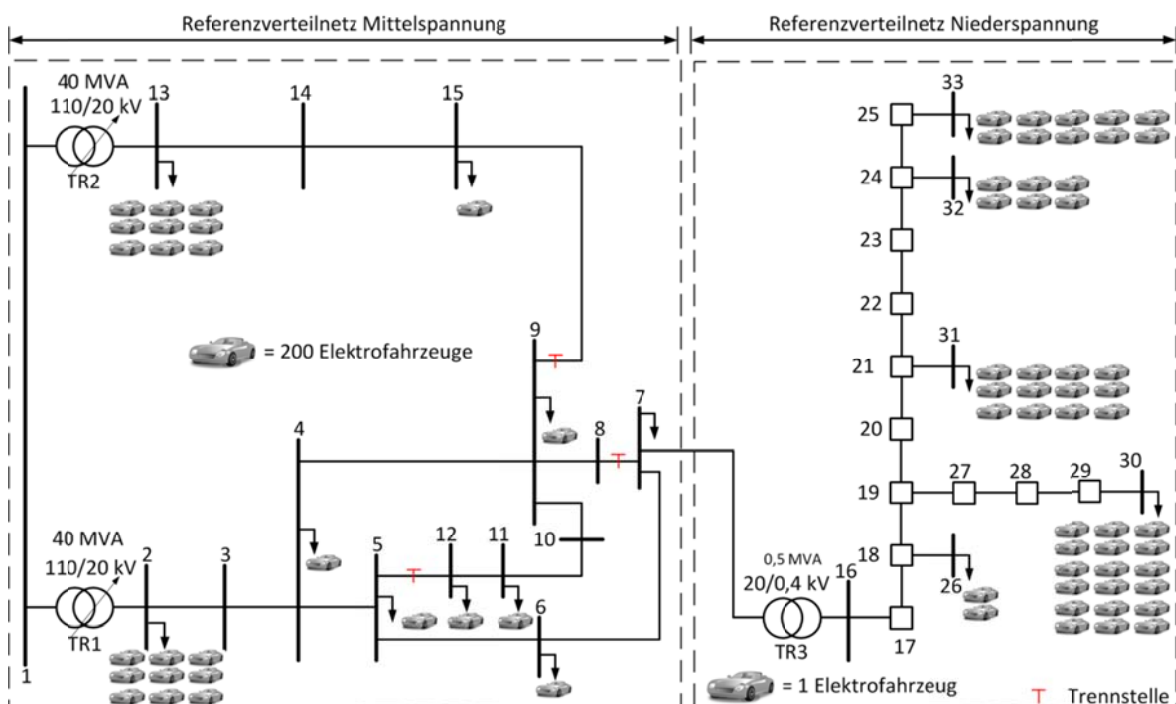
Tabelle 4.7: W2V Güte bei Anwendung LLM

Knoten	min. W2V Güte [%]	max. W2V Güte [%]	durchschnittliche W2V Güte [%]
26	7,98	24,24	17,75
30	8,37	29,34	19,63
31	7,22	29,83	18,80
32	8,42	24,21	18,43
33	8,75	29,19	19,74

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass kleine konzentriert auftretende Flotten durch gesteuertes Laden mit statischen Zielfunktionen zu Grenzwertverletzungen im Niederspannungsnetz führen werden. Die Anwendung des LLM Verfahrens begrenzt den Effekt synchronisierter Ladungen auf ein netzverträgliches Niveau. Im gezeigten Simulationshorizont führt LLM bei Anwendung des statischen W2V Verfahrens zu einer Reduktion der W2V Güte um 4%. Objektiv gesehen ist die ermittelte Reduktion der W2V Güte gering.

4.2.5 Szenario 2

Das Szenario 2 beschreibt den Einfluss von EVs auf das Mittel- und Niederspannungsnetz bei einer Größenordnung 5 Millionen EVs 2030 (rund 12% der Haushalte besitzen ein Elektrofahrzeug). Im Mittelspannungsteil sind 4800 Fahrzeuge proportional zur Anzahl versorgter Haushalte verteilt (siehe Bild 4.48). Die Verteilung der 48 im Niederspannungsnetz ladenden EVs ist äquivalent zum Szenario 1. Die Vorbelastung des Netzes ist durch ungesteuerte Haushaltslasten geprägt. Der Prognosefehler sei vernachlässigbar und entspricht dem BDEW-H0 Profil.

**Bild 4.48:** Verteilung EVs im Szenario 2

Zur Bewertung der W2V Güte wird angenommen, dass jedes Fahrzeug 189 äquivalenten Fahrzeugen in der betrachteten Regelzone entspricht (916.272 Fahrzeuge gesamt in der Regelzone). Jeder Ladevorgang entspricht dann einer Flotte von optimierten EVs mit einer maximalen Leistung von 4,15 MVA. Damit ist der Einfluss der EVs auf die Erzeugungssituation nicht mehr zu vernachlässigen und die entstehende optimierte Last bei der Neuberechnung der W2V-Zielfunktion zu berücksichtigen. Durch die Veränderung der Zielfunktion verschiebt sich mit fortlaufender Steuerung einzelner Ladevorgänge das Optimum, was den Effekt synchronisierenden Ladens reduziert.

Ungesteuertes Laden

Um den Einfluss ungesteuerten Ladens einer großen Anzahl von Fahrzeugen zu bewerten, wird das Spannungsniveau an den Netzausläufern 30, 31, 32 und 33 im Niederspannungsteil und den Netzausläufern 7, 9, 12 im Mittelspannungsteil analysiert. Der größte Teil der Fahrzeuge wird im Mittelspannungsnetz an den Knoten 2 und 13 geladen. Diese Knoten sind durch Stufenstellung an den Transformatoren TR1 und TR2 spannungsgeregelt. Deren Spannungsniveau verletzt zu keinem Zeitpunkt die definierten Grenzwerte. Das Spannungsniveau an den Netzausläufern im Mittelspannungsnetz unterschreitet an einzelnen Zeitpunkten kurzfristig den definierten Grenzwert von 0,92 p.u.. Die deutlich höhere Belastung mit EVs hat vor allem Auswirkungen auf die Niederspannungsnetzausläufer. Die veränderte Anzahl von EVs hat keinen Einfluss auf die Belastungssituation im Niederspannungsnetz gegenüber Szenario 1. Der Fokus liegt auf der Bewertung der Belastungssituation im Mittelspannungsnetz. Die beiden speisenden Stufensteller TR1 und TR2 sind zu 56% und 81% belastet. Die vom Trafo TR1 abgehenden Zweige sind mit 62% und 78% belastet (siehe dazu Bild 4.50). Damit ist eine Umschaltung im Fehlerfall vom speisenden Transformator TR1 auf TR2 nicht möglich. Das bedeutet – ungesteuertes Laden führt in diesem Netz zu einer Belastung in der keine redundante Schaltsituation vorliegt, ohne Betriebsmittel zu überlasten. Die Netzverluste betragen 32,7 MWh (0,86% der übertragenen Arbeit vom vorgelagerten Netz im Simulationshorizont).

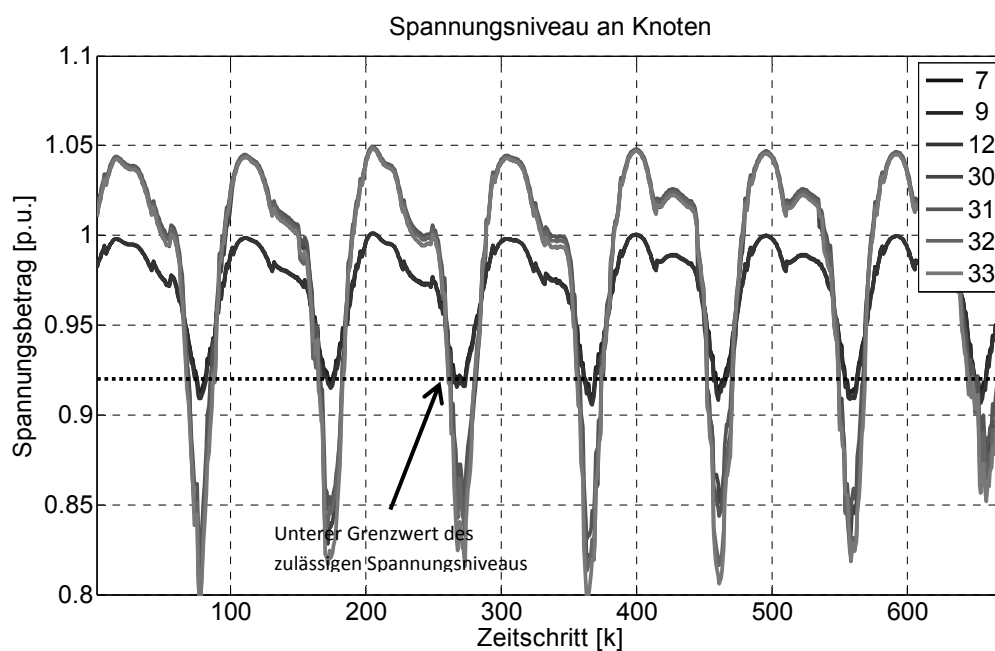


Bild 4.49: Verlauf Spannungsniveau bei ungesteuerten Laden Szenario 2

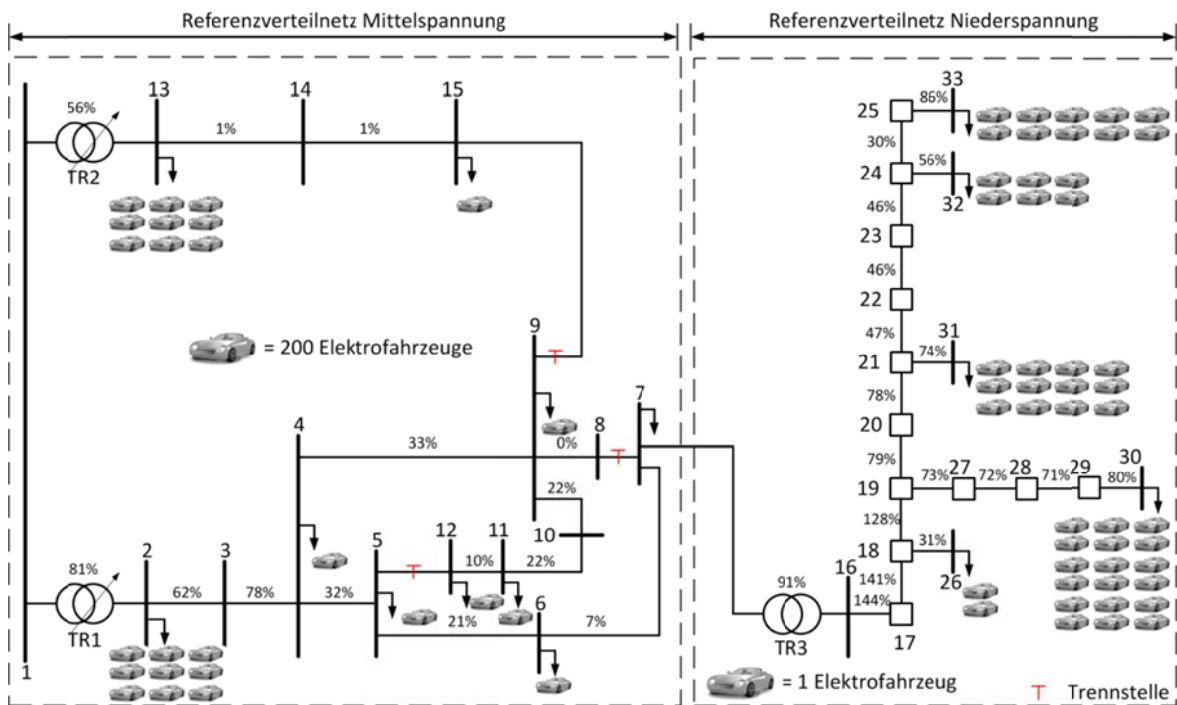


Bild 4.50: Maximalbelastung bei ungesteuerten Laden Szenario 2

Anwendung LLM mit reduzierter Zielfunktion

Die Fahrzeuge laden, äquivalent zum Szenario 1, ladezeitoptimal durch Bereitstellung einer linear fallenden Zielfunktion und der maximal möglichen Ladeleistung durch das LLM Verfahren. Die Anwendung LLMs vermeidet Grenzwertverletzungen. Durch die Vorbelastung des Mittelspannungsteils ist vor allem das Spannungsniveau in den Netzausläufern entscheidendes Kriterium zur Reduktion der Ladeleistung (siehe Bild 4.51 und Bild 4.52) Die Netzverluste können auf 17,53 MWh reduziert werden. Das entspricht 0,5% der übertragenen Arbeit vom vorgelagerten Netz im Simulationshorizont bzw. einer Reduktion gegenüber der ungesteuerten Ladung um 47%.

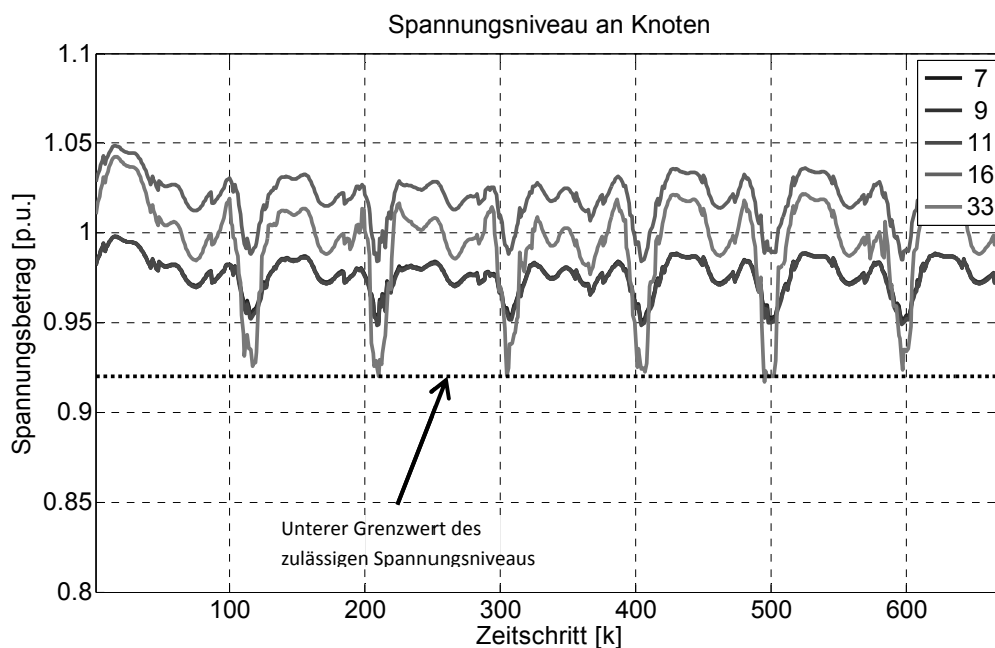


Bild 4.51: Verlauf Spannungsniveau bei Anwendung LLM ohne Zielfunktion Szenario 2

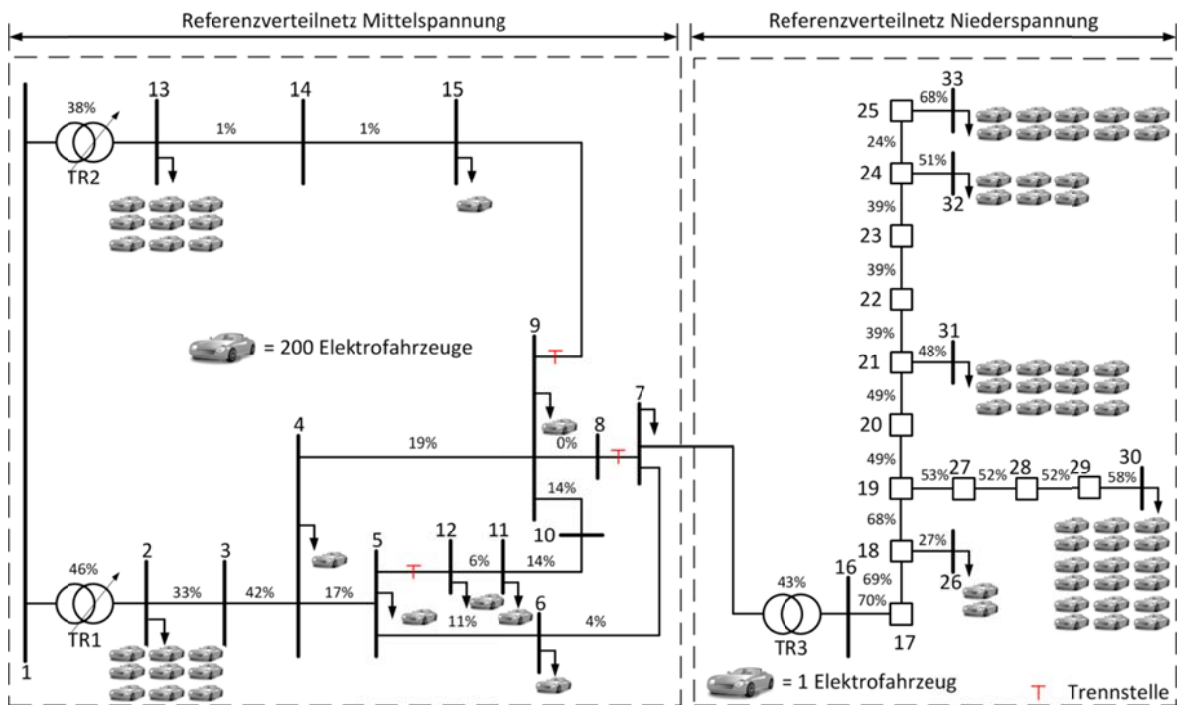


Bild 4.52: Maximalbelastung bei Anwendung LLM ohne Zielfunktion Szenario 2

Anwendung W2V für große Flotten

Die Steuerung nach dem W2V Verfahren für große Flotten erzeugt dynamische Zielfunktionen, die von der Einspeisesituation und bereits optimierter Ladevorgänge abhängig ist. Auch dieses Verfahren erzeugt synchronisierte Ladungen, wenngleich nicht im gleichen Ausmaß wie die Steuerung mit statischen Zielfunktionen. Im Vergleich zur ungesteuerten Ladung treten ähnliche Grenzwertverletzungen auf (siehe dazu Bild 4.53 und Bild 4.54).

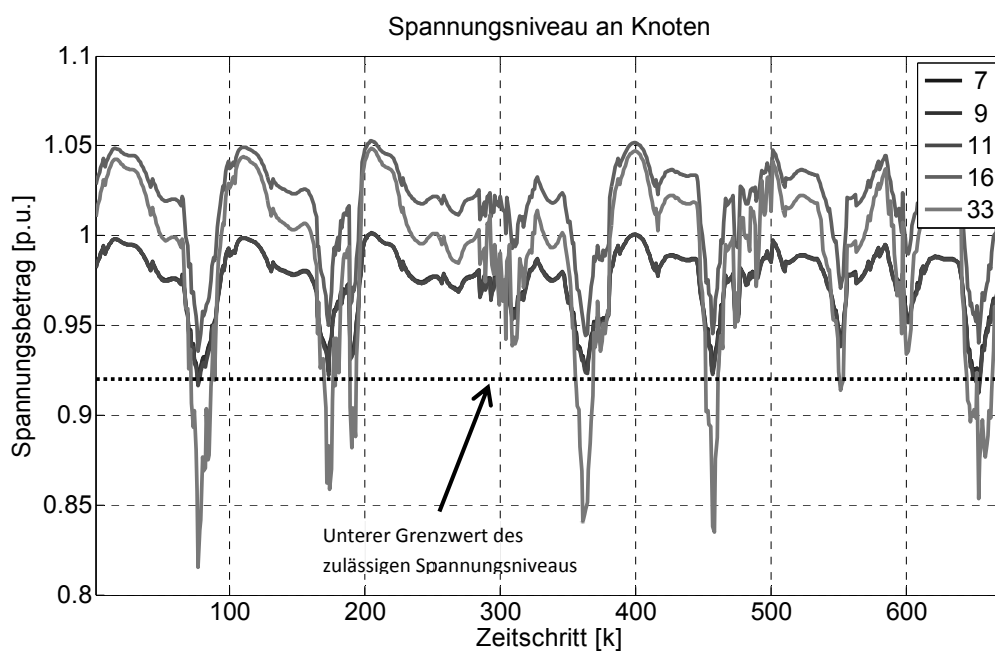


Bild 4.53: Verlauf Spannungsniveau bei Anwendung W2V Szenario 2

Das Spannungsniveau wird in den Netzausläufern an einzelnen Tagen unterschritten und erreicht am Knoten 33 ca. 0,82 p.u.. Im gewählten Szenario liegt das W2V Optimum an einzelnen Tagen außerhalb der Spitzenlastzeit, so dass im Vergleich mit der ungesteuerten Ladung an diesen Tagen das Spannungsniveau keine Grenzwertverletzungen aufweist. Im Vergleich mit den Analysen im Szenario 1 bewirkt die Verschiebung des Optimums durch Neuberechnung der Zielfunktion eine Reduktion der maximalen Betriebsmittelbelastung (Beispiel TR3 von 145% auf 123%). Die Netzverluste betragen 23,42 MWh. Das entspricht 0,64% der übertragenen Arbeit vom vorgelagerten Netz.

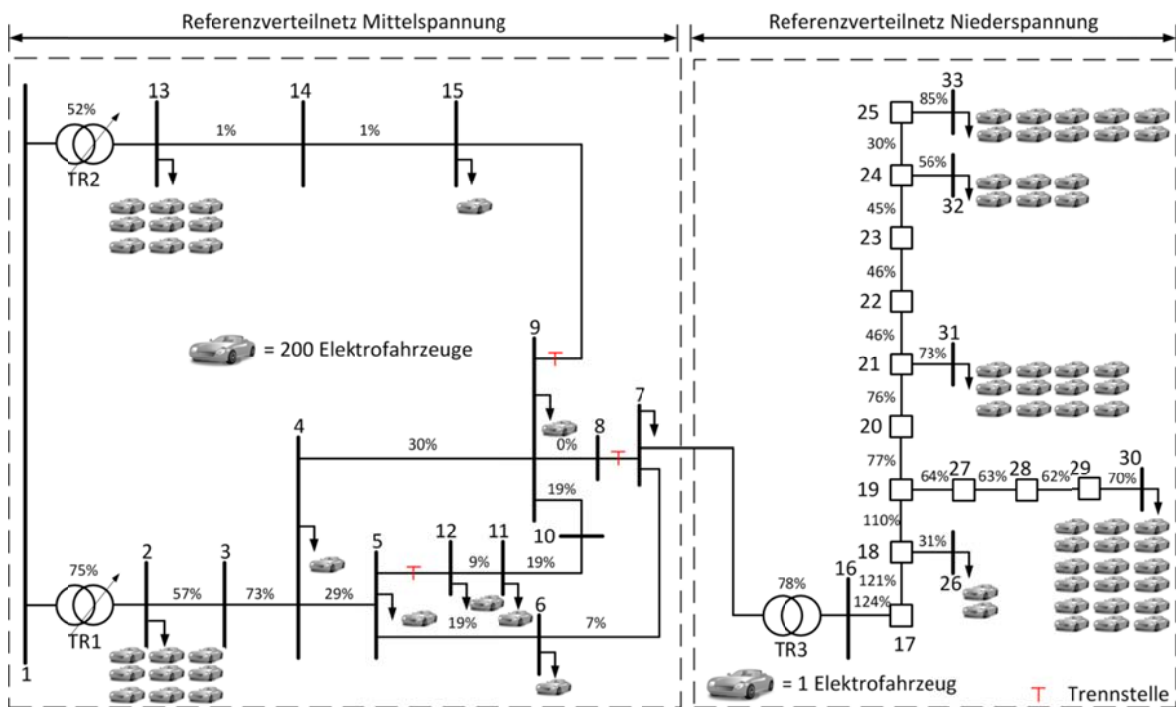


Bild 4.54: Maximalbelastung bei Anwendung W2V Szenario 2

Sofern der Verteilnetzbetreiber nicht befähigt wird, diese Belastungssituation, hervorgerufen durch gesteuertes Laden, zu reduzieren muss zwangsläufig Netzausbau folgen. Das vorliegende Ergebnis kann verallgemeinert werden. Es erfolgt die Schlussfolgerung, dass die Steuerung von EVs mit hohen Leistungen durch diese Art des Demand Side Managements kontraproduktiv auf die Netzbetriebsführung wirkt. Das vorgestellte LLM Verfahren ist kombinierbar mit dem W2V Verfahren. Auch hier ist fraglich, wie stark im vorgestellten Szenario der Einfluss von LLM auf die W2V-Güte ist.

Anwendung W2V für große Flotten mit LLM

Die kombinierte Anwendung aus lokalen Lastmanagement und W2V erlaubt weiterhin das Laden zu günstigen Zeitpunkten, schränkt jedoch die maximale Anzahl/Ladeleistung einzelner Ladevorgänge ein und verschiebt diese, so dass keine Grenzwertverletzungen mehr auftreten (siehe dazu Bild 4.55 und Bild 4.56). Die Netzverluste können auf 21,62 MWh reduziert werden (0,603% der übertragenen Arbeit vom vorgelagerten Netz im Simulationshorizont).

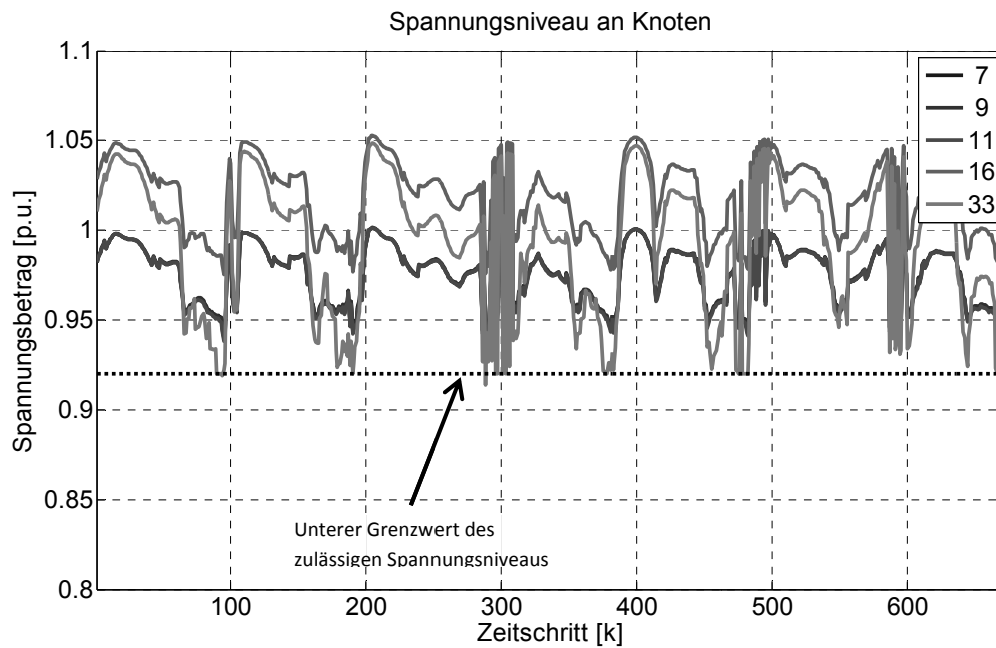


Bild 4.55: Verlauf Spannungsniveau bei Anwendung W2V und LLM Szenario 2

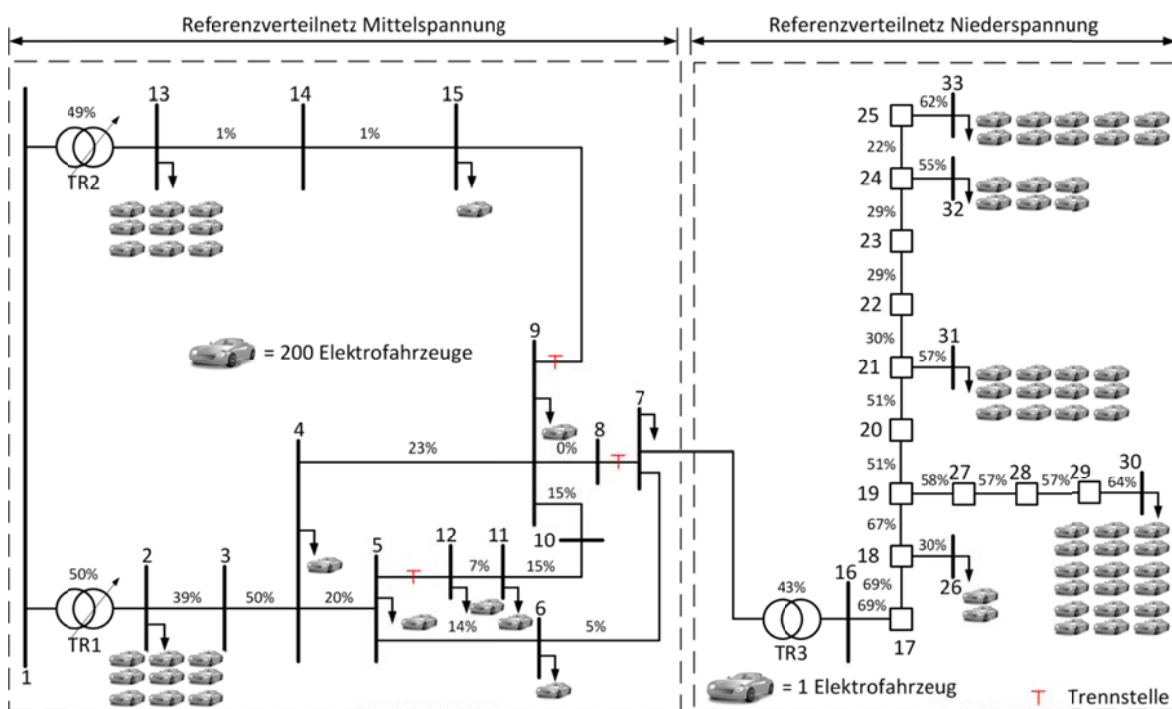


Bild 4.56: Maximalbelastung bei Anwendung W2V und LLM Szenario 2

Vergleich W2V Güte

Der theoretische W2V Erfolg ohne Berücksichtigung des Netzes ist in Tabelle 4.8 für alle Knoten dargestellt. Durchschnittlich beträgt er 18,87% und maximal 29,86% für einzelne Ladevorgänge. Die Einhaltung der gesetzten Grenzwerte mittels LLM reduziert den durchschnittlichen Erfolg auf 17,61% bzw. maximal 27,80% für einzelne Ladevorgänge. Dies ist objektiv eine geringe Einschränkung gegenüber den erzielbaren Erfolg durch LLM die Netzbelastung innerhalb vorgegebener Grenzwerte halten zu können.

Tabelle 4.8: W2V Güte

Knoten	min. W2V Güte [%]	max. W2V Güte [%]	durchschnittliche W2V Güte [%]
2	7	29,84	18,66
4	7,35	29,6	18,57
5	7,39	29,56	18,56
6	0	29,76	18,67
9	7,37	29,65	18,87
11	0	29,4	18,5
12	7,37	29,86	18,63
13	6,79	29,86	18,71
26	7,81	24,89	18,45
30	8,13	28,76	18,41
31	7,94	29,54	18,83
32	9,01	28,06	18,76
33	8,08	29,07	18,71

Tabelle 4.9: W2V Güte bei Anwendung LLM

Knoten	min. W2V Güte [%]	max. W2V Güte [%]	Durchschnittliche W2V Güte [%]
2	7	27,26	16,76
4	7,08	27,15	16,62
5	7,15	27,12	16,63
6	0	27,18	16,8
9	7,32	27,28	16,99
11	0	27,16	16,61
12	7,26	27,26	16,7
13	6,79	27,34	17,61
26	7,17	23,36	15,99
30	7,38	27,03	16,59
31	7,35	27,08	16,89
32	8,52	26,13	16,67
33	7,36	27,25	16,75

4.2.6 Robustheit Lokales Lastmanagement

Das untersuchte Verfahren des LLM setzt Prognosen über die Lastentwicklung an einzelnen Knoten voraus. Die vereinfachende Annahme, dass der Fehler zwischen Lastentwicklung und Vorhersage vernachlässigbar sei, ist bei der Berechnung der LLM Funktion spezielle für wenige Haushaltslasten nur schwer zu gewährleisten. Von daher ist zu erwarten, dass bei der Berechnung der LLM Profile die Vorhersagegüte der Lasten die Ergebnisqualität beeinflusst. Diese soll zum Abschluss anhand beider Szenarien bei alleiniger Verwendung von LLM bei zeitoptimaler Ladung der EVs erläutert werden.

Der relative Fehler e_h der Vorhersage der Lastentwicklung zum Zeitpunkt k an einem Knoten mit dem Vorhersagehorizont h sei:

$$e_h(k) = \frac{\hat{p}(k) - p(k)}{p(k)} \cdot 100 \quad [\%] \quad (4.2)$$

Dabei sind:

- $p(k)$: tatsächliche Last,
- $\hat{p}(k)$: vorhergesagte Last.

Der mittlere relative Fehler des angewendeten Prognoseverfahrens soll einer Normalverteilung mit einem Mittelwert gleich Null und einer je Knoten definierten Standardabweichung genügen und vereinfacht über alle Prognosehorizonte gleich sein. Die Standardabweichung $\sigma(e_h)$ des mittleren relativen Fehlers soll mit steigender Anzahl Haushalte durch Vergleichmäßigung bei der Prognose sinken. Analysiert wird mit einfacher und zweifacher Standardabweichung. Die an den Lastknoten definierten Fehler mit einfacher Standardabweichung der Prognose zeigt Tabelle 4.10.

Tabelle 4.10: Abweichung Last von der Prognose (einfache Standardabweichung)

Knoten	Anzahl Haushalte	$\sigma(e_h)$ in %
2	18742	1%
4	345	2%
5	539	2%
6	909	2%
7	541	2%
9	733	2%
1	549	2%
12	412	2%
13	18472	1%
15	260	2%
26	6	1%
30	60	5%
31	26	5%

Knoten	Anzahl Haushalte	$\sigma(e_h)$ in %
32	6	10%
33	26	5%

Die Fehler durch Vorhersage werden durch Berechnung der tatsächlichen Last nach:

$$p(k) = \frac{\hat{p}(k)}{(1 - e_h(k))} \quad (4.3)$$

$$e_h(k) \sim N(0, \sigma^2) \quad (4.4)$$

mit anschließender Neuberechnung der Leistungsflüsse simuliert. Die Vorhersage $\hat{p}(k)$ entspricht dem BDEW H0 Profil (siehe als Beispiel Vorhersage und tatsächliche Last für den Knoten 33 in Bild 4.57). Gesteuerte Ladevorgänge selber werden nicht verändert.

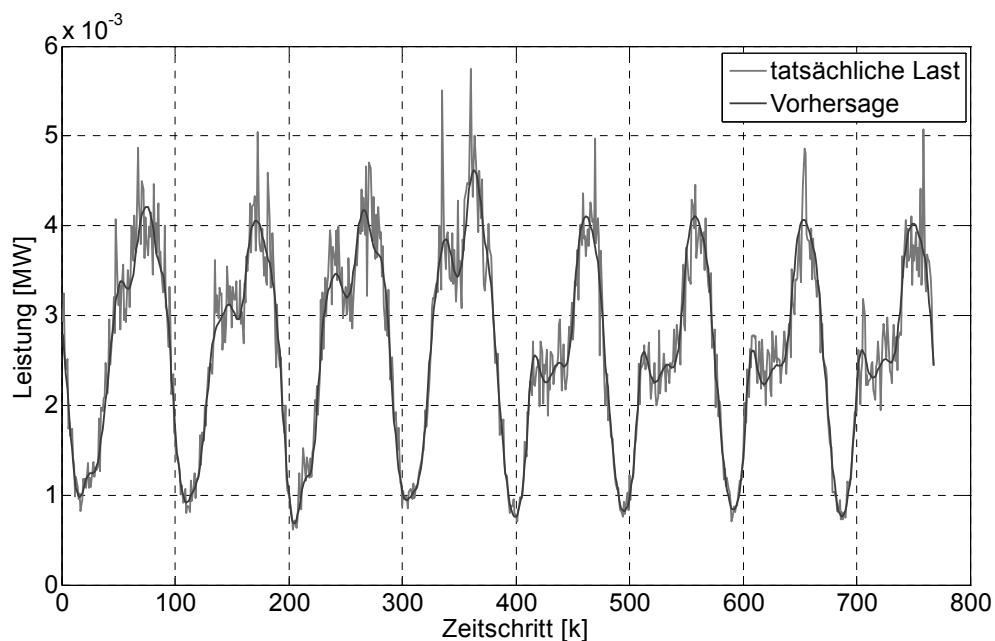


Bild 4.57: Vergleich Vorhersage und tatsächliche Last (einfache Unsicherheit)

Aufgrund der hohen Ladeleistung von 22 kVA und einer gesicherten, durch die EVs berechneten, Ladekurve wirken sich Fehler bei der Vorhersage der ungesteuerten Haushaltslasten gering aus. Bei einfacher Sicherheit im Szenario 1 treten an einzelnen Betriebsmitteln Grenzwertverletzungen auf. So werden unter anderem die Zweige {19, 16}, {17,18}, {18, 19} im Maximum mit 71% belastet. Die definierten Grenzwerte der Spannung werden nicht verletzt. Im Szenario 2 wird auch die Vorbelastung des Mittelspannungsnetzes betrachtet. Da hier auch das Spannungsniveau als Kriterium für die Berechnungsfunktion des LLMs wirkt, treten bei Abweichungen von der Prognose zusätzlich Grenzwertverletzungen auf, die das Spannungsniveau betreffen. Je größer die Vorhersageungenauigkeit wird (zweifache Standardabweichung), umso größere Grenzwertverletzungen treten auf. In Tabelle 4.11 sind Grenzwertverletzungen dargestellt, die aus einfacher und zweifacher Unsicherheit der Vorhersagen resultieren. In beiden Szenarien steigt die Belastung der

Betriebsmittel auf maximal 73%. Das Spannungsniveau unterschreitet den definierten Grenzwert von 0,92 p.u, jedoch nicht 0,90 p.u..

Tabelle 4.11: Grenzwertverletzungen in Abhängigkeit von der Vorhersagegenauigkeit

Unsicherheit $n \cdot \sigma$	Szenario 1	Szenario 2
$n=1$	max. Belastung BM im Niederspannungsnetz 71%	max. Belastung BM im Niederspannungsnetz 71%, $ u < 0,92$ p.u.
$n=2$	max. Belastung BM im Niederspannungsnetz 73%	max. Belastung BM im Niederspannungsnetz 72%, $ u < 0,92$ p.u.

4.2.7 Zusammenfassung

Anhand zufälliger Verteilungen von EVs in dem hier untersuchten CIGRE Referenznetz ist untersucht worden, wie viele EVs gleichzeitig geladen werden können. Als besonders kritische Merkmale erweisen sich das Spannungsniveau an Netzausläufern und Betriebsmittelbelastung speisender Transformatoren und transformatornaher Kabel.

Auf Grundlage der erarbeiteten Netzsituation sind zwei Szenarien abgeleitet und vorgestellt worden. Szenario 1 beschreibt die Anwendung geographisch konzentrierter kleiner Flotten in einem konzentrierten und legt den Fokus auf das versorgende Niederspannungsnetz. Damit wird eine konzentrierte Verteilung von EVs angenommen. Gesteuertes Laden wirkt in diesem Fall synchronisierend, da die Gesamtzahl der Fahrzeuge keinen signifikanten Einfluss auf die Erzeugungssituation nimmt. Szenario 2 beschreibt die Ladung einer großen Flotte von EVs unter Berücksichtigung der Belastung des gesamten Netzes. Szenario 2 bildet die Belastung des Verteilnetzes im Zieljahr 2030 ab, in dem 5 Millionen Elektrofahrzeuge fahren bzw. 12% der deutschen Haushalte (ausgehend vom heutigen Stand) besitzen werden.

Sowohl ungesteuertes Laden als auch synchronisiertes Laden aufgrund Anwendung des W2V Verfahrens mit statischen/dynamischen Zielfunktionen verursachen Grenzwertverletzungen des Spannungsniveaus und der Betriebsmittelbelastung. Die Dämpfung des synchronisierenden Ladens durch stete Neuberechnung der Zielfunktion reicht nicht aus, um Grenzwertverletzungen zu vermeiden. In beiden Fällen werden einzelne Betriebsmittel weit über den gesetzten Grenzwerten von 50% bzw. 70% mit Belastungen größer 100% betrieben. Lokales Lastmanagement kann angewendet werden, um die Einfluss auf die Ladung von EVs zu nehmen. In den gewählten Szenarien ist gezeigt worden, dass LLM Grenzwertverletzungen vermeiden kann. Der Einfluss auf die Güte des W2V Verfahrens ist in beiden Szenarien objektiv gering.

LLM wird in diesem Ansatz durch im Netz verteilte IEDs und *Smart Meter* mit einer zentralen Steuerungsinfrastruktur umgesetzt. In den Untersuchungen wird zunächst davon ausgegangen, dass die Lasten dem BDEW H0 Profil entsprechen und aufgrund einer geeigneten Prognosefunktion Vorhersagen mit vernachlässigbaren Fehlern für alle Lastknoten verfügbar sind. Zusammen mit verfügbaren Informationen bereits gesteuerter EVs ermitteln diese die Lastentwicklung im Netz. Eine durchgeführte Robustheitsanalyse zeigt, dass mit den angenommenen Standardabweichungen zwischen 1% und 20% der Lastvorhersage je Knoten keine nennenswerten Grenzwertverletzungen auftreten. Dies resultiert aus dem Verhältnis der Leistungsaufnahme des ungesteuerten Verbrauchs und Elektrofahrzeuge von rund 1 zu 25.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die erwartete Verdopplung der weltweiten Anzahl Kraftfahrzeuge von derzeit 1 Milliarde auf 2,5 Milliarden bis 2030 führt zur Fragestellung der Deckung des Bedarfs der resultierenden Nachfrage nach der diese Fahrzeuge antreibenden Energie. Die letztjährigen Preisentwicklungen auf den internationalen Rohöl- und Gasmärkten sind Indiz, dass durch stetig wachsende Nachfrage nach fossilen Ressourcen ein strukturelles Defizit zum Angebot entsteht. Elektrofahrzeuge (EVs) bilden eine technologische Alternative zu den bis heute üblichen Verbrennungskonzepten zur Erfüllung individueller Mobilitätsbedürfnisse. Ziel ist es, durch alternative Antriebskonzepte die Abhängigkeit von fossilen Ressourcen im Verkehrssektor zu mindern. Geschätzte 35 Millionen rein elektrische und hybride EVs sollen im Jahr 2030 abgesetzt werden. In Deutschland beträgt der Anteil des motorisierten Individualverkehrs ca. 30%. Politische, ökologische, ökonomische und gesellschaftliche Interessenslagen haben den Fokus auf EVs gelegt. Vor allem grünes Markenimage und die Messbarkeit von Nachhaltigkeit sind für Hersteller von Kraftfahrzeugen Wettbewerbsmerkmale geworden. Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt im Jahr 2030 5 Millionen EVs im Einsatz zu haben. Dabei ist der Umweltbeitrag systemisch zu betrachten. Volkswirtschaften, deren elektrische Energie hauptsächlich aus Kohle gewonnen wird (Bsp.: Deutschland heute, China und USA), können durch Einsatz von EVs nicht zwangsläufig verkehrsbedingte CO₂ Emissionen senken. Speziell in Deutschland betrug der Anteil regenerativer Erzeugung im Jahr 2009 16,1%. Der Ausbau regenerativer Erzeugung soll bis 2030 den Anteil an der Stromerzeugung auf 50% im Jahr 2030 und bis 2050 auf 80% erhöhen – ein Ausblick EVs umweltfreundlich laden zu können wird zumindest durch diese Zahlen vorgegeben.

Die vor einem Umbruch stehende Netzinfrastruktur soll durch den Einsatz von *Smart Grid* Technologien befähigt werden Erzeugung, Verbrauch, Speicherung von elektrischem Strom und Betriebsmitteln durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechniken so zu vernetzen, dass der forcierte Ausbau erneuerbarer, volatiler Energien im Zusammenhang mit einem erzeugungsfolgenden Bedarf gelingt. Der Einsatz von *Smart Metern* bildet eine Schnittstelle auf Basis von Echtzeitinformationen Kundenlasten gezielt aus Energiesystemsicht zu beeinflussen. Des Weiteren können sie dazu dienen die Beobachtbarkeit von Verteilnetzen zu verbessern, indem sie Lastgänge erfassen.

Ein zentrales Element der Laststeuerung betrifft die Netzintegration von EVs unter ökologischen Gesichtspunkten. Eine Flottenlast von 5 Millionen EVs führt zu einem erhöhten elektrischen Bedarf (bis zu geschätzten 3,3% des Verbrauchs elektrischer Energie auf Basis 2009 in Deutschland). Diese muss durch den zukünftigen Kraftwerkspark gedeckt werden. Die Fragestellung des ökologischen Nutzens orientiert sich am Einspeisemix und dem daraus resultierenden Anteil *grünen Stroms*. Elektromobilität wird forciert als Nutzer von 100% erneuerbarer Energien. Wie *grün* elektrischer Strom zur Beladung von EVs ist kann zukünftig Grundlage der Steuerpolitik werden, wenn es darum geht EVs zu besteuern und als Maß der Umweltfreundlichkeit von EVs dienen. Durch Zertifikatehandel kann der elektrische Energiebedarf eines EV regenerativen Einspeisern zugeordnet werden, jedoch ohne direkte physikalische Zuordnung. Alternativ oder in Ergänzung sollen EVs gezielt zu Zeiten geladen werden, zu denen der Anteil regenerativer Erzeugung an der Gesamteinspeisung maximal ist. Die Zuordnung *grünen Ladens* erfolgt anhand erzielter energetischer Bereitstellungquoten regenerativer Erzeuger im Ladefenster. Den Ansatz der Optimierung der energetischen Bereitstellungsquote im Ladefenster reflektiert diese Arbeit

durch Vorstellung des Wind-2-Vehicle (W2V)-Verfahrens. EVs, die nach diesem Verfahren geladen werden, stellen einen erzeugungsfolgenden Bedarf dar.

Die aktuellen Entwicklungen der gesteuerten Ladung von EVs weisen auf den Austausch von Zielfunktionen hin, die Tarifsignale und/oder Signale nach dem W2V-Verfahren enthalten. Einer Zielfunktion kann eine zeitvariable Begrenzung der Ladeleistung zugeordnet werden. Die Ermittlung dieser reflektiert die Entwicklung des Lokalen Lastmanagements (LLM). Ausgehend von diesen Erkenntnissen sind die Forschungsfragestellungen bearbeitet worden:

- (1) Welchen Einfluss hat die ungesteuerte Ladung von EVs auf die Netzbetriebsführung und Auslastung aus technischer Sicht?
- (2) Welche Effekte sind durch windgeführtes Laden (*grünes Laden*) im Verteilnetz zu erwarten?
- (3) Welche Voraussetzungen sind zu schaffen, damit ungesteuertes und gesteuertes Laden nicht zu Grenzwertverletzungen im Verteilnetz führen?
- (4) Welche Methoden kommen bei Gesteuerten Laden zur Anwendung?

Zur Beantwortung dieser Fragen sind zunächst die Betriebsverfahren W2V und LLM näher diskutiert worden. Aus theoretischen Überlegungen wird zur Erfüllung der maximalen Bereitstellungsquote Wind je Ladevorgang ein Signal generiert, das aus der Vorhersage der Erzeugung und Windenergieeinspeisung einer Regelzone ermittelt wird. Das hier entworfene Betriebsverfahren LLM baut auf Eigenschaften eines *Smart Grid* auf, einer durchgängig überwachten Netzinfrastruktur, auf Basis der Einspeisungen und Lasten vorhergesagt werden können. Dieses Verfahren berechnet für jeden Zeitpunkt eines zu planenden Ladevorgangs die maximal dem Netz entnehmbare Leistung. Die Modellierung des EVs und der Logik zur Berechnung eines Ladevorgangs berücksichtigt Erfahrungen aus Elektromobilitätsprojekten, Stand der Technik des Smart Charge Protocol (SCP) für EVs und wissenschaftliche Ergebnisse zum Einfluss gesteuerten Ladens auf die Batterie. Die Berechnung der Ladekurve erfolgt durch Anwendung linearer Programmierung. Diese ist allgemeingültig vorgestellt und berücksichtigt auch die Möglichkeit der elektrischen Vorkonditionierung eines EVs vor seiner Nutzung. Das Betriebsverfahren basiert auf dem bidirektionalen Austausch von Informationen zwischen den steuernden Instanzen, wobei durch die Rückmeldefähigkeit des EVs hinsichtlich des Ladevorgangs in der Netzbetriebsführung bei Anwendung gesteuerten Ladens auf die Prognose der Last durch EVs verzichtet werden kann. In der Arbeit ist gezeigt, dass, speziell für W2V, zwei Fälle betrachtet werden müssen. Kleine Flotten werden nur einen geringen Einfluss auf die Erzeugungssituation nehmen. Die ermittelte Zielfunktion ist dann statisch. Bei größeren Flotten ist die Zielfunktion regelmäßig neu zu berechnen. Dynamische (regelmäßig neu berechnete) Zielfunktionen reduzieren die Gleichzeitigkeit der installierten Flottenladeleistung durch dauerhafte Veränderung günstiger Zeitpunkte.

Die theoretischen Ansätze sind in zwei Fallstudien analysiert worden. Fallstudie 1 beschreibt die Ladung von 50 EVs in einem modellhaften Flottenversuch. Die verfügbaren EVs waren nicht SCP fähig. Aufgrund der Versuchsbedingungen war die zuvor beschriebene W2V Methode zu vereinfachen. Aus Netzbetriebssicht sind vor allem die ermittelten Energiemengen zur Ladung, Referenzladevorgänge für numerische Analysen, Statistiken über Ladezeiten und Lastprofile relevant. Ermittelte, gefilterte Ladevorgänge sind unter Anwendung des vollständigen W2V Verfahrens für numerische Analysen zur Einschätzung der erzielbaren W2V Güte verwendet worden. Die hauptsächlich zu Hause geladenen EVs sind vorwiegend zwischen 18:00 und 24:00 Uhr mit einer Kon-

zentration bei 20:00 Uhr an die Ladeinfrastruktur angesteckt worden. Von der Ladestation getrennt wurden die Fahrzeuge vorwiegend zwischen 6:00 und 8:00 Uhr. Die anhand der aufgenommenen Merkmale je Ladevorgang berechneten Leistungsprofile der ungesteuerten Ladung sind für unterschiedliche Ladeleistungen berechnet worden. Dabei hat sich gezeigt, dass mit höherer Ladeleistung die Leistungsspitze der Flotte größer wird, jedoch der Anstieg im Verhältnis zum Anstieg der Ladeleistung geringer ist. Weiterhin zeigen die Analysen, dass die an den gesteuerten Heimladestationen bezogenen Energiemengen zum geschätzten Energiebedarf auf Basis statistischer Auswertungen in Mobilitätsstudien widersprüchlich sind. Das vereinfachte W2V-Verfahren konnte keine signifikante Verbesserung der energetischen Bereitstellungsquote Wind gegenüber ungesteuerten Laden erzielen. Ursachen hierfür sind die schlechte Prognostizierbarkeit des täglichen Energiebedarfs der Flotte in Zusammenhang mit der Unkenntnis über den tatsächlichen Abfahrtszeitpunkt und der Forderung einer sichergestellten 100% Ladung der EVs. Auf Basis des vorhandenen Kundenverhaltens und angenommener Realverbräuche bei ausschließlicher Ladung zu Hause ist anhand von Simulationen nachgewiesen worden, dass bei Anwendung von SCP Techniken die Güte des W2V-Verfahrens verbessert werden kann. Es ist ebenfalls anhand von Simulationen gezeigt worden, dass durch Anwendung des W2V-Verfahrens zumindest die theoretische Möglichkeit besteht durch gezieltes Laden zu Zeitpunkten mit gedrosselter Windeinspeisung den systemischen energetischen Beitrag Wind an der Gesamterzeugung zu erhöhen. Der Erfolg ist an dieser Stelle stark abhängig von der Ausgangssituation. In dem gezeigten Szenario konnte der systemische Anteil Wind um 8% von rund 30,3% auf rund 32% gesteigert werden.

Die ermittelten Leistungsprofile gesteuerten Ladens nach dem W2V-Verfahren tendieren zu einer hohen Gleichzeitigkeit der im Netz abgenommenen Ladeleistung. Anhand eines Referenzverteilnetzes ist zunächst untersucht worden, wie viele EVs zeitgleich geladen werden können. Ausgehend von statistischen Daten konnte gezeigt werden, dass gesteuerte und ungesteuerte Heimladung von 5 Millionen EVs durch eine hohe Gleichzeitigkeit zu Grenzwertverletzungen (Spannungsniveau und Betriebsmittelbelastung) im Verteilnetz führen kann. Aus Netzsicht ist es sinnvoll EVs ausschließlich mit niedrigen Leistungen (3,6 kVA) zu laden. Die verallgemeinerte Verwendung geringer Ladeleistungen führt jedoch automatisch zur Reduktion der erzielbaren W2V-Güte, da zwangsläufig weniger optimale Zeitpunkte gewählt werden müssen. Die Verwendung weniger optimaler Zeitpunkte kann schädlich für den Kunden sein, insbesondere dann, wenn die erzielte Güte W2V nachgelagert monetär bewertet wird und/oder durch Tarifsignale gesteuert wird. Unter der Voraussetzung einer durchgängig automatisierten Netzinfrastruktur, in der Einspeisungen und Lasten vorhergesagt werden können, ist das Verfahren LLM anwendbar. Die kombinierte Verwendung LLM und W2V führt zu einer objektiven Reduktion der erzielbaren W2V Güte der Ladevorgänge von 4 bis 7 %. Insgesamt zeigt sich, dass die Ladung von EVs weniger ein Energieproblem als vielmehr ein Leistungsproblem darstellt.

Die in dieser Arbeit entwickelten Verfahren und Methoden stellen die Grundlage für zukünftige Forschungsprojekte in denen weitere Fragestellungen zum gesteuerten Laden untersucht werden. Die ausschließliche Konzentration auf die Heimladung und windgesteuertes Laden von EVs kann mit den in dieser Arbeit entwickelten Modellen weiterführenden Arbeitsschritten untersucht werden. Das zugrunde liegende Simulationssystem kann durch seinen objektorientierten Ansatz mit weiteren Modellen (Bsp.: Photovoltaik, Blockheizkraftwerk und Großspeicher) und Betriebsverfahren für *Smart Grid* Applikationen erweitert werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Sperling D., Gordon D.; *Two Billion Cars: Driving Toward Sustainability*, Oxford University Press, 0195376641, 2009.
- [2] Gately D., Dargay J., Sommer M.; *Vehicle Ownership and Income Growth 1960 - 2030*, The Energy Journal Hrsg. IAEE Ausgabe 28 No. 4, 2007.
- [3] Chan C.; *The State of the Art of Electric and Hybrid Vehicles*, Proceedings of the IEEE, S. 704-718, ISSN: 0018-9219, Februar 2007.
- [4] International Energy Agency; *Technology Roadmap - Electric and plug-in hybrid Vehicles*, http://www.iea.org/papers/2009/EV_PHEV_Roadmap.pdf, 2009.
- [5] Webseite: *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.*, <http://www.ag-energiebilanzen.de/>, Oktober 2009.
- [6] Schlegel S.; *Lastmanagement zur Integration von Elektroautos in Verteilungsnetzen*, Diplomarbeit, Ilmenau, 2009.
- [7] Bundesregierung Deutschland; *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*, Berlin, 2009.
- [8] Europäische Parlament und Europäischer Rat; *Richtlinie 2006/32/EG des europäischen Parlaments und des Rates über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/*, 2006.
- [9] Bundesregierung Deutschland; *Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan der Bundesrepublik Deutschland*, Berlin, 2007.
- [10] Bundesregierung Deutschland; *Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung*, Berlin, 2007.
- [11] Bundesregierung Deutschland; *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Berlin, 2010.
- [12] Webseite: *European Technology Platform for the Electricity Networks of the Future*, <http://www.smartgrids.eu/>, Dezember 2010.
- [13] Bauer P., Zhou Y., Doppler J., Stemberge N.; *Charging of Electric Vehicles and Impact on the Grid*, 13th International Symposium Mechatronika, S. 121-127, ISBN-13: 978-1-4244-7962-7, Trenianske Teplice (Slovakia), 2010.
- [14] Agsten M., Schlegel S., Westermann D.; *On the Optimization of the Load of Electric Vehicles*, Modern Electric Power System, Breslau (Poland), 2010.
- [15] Agsten M., Schlegel S., Westermann D., Ifland M.; *Utilizing Battery Electric and Plug-In Hybrids*, IEEE General Meeting (accepted paper), Detroit, 2011.

- [16] Erol-Kantarci M., Mouftah H.; *The impact of smart grid residential energy management schemes on the carbon footprint of the household electricity consumption*, Electric Power and Energy Conference (EPEC), S. 1-6, ISBN: 978-1-4244-8186-6, Halifax (Canada), 2010.
- [17] Webseite: *Renewable Energy Certificate System*, <http://www.recs-deutschland.de>, April 2011.
- [18] Tietze E.-G.; *Netzleittechnik Teil 1: Grundlagen*, VDE Verlag GmbH, VDEW Energieverlag GmbH, ISBN-13: 978-3800729524, Berlin - Offenbach, 2006.
- [19] Heuck K., Dettmann K.-D., Schulz D.; *Elektrische Energieversorgung*, Vieweg+Teubner, ISBN: 3834807362, 2007.
- [20] Nelles D., Tuttas Ch.; *Elektrische Energietechnik*, Teubner Verlag, ISBN: 3-519-06427-8, Stuttgart, 1998.
- [21] Webseite: *Deutschlands Informationsportal zu Erneuerbaren Energien*, <http://www.unendlich-viel-energie.de/>, Januar 2011.
- [22] Bundesregierung; *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG)*, Gesetz, Berlin, 2005.
- [23] Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH; *Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung*, http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2004/BET-Studie_Waelzungsmechanismus_EEG.pdf, Dezember 2010.
- [24] Bundestag Deutschland; *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)*, 2008, zuletzt geändert am 11. August 2010.
- [25] Bundesregierung Deutschland; *Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV)*, 2009.
- [26] Bundestag Deutschland; *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*, Berlin, 2005, zuletzt geändert am 07. März 2011.
- [27] Agsten M., Schlegel S., Westermann D.; *Load Management Potential of Electric Vehicles*, Automatisierungstechnik (at), S. 188-195, ISSN: 0178-2312, März 2011.
- [28] Agsten M., Schlegel S., Westermann D.; *Method for optimized loading of a large number of Electrical vehicles in distribution power grids*, VDE Kongress E-Mobility, ISBN-13: 978-3-8007-3304-0, Leipzig, 2010.
- [29] Webseite: *Webauftritt Mini-E Berlin Vattenfall Europe AG*, <http://www.vattenfall.com>, April 2010.
- [30] Klobasa M.; *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Ladesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*, Dissertation, Zürich, 2007.
- [31] Talukdar S., Clark W. G.; *Load Management*, IEEE Press, ISBN: 0-87942-214-9, New York (USA), 1987.

- [32] Europäische Parlament und Europäischer Rat; *Richtlinie 2005/89/EG des europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und*, 2006.
- [33] Feinberg E., Chow J. H., Wu F. F., Momoh J. A.; *Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems*, Springer Verlag, ISBN-13: 978-0387234700, 2005.
- [34] 109th United States Congress; *Energy Policy Act of 2005*, Washington D.C., 2005.
- [35] Ecofys, EnCT, BBH; *Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen*, Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur, Dezember 2009.
- [36] Plaettner G.; *Variable Stromtarife im Geschäftsfeld Privatverbraucher*, Diplomarbeit, Ilmenau, 2009.
- [37] Hinterberger R., Polak S.; *Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids*, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2009.
- [38] Ifland M.; *Kosten-Nutzen-Analyse des Einsatzes von IuK-Technologien für Demand Side Management*, Diplomarbeit, Ilmenau, 2009.
- [39] Bretschneider P., Warweg O., Nicolai S.; *Integration der E-Mobilität in den Energiemarkt*, Zeitschrift für Energie Markt und Technik, April 2010.
- [40] Webseite: *Webauftritt zur Elektromobilität der RWE AG*, <http://www.rwe-mobility.com>, April 2011.
- [41] Bundesregierung Deutschland; *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV)*, 2005, zuletzt geändert im Septembert 2010.
- [42] Matus H.; *Gesamtsystem elektrischer Straßenverkehr*, (im Kopierverfahren), Wesel, 2008.
- [43] Verband der Deutschen Automobilindustrie; *Arbeitsgebiete Elektromobilität*, <http://www.vda.de/de/arbeitsgebiete/elektromobilitaet/index.html>, April 2011.
- [44] Brauner G.; *Energiebereitstellung für die Elektromobilität*, Elektrotechnik und Informationstechnik (e&i) Ausgabe 126, S. 387-392, ISSN: 1613-7620, 2009.
- [45] Webseite: *MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG*, <http://www.mennekes.de>, April 2010.
- [46] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.; *VDE-AR-E 2623-2-2, Anwendungsregel*, Frankfurt am Main, 2009.
- [47] Maggetto I., Van Mierlo J.; *Electric and Electric hybrid vehicle Technology: A survey*, IEE Seminar on Electric, Hybrid and Fuel Cell Vehicles, S. 1-11, INSPEC Accession Number: 6616118, Durham, UK, 2000.

- [48] Nanda G., Naraya C.; *A survey and comparision of characteristics of motor drives used in electric vehicles*, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, S. 811 - 814, ISBN: 1-4244-0038-4, Ottawa (Canada), 2006.
- [49] Webseite: *Übersicht Hersteller von Elektrofahrzeugen*, <http://www.raiffeisen-leasing.at/hersteller00.html>, Februar 2011.
- [50] Webseite: *Webauftritt der Citroën Deutschland GmbH*, <http://www.citroen.de/>, Februar 2011.
- [51] Webseite: *Webauftritt der Mitsubishi Motors Deutschland GmbH*, <http://www.mitsubishi-motors.de>, Februar 2011.
- [52] Webseite: *Webauftritt von Nissan USA*, <http://www.nissanusa.com>, Dezember 2010.
- [53] Webseite: *Webauftritt der Adam Opel AG zum Opel Ampera*, <http://www.opel-ampera.com>, Februar 2011.
- [54] Webseite: *Webauftritt der Tesla Motors Ltd.*, <http://www.teslamotors.com/>, Februar 2011.
- [55] Webseite: *Webauftritt der Toyota Deutschland GmbH*, <http://www.toyota.de>, Februar 2011.
- [56] Langeheinicke G.; *Thermodynamik für Ingenieure. Ein Lehr- und Arbeitsbuch für das Studium*, Vieweg+Teubner Verlag, ISBN-13: 978-3834804181, 2006.
- [57] Linden D., Reddy T. B.; *Handbook of batteries*, Mcgraw-Hill Professional, ISBN-13: 978-0071359788, 2002.
- [58] Winter M.; *Ergebnisse Workshop Energiespeicher*, Präsentation, Berlin, 2009.
- [59] Brodd R.; *Webauftritt des 2008 ACG Chicago Advanced Automobile Battery Investment Summit*, www.acg.org/assets/10/./BatterySummitRalphBrodd.pdf, April 2011.
- [60] Miller John; *Energy Storage System Technology Challenges facing Strong Hybrid , Plug in and Battery Electric Vehicles*, IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009., S. 4-10, ISBN-13: 978-1-4244-2600-3, Dearborn (USA), 2009.
- [61] Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST, VKPartner, Hannig F., Smolinka, T., Bretschneider P., Nicolai S., Krüger S., Meißner F.; *Abschlussbericht BMWi Auftragsstudie Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie*, 2009.
- [62] International Electrotechnical Commission; *IEC62196 - Plugs, socket-outlets, vehicle couplers and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles*, IEC Norm, 2001.
- [63] SAE International; *SAE J1772*, SAE Standard, USA, 2001.
- [64] International Organization for Standardization; *ISO 15118-2 - Road vehicles, Communication protocol between electric vehicle and grid*, ISO Standard, in Bearbeitung.

- [65] Daimler, RWE; *Communication Protocol between Electric Vehicles and Charging Units*, Entwurf v0.6, 2009.
- [66] Kempton W., Tomic J.; *Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy*, Journal of Power Source, S. 280-294, doi:10.1016/j.jpowsour.2004.12.022, Juni 2005.
- [67] Kempton W., Tomic J.; *Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue*, Journal of Power Sources, doi:0.1016/j.jpowsour.2004.12.025., Juni 2005.
- [68] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; *Marktübersicht Kommunikation/Steuerung*, Studie, Kassel, 2010.
- [69] Webseite: *Better Place. The Global Provider of EV Networks and Services.*, <http://www.betterplace.com/>, September 2010.
- [70] Webseite: *Mobilität in Deutschland 2002*, http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/03_kontiv2002/index.htm, April 2011.
- [71] Webseite: *Mobilität in Deutschland 2008*, http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/02_MiD2008/index.htm, April 2011.
- [72] Webseite: *BBR Fachbeiträge*, <http://www.bbr.bund.de/>, Oktober 2010.
- [73] Webseite: *MOBILITÄT IN TABELLEN 2008*, <http://htmldb-hosting.de/pls/htmldb/f?p=mit08:1>, Oktober 2010.
- [74] Aksoy L.; *The impact of electric vehicles on electricity consumption*, International Conference on Electrical and Electronics Engineering, S. 357-359, ISBN-13: 978-1-4244-5106-7 , Bursa, 2009.
- [75] Blesl M., Bruchof D. et al.; *Entwicklungsstand und Perspektiven der Elektromobilität*, <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2010/5218/>, April 2011.
- [76] Rehtanz C., Rolink J.; *Conditions for the Demand Side Management of PHEVs and EVs*, ETG Kongress 2009, ISBN 978-3-8007-3194-7, Düsseldorf, Oktober 2009.
- [77] Webseite: *Webpräsenz der Daimler AG*, <http://www.daimler.com/>, Februar 2011.
- [78] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.; *Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.*, <http://www.ffe.de/>, Februar 2011.
- [79] Webseite: *Webauftritt Mini-E der BMW Group AG*, <http://www.mini.de>, April 2010.
- [80] Webseite: *8 Modellregionen im Überblick*, <http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Artikel/UI/modellregionen-elektromobilitaet.html>, Februar 2011.
- [81] Webseite: *Elektromobilität in NRW*, <http://www.elektromobilitaet.nrw.de>, Februar 2011.

- [82] Webseite: *Modellregion für Elektromobilität Hamburg*,
<http://www.elektromobilitaethamburg.de>, Februar 2011.
- [83] Webseite: *Webauftritt Volkswagen AG*, <http://www.volkswagenag.com>, April 2010.
- [84] *EN 50160:2010 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks*, DIN/EN Norm, 2010.
- [85] CIGRE Task Force C6.04.02; *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, Draft Bericht CIGRE Task Force C6.04.02, 2011.
- [86] DLR; Fraunhofer IWES; IfnE; *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, FKZ 03MAP146, 2010.
- [87] Sensfuß F.; *Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien - Update für das Jahr 2009*, Karlsruhe, 2011.
- [88] Webseite: *50Hertz Transmission GmbH*,
<http://www.50hertz-transmission.net/>, Februar 2011.
- [89] Halaczek T. L., Radecke H. D.; *Batterien und Ladekonzepte*, Franzis-Verlag GmbH, ISBN: 3-7723-4602-2, Feldkirchen, 1996.
- [90] Webseite: *Commons-Math: The Apache Commons Mathematics Library*,
<http://commons.apache.org/math/>, April 2011.
- [91] Technische Universität Ilmenau; *Klimaentlastung durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Zusammenwirken mit emissionsfreien Elektrofahrzeugen - MINI E 1.0*, Schlussbericht Subtask 1.5 Gesteuertes Laden Subtask 1.5.1 Einspeisung von Windenergie, Förderkennzeichen 16EM0005, Ilmenau, 2011.
- [92] Vattenfall Europe AG; *MINI E Berlin powered by Vattenfall*, Abschlussbericht, Förderkennzeichen: 16EM0002, Berlin, 2011.
- [93] BMW Group AG; *Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben Klimaentlastung durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Zusammenwirken mit emissionsfreien Elektrofahrzeugen – MINI E 1.0*, Abschlussbericht, Förderkennzeichen: 16EM0001, München, 2011.
- [94] International Electrotechnical Commission; *IEC60870 - Fernwirkeinrichtungen und -systeme*, IEC Norm.
- [95] Schlittgen R., Streitberg B.; *Zeitreihenanalyse*, Oldenburg verlag, ISBN-13: 978-3486257250, München, 1999.
- [96] Schlittgen R.; *Einführung in die Statistik*, Oldenburg Verlag, ISBN-13: 978-3486274462, München, 1995.
- [97] Webseite: *Standardisierte Last- bzw. Einspeiseprofile*,
http://www.uez.de/Standardisierte_Lastprofile.html, April 2011.

- [98] Zimmermann R.; *A MATLAB Power System Simulation Package*,
<http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>, April 2011.
- [99] Rudion K., Orths A., Styczynski A., Strunz K.; *Design of Benchmark of Medium Voltage Distribution Network for Investigation of DG Integration*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, ISBN: 1-4244-0493-2, Montreal (Canada), 2006.
- [100] Rudion K., Styczynski Z. A. et al.; *Development of Benchmarks for Low and Medium Voltage Distribution Networks with High Penetration of Dispersed Generation*, Modern Electric Power Systems, Breslau (Poland), April 2006.
- [101] Webseite: *Gebiet und Bevölkerung Haushalte*,
http://www.statistik-portal.de/Statistik-Portal/de_jb01_jahrtab4.asp, April 2011.
- [102] Society of Motor Manufacturers and Traders Limited; *Report on the Current Situation and Future Direction of Electric Vehicle Charger Standards*, UK, 2010.
- [103] Webseite: *SAE's Involvement in the Smart Grid*, <http://www.sae.org/smartgrid/>, August 2010.
- [104] Götttert M.; *Untersuchung zu wirtschaftlichen Ladekonzepten von Elektrotraktionsfahrzeugen während des Produktionsprozesses*, Bachelorarbeit, Ilmenau, 2010.
- [105] E.ON AG; *Factsheet Induktives Laden*,
http://www.eon.com/de/downloads/EON_Factsheet_Induktives_Laden.pdf, März 2011.
- [106] Scholer R.; *PEV Standards Process and Status*, Präsentation, Argonne, IL. (USA), Oktober 2010.
- [107] Brauner G.; *Infrastrukturen der Elektromobilität*, Elektrotechnik und Informationstechnik (e&i) Ausgabe 125, S. 382-386, ISSN: 1613-7620, 2008.

A Anhang

A.1 Normierung Ladestecker und Kommunikation

Die während der Ladung relevanten Prozesse konzentrieren sich auf den Austausch von Leistung, prozessrelevanter technischer Größen und Abrechnungsdaten zwischen Ladepunkt und Fahrzeug. Internationale Normierungsbestrebungen des physischen Netzanschlusses von Elektrofahrzeugen gehen auf die US-amerikanische Norm SAEJ1772:2001 zurück. Aus ihr abgeleitet sind Teile der Neuauflage der IEC62196 [62] und die in Deutschland bis zur Fertigstellung gültige Anwendungsrichtlinie VDE-AR-E 2623-2-2 [46]. In diesen sind für Elektromobilanwendungen dediziert entworfene Steckertypen und Lademodi vorgeschlagen. Digitale Kommunikation wird in der ISO15118 beschrieben werden, jedoch ist erst Ende 2011 mit einem Entwurf zu rechnen. Der von Daimler/RWE publizierte Smart Charge Ansatz beschreibt gesteuertes Laden auf Basis zeitlich variabler Zielfunktionswerte und Abläufe zur Abrechnung von Ladevorgängen. Weitere Normierungsansätze im gleichen Kontext sind in Tabelle A.1 zusammengefasst.

Tabelle A.1: Publierte und in Bearbeitung stehende Normen [102]

Norm	Inhalt	Status
SAE J 1772 [63]	Generelle Anforderungen für konduktives Laden, Architektur & Funktionen	Publiziert
SAE J 1773 [103]	Beschreibt manuell verbundenes induktives Laden, Anforderungen an die Software und Schnittstellen zur Informationsübertragung	in Bearbeitung
VDE-AR-E 2623-2-2 [46]	Stecker, Steckdosen und Fahrzeugsteckvorrichtungen, Ladung von Elektrofahrzeugen. Anforderungen und Hauptmaße für die Austauschbarkeit, von Stift- und Buchsensteckvorrichtungen.	Publiziert Bis Fertigstellung IEC62196-2-2 gültig.
IEC62196-2-2 [62]	Steckdosen und Fahrzeugsteckvorrichtungen, Ladung von Elektrofahrzeugen.	in Bearbeitung
IEC61851	Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge, beschreibt u.a. die Lademodi für AC & DC Ladung	Publiziert

Die entworfenen Steckertypen der IEC62196 reflektieren Anforderungen an die Sicherheit beim Be- & Entladen von Elektrofahrzeugen [39]. Die Typen eins bis drei sind dediziert für unterschiedliche Märkte entworfen worden [102]. International konkurrierende Entwicklungen für DC Ladungen sind CHAdeMO & Amphenol Typen. Eine Übersicht der Verwendung gibt Tabelle A.2.

Tabelle A.2: Ladestecker und Kommunikationsanbindung [104]

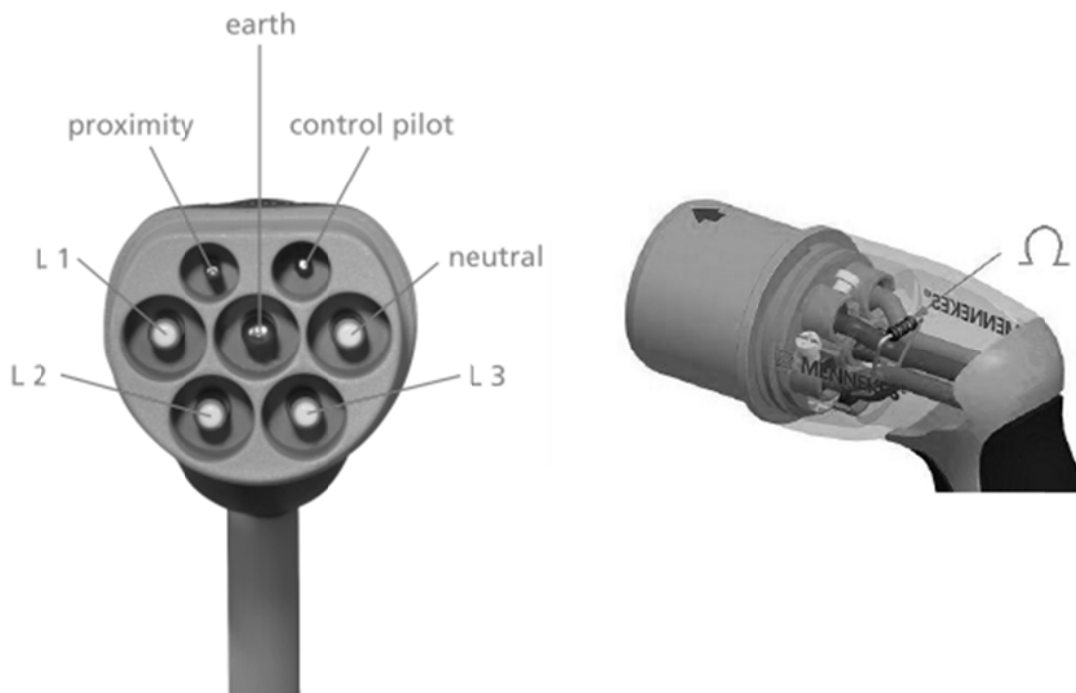
Hersteller	2010	2013	201x
Daimler, BMW	Typ 2 AC, 10 kW	Typ 2 AC 10 kW Typ 2 DC 22 kW	Typ 2 mit DC Erweiterung 90 kW

Hersteller	2010	2013	201x
Volkswagen	Typ 2 AC, 3,3 kW		Combo 90 kW, CAN
Renault	Typ 2 AC, 43 kW	-	
General Motors, Ford	Typ 1 AC, 6,6 kW	Typ 1 AC 6,6 kW Typ 1 DC 19,2 kW	-
Japan	Typ 1 AC CHAdeMO DC		Typ 1 AC CHAdeMo DC
China	Typ 2 AC Amphenol DC	-	

Die Anwendung von DC Technologien wird der Schnellladung dienen und voraussichtlich in Tankstellenkonzepten Anwendung finden. Weitere Entwicklungen sind kontaktloses Laden bzw. den Batterietausch in Wechselstationen [69], [105].

IEC62196 Typ 2 Stecker

Der für Deutschland interessante IEC62196 Typ 2 entspricht dem Entwurf der Firma Mennekes [102], siehe dazu Bild A.1. Das Steckerlayout erlaubt 1-phasiges und 3-phasiges Laden, mit bis zu 63A Drehstrom bei 500V Nennspannung. Zusätzliche Signalleitungen aktivieren die Wegfahrsperre während der Ladung („proximity“ Kontakt) und erlauben Kommunikation mit dem Ladepunkt („control pilot“), siehe dazu im Detail [46].



a) Design des Mennekes Stecker

b) Kodierung des maximalen Ladestromes für das verwendete Ladekabel

Bild A.1: Design des IEC62196 Steckers Typ 2 [45]

Digitale Kommunikation – Intelligentes Laden (Mode 3, 4 Ladung)

Die internationalen Normierungsbestrebungen sehen digitale Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladepunkt vor [46] [63]. Die Normen SAEJ1772 und IEC62196 definieren die abstrakte technische Indikation der Verfügbarkeit digitaler Kommunikation. Details dieser werden final definiert in den in Normen ISO15118 und SAEJ2931, SAEJ2847 und SAEJ2836 [64], [106]. Aktuell verfügbare Informationen zur digitalen Kommunikation und Einordnung in die geplanten bzw. bekannten internationalen Arbeiten/Normen zeigt Tabelle A.3. Die zum Januar 2011 verfügbaren Informationen indizieren Power Line Communication als Kommunikationsmedium zwischen Fahrzeug und Ladepunkt. Bis auf den Daimler/RWE Vorschlag sind keine detaillierten Normenentwürfe verfügbar. Die physische Ausgestaltung der digitalen Kommunikation ist für die Beurteilung gesteuerten Ladens nicht relevant, da die Protokolle höherer Schichten sich dieser bedienen und die Funktionalität bestimmen. Power Line Communication als heutiges Mittel der Wahl kann durch den Schichten orientierten Entwurf durch beliebige andere Technologien ersetzt werden. Die im Abschnitt 2.1.3 vorgestellten Demand Response Programme sind in [106] aufgegriffen und für Elektrofahrzeuge einzeln erklärt.

Tabelle A.3: Normen und Vorschläge für Digitale Kommunikation von Elektrofahrzeugen [106]

Norm	Inhalt	Status
SAEJ 2836 [103], [106]	Technischer Report für generelle Informationen und Anwendungsfälle Teil 1: Anforderungen der Versorger Teil 2: DC Laden Teil 3: Rückspeisung Teil 4: Diagnose Teil 5: Kommunikation zwischen Fahrzeugen und Internet	publiziert in Bearbeitung in Bearbeitung geplant geplant
SAEJ 2847 [103]	Empfohlene Praxis zur digitalen Kommunikation Teil 1 bis 5 siehe SAEJ 2836	in Bearbeitung
SAEJ 2931 [106]	Power Line Communication für Elektrofahrzeuge	in Bearbeitung
ISO15118 [64]	Normenreihe für digitale Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladeinfrastruktur Teil 1: Entspricht SAEJ 2836 (Generelle Informationen und Anwendungsfälle) Teil 2: Entspricht SAEJ 2847 (Sequenzdiagramme und Kommunikationsschichten) Teil 3: Entspricht SAEJ 2931 (Kommunikationsschnittstelle)	in Bearbeitung
Daimler/RWE SCP Vorschlag [65]	Protokoll zur digitalen Datenübertragung mit unterlagerter Power Line Communication	in Bearbeitung Ver. 0.6 publiziert

A.2 Einzelnachweise zu Mobilität in Tabellen

Die Systematik der Kreistypen nach WIM sind durch das Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung definiert [72].

Tabelle A.4: Tägliche Strecke Kleinwagen nach Regionen und Tag aufgeteilt [73]

WIM Kreistyp	Mo.	Di.	Mi.	Do.	Fr.	Sa.	So.	Alle
Metropolen	43,4	30,3	31,8	31,2	43,2	51,5	23	36,4
Großstädte	46	49,6	34,7	49,5	42,5	53,6	57	47,6
Umlandkreise	35,2	36,5	39,1	38,5	46,7	34,7	36,5	38,2
Ländliche Kreise	45,7	37,6	31,6	38,7	46,8	65,3	36,9	43,2
Alle	42,6	38,5	34,3	39,5	44,8	51,3	38,3	41,3

Tabelle A.5: Tägliche Strecke Mittelklassewagen nach Regionen und Tag aufgeteilt [73]

WIM Kreistyp	Mo.	Di.	Mi.	Do.	Fr.	Sa.	So.	Alle
Metropolen	37,5	37,6	40,7	48,9	53,5	33	72,7	46,3
Großstädte	39,9	42,1	35,1	44,3	47,2	49,5	71,1	47
Umlandkreise	41,7	44,7	43,3	46,6	55,1	50,8	58,2	48,6
Ländliche Kreise	48	45,7	48,5	49	57,5	44,5	50,5	49,1
Alle	41,8	42,5	41,9	47,2	53,3	44,5	63,1	47,8

Tabelle A.6: Tägliche Strecke Oberklassewagen nach Regionen und Tag aufgeteilt [73]

WIM Kreistyp	Mo.	Di.	Mi.	Do.	Fr.	Sa.	So.	Alle
Metropolen	48,3	28,6	53,6	35,7	52,3	36,1	33,8	41,2
Großstädte	42,7	40,5	26,5	43,8	77,3	109,6	51,5	56
Umlandkreise	49,3	42,2	53,9	47,2	60	53,8	66,5	53,3
Ländliche Kreise	41,2	35,6	55,6	52,6	46,6	48,1	78,3	51,1
Alle	45,4	36,7	47,4	44,8	59,1	61,9	57,5	50,4

Tabelle A.7: Anzahl Fahrzeuge im Haushalt (hochgerechnet für Deutschland 2008) [73]

WIM Kreistyp	0	1	2	3.	>3	k.A.	Gesamt
Metropolen	2526155	3845618	1030629	127713	27014	7978	7565106
Großstädte	1150071	2835156	939643	139585	23561	11628	5099642
Umlandkreise	2138576	9705976	5242827	870293	223622	5468	18186762
Ländliche Kreise	1222615	4660114	2390180	469984	127197	400	8870490
Alle	7037417	21046864	9603280	1607575	401391	25474	39722000

Tabelle A.8: Zuordnung KBA Segmente in Typklassen in Prozent [73]

Typklasse/KBA Segment	Minis	Kleinwagen	Kompakt- klasse	Mittelklasse	Obere Mittelklasse	Oberklasse	Geländewa- gen	Sportwagen	Mini-Vans	Großraum Vans	Utilities	Wohnmobile	Gesamt
Kleinwagen	4,0	11,7	3,50	0,30	0	-	0,1	-	0,6	0,1	0,5	0,1	20,9
Mittelklasse	1,3	9,3	24,3	13,5	2,1	0,0	1,9	0,1	2,5	4,3	2,3	0,3	62,1
Oberklasse	0,2	0,3	2,4	6,8	3,9	0,5	0,6	1,1	0,4	0,2	0,5	0	17,00
Alle	5,5	21,3	30,2	20,6	6,1	0,5	2,6	1,2	3,5	4,7	3,4	0,5	100,0

Tabelle A.9: Beginn der Wege PWK Fahrer in Prozent [73]

Uhrzeit	Mo.	Di.	Mi.	Do.	Fr.	Sa.	So.
vor 5 Uhr	0,90	0,70	0,80	1,00	1,10	1,80	1,40
5 bis vor 7	6,00	6,30	6,50	6,30	6,10	2,00	1,20
7 bis vor 9	13,70	13,80	13,60	13,20	12,00	8,00	4,40
9 bis vor 11	10,90	11,10	11,40	11,40	11,80	18,90	15,70
11 bis vor 14	17,80	17,10	17,00	16,70	21,20	26,90	23,50
14 bis vor 17	22,50	22,80	22,70	20,90	22,30	19,80	25,00
17 bis vor 20	21,20	20,90	21,00	22,80	18,40	15,70	21,00
20 bis vor 22	4,90	5,20	4,80	4,90	4,40	4,10	5,40
nach 22 Uhr	2,10	2,20	2,20	2,70	2,60	2,90	2,30

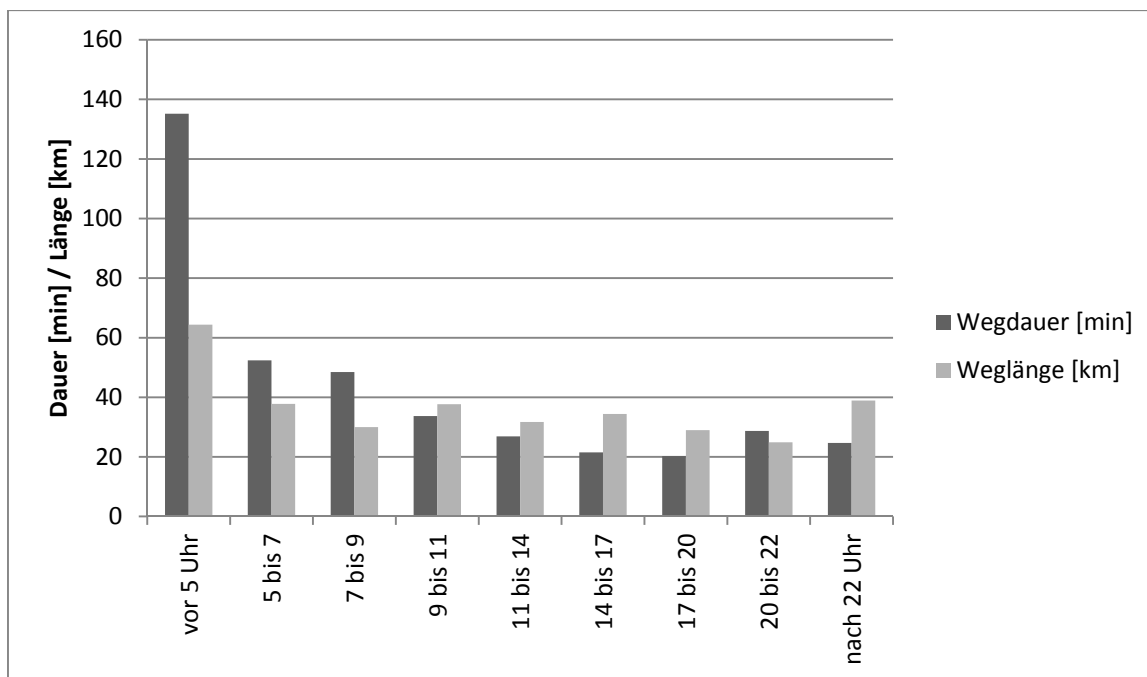


Bild A.2: Mittlere Wegdauer und Weglänge PKW Fahrer über den Tag [73]

A.3 Statistik Fahrzeugbestand PKW und Anzahl Haushalte 2010

Tabelle A.10: Anzahl Haushalte und Fahrzeuge je Bundesland 2010

Bundesland	Anzahl PKW	Anzahl Haushalte	Anzahl PKW je Haushalt
Baden-Württemberg	5718717	5003000	1,143
Bayern	6862802	6051000	1,134
Berlin	1105732	1991000	0,555
Brandenburg	1308910	1245000	1,05
Bremen	261172	360000	0,725
Hamburg	715480	981000	0,729
Hessen	3279051	2948000	1,112
Mecklenburg-Vorpommern	809762	858000	0,944
Niedersachsen	4110328	3833000	1,072
Nordrhein-Westfalen	8902315	8592000	1,036
Rheinland-Pfalz	2223969	1889000	1,177
Saarland	582159	482000	1,208
Sachsen	2061040	2216000	0,930
Thüringen	1185187	1207000	0,982
Deutschland	41730850	40188000	1,038

A.4 Referenzverteilnetz

A.4.1 Mittelspannungsnetz

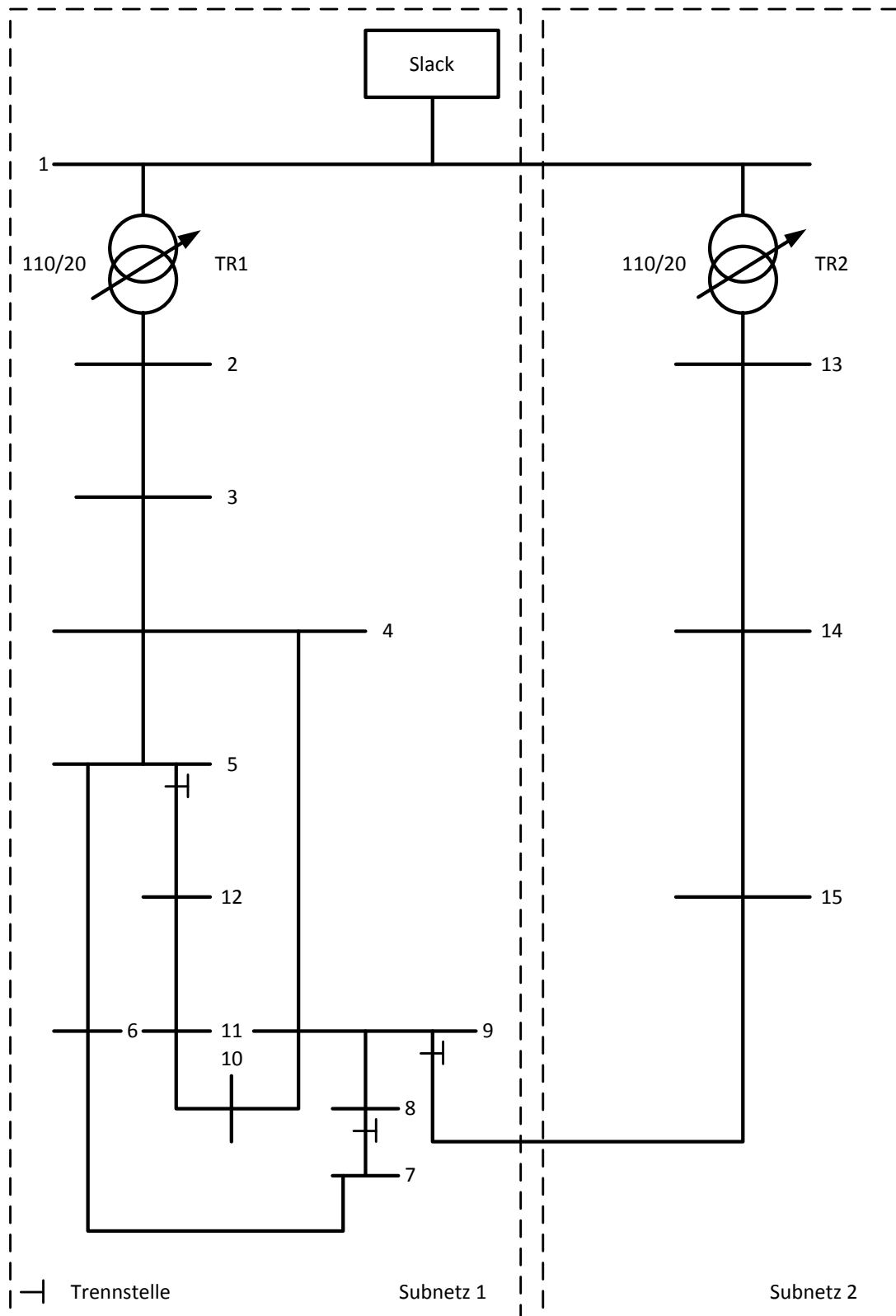


Bild A.3: MS Verteilerreferenznetz CIGRE TF C6.04.02 [85], [100]

Tabelle A.11: Netzparameter für Leistungsfluss MS-Netz [85]

Zweig	Knoten von	Knoten zu	Typ	R' [Ohm/km]	X' [Ohm/km]	B' [μ S/km]	I_N [kA]	Länge [km]	
1	2	1	Trafo 1	$u_k=18\%$, $P_V=250$ kW $S_r=40$ MVA Stufensteller unter Last: +/- 10% in 0.0625% Schritten (sekundärseitig) max. +/- 16 Schritte					
2	13	1	Trafo 2						
3	2	3	Freileitung	0,4	0,7	1.75	0,42	2,82	
4	3	4	Kabel						4,42
5	4	5	Kabel						0,61
6	5	6	Kabel						0,56
7	6	7	Kabel						1,54
8	7	8	Kabel						0,24
9	8	9	Kabel	0,253	0,203	73,83	0,32	1,67	
10	9	10	Kabel						0,32
11	10	11	Kabel						0,77
12	11	12	Kabel						0,33
13	5	12	Kabel						0,49
14	9	4	Kabel						1,3
15	9	15	Freileitung						4,89
16	15	14	Freileitung	0,4	0,7	1,75	0,42	2,99	
17	14	13	Freileitung						2,00
Kabel			NA2XS-2Y 1x120RM 12/20-kV-ir						
Freileitung			Einfachsystem Al/Stahl 150mm ²						

A.4.2 Niederspannungsnetz

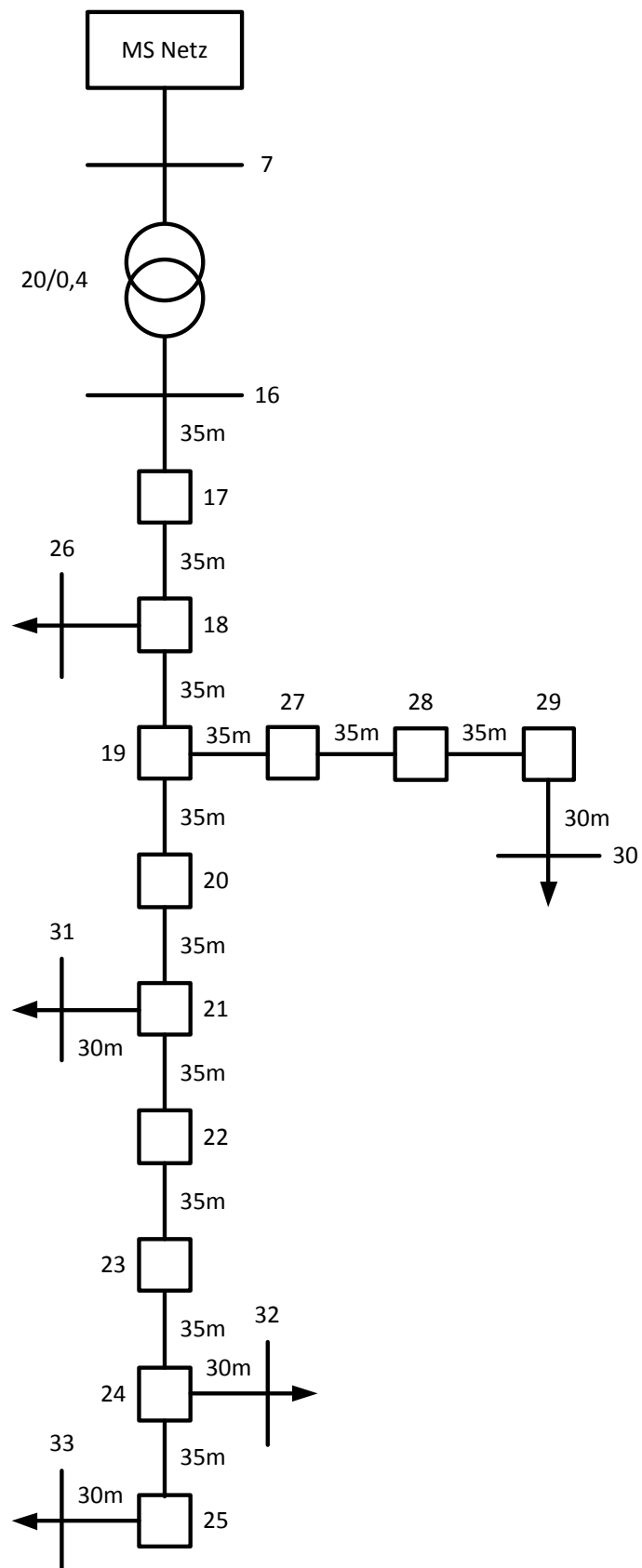


Bild A.4: NS Verteilerreferenznetz CIGRE TF C6.04.02 [85], [100]

Tabelle A.12: Netzparameter für Leistungsfluss NS-Netz [85]

Zweig	Knoten von	Knoten zu	Typ	R' [Ohm/km]	X' [Ohm/km]	B' [μ S/km]	I _N [kA]	Länge [km]	
18	7	16	Trafo 3	u _k =6%, P _V =6 kW S _r =0,5 MVA, Übersetzungsverhältnis [p.u.]=1,0526					
19	16	17						0,035	
20	17	18						0,035	
21	18	19						0,035	
22	19	20						0,035	
23	20	21	Typ 1	0,163	0,136	0	0,439	0,035	
24	21	22						0,035	
25	22	23						0,035	
26	23	24						0,035	
27	24	25						0,035	
28	18	26	Typ 4	1,541	0,206	0	0,128	0,030	
29	19	27						0,035	
30	27	28	Typ 2	0,266	0,151	0	0,336	0,035	
31	28	29						0,035	
32	29	30	Typ 3	0,326	0,158	0	0,296	0,030	
33	21	31	Typ 6	0,569	0,174	0	0,217	0,030	
34	24	32	Typ 4	1,541	0,206	0	0,128	0,030	
35	25	33	Typ 5	1,111	0,195	0	0,154	0,030	
Typ 1: Untergrundkabel			NA2XY 4x240mm ² 0,6/1kV						
Typ 2: Untergrundkabel			NA2XY-4x150mm ² 0,6/1kV						
Typ 3: Untergrundkabel			NA2XY-4x120mm ² 0,6/1kV						
Typ 4: Untergrundkabel			NA2XY-4x25mm ² 0,6/1kV						
Typ 5: Untergrundkabel			NA2XY-4x35mm ² 0,6/1kV						
Typ 6: Untergrundkabel			NA2XY-4x70mm ² 0,6/1kV						

A.4.3 Verteilung der Peaklast & Geschätzte Anzahl Haushalte

Tabelle A.13: Spitzenlastverteilung im Verteilernetz

Knoten	Scheinleistung [kVA]	Leistungsfaktor $\cos\varphi$	Anzahl Haushalte (800W je Haushalt)
1	-	-	-
2	15300	0,98	18742
3	-	-	-
4	285	0,97	345
5	445	0,97	539
6	750	0,97	909
7	446,6	0,97	541
8	-	-	-
9	605	0,97	733
10	-	-	-
11	490	0,97	594
12	340	0,97	412
13	15300	0,98	18742
14	-	-	-
15	215	0,97	260
16-25	-	-	-
26	5.7	0,85	6
27-29	-	-	-
30	57	0,85	60
31	25	0,85	26
32	5.7	0,85	6
33	25	0,85	26

A.4.4 Leistungsflussergebnisse Grundbelastung des Verteilnetzes

Die Transformatorstufungen der Hoch- und Mittelspannungstransformatoren können automatisch durch netzleitentechnische Ankopplung realisiert werden, indem diese auf das Spannungsniveau der Unterspannungsseite geregelt werden. In dem dieser Arbeit zugrunde liegenden Simulationssystem wird nur der Transformator 1 automatisch gestuft, da nur das Subnetz 1 für die getroffenen Aussagen relevant ist. In den beiden Grundbelastungszuständen zu Zeiten von Spitzen- und Tieflasten erreicht die Stufung Werte zwischen 0 und 4.

Der Niederspannungstransformator zwischen den Knoten 6 und 16 ist so eingestellt, dass der Knoten 16 (unterspannungsseitig) zur zu erwartenden Niedriglast ca. 1,55 p.u. Spannung aufweist und zur Höchstlastphase ca. 1 p.u.. Damit bleibt gewährleistet, dass im Netz ohne zusätzliche Lasten über den gesamten Jahreshorizont normengerecht zwischen 0,9 und 1,1 p.u. Spannung an allen Knoten erreicht werden.

Tabelle A.14: Spannungsprofil

Knoten	Spannungsprofil zur Jahresspitzenlast		Spannungsprofil zur Jahrestieflast	
	u [p.u.]	$\angle u$ [°]	u [p.u.]	$\angle u$ [°]
1	1,000	0,000	1,000	0,000
2	1,000	-4,836	1,001	-0,029
3	0,986	-5,699	1,002	-0,069
4	0,971	-6,146	1,002	-0,110
5	0,970	-6,176	1,002	-0,111
6	0,969	-6,196	1,002	-0,112
7	0,968	-6,218	1,002	-0,114
8	0,969	-6,204	1,002	-0,116
9	0,969	-6,203	1,002	-0,115
10	0,969	-6,210	1,002	-0,115
11	0,968	-6,229	1,002	-0,116
12	0,968	-6,232	1,002	-0,116
13	0,981	-3,963	1,000	-0,022
14	0,980	-4,001	1,000	-0,023
15	0,979	-4,057	1,000	-0,023
16	1,009	-6,810	1,055	-0,117
17	1,003	-6,854	1,055	-0,117
18	0,998	-6,899	1,055	-0,117
19	0,992	-6,942	1,055	-0,117
20	0,990	-6,964	1,055	-0,117

Knoten	Spannungsprofil zur Jahresspitzenlast		Spannungsprofil zur Jahrestieflast	
	u [p.u.]	$\angle u$ [°]	u [p.u.]	$\angle u$ [°]
21	0,987	-6,985	1,055	-0,118
22	0,986	-6,997	1,055	-0,118
23	0,984	-7,009	1,055	-0,118
24	0,983	-7,021	1,055	-0,118
25	0,982	-7,031	1,055	-0,118
26	0,996	-6,860	1,055	-0,117
27	0,989	-6,934	1,055	-0,117
28	0,985	-6,925	1,055	-0,117
29	0,981	-6,917	1,055	-0,117
30	0,977	-6,893	1,055	-0,117
31	0,985	-6,943	1,055	-0,117
32	0,981	-6,981	1,055	-0,118
33	0,977	-6,914	1,055	-0,117
Stufung	Trafo 1, Stufe 4 Trafo 2, Stufe 0		Trafo 1, Stufe 0 Trafo 2, Stufe 0	

Tabelle A.15: Betriebsmittelbelastung

Zweig	Jahresspitzenlast		Jahrestieflast	
	i [kA]	Auslastung s/s_N [%]	i [kA]	Auslastung s/s_N [%]
1	0,544	48	0,00650	0,56
2	0,448	40	0,00253	0,22
3	0,102	24	0,00628	1,49
4	0,101	32	0,00622	1,94
5	0,051	16	0,00144	0,45
6	0,038	12	0,00112	0,35
7	0,016	5	0,00083	0,26
8	0,000	0	0,00000	0,00
9	0,000	0	0,00000	0,29
10	0,024	7	0,00076	0,24
11	0,024	7	0,00059	0,18
12	0,010	3	0,00018	0,06
13	0,000	0	0,00000	0,00

Zweig	Jahrespitzenlast		Jahrestieflast	
	i [kA]	Auslastung s/s _N [%]	i [kA]	Auslastung s/s _N [%]
14	0,041	13	0,00166	0,74
15	0,000	0	0,00000	0,00
16	0,006	1	0,00004	0,01
17	0,006	1	0,00006	0,02
18	0,004	25	0,00002	0,13
19	0,176	40	0,00097	0,22
20	0,175	40	0,00097	0,22
21	0,166	38	0,00092	0,21
22	0,081	19	0,00046	0,10
23	0,081	18	0,00046	0,10
24	0,045	10	0,00025	0,06
25	0,045	10	0,00025	0,06
26	0,045	10	0,00025	0,06
27	0,036	8	0,00021	0,05
28	0,008	6	0,00005	0,04
29	0,084	25	0,00047	0,14
30	0,083	25	0,00047	0,14
31	0,083	25	0,00047	0,14
32	0,083	28	0,00047	0,16
33	0,036	17	0,00021	0,09
34	0,008	6	0,00005	0,04
35	0,036	24	0,00021	0,13

A.5 Dokumentation Simulationssystem

A.5.1 Zeitreihensimulation

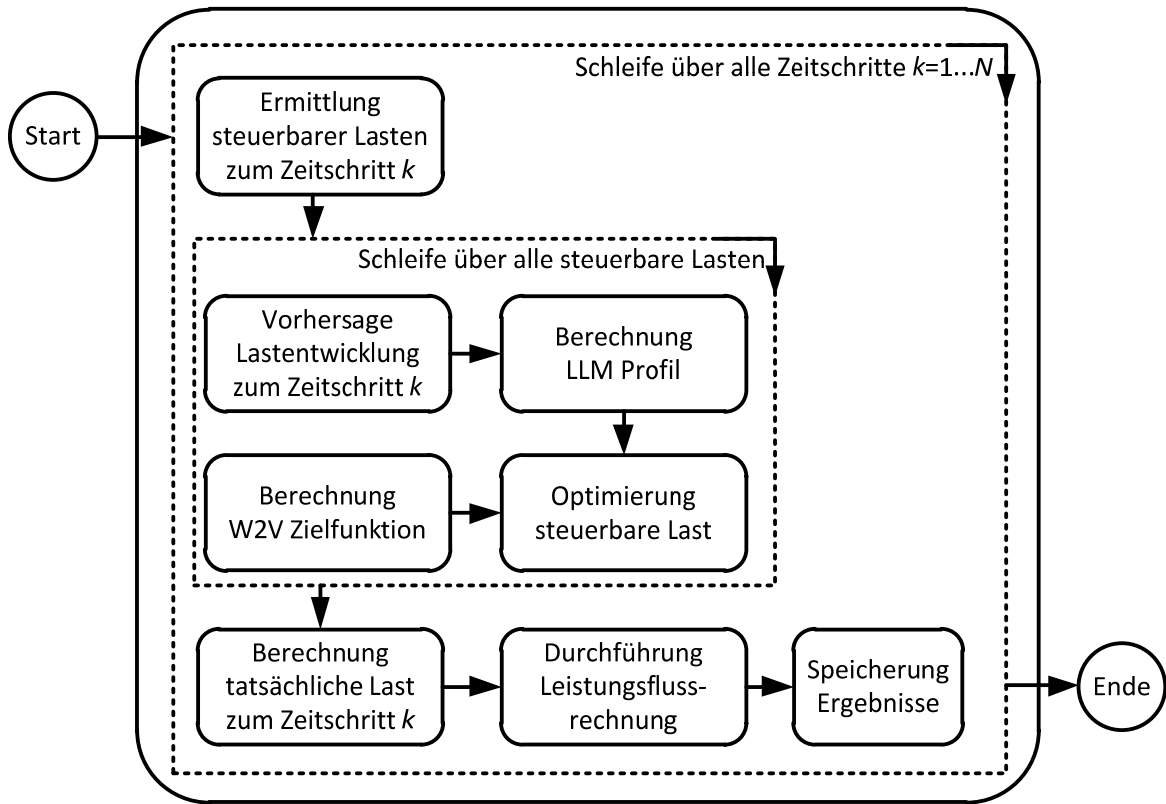


Bild A.5: Aktivitätsdiagramm Zeitreihensimulation

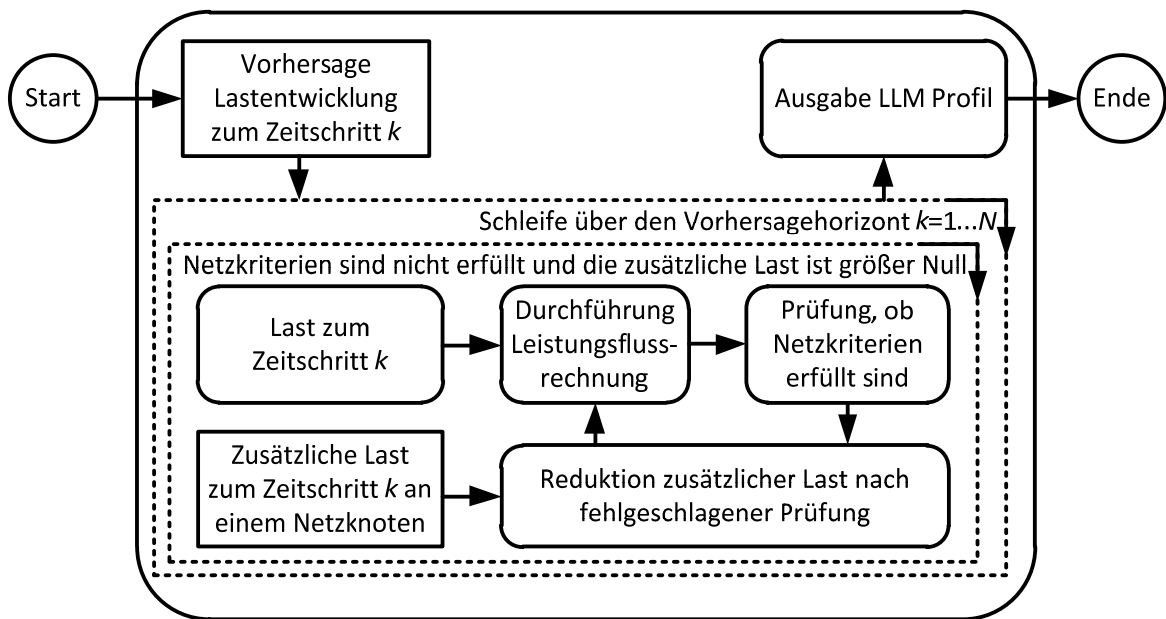


Bild A.6: Aktivitätsdiagramm Bestimmung LLM Profil

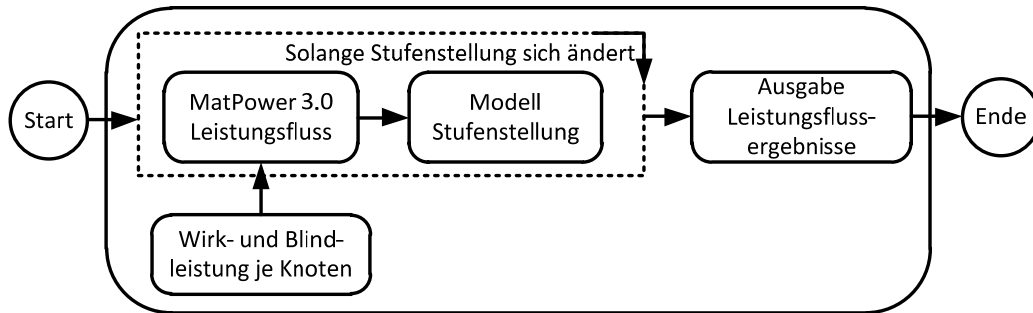


Bild A.7: Aktivitätsdiagramm Leistungsflussrechnung mit Stufenstellung (Referenz MatPower 3.0 [98])

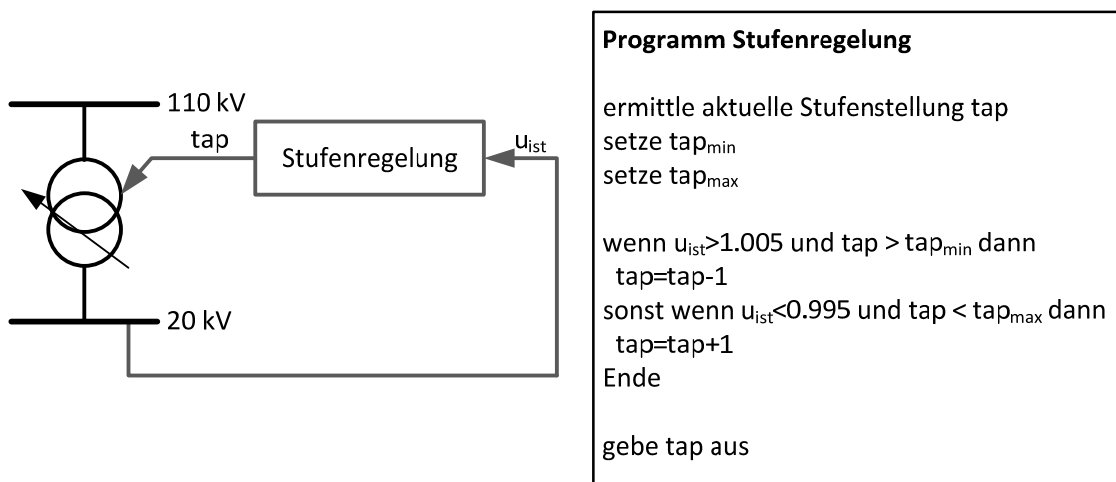


Bild A.8: Unterprogramm zur Berechnung der Stufenstellung von Transformatoren

A.5.2 Verwendete Programme und Programmierumgebungen

Die in dieser Arbeit ausschließlich die Erstellung der Simulationen verwendeten Programme und Programmierumgebungen sind:

- Matlab/Simulink (www.mathworks.com),
- Netbeans IDE (www.netbeans.org),
- Java 6 SDK (www.java.com),
- Matpower Toolbox 3.0 [98],
- Apache Commons Math Library [90].

A.6 Simulationsergebnisse

A.6.1 Extremszenario

Tabelle A.16: Anzahl gleichzeitig ladbarer Fahrzeuge $|u| \geq 0,92$

$\cos\varphi$ induktiv	Ladeleistung [kVA]		
	3,6	11	22
1,00	7549	2935	1258
0,95	6291	2097	838
0,90	5871	1677	838

Tabelle A.17: Knoten an denen $|u| \leq 0,92$, sofern mehr Fahrzeuge laden

$\cos\varphi$ induktiv	Ladeleistung [kVA]		
	3,6	11	22
1,00	25, 30, 32, 33	22, 23, 24, 25, 28, 29, 30, 31, 32, 33	22, 23, 24, 25, 26, 28, 29, 30, 31, 32, 33
0,95	24, 25, 29, 30, 32, 33	23, 24, 25, 29, 30, 31, 32, 33	22, 23, 24, 25, 28, 29, 30, 31, 31, 32, 33
0,90	24, 25, 29, 30, 32, 33	24, 25, 29, 30, 32, 33	22, 23, 24, 25, 28, 29, 30, 31, 31, 32, 33

Tabelle A.18: Anzahl gleichzeitig ladbarer Fahrzeuge Belastung im Mittelspannungsnetz $\leq 50\%$

$\cos\varphi$ induktiv	Ladeleistung [kVA]		
	3,6	11	22
1,00	0	0	0
0,95	0	0	0
0,90	0	0	0

Tabelle A.19: Betriebsmittel mit Belastung $> 50\%$ im Mittelspannungsnetz

$\cos\varphi$ induktiv	Ladeleistung [kVA]		
	3,6	11	22
1,00	{2, 1}	{2, 1}	{2, 1}
0,95	{2, 1}	{2, 1}	{2, 1}
0,90	{2, 1}	{2, 1}	{2, 1}
Zweignotation: {von Knoten, nach Knoten}			

Tabelle A.20: Anzahl gleichzeitig ladbarer Fahrzeuge Belastung im Niederspannungsnetz $\leq 70\%$

$\cos\varphi$ induktiv	Ladeleistung [kVA]		
	3,6	11	22
1,0	23	7	2
0,95	21	7	2
0,90	21	7	2

Tabelle A.21: Betriebsmittel mit Belastung größer 70% im Niederspannungsnetz

$\cos\varphi$ induktiv	Ladeleistung [kVA]		
	3,6	11	22
1,0	{16, 17}, {17, 18}, {18, 19}, {29, 30}, {21, 31}	{16, 17}, {17, 18}, {18, 19}, {18, 26}, {19, 27}, {27, 28}, {28, 29}, {29, 30}, {21, 31}	{16, 17}, {17, 18}, {18, 26}, {29, 30}, {21, 31}
0,95	{16, 17}, {17, 18}, {18, 19}, {21, 31}	{16, 17}, {17, 18}, {18, 19}, {18, 26}, {19, 27}, {27, 28}, {28, 29}, {29, 30}, {21, 31}	{16, 17}, {17, 18}, {18, 19}, {18, 26}, {29, 30}, {21, 31}
0,90	{16, 17}, {17, 18}, {18, 19}, {29, 31}, {21, 31}	{16, 17}, {17, 18}, {18, 19}, {18, 26}, {19, 27}, {27, 28}, {28, 29}, {29, 30}, {21, 31}	{16, 17}, {17, 18}, {18, 19}, {18, 26}, {29, 30}, {21, 31}
Zweignotation: {von Knoten, nach Knoten}			

A.6.2 Zeitreihenanalyse

Szenario 1

Tabelle A.22: Knotenergebnisse Ungesteuertes Laden

Knoten	minimale Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
1	1	0	0	0	0
2	1	-3,528	0	14,42	2,93
3	0,98	-5,298	0	0	0
4	0,97	-5,722	0	0,27	0,07
5	0,97	-5,751	0	0,41	0,1
6	0,97	-5,77	0	0,7	0,18
7	0,96	-5,793	0	0,42	0,1
8	0,97	-5,776	0	0	0
9	0,97	-5,775	0	0,56	0,14

Knoten	minimale Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
10	0,97	-5,782	0	0	0
11	0,97	-5,799	0	0,46	0,11
12	0,96	-5,802	0	0,32	0,08
13	1	-2,389	0	14,42	2,93
14	0,99	-3,575	0	0	0
15	0,99	-3,624	0	0,2	0,05
16	0,98	-8,345	0	0	0
17	0,96	-8,579	0	0	0
18	0,94	-8,822	0	0	0
19	0,92	-9,073	0	0	0
20	0,91	-9,218	4	0	0
21	0,9	-9,367	12	0	0
22	0,9	-9,454	22	0	0
23	0,89	-9,543	33	0	0
24	0,88	-9,632	42	0	0
25	0,88	-9,682	49	0	0
26	0,94	-7,786	0	0,02	0,01
27	0,91	-9,097	4	0	0
28	0,9	-9,121	15	0	0
29	0,89	-9,146	42	0	0
30	0,87	-9,118	60	0,15	0,08
31	0,89	-9,239	34	0,1	0,05
32	0,87	-9,285	55	0,04	0,02
33	0,87	-9,351	76	0,08	0,04

Tabelle A.23: Zweigergebnisse Ungesteuertes Laden

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung	Verlustleistung	
			[%]	P [MW]	Q [MVar]
1	2	1	47,17	0,07	1,6
2	13	1	38,02	0,04	1,04
3	2	3	25,54	0,04	0,07
4	3	4	33,03	0,05	0,04
5	4	5	17,93	0	0
6	5	6	14,1	0	0
7	6	7	7,71	0	0
8	7	8	außer Betrieb		
9	8	9	0,29	0	0
10	9	10	7,16	0	0
11	10	11	7,18	0	0
12	11	12	2,95	0	0
13	5	12	außer Betrieb		
14	9	4	12,34	0	0
15	9	15	außer Betrieb		
16	15	14	1,42	0	0
17	14	13	1,42	0	0
18	7	16	87,08	0	0,02
19	16	17	138,46	0,01	0,01
20	17	18	135,71	0,01	0,01
21	18	19	131,18	0,01	0,01
22	19	20	77,32	0	0
23	20	21	76,38	0	0
24	21	22	40,02	0	0
25	22	23	39,75	0	0
26	23	24	39,48	0	0
27	24	25	29,29	0	0
28	18	26	30,72	0	0
29	19	27	74,65	0	0
30	27	28	73,64	0	0

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung	
				P [MW]	Q [MVar]
31	28	29	72,63	0	0
32	29	30	81,3	0	0
33	21	31	73,72	0	0
34	24	32	56,89	0	0
35	25	33	83,03	0	0

Tabelle A.24: Knotenergebnisse Anwendung LLM

Knoten	minimale Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
1	1	0	0	0	0
2	1	-2,456	0	14,42	2,93
3	0,98	-5,287	0	0	0
4	0,97	-5,707	0	0,27	0,07
5	0,97	-5,734	0	0,41	0,1
6	0,97	-5,753	0	0,7	0,18
7	0,97	-5,773	0	0,42	0,1
8	0,97	-5,761	0	0	0
9	0,97	-5,759	0	0,56	0,14
10	0,97	-5,767	0	0	0
11	0,97	-5,784	0	0,46	0,11
12	0,97	-5,787	0	0,32	0,08
13	1	-2,384	0	14,42	2,93
14	0,99	-2,407	0	0	0
15	0,99	-2,439	0	0,2	0,05
16	1,01	-6,316	0	0	0
17	1	-6,356	0	0	0
18	1	-6,397	0	0	0
19	0,99	-4,107	0	0	0
20	0,99	-4,174	0	0	0
21	0,98	-4,242	0	0	0
22	0,98	-4,291	0	0	0

Knoten	minimale Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
23	0,97	-4,614	0	0	0
24	0,97	-4,679	0	0	0
25	0,96	-4,727	0	0	0
26	1	-6,361	0	0,02	0,01
27	0,98	-4,121	0	0	0
28	0,98	-4,134	0	0	0
29	0,97	-4,148	0	0	0
30	0,97	-4,138	0	0,09	0,04
31	0,98	-4,202	0	0,07	0,03
32	0,96	-4,125	0	0,04	0,02
33	0,95	-4,445	0	0,07	0,03

Tabelle A.25: Zweigergebnisse Anwendung LLM

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung	
				P [MW]	Q [MVar]
1	2	1	46,37	0,06	1,55
2	13	1	38,02	0,04	1,04
3	2	3	23,33	0,03	0,06
4	3	4	30,22	0,04	0,04
5	4	5	15,16	0	0
6	5	6	11,31	0	0
7	6	7	4,88	0	0
8	7	8		außer Betrieb	
9	8	9	0,29	0	0
10	9	10	7,16	0	0
11	10	11	7,18	0	0
12	11	12	2,95	0	0
13	5	12		außer Betrieb	
14	9	4	12,34	0	0
15	9	15		außer Betrieb	
16	15	14	1,42	0	0

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung	
				P [MW]	Q [MVar]
17	14	13	1,42	0	0
18	7	16	43,2	0	0,01
19	16	17	70	0	0
20	17	18	69,36	0	0
21	18	19	68,33	0	0
22	19	20	46,52	0	0
23	20	21	46,23	0	0
24	21	22	33,29	0	0
25	22	23	33,13	0	0
26	23	24	32,98	0	0
27	24	25	24,59	0	0
28	18	26	28,5	0	0
29	19	27	43,67	0	0
30	27	28	43,37	0	0
31	28	29	43,08	0	0
32	29	30	48,58	0	0
33	21	31	49,32	0	0
34	24	32	53,17	0	0
35	25	33	69,8	0	0

Tabelle A.26: Knotenergebnisse Anwendung W2V

Knoten	minimale Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
1	1	0	0	0	0
2	1	-3,562	0	14,42	2,93
3	0,98	-5,377	0	0	0
4	0,97	-5,805	0	0,27	0,07
5	0,97	-5,834	0	0,41	0,1
6	0,97	-5,854	0	0,7	0,18
7	0,96	-5,875	0	0,42	0,1
8	0,97	-5,86	0	0	0

Knoten	minimale Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
9	0,97	-5,859	0	0,56	0,14
10	0,97	-5,866	0	0	0
11	0,96	-5,884	0	0,46	0,11
12	0,96	-5,887	0	0,32	0,08
13	1	-2,389	0	14,42	2,93
14	0,99	-3,575	0	0	0
15	0,99	-3,624	0	0,2	0,05
16	0,98	-7,749	0	0	0
17	0,96	-7,977	0	0	0
18	0,95	-8,215	0	0	0
19	0,93	-8,443	0	0	0
20	0,92	-8,586	3	0	0
21	0,91	-8,732	9	0	0
22	0,9	-8,836	11	0	0
23	0,89	-8,942	13	0	0
24	0,89	-9,049	18	0	0
25	0,88	-9,118	18	0	0
26	0,94	-8,047	0	0,02	0,01
27	0,92	-8,461	3	0	0
28	0,91	-8,479	8	0	0
29	0,9	-8,497	14	0	0
30	0,89	-8,472	23	0,13	0,07
31	0,9	-8,636	14	0,1	0,05
32	0,87	-8,707	28	0,04	0,02
33	0,86	-8,701	30	0,08	0,04

Tabelle A.27: Zweigergebnisse Anwendung W2V

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung	Verlustleistung	
			[%]	P [MW]	Q [MVar]
1	2	1	46,8	0,07	1,58
2	13	1	38,02	0,04	1,04
3	2	3	24,6	0,04	0,06
4	3	4	31,83	0,05	0,04
5	4	5	16,75	0	0
6	5	6	13,06	0	0
7	6	7	7,24	0	0
8	7	8		außer Betrieb	
9	8	9	0,29	0	0
10	9	10	7,16	0	0
11	10	11	7,18	0	0
12	11	12	2,95	0	0
13	5	12		außer Betrieb	
14	9	4	12,34	0	0
15	9	15		außer Betrieb	
16	15	14	1,42	0	0
17	14	13	1,42	0	0
18	7	16	91,49	0	0,02
19	16	17	145,47	0,01	0,01
20	17	18	142,55	0,01	0,01
21	18	19	131,27	0,01	0,01
22	19	20	79,69	0	0
23	20	21	78,7	0	0
24	21	22	47,06	0	0
25	22	23	46,69	0	0
26	23	24	46,32	0	0
27	24	25	29,57	0	0
28	18	26	31,21	0	0
29	19	27	64,84	0	0
30	27	28	64,11	0	0

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung	
				P [MW]	Q [MVar]
31	28	29	63,38	0	0
32	29	30	71,13	0	0
33	21	31	73	0	0
34	24	32	56,8	0	0
35	25	33	83,81	0	0

Tabelle A.28: Knotenergebnisse Anwendung LLM und W2V kombiniert

Knoten	Min. Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
1	1	0	0	0	0
2	1	-2,45	0	14,42	2,93
3	0,98	-5,217	0	0	0
4	0,97	-5,634	0	0,27	0,07
5	0,97	-5,662	0	0,41	0,1
6	0,97	-5,681	0	0,7	0,18
7	0,97	-5,703	0	0,42	0,1
8	0,97	-5,687	0	0	0
9	0,97	-5,686	0	0,56	0,14
10	0,97	-5,693	0	0	0
11	0,97	-5,71	0	0,46	0,11
12	0,97	-5,713	0	0,32	0,08
13	1	-2,389	0	14,42	2,93
14	0,99	-2,411	0	0	0
15	0,99	-2,444	0	0,2	0,05
16	1	-6,789	0	0	0
17	0,99	-6,893	0	0	0
18	0,98	-6,999	0	0	0
19	0,97	-7,105	0	0	0
20	0,96	-7,192	0	0	0
21	0,96	-7,281	0	0	0
22	0,95	-7,329	0	0	0

Knoten	Min. Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
23	0,95	-7,378	0	0	0
24	0,95	-7,428	0	0	0
25	0,94	-7,442	0	0	0
26	0,98	-6,384	0	0,02	0,01
27	0,97	-6,907	0	0	0
28	0,96	-6,735	0	0	0
29	0,95	-6,746	0	0	0
30	0,94	-6,724	0	0,1	0,05
31	0,95	-7,193	0	0,09	0,05
32	0,93	-7,127	0	0,04	0,02
33	0,93	-6,797	0	0,06	0,03

Tabelle A.29: Zweigergebnisse Anwendung LLM und W2V kombiniert

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung P [MW]	Q [MVar]
1	2	1	46,65	0,07	1,57
2	13	1	38,02	0,04	1,04
3	2	3	24,03	0,03	0,06
4	3	4	31,12	0,05	0,04
5	4	5	16,03	0	0
6	5	6	12,19	0	0
7	6	7	5,76	0	0
8	7	8		außer Betrieb	
9	8	9	0,29	0	0
10	9	10	7,16	0	0
11	10	11	7,18	0	0
12	11	12	2,95	0	0
13	5	12		außer Betrieb	
14	9	4	12,34	0	0
15	9	15		außer Betrieb	
16	15	14	1,42	0	0

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung	
				P [MW]	Q [MVar]
17	14	13	1,42	0	0
18	7	16	43,26	0	0,01
19	16	17	69,99	0	0
20	17	18	69,33	0	0
21	18	19	68,2	0	0
22	19	20	56,5	0	0
23	20	21	56,06	0	0
24	21	22	32,25	0	0
25	22	23	32,11	0	0
26	23	24	31,96	0	0
27	24	25	23,89	0	0
28	18	26	30,44	0	0
29	19	27	51,12	0	0
30	27	28	50,7	0	0
31	28	29	50,27	0	0
32	29	30	56,6	0	0
33	21	31	69,27	0	0
34	24	32	56,64	0	0
35	25	33	67,82	0	0

Szenario 2

Tabelle A.30: Knotenergebnisse Ungesteuertes Laden

Knoten	Min. Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
1	1	0	0	0	0
2	1	-6,909	0	20,82	6,1
3	0,96	-9,162	0	0	0
4	0,91	-10,546	18	1,17	0,51
5	0,91	-10,596	23	1,15	0,47
6	0,91	-10,628	31	1,51	0,57
7	0,91	-10,655	43	0,42	0,1

Knoten	Min. Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
8	0,91	-10,655	43	0	0
9	0,91	-10,654	43	1,33	0,51
10	0,91	-10,67	47	0	0
11	0,91	-10,708	56	1,2	0,49
12	0,91	-10,716	59	1,07	0,45
13	1	-4,53	0	20,58	5,94
14	0,99	-4,732	0	0	0
15	0,99	-4,78	0	0,2	0,05
16	0,92	-12,584	0	0	0
17	0,9	-12,863	28	0	0
18	0,88	-13,155	65	0	0
19	0,86	-13,44	88	0	0
20	0,85	-13,627	99	0	0
21	0,83	-13,82	108	0	0
22	0,83	-13,921	112	0	0
23	0,82	-14,024	119	0	0
24	0,82	-14,128	124	0	0
25	0,81	-14,186	124	0	0
26	0,87	-12,961	74	0,02	0,01
27	0,85	-13,46	99	0	0
28	0,84	-13,482	108	0	0
29	0,83	-13,504	120	0	0
30	0,81	-13,475	125	0,14	0,07
31	0,82	-13,643	119	0,1	0,05
32	0,8	-13,723	133	0,04	0,02
33	0,79	-13,701	138	0,08	0,04

Tabelle A.31: Zweigergebnisse Ungesteuertes Laden

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung	Verlustleistung	
			[%]	P [MW]	Q [MVar]
1	2	1	81,74	0,2	4,81
2	13	1	56,12	0,09	2,27
3	2	3	62,55	0,23	0,41
4	3	4	78,71	0,32	0,25
5	4	5	32,16	0,01	0,01
6	5	6	21,51	0	0
7	6	7	7,77	0	0
8	7	8		außer Betrieb	
9	8	9	0,29	0	0
10	9	10	22,03	0	0
11	10	11	22,03	0	0
12	11	12	10,51	0	0
13	5	12		außer Betrieb	
14	9	4	33,41	0,02	0,01
15	9	15		außer Betrieb	
16	15	14	1,42	0	0
17	14	13	1,42	0	0
18	7	16	91,39	0,01	0,03
19	16	17	144,43	0,01	0,01
20	17	18	141,04	0,01	0,01
21	18	19	128,73	0,01	0,01
22	19	20	79,89	0	0
23	20	21	78,75	0	0
24	21	22	47,12	0	0
25	22	23	46,71	0	0
26	23	24	46,29	0	0
27	24	25	30,45	0	0
28	18	26	31,31	0	0
29	19	27	73,81	0	0
30	27	28	72,69	0	0

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung	
				P [MW]	Q [MVar]
31	28	29	71,58	0	0
32	29	30	80	0	0
33	21	31	74,07	0	0
34	24	32	56,48	0	0
35	25	33	86,23	0	0

Tabelle A.32: Knotenergebnisse Anwendung LLM

Knoten	Min. Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
1	1	0	0	0	0
2	1	-3,558	0	14,42	2,93
3	0,98	-4,17	0	0	0
4	0,95	-4,548	0	0,83	0,39
5	0,95	-4,57	0	0,77	0,36
6	0,95	-4,582	0	0,81	0,33
7	0,95	-4,591	0	0,42	0,1
8	0,95	-4,599	0	0	0
9	0,95	-4,597	0	0,77	0,34
10	0,95	-4,605	0	0	0
11	0,95	-4,622	0	0,78	0,36
12	0,95	-4,627	0	0,7	0,33
13	1	-2,584	0	14,42	2,93
14	0,99	-3,532	0	0	0
15	0,99	-3,58	0	0,2	0,05
16	0,98	-5,751	0	0	0
17	0,97	-5,883	0	0	0
18	0,96	-6,017	0	0	0
19	0,96	-6,151	0	0	0
20	0,95	-6,236	0	0	0
21	0,94	-6,321	0	0	0
22	0,94	-5,836	0	0	0

Knoten	Min. Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
23	0,94	-5,908	0	0	0
24	0,93	-5,98	0	0	0
25	0,93	-6,019	0	0	0
26	0,96	-5,899	0	0,02	0,01
27	0,95	-6,174	0	0	0
28	0,94	-6,197	0	0	0
29	0,93	-5,951	0	0	0
30	0,92	-5,947	0	0,11	0,05
31	0,94	-6,239	0	0,06	0,03
32	0,92	-5,703	0	0,04	0,02
33	0,92	-5,809	0	0,06	0,03

Tabelle A.33: Zweigergebnisse Anwendung LLM

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung	
				P [MW]	Q [MVar]
1	2	1	46,37	0,08	1,8
2	13	1	38,02	0,06	1,55
3	2	3	33,28	0,04	1,04
4	3	4	42,71	0,07	0,12
5	4	5	17,75	0,09	0,07
6	5	6	11,31	0	0
7	6	7	4,88	0	0
8	7	8		außer Betrieb	
9	8	9	0,29	0	0
10	9	10	7,16	0	0
11	10	11	7,18	0	0
12	11	12	2,95	0	0
13	5	12		außer Betrieb	
14	9	4	19,42	0,01	0,01
15	9	15		außer Betrieb	
16	15	14	1,42	0	0

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung	
				P [MW]	Q [MVar]
17	14	13	1,42	0	0
18	7	16	43,29	0	0,01
19	16	17	70,05	0	0
20	17	18	69,36	0	0
21	18	19	68,31	0	0
22	19	20	49,61	0	0
23	20	21	49,24	0	0
24	21	22	39,45	0	0
25	22	23	39,22	0	0
26	23	24	38,98	0	0
27	24	25	24,08	0	0
28	18	26	27,43	0	0
29	19	27	53,2	0	0
30	27	28	52,73	0	0
31	28	29	52,25	0	0
32	29	30	58,78	0	0
33	21	31	48,59	0	0
34	24	32	51,81	0	0
35	25	33	68,36	0	0

Tabelle A.34: Knotenergebnisse Anwendung W2V

Knoten	Min. Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
1	1	0	0	0	0
2	1	-1,681	0	19,18	5,72
3	0,96	-9,004	0	0	0
4	0,92	-9,755	1	1,07	0,46
5	0,92	-9,801	1	1,15	0,47
6	0,92	-9,828	1	1,32	0,49
7	0,92	-9,852	2	0,42	0,1
8	0,91	-9,856	3	0	0

Knoten	Min. Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
9	0,91	-9,855	3	1,25	0,48
10	0,91	-9,869	3	0	0
11	0,91	-9,905	4	1,13	0,45
12	0,91	-9,911	5	0,99	0,41
13	1	-2,384	0	19,18	5,62
14	0,99	-4,635	0	0	0
15	0,99	-4,681	0	0,2	0,05
16	0,94	-11,865	0	0	0
17	0,92	-12,096	1	0	0
18	0,9	-12,337	8	0	0
19	0,88	-12,567	21	0	0
20	0,87	-12,712	30	0	0
21	0,86	-12,86	43	0	0
22	0,85	-12,96	51	0	0
23	0,85	-13,062	56	0	0
24	0,84	-13,166	62	0	0
25	0,84	-13,242	62	0	0
26	0,89	-12,152	16	0,02	0,01
27	0,87	-12,583	30	0	0
28	0,86	-12,6	42	0	0
29	0,85	-12,617	56	0	0
30	0,84	-12,589	61	0,13	0,07
31	0,85	-12,753	55	0,1	0,05
32	0,83	-12,909	68	0,04	0,02
33	0,82	-12,781	72	0,08	0,04

Tabelle A.35: Zweigergebnisse Anwendung W2V

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung	Verlustleistung	
			[%]	P [MW]	Q [MVar]
1	2	1	75,24	0,17	4,07
2	13	1	52,21	0,08	1,96
3	2	3	57,85	0,2	0,35
4	3	4	73,03	0,27	0,22
5	4	5	29,58	0,01	0,01
6	5	6	19,37	0	0
7	6	7	7,08	0	0
8	7	8		außer Betrieb	
9	8	9	0,29	0	0
10	9	10	19,66	0	0
11	10	11	19,66	0	0
12	11	12	9,64	0	0
13	5	12		außer Betrieb	
14	9	4	30,99	0,02	0,01
15	9	15		außer Betrieb	
16	15	14	1,42	0	0
17	14	13	1,42	0	0
18	7	16	78,01	0	0,02
19	16	17	124,09	0,01	0
20	17	18	121,65	0,01	0
21	18	19	110,29	0	0
22	19	20	77,54	0	0
23	20	21	76,53	0	0
24	21	22	46,76	0	0
25	22	23	46,37	0	0
26	23	24	45,99	0	0
27	24	25	30,26	0	0
28	18	26	31,29	0	0
29	19	27	64,4	0	0
30	27	28	63,59	0	0

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung	
				P [MW]	Q [MVar]
31	28	29	62,79	0	0
32	29	30	70,37	0	0
33	21	31	73,48	0	0
34	24	32	56,16	0	0
35	25	33	85,73	0	0

Tabelle A.36: Knotenergebnisse Anwendung LLM und W2V kombiniert

Knoten	Min. Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
1	1	0	0	0	0
2	1	-4,836	0	15,1	3,3
3	0,97	-6,034	0	0	0
4	0,94	-6,55	0	0,79	0,35
5	0,94	-6,58	0	0,82	0,35
6	0,94	-6,598	0	0,98	0,39
7	0,94	-6,614	0	0,42	0,1
8	0,94	-6,621	0	0	0
9	0,94	-6,62	0	0,9	0,37
10	0,94	-6,63	0	0	0
11	0,94	-6,656	0	0,85	0,35
12	0,94	-6,661	0	0,79	0,35
13	1	-2,384	0	18,54	4,93
14	0,99	-4,631	0	0	0
15	0,99	-4,677	0	0,2	0,05
16	0,98	-7,623	0	0	0
17	0,97	-7,726	0	0	0
18	0,96	-7,909	0	0	0
19	0,95	-8,032	0	0	0
20	0,94	-8,11	0	0	0
21	0,94	-8,189	0	0	0
22	0,93	-8,214	0	0	0

Knoten	Min. Spannung		Anzahl Zeitschritte mit $ u < 0,92$ p.u.	max. Leistung	
	$ u $ [p.u.]	$\angle u$ [°]		P [MW]	Q [MVar]
23	0,93	-8,238	0	0	0
24	0,93	-8,262	0	0	0
25	0,93	-8,301	0	0	0
26	0,95	-7,681	0	0,02	0,01
27	0,94	-8,039	0	0	0
28	0,94	-8,046	0	0	0
29	0,93	-7,993	0	0	0
30	0,92	-7,974	0	0,12	0,06
31	0,93	-8,088	0	0,08	0,04
32	0,92	-6,392	0	0,04	0,02
33	0,91	-8,061	2	0,06	0,03

Tabelle A.37: Zweigergebnisse Anwendung LLM und W2V kombiniert

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung	
				P [MW]	Q [MVar]
1	2	1	50,01	0,08	1,8
2	13	1	50	0,07	1,8
3	2	3	39,11	0,09	0,16
4	3	4	50,02	0,12	0,1
5	4	5	20,55	0	0
6	5	6	14,06	0	0
7	6	7	5,44	0	0
8	7	8		außer Betrieb	
9	8	9	0,29	0	0
10	9	10	15,77	0	0
11	10	11	15,79	0	0
12	11	12	7,82	0	0
13	5	12		außer Betrieb	
14	9	4	23,58	0,01	0,01
15	9	15		außer Betrieb	
16	15	14	1,42	0	0

Zweig #	von #	nach #	Max. Belastung [%]	Verlustleistung	
				P [MW]	Q [MVar]
17	14	13	1,42	0	0
18	7	16	43,29	0	0,01
19	16	17	70	0	0
20	17	18	69,32	0	0
21	18	19	67,7	0	0
22	19	20	51,76	0	0
23	20	21	51,36	0	0
24	21	22	30,13	0	0
25	22	23	29,99	0	0
26	23	24	29,86	0	0
27	24	25	22,06	0	0
28	18	26	30,5	0	0
29	19	27	58,24	0	0
30	27	28	57,67	0	0
31	28	29	57,1	0	0
32	29	30	64,19	0	0
33	21	31	57,66	0	0
34	24	32	55,65	0	0
35	25	33	62,64	0	0

Thesen

1. Steigende Rohöl- und Gaspreise sind Indiz sich verknappender fossiler Ressourcen. Die Zunahme der weltweiten Anzahl Kraftfahrzeuge wird den Bedarf nach Benzin- und Dieselmotorkraftstoffen weiter erhöhen.
2. Elektrofahrzeuge (EVs) bilden eine technologische Alternative die vorwiegende Abhängigkeit der Individualmobilität von Erdöl zu mindern.
3. Elektrischer Strom, der vorwiegend aus fossilen Brennstoffen wie Kohle erzeugt wird, führt nicht zur Reduktion verkehrsbedingter CO₂-Emissionen bei Einsatz von EVs. Es erfolgt eine Substituierung von Erdöl durch andere fossile Brennstoffe.
4. Der Ausbau regenerativer Energien hat in Deutschland Priorität und bietet damit das Potential EVs zukünftig umweltfreundlich zu laden.
5. Grünes Markenimage und Messbarkeit von Nachhaltigkeit sind für Hersteller von Kraftfahrzeugen Wettbewerbsmerkmale geworden.
6. EVs werden auf Basis Intelligenter Ladesteuerung mit Smart Charge Techniken ihren Ladevorgang unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zielfunktionen und Restriktionen optimieren bzw. anpassen können.
7. Wind-2-Vehicle (W2V) stellt Zielfunktionen bereit, mit denen EVs ihre Ladevorgänge so optimieren können, dass über die verfügbare Zeit maximaler Anteil Windeinspeisung an der Ladung erzielt werden kann.
8. W2V transformiert die Last von EVs in eine der Windeinspeisung folgenden Last und ist eine Ausprägung *grünen Ladens*.
9. W2V orientiertes Laden führt zu einer erhöhten Gleichzeitigkeit der Flottenlast durch Synchronisation der Ladungen.
10. Lokales Lastmanagement (LLM) ist als ein Verfahren vorgestellt worden, das auf Basis prognostizierter Lastentwicklung mittels Leistungsflussberechnung die Entwicklung der Verteilnetzbelastung berechnet. Mit LLM wird geschätzt, wie hoch die zulässige elektrische Ladeleistung eines EVs über den Prognosehorizont ist.
11. Die Auswirkungen von W2V und LLM sind anhand eines europäischen Referenzverteilnetzes der Mittel- und Niederspannungsebene analysiert worden.
12. In den simulierten Szenarien konnte gezeigt werden, dass durch Anwendung von LLM Grenzwertverletzungen vermieden werden.
13. Die erzielbare energetische Bereitstellungsquote Wind (*grünes Laden*) wird durch Anwendung von LLM objektiv gering reduziert.
14. Die gesteuerte/ungesteuerte Ladung von EVs ist eher ein Leistungs- denn ein Energieproblem.