

Mögliche Auswirkungen eines großflächigen Markteintrittes von Electric Vehicles auf das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Vorgelegt von
Gernot Macsemniuc, BSc.

Betreuer
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Co-Betreuer
Dipl.-Ing. Stefan Höglinger (APG)

Institutsleiter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / April – 2012



**In wichtigen Angelegenheiten muss man sich weniger bemühen,
die Gelegenheit herbeizuführen,
als eine dargebotene zu benutzen.**

François de La Rochefoucauld (1613 - 1680)

Danksagung

An vorderster Stelle meiner Masterarbeit möchte ich jenen Personen danken, ohne die es mir nicht möglich gewesen wäre, diese hier vorliegende Arbeit zu verfassen.

Großer Dank gebührt Herrn Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz. Herr Prof. Renner hat meine Arbeit betreut, ist mir jederzeit sowohl inhaltlich als auch organisatorisch helfend zur Seite gestanden und hat durch Einbringung seiner Erfahrung zur Steigerung der Qualität dieser Arbeit beigetragen. Durch das enorme fachspezifische Wissen von Herrn Prof. Renner konnten Fragen und Probleme stets rasch geklärt werden.

Des Weiteren möchte ich Herrn Dipl.-Ing. Stefan Höglinger von der Austrian Power Grid AG (APG) für die Unterstützung im Rahmen dieser Arbeit recht herzlich danken. Herr Höglinger hat mich nicht nur bei der Auswahl der Literatur unterstützt, sondern hat durch das Einbringen seiner Anregungen zur Verbesserung der inhaltlichen Strukturen dieser Arbeit beigetragen.

Ebenso möchte ich all meinen Studienkollegen und Freunden danken, welche mir jederzeit bei fachliche Fragen und organisatorische Belangen zur Seite gestanden sind. Während der Studienzeit in Graz hatte ich die Möglichkeit viele bemerkenswerte Leute kennen zu lernen, woraus auch einige sehr gute Freundschaften entstanden. Diese Kontakte gilt es nach dem Studium aufrecht zu erhalten und zu pflegen. Ein wichtiger Rückhalt waren auch stets meine Freunde in Kärnten, die abseits des Studiums für Unterhaltung sorgten.

Nicht zuletzt möchte ich hier meinen Eltern Charlotte und Anton Macsemniuc, sowie meinen Großeltern Stefanie und Eduard Kampl und Anton Macsemniuc sen. für ihre Geduld und Unterstützung danken. Ohne den Beistand meiner Familie wäre es mir gar nicht erst möglich gewesen, das Studium der Elektrotechnik an der Technischen Universität in Graz zu beginnen, noch, dieses in dieser kurzen Zeit abzuschließen. Durch die Beratung und Unterstützung war meine Familie stets ein stärkender Rückhalt in dieser teilweise doch sehr arbeitsintensiven Zeit.

Vielen Dank!

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 20. April 2012

.....

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, April 20th, 2012

.....

Kurzfassung

Die Einführung von elektrisch betriebenen Personenkraftwagen (electric vehicles, EVs) ist mit besonderen Herausforderungen in unterschiedlichsten Bereichen verbunden. Diese Technologie eröffnet jedoch ebenso viele Chancen für Unternehmen der Elektrizitätsbranche. Ziel dieser Arbeit ist es, basierend auf vorher festgelegten Rahmenbedingungen, die Auswirkungen eines großflächigen Markteintrittes von EVs auf das österreichische Übertragungsnetz zu untersuchen.

Basierend auf vorhandener Literatur werden mögliche Szenarien für Österreich untersucht, welche als Grundlage für das weitere Vorgehen herangezogen werden. Die dazu benötigten Parameter wie regionale Bevölkerungszahlen, Motorisierungsgrad, gefahrene Wegstrecken von Personen, Wahl des Verkehrsmittels und spezifischer Verbrauch inkl. Verluste von EVs werden den einschlägigen Studien entnommen. Durch Kombination von Ladestrategien, Ladeprofilen und spezifischem Energieverbrauch von EVs wird die zusätzlich benötigte Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt ermittelt. Durch Zuordnung der einzelnen Regionen zu entsprechenden Umspannwerken werden Zusatzbelastungen ermittelt. Mit Hilfe von Lastflussrechnungen im österreichischen Übertragungsnetz werden mögliche Auswirkungen auf die Umspannwerke bzw. Änderungen von Leitungsauslastungen berechnet.

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen zeigen, dass auch bei verstärkter Marktdurchdringung von elektrisch betriebenen Fahrzeugen in Österreich keine problematischen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz zu erwarten sind. Die auftretenden Zusatzlasten sind in Relation zur thermischen Grenzscheinleistung der jeweiligen Betriebsmittel gering.

Schlüsselwörter:

electric vehicles, Elektrofahrzeug, Übertragungsnetz, Motorisierungsgrad, zusätzliche Netzbelastung, Lastfluss, Ladeprofile, EV-Marktdurchdringung

Abstract

The product launch of electric vehicles (EVs) is associated with specific challenges in different areas. However, this technology opens up a lot of opportunities for companies in the electricity industry. Based on previously defined parameters, the aim of this thesis is to analyze the effects of an extensive market entry of EVs on the Austrian transmission system.

Based on existing literature possible scenarios for Austria will be developed which should serve as a fundament within this thesis. The required parameters as regional population, level of motorization, mean daily travelling distance, choice of means of transport and specific consumption including charging losses of EVs will be derived from relevant reports. Based on charging-strategies, charging-profiles and specific energy consumption of EVs the additional electrical power for specific hours of the day can be calculated. By allocation of individual regions to corresponding substations of the transmission system, individual additional loads can be calculated. Utilizing load-flow-calculations, assuming different generation scenarios, the possible impacts on the lines of the Austrian transmission system will be determined.

The outcome of the calculations show, that also by increased market penetration of EVs in Austria no significant effects on the transmission system are expected. All resulting additional loadings of lines and transformers are low compared to their thermal capacity.

Keywords:

electric vehicles, transmission system, level of motorization, additional system loading, load flow, charging profile, electric vehicle market penetration

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	9
1 Einleitung	11
2 Eingangsparameter und Rahmenbedingungen	14
2.1 Einleitung	14
2.2 Berechnung der EV-Erwartungen für Österreich	15
2.2.1 Einteilung des Bundesgebietes in Regionen	15
2.2.2 Theoretisch mögliche PKW-Anzahl in Österreich	20
2.2.3 Theoretische Anzahl von EVs	22
2.3 Berechnung der Knotenbelastung.....	28
2.3.1 Gefahrene Weglängen.....	28
2.3.2 Spezifischer Energieverbrauch von EVs.....	34
2.3.3 Ladungsverluste.....	35
2.3.4 Ladestrategien	39
2.3.5 Annahme von Ladekurven	42
2.3.6 Zuordnung NUTS-III – Regionen zu Netzknoten	46
2.3.7 Berechnung der stündlichen Knotenleistungen	49
3 Lastflussrechnung	52
3.1 Einleitung	52
3.2 Netzmodell in NEPLAN	53
3.3 Netzberechnung.....	56
3.3.1 Berechnete Knotenbelastungen.....	57
3.3.2 Szenario Pumpspeicher.....	58
3.3.3 Szenario Wind.....	59
3.3.4 Szenario verteilte Einspeisung.....	60
4 Ergebnisse	61
4.1 Ergebnisse Szenario Pumpspeicher	62
4.1.1 Szenario Pumpspeicher ohne Berücksichtigung der Heizung	62

4.1.2	Szenario Pumpspeicher mit Berücksichtigung der Heizung	65
4.2	Ergebnisse Szenario Wind.....	68
4.2.1	Szenario Wind ohne Berücksichtigung der Heizung.....	68
4.2.2	Szenario Wind mit Berücksichtigung der Heizung.....	70
4.3	Ergebnisse Szenario verteilte Einspeisung.....	71
5	Diskussion	73
6	Zusammenfassung und Schlussfolgerung.....	76
	Literaturverzeichnis	78
	Abbildungsverzeichnis	82
	Tabellenverzeichnis	83

Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current (Wechselstrom)	EU	Europäische Union
APG	Austrian Power Grid AG	E_{UWd}	täglicher elektrischer Energiebedarf je UW in MWh
BAU	business as usual	EV	Electric Vehicle
BEV	Battery Electric Vehicle	Fzg(e)	Fahrzeug(e)
BM	Betriebsmittel	G	Giga
BV	Gesamtbevölkerung in Österreich	g_g	stündlicher Gewichtungsfaktor gemäß gesteuertem Ladeprofil in 1/h
BV_R	Bevölkerung in Österreich in der jeweiligen Region	g_h	stündlicher Gewichtungsfaktor gemäß gemischtem Ladeprofil in 1/h
C_K	spezifischer Verbrauch des EV je Kategorie in kWh/km	g_u	stündlicher Gewichtungsfaktor gemäß ungesteuertem Ladeprofil in 1/h
C_{Kh}	spezifischer Verbrauch des EV je Kategorie in kWh/km bei Berücksichtigung der Beheizung	I_{therm}	thermischer Grenzstrom in kA
ΔP	Zusatzbelastung in MW	k	Kilo
ΔP_{max}	maximale Zusatzbelastung in MW	k_{UW}	Anteil am entsprechenden Umspannwerk in p.u.
d	Tag (day)	km	Kilometer
DC	direct current (Gleichstrom)	\bar{L}_{Pd}	durchschnittliche tägliche Wegstrecke von Personen in km
E_a	jährlicher elektrischer Energiebedarf für Österreich in GWh	\bar{L}_{PKWd}	durchschnittliche tägliche Wegstrecke von PKW in km
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	M	Mega
E_{Rd}	täglicher elektrischer Energiebedarf je Region in MWh	MIV	mobiler Individualverkehr
E_{Rhd}	täglicher elektrischer Energiebedarf je Region bei Berücksichtigung der Beheizung in MWh	m_{MIV}	Anteil MIV-Lenker an den mobilen Personen in p.u.

m_{mobil}	Anteil mobiler Personen an der Gesamtbevölkerung in p.u.	p_M	Faktor für die Unsicherheit der Marktdurchdringung in p.u.
N_{EV}	Gesamtanzahl EVs	p_U	Unsicherheit der Zusatzbelastung in p.u.
$n_{\text{EV Erw in \%}}$	erwarteter Prozentsatz EVs je Kategorie	p.u.	per unit
N_{EVK}	Anzahl EVs je Kategorie	P_{UWh}	stündliche elektrische Leistung je Umspannwerk in MW
n_{mot}	durchschnittlicher Motorisierungsgrad (PKW je 1000 Einwohner) in Österreich	p_W	Faktor für die Unsicherheit der zurückgelegten Wege in p.u.
n_{motR}	Motorisierungsgrad der jeweiligen Region (Fahrzeuge je 1000 Einwohner)	SET-Plan	The European Strategic Energy Technology Plan
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität	SOC	State of Charge
N_{PKWth}	theoretische PKW-Anzahl in Österreich	S_{therm}	thermisch Grenzscheinleistung in MVA
NUTS	franz: Nomenclature des unités territoriales statistiques („Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik“)	T	Tera
P	elektrische Leistung in W	TCO	Total cost of ownership
PHEV	Plug-In Electric Vehicle	U_N	Nennspannung in kV
PHEVxx	PHEV mit bestimmter elektrischer Reichweite	UW	Umspannwerk
PKW	Personenkraftwagen	UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
p_{LP}	Faktor für die Unsicherheit der Ladeprofile in p.u.	V	Verluste in p.u.
		VKM	Verbrennungskraftmaschine
		W	elektrische Energie in Wh
		Wh	Wattstunden
		W_{EVR}	täglich zurückgelegte Wegstrecke der EVs in der jeweiligen Region in km

1 Einleitung

Die Elektrizitätsbranche befindet sich im Wandel, nicht nur im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie, auch der Verkehrssektor steht vor einem gravierenden Umbruch. Dabei fällt der Fokus immer stärker auf den elektrisch betriebenen Personenkraftwagen (EV-PKW).

Basierend auf den Programmen der Europäischen Union (EU) zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, der Steigerung der Energieeffizienz sowie der Erhöhung des Einsatzes von erneuerbaren Energieträgern (20-20-20 Ziele, SET-Plan, usw.) wird Elektromobilität als einer der Schlüsselbereiche zur Erreichung der hochgesteckten Ziele angesehen. Elektromobilität verspricht eine Vielzahl an Möglichkeiten für unterschiedlichste Geschäftsbereiche. Ersparnis für den Fahrzeughalter, zusätzliche Einnahmen für den Stromlieferanten, neue Geschäftsbereiche für die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber vor allem aber auch ein wesentlicher Faktor zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, sind nur ein Abriss der vielseitigen Potentiale.

Dass der Einsatz von EVs tatsächlich zum Umweltschutz beiträgt hängt stark davon ab, wie die elektrische Energie, die zum Laden der Fahrzeuge benötigt wird, aus anderen Energieträgern umgewandelt wird. Nur wenn die zum Laden der Fahrzeuge benötigte elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern stammt, kann man tatsächlich von „Grüner Mobilität“ sprechen und eine Reduktion von Treibhausgasemissionen erreichen.

Vermehrte Erzeugung aus erneuerbaren Energien führt jedoch unweigerlich dazu, dass die Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze steigen. Einspeisungen aus Windkraftwerken oder Photovoltaikanlagen sind in hohem Grade volatil und nur schwer prognostizierbar. Da die Orte der Erzeugung üblicherweise nicht jene Orte sind, an denen auch die Verbrauchszentren liegen. Stabile und leistungsfähige Energienetze sind somit für eine vermehrte Nutzung der Elektromobilität unvermeidlich. Jedoch sind nicht nur die überregionalen Netze zu betrachten sondern auch nationale Übertragungs- und Verteilnetze. Abhängig von der zu erwartenden Durchdringung des Marktes mit EVs ist eine mehr oder weniger dichte Ladeinfrastruktur bereitzustellen. Diese wird einerseits im privaten Umfeld der Nutzer angesiedelt sein müssen, zusätzliche dazu sind aber auch Ladestationen an Parkplätzen, öffentlichen Einrichtungen, Einkaufszentren, konventionellen Tankstellen oder Firmengeländen vorzusehen. Dies stellt Anforderungen an die regionalen Netzbetreiber, die die Infrastruktur zur Verfügung stellen müssen, aber auch einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten haben.

In dieser Arbeit sollen in erster Linie realistische Szenarien für den österreichischen EV-Markt gefunden werden. Aus diesen Szenarien wird eine Marktdurchdringung für den österreichischen EV-Markt abgeleitet. In Kombination mit gefahrenen Weglängen von Personen und dem spezifischen Verbrauch von EVs lässt sich der Energiebedarf

auf Grund der Einführung von EVs ermitteln. Dabei ist zu beachten, dass beim Speichern von Energie in Akkumulatoren auch Verluste anfallen, deren Berücksichtigung für eine realistische Energiebedarfsabschätzung unvermeidlich ist. Dabei sind nicht nur die direkten Verluste des Akkumulators zu beachten, sondern auch Netzverluste und Wirkungsgrade der Ladeinheit. Des Weiteren wird bei der Berechnung des Energiebedarfes berücksichtigt, dass auch bei EVs bei tiefen Außentemperaturen der Fahrzeuginnenraum auf konstanter Temperatur gehalten wird, was zu einem höheren spezifischen Verbrauch der Fahrzeuge führt. Der auf diese Weise ermittelte Gesamtenergiebedarf wird durch Verknüpfung von Ladestrategien und Leistungsprofilen in Form von Ladekurven auf einen Leistungsbedarf umgerechnet. Um Ladeprofile erstellen zu können, wird eine Untersuchung der diversen Lademodalitäten durchgeführt. Zusätzlich dazu sind verschiedene Ladestrategien wie Schnellladen oder gesteuertes Laden der Akkumulatoren zu berücksichtigen. Mit diesen Daten wird eine Abschätzung des Energiebedarfes zum Laden der Fahrzeuge durchgeführt. Durch Umrechnung des Energiebedarfes auf Leistungsbedarfe mit Hilfe von normierten Gewichtungsfaktoren lassen sich dadurch die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz der APG abschätzen, sowie zusätzliche Kontenlasten ermitteln. Die Ergebnisse werden den zukünftigen Netzdaten überlagert, was eine Aussage über verstärkte Belastungen der Betriebsmittel ermöglicht.

Dass der Aufbau der benötigten Infrastruktur mit hohen Kosten verbunden ist, kann nicht zurückgewiesen werden. Ob sich diese Investitionen alleine durch den Verkauf elektrischer Energie an die Kunden amortisieren, ist fraglich. Diese Frage wird im Rahmen dieser Arbeit nicht beleuchtet.

Derzeit vorhandene Untersuchungen zu möglichen Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur kommen zu sehr verschiedenen Ergebnissen. Es werden in vorliegenden Studien hauptsächlich die unteren Netzebenen (Ebene 7 bis Ebene 3) beleuchtet. Daher beschäftigt sich diese Arbeit speziell mit den möglichen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz der APG in Österreich (Netzebene 2 und 1) – basierend auf vorher festgelegten Rahmenbedingungen und Erwartungen für den österreichischen EV-Markt.

Ziel dieser Arbeit ist es, die möglichen Auswirkungen auf die Netzknoten (Umspannwerke) der APG zu untersuchen und mögliche Engpässe im Leitungsnetz durch Verschiebungen von Lastflüssen aufzuzeigen. Es handelt sich hierbei um eine Lastprofilbetrachtung, aus der Worst-Case-Szenarien abgeleitet werden können, welche die zu erwartenden zusätzlichen Lasten ermitteln, die durch eine verstärkte Einführung von EVs in Österreich auftreten können. Die Einspeisesituation in den kommenden Jahren wird dabei nicht gesondert betrachtet, da es sich um eine reine Deltabetrachtung handelt. Es werden Auswirkungen alleine auf Grund der Einführung von EVs untersucht. Die Einspeisesituation in den kommenden Jahren ist für die Berechnungen in dieser Arbeit durch den ENTSO-E-Netzdatensatz, der seitens der APG zur Verfügung gestellt wurde, festgelegt. Die Ergebnisse werden zur weiteren

Verwendung an die APG übergeben, wo die Daten, die nur aus der Einführung der eMobility abgeleitet wurden, mit anderen Netzdaten wie zusätzlicher Einspeisung, regionaler Entwicklung oder Aufbau von Industriestandorten beliebig überlagert werden können, um die Netzsituation in der Zukunft zu untersuchen. Die internen Netzberechnungen und Prognosemodelle der APG sollen mit den Ergebnissen dieser Arbeit erweitert werden.

2 Eingangsparemeter und Rahmenbedingungen

2.1 Einleitung

Um eine realistische Abschätzung des zukünftigen elektrischen Energiebedarfes von EVs anstellen zu können, wurde eine ausführliche Studie vorliegender Literatur durchgeführt. Es sei eingangs jedoch erwähnt, dass derzeitige Studien hauptsächlich die unteren Netzebenen (Ebene 7 – Ebene 3) nicht aber das Höchstspannungsnetz (Ebene 2 und Ebene 1) betrachten. Jedoch kann an Hand derzeit verfügbarer Arbeiten eine Durchdringung des österreichischen Fahrzeugmarktes mit EVs abgeleitet werden.

Als Grundlage für die Berechnung der Erwartungen der elektrisch betriebenen Fahrzeuge in Österreich wird die zukünftige Bevölkerung herangezogen. In Kombination mit dem Motorisierungsgrad lässt sich die Zahl der theoretisch in Österreich zu erwartenden PKW ermitteln. Mit Erwartungen für die Marktdurchdringung lässt sich die Anzahl der EVs berechnen. Es ist jedoch in weiterer Folge nötig, den elektrischen Energiebedarf auf Grund der Einführung von EVs einem Netzknoten zuzuordnen. Daher wird in dieser Arbeit mit den sogenannten NUTS-III – Regionen¹ gearbeitet. Somit erfolgt eine Gliederung Österreichs in 35 Regionen. Die Fahrzeugenerwartungen werden auf diese Regionen heruntergebrochen. Um eine detailliertere Einschätzung zu erhalten, erfolgt eine Einteilung der 35 NUTS-III – Regionen in die Kategorie Stadt, Umland um eine Stadt (in weiterer Folge Umland) und ländlicher Bereich. Dieser Schritt ist nötig, da von unterschiedlich langen täglichen Wegen in diesen Kategorien ausgegangen wird. Dies lässt sich einerseits wegen des Angebotes von öffentlichen Verkehrsmitteln und andererseits angesichts größerer Entfernungen zu einem Ballungszentrum erklären. Somit erhält man zwei weitere Parameter, welche in die Berechnung einfließen. Es lassen sich somit die Anzahl der EVs je Region/Kategorie sowie die Kilometerleistung je Region/Kategorie ermitteln. Durch Multiplikation der Anzahl der erwarteten EVs mit den durchschnittlichen Kilometerleistungen je Kategorie werden die durchschnittlichen Kilometer (km) je Region/Kategorie und EV bestimmt.

Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb weisen ungleichen Verbrauch im Stadtverkehr oder im Überlandbetrieb auf. Wegen dieser Tatsache ist es nötig, den jeweiligen spezifischen Verbrauch mit den entsprechenden Kilometerleistungen zu kombinieren. Zusätzlich sind Netz- und Ladeverluste zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird auch die Beheizung des Fahrzeuginnenraumes berücksichtigt. Somit kann eine Energiebedarfsabschätzung je Region/Kategorie durchgeführt werden.

¹ Die "NUTS-Systematik (Nomenclature of Statistical Territorial Units - NUTS) ist ein hierarchisches System zur Untergliederung des EU-Wirtschaftsraums für verschiedene Zwecke. Siehe dazu: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/nuts_nomenclature/introduction

Ziel der Arbeit sollte jedoch nicht der elektrische Energiebedarf je Region/Kategorie, sondern die tatsächlich nachgefragte elektrische Leistung je Zeitpunkt in einem Umspannwerk sein. Dafür wird eine Zuordnung der NUTS-III – Regionen zu einem UW vollzogen. Mit Hilfe dieser Zuweisung kann der Energiebedarf je Region auf das jeweilige UW umgelegt werden. Darauf folgend werden verschiedene Lademöglichkeiten untersucht und Ladeprofile erstellt. Mit diesen normierten Ladeprofilen wird der Energiebedarf gewichtet und auf Leistungswerte je Stunde umgerechnet. Somit lassen sich die möglichen Knotenbelastungen je Stunde alleine hinsichtlich der Einführung von EVs berechnen.

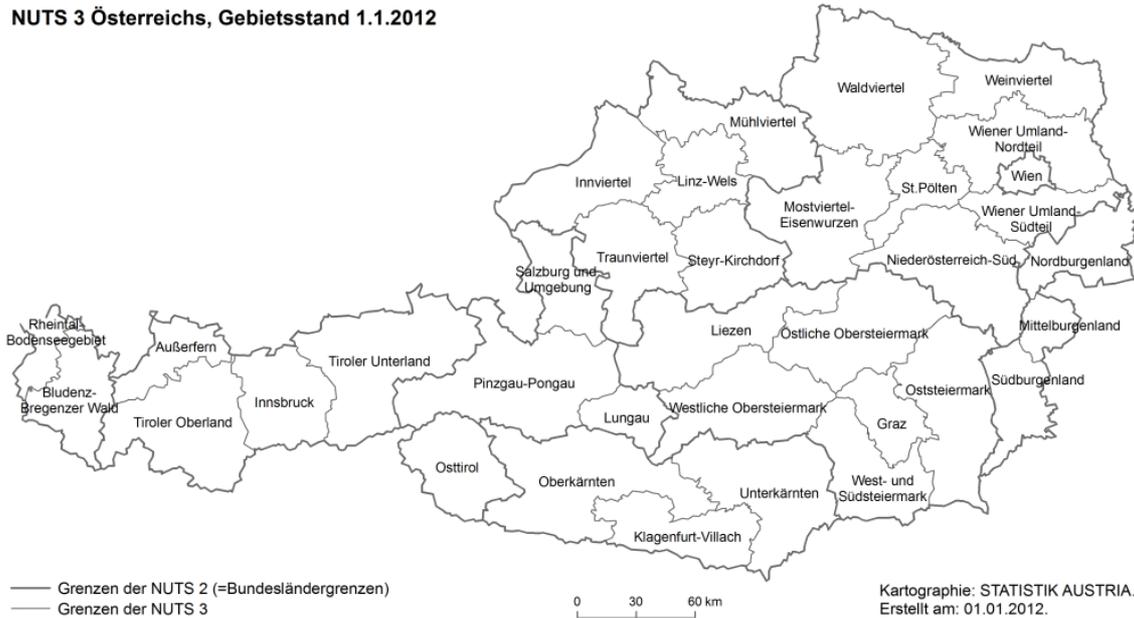
Die oben genannten Schritte werden in den folgenden Kapiteln näher erläutert.

2.2 Berechnung der EV-Erwartungen für Österreich

2.2.1 Einteilung des Bundesgebietes in Regionen

Die Anzahl EVs kann von vielen Faktoren abhängen. Politische Anreize für den Kauf eines EV, verfügbare Modelle, Lebensdauer und Leistungsfähigkeit der Batterie, Reichweite mit vollgeladener Batterie oder die Fahrzeugkosten sind nur einige der Einflussfaktoren. Zusätzlich werden auch die verfügbare Ladeinfrastruktur sowie die Preise für konventionelle Treibstoffe und die Kosten für Batterie-Leasing die zukünftige Marktdurchdringung beeinflussen [1] [2] [3].

Entscheidend für die Anschaffung oder Verwendung von privaten Kraftfahrzeugen ist der Wohnort. Es wird davon ausgegangen, dass Menschen in ländlichen Bereichen gänzlich andere Mobilitätsanforderungen und -gewohnheiten haben als Bewohner städtischer Regionen. Um diese Einflussfaktoren der verschiedenen Anforderungen an den mobilen Individualverkehr (MIV) zu berücksichtigen wird auf die in Kapitel 2.1 beschriebenen NUTS-III – Regionen zurückgegriffen. Diese regionale Raumeinteilung gliedert Österreich in 35 Regionen. Die Klassifikation wurde gewählt, da eine Einteilung je Bezirk ein zu feines Raster (Österreich gliedert sich in 98 politische Bezirke), die Teilung nach Bundesland (neun Bundesländer) wiederum ein zu grobes Gitter bildet. Eine Aufteilung in 35 Regionen ist in diesem Fall der optimale Mittelweg. Abbildung 2-1 zeigt diese Gliederung für Österreich:

NUTS 3 Österreichs, Gebietsstand 1.1.2012

Abbildung 2-1: NUTS-III - Gliederung in Österreich (Quelle: Statistik Austria)

Um die Mobilitätsunterschiede noch deutlicher zu beschreiben wird eine Einteilung dieser 35 Regionen in die Kategorien Stadt, Umland um eine Stadt (Umland) und ländlicher Bereich durchgeführt. Für diese Gliederung sprechen mehrere Faktoren:

- Die vorliegende Studie des *Umweltbundesamtes* [4] beschreibt auf Seite 16ff den Zusammenhang zwischen Jahreskilometerleistung eines EVs und den damit verbundenen Kosten (TCO – Total cost of ownership). Es wird verdeutlicht, dass die Kosten eines EV im Vergleich zu einem mit VKM betriebenen PKW bereits heute, oder in manchen Fällen in den nächsten Jahren, ab einer gewissen Jahreskilometerleistung im Hinblick auf TCO günstiger sind.
- In städtischen Gebieten ist der öffentliche Verkehr meist stark bis sehr stark ausgebaut. Deshalb wird davon ausgegangen, dass das Potential für EVs in Städten als gering im Vergleich zum Umland anzusehen ist. Je besser der öffentliche Verkehr ausgebaut ist, desto mehr Personen nutzen diesen. Dies verdeutlicht auch die *Planungsgemeinschaft Ost* in [5].
- Das Umland weist meist eine im Vergleich zum ländlichen Bereich hohe Bevölkerungsdichte auf. Des Weiteren sind die sogenannten „Speckgürtel“ um die (Groß-) Städte Gebiete, in denen die Erschließung mit öffentlichen Verkehrsmitteln nicht so gut ist wie in den Städten selbst. Es gibt daher auch eine sehr große Anzahl von Personen, die mit dem privaten PKW pendeln und dadurch hohe jährliche Kilometerleistungen aufbringen. Speziell in diesen „Speckgürteln“ wird sehr hohes Potential für EVs angenommen.
- Ländliche Bereiche sind Regionen, die geringere Bevölkerungsdichten als die „Speckgürtel“ und (Groß-) Städte aufweisen. Das Angebot an öffentlichen Verkehrsmitteln ist eher gering. Die Distanzen, die Menschen aus diesen Regionen zur Arbeitsstelle pendeln, sind sehr groß, ebenso die Anzahl der Personen die aus der Wohngemeinde auspendeln müssen (siehe dazu auch

Umweltbundesamt [4] Seite 32ff). Dies führt zwar mitunter zu hohen jährlichen km-Leistungen, jedoch wird davon ausgegangen, dass die Reichweitenproblematik der EVs das Potential in diesen Regionen anfangs etwas dämpft. Mit dem stärkeren Ausbau der Infrastruktur auch außerhalb der Ballungszentren (siehe dazu auch *Umweltbundesamt [4] Szenario „Infrastruktur Plus“*) kann diese Problematik in ferner Zukunft etwas entschärft werden.

Die Gliederung der 35 NUTS-III – Regionen in die Kategorien Stadt, Umland und ländliches Gebiet wurde einerseits an Hand der geografischen Nähe zu einem Ballungszentrum, aber auch in Hinblick auf die Bevölkerungsdichte des jeweiligen Gebietes getätigt. Die genannten Regionen und die eigens getätigte Kategorisierung sind in Tabelle 2-1 ersichtlich.

REGION	
Österreich	Kategorie
Mittelburgenland	Land
Nordburgenland	Land
Südburgenland	Land
Mostviertel-Eisenwurzen	Umland
Niederösterreich-Süd	Umland
Sankt Pölten	Stadt
Waldviertel	Umland
Weinviertel	Land
Wiener Umland-Nord	Umland
Wiener Umland-Süd	Umland
Wien	Stadt
Klagenfurt-Villach	Stadt
Oberkärnten	Land
Unterkärnten	Umland
Graz	Stadt
Liezen	Land
Östliche Obersteiermark	Land
Oststeiermark	Umland
West- und Südsteiermark	Umland
Westliche Obersteiermark	Land
Innviertel	Umland
Linz-Wels	Stadt
Mühlviertel	Umland
Steyr-Kirchdorf	Umland
Traunviertel	Umland
Lungau	Stadt
Pinzgau-Pongau	Land
Salzburg und Umgebung	Stadt
Außerfern	Land
Innsbruck	Stadt
Osttirol	Land
Tiroler Oberland	Land
Tiroler Unterland	Umland
Bludenz-Bregenzer Wald	Umland
Rheintal-Bodensee	Stadt

Tabelle 2-1: NUTS-III - Regionen in Österreich und Einteilung in Kategorien (Quelle: Statistik Austria [6] und eigene Annahmen)

Mit den Einwohnerzahlen der jeweiligen Region lassen sich gemäß dem nachfolgenden Kapitel 2.2.2 die theoretisch möglichen PKW je Region berechnen. Die Einwohnerzahlen stammen von *Statistik Austria* [6] und sind für das Jahr 2010 in der folgenden Abbildung 2-2 dargestellt.

Die Gesamtanzahl der Einwohner beläuft sich dabei auf 8.382.402. Um den zukünftigen PKW-Bestand berechnen zu können, wird auf Prognosen von *Statistik Austria* zurückgegriffen. Unter [6] findet man eine detaillierte Aufstellung der demographischen Entwicklungen in Österreich. Es finden sich darin auch Bevölkerungsprognosen für die NUTS-III – Regionen bis zum Jahr 2050. Diese Werte werden ebenfalls in die Berechnung übernommen.

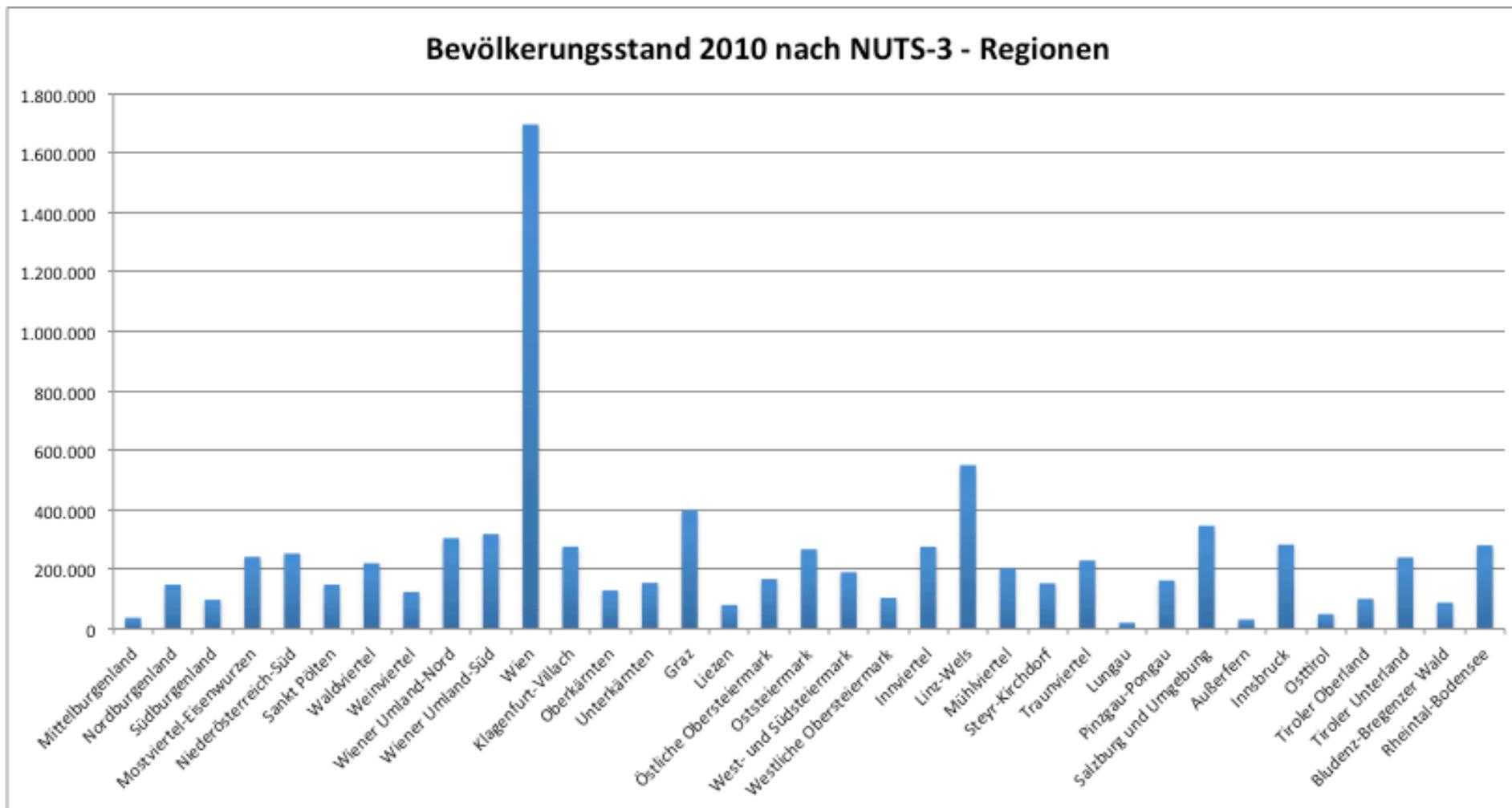


Abbildung 2-2: Einwohnerzahlen in den NUTS-III - Regionen für das Jahr 2010 (Quelle: Statistik Austria [6])

2.2.2 Theoretisch mögliche PKW-Anzahl in Österreich

In Kapitel 2.1 wurde bereits erwähnt, dass ausgehend von der Gesamtbevölkerung in Österreich und dem Motorisierungsgrad das theoretische Potential der Kraftfahrzeuge in Österreich berechnet wird.

Als Grundlage für die weitere Berechnung werden Prognosen von *Statistik Austria* für die Bevölkerungsentwicklung herangezogen [6]. In dem von *Statistik Austria* veröffentlichten Dokument findet man auf Seite 2 die in Tabelle 2-2 gezeigte Prognose:

Bevölkerungsprognose für Österreich				
Jahr	2010	2020	2030	2050
Einwohner	8.382.402	8.732.990	9.034.456	9.460.113

Tabelle 2-2: Bevölkerungsentwicklung in Österreich (Quelle: Statistik Austria [6])

Da Bevölkerungsentwicklung und Motorisierungsgrad (PKW je 1000 Einwohner) in einem engen Zusammenhang stehen, muss für eine Abschätzung der zukünftigen Fahrzeuganzahl die gesamte Zunahme der Fahrzeuge in Österreich betrachtet werden. Der Grad der Motorisierung zeigt regional sehr große Unterschiede. Dazu wurde unter Verwendung der Webseite des VCÖ – *Verkehrsclub Österreich* [7] eine genauere Einteilung vorgenommen. Auf dieser Webseite sind Bezirke und die zugehörigen Werte des Motorisierungsgrades angeführt. Diese Bezirke wurden den NUTS-III – Regionen zugeordnet, um eine bessere Verteilung der PKW in den einzelnen Regionen abbilden zu können. Da nicht für jeden Bezirk unter [7] Zahlen angegeben sind, es jedoch keine aktuellen Zahlen für die NUTS-III – Regionen gibt, muss mit dieser Annahme das Auslangen gefunden werden. Ist für eine NUTS-III – Region gar kein Wert je Bezirk vorhanden, wird auf eine Tabelle von *Statistik Austria* [8] zurückgegriffen. Diese Tabelle gibt Motorisierungsgrade je Bundesland bzw. nach ausgewählten Regionen an.

Die Zahlen in [7] und [8] zeigen Werte aus dem Jahr 2010. Um die jährliche Zunahme von PKW in Österreich zu berücksichtigen, wurde mit Hilfe von Kennzahlen von *Statistik Austria* [8] sowie aus dem Bericht von *Shell* [9] eine Extrapolation vorgenommen. Für das Jahr 2010 sind laut [8] 530 PKW je 1000 Einwohner vorhanden. Aus [9] kann für die Jahre 2020 ein Motorisierungsgrad von 560 PKW je 1000 Einwohner und für 2030 575 PKW je 1000 Einwohner entnommen werden. Mit Hilfe dieser Angaben wurden die jährlichen Steigerungsraten ermittelt. Für das Jahr 2020 ergibt sich aus dem Anstieg von 3 Fahrzeugen pro Jahr zwischen 2010 und 2020 eine prozentuelle Zunahme von 5,66%. Da gemäß [9] zwischen 2020 und 2030 eine jährliche Zunahme von 1,5 Fahrzeugen angeführt wird, liegt die prozentuelle Zunahme zwischen 2020 und 2030 bei 2,69% jährlich. Dieser Anstieg wurde auch für den Zeitraum von 2030 bis 2050 weitergeführt.

Kombiniert man nun die Bevölkerungsprognose aus [6] mit dem Motorisierungsgrad je Region erhält man die Anzahl der theoretisch möglichen PKW in Österreich für das Jahr 2010. Für die Jahre 2020, 2030 und 2050 wurden Bevölkerungswerte von *Statistik Austria* aus [6] entnommen, der Motorisierungsgrad wurde, wie zuvor beschrieben, aus den jährlichen Steigerungsraten unter Verwendung von [8] und [9] sowie der Regionszuordnung aus [7] und [8] bestimmt.

Die Berechnung erfolgt gemäß Formel (2.1):

$$N_{PKW_{th}} = \sum_{Region} \frac{BV_R \cdot n_{motR}}{1000} \quad (2.1)$$

$N_{PKW_{th}}$	theoretische PKW-Anzahl in Österreich
BV_R	Bevölkerung in Österreich in der jeweiligen Region
n_{motR}	Motorisierungsgrad der jeweiligen Region (Fahrzeuge je 1000 Einwohner)

Somit ergeben sich für die Jahre 2020, 2030 und 2050 unten stehende theoretische PKW – Zahlen $N_{PKW_{th}}$ für Österreich:

$N_{PKW_{th}}$			
Jahr	2020	2030	2050
Anzahl	4.834.343	5.130.203	5.506.078

Tabelle 2-3: theoretisch mögliche PKW-Anzahl $N_{PKW_{th}}$ in Österreich (Quelle: eigene Berechnung)

2.2.3 Theoretische Anzahl von EVs

Zur realistischen Abschätzung der Erwartungen sind bestimmte Szenarien zu definieren, die abhängig von den jeweiligen Eingangsparametern und Rahmenbedingungen zu sehr verschiedenen Ergebnissen führen. Dabei werden zumeist drei Szenarien festgelegt, wobei eine Variante auf „business as usual“ (BAU) zurückzuführen ist, eine weitere Variante verstärkten Zuwachs auf Grund von diversen Kaufanreizen annimmt und eine dritte Möglichkeit sehr starken Zuwachs angesichts der Kombination von Kaufanreizen oder politischen und infrastrukturellen Einflussfaktoren zeichnet. Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich nicht mit der Entwicklung von Szenarien, es soll jedoch einleitend die Vorgehensweise diverser Studien erklärt werden.

Die Arbeitsgemeinschaft *G4V – Grid for Vehicles* spricht dabei in „*WP 1.4 - Scenario writing – Scenario Worlds*“ [10] von „*conservative world*“, „*pragmatic world*“ und „*advanced world*“. Eine andere Bezeichnung findet sich in der Studie „*Visionen 2050*“ von *Österreichs Energie* [1], wo die drei Varianten „*waiting*“, „*cashing*“ und „*steering*“ genannt werden. Diese Vorgehensweise findet man ebenso in der für den VEÖ durchgeführten Studie „*Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft*“ [3]. *Shell* beschreibt in der Untersuchung „*Shell PKW-Szenarien bis 2030 - Fakten, Trends und Handlungsoptionen für nachhaltige Auto-Mobilität*“ [9] zwei Varianten für den deutschen Markt. Das österreichische *Umweltbundesamt* umschreibt wiederum in dem Report „*Elektromobilität in Österreich. Szenario 2020 und 2050*“ [2] je ein Szenario für 2020 bzw. 2050.

Eine realistische Zahl von EVs am österreichischen Markt lässt sich wegen der Fülle der Einflussfaktoren jedoch nur sehr schwer abschätzen. Auch vorliegende Studien zeigen eine große Bandbreite der erwarteten EVs. So wird vom *Umweltbundesamt* in [2] von ca. 210.000 BEV und PHEV im Jahr 2020 gesprochen. Hingegen kommt *PriceWaterHouseCoopers* in der für den *Klima und Energiefonds* erstellten Studie „*Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Stromwirtschaft*“ [11] auf 20% EVs in 2020, was ca. 1 Million elektrischen Fahrzeugen (PKW, einspurige Motorfahrzeuge und leichte Nutzfahrzeuge) entspricht. Diese Studie betrachtet jedoch nur reine BEV. Andererseits kann man eine Erwartung von ca. 25.000 EVs im Jahr 2020 im Szenario „*cashing*“ oder 100.000 im Szenario „*steering*“ in der Studie „*Visionen 2050*“ von *Österreichs Energie* [1] finden. Ganz andere Zahlen liefert die VEÖ - Studie [3], wo im Szenario „*Realistischer Zuwachs*“ für 2020 ca. 113.000 EVs und im Szenario „*20% in 2020*“ ca. 915.000 EVs erwartet werden. Für den deutschen Markt werden gemäß *Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) – „Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität“* [12] für das Jahr 2020 1 Million elektrisch betriebene Fahrzeuge geschätzt. Dabei werden Fahrzeuge der Typen Nutzfahrzeuge, BEV und PHEV betrachtet. Der erwartete Hochlauf wird in Abbildung 2-3 dargestellt. Dem Bericht der *NPE* [12] ist auch zu entnehmen, dass diese Entwicklung ohne politischen Einfluss und vermehrte Förderungen von Forschung und Entwicklung nicht erreicht werden kann.

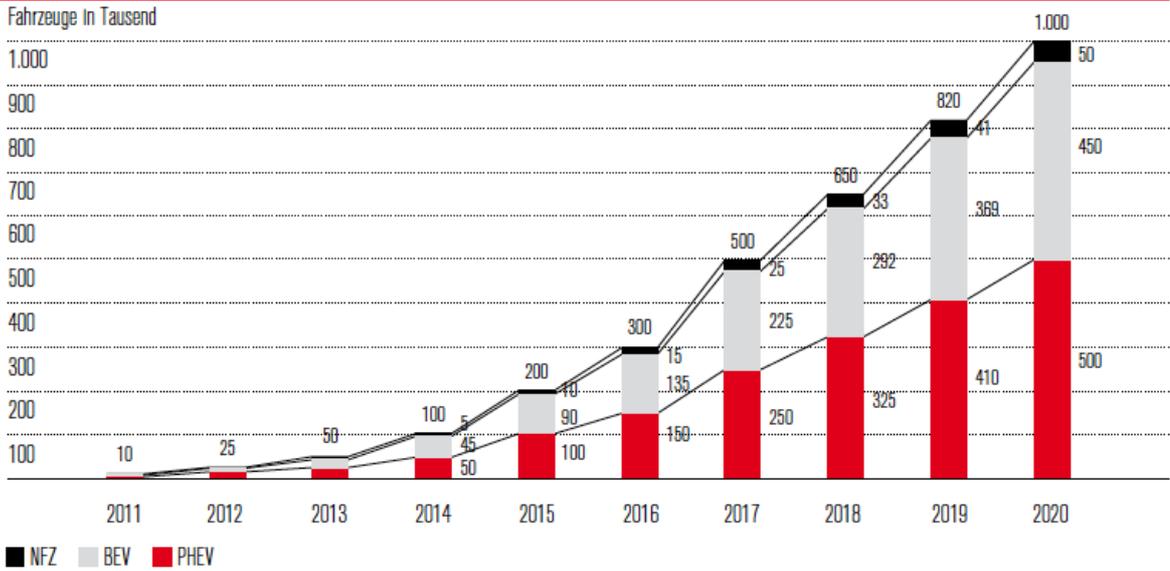


Abbildung 2-3: Erwarteter Hochlauf in Deutschland (Quelle: NPE [12])

Eine übersichtliche Darstellung der oben angeführten Zahlen und Erwartungen der diversen Studien und Untersuchungen ist in Abbildung 2-4 zu sehen:

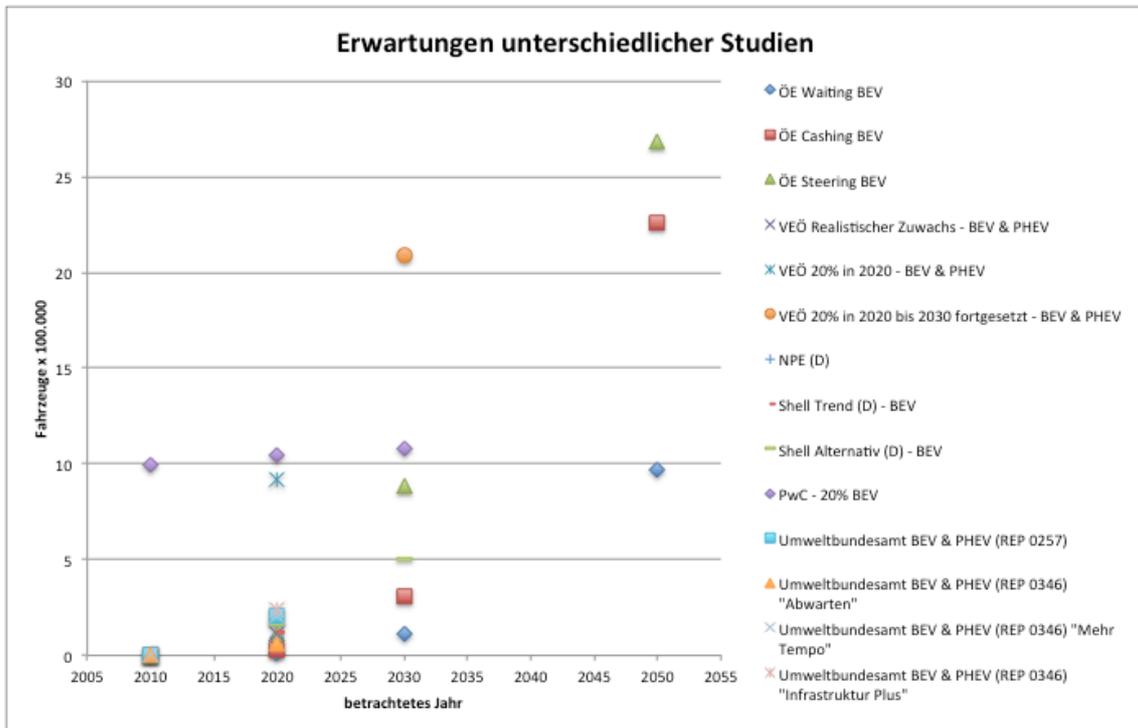


Abbildung 2-4: Übersicht der Erwartungen betrachteter Studien (Quelle: eigene Gegenüberstellung)

Zu obiger Darstellung sei angemerkt, dass die einzelnen Studien unterschiedliche Rahmenbedingungen berücksichtigen. Darüber hinaus werden in manchen Studien nur BEV, in anderen wiederum BEV und PHEV prognostiziert. Dazu wurde in der Legende die jeweilige Bezeichnung (BEV, BEV & PHEV) angefügt. Eine weitere Unterscheidung wäre die Gliederung nach PKW, leichten Nutzfahrzeugen und Motorrädern, die hier jedoch nicht gesondert angegeben wurde.

Vereinfachend wird in dieser Arbeit keine Unterscheidung zwischen BEV und PHEV getroffen. Der Grund dieser Annahme ist, dass ein PHEV im elektrischen Fahrbetrieb einem BEV äquivalent ist. Der Energiebedarf eines EV richtet sich gemäß den Annahmen in Kapitel 2.3.2 nach dem Einsatzort und dem daraus resultierenden Fahrverhalten des Nutzers. Daher kann davon ausgegangen werden, dass ein PHEV hinsichtlich des Energiebedarfs einem BEV entspricht.

In obiger Grafik (Abbildung 2-4) ist deutlich erkennbar, dass es eine sehr große Streuung der Erwartungen gibt. Daher wird im nächsten Schritt versucht, aus den vorliegenden Studien realistische Werte für den österreichischen Markt abzuleiten.

Das *Statistische Bundesamt Deutschland* erwartet, wie der Webseite „*Statistisches Bundesamt Deutschland – Bevölkerungsvorausberechnung*“ ([13]) entnommen werden kann, für 2020 eine Bevölkerungszahl von ca. 80 Millionen Menschen. Da für denselben Zeithorizont in Österreich laut *Statistik Austria* in [6] rund 8,7 Millionen Menschen geschätzt werden, ist die Annahme von 1 Million EVs für 2020 in Österreich nicht realistisch. Für den österreichischen Markt werden eher die Zahlen aus [1], [3] und [4] als erreichbar betrachtet, wo von ca. 100.000 EVs im Jahr 2020 gesprochen wird.

Wegen vorangegangener Überlegungen werden in dieser Arbeit als Grundlage für weitere Betrachtungen für das Jahr 2020 rund 100.000 elektrisch betriebene PKW festgelegt. Diese Zahl kann durch den Vergleich der Studien des *VEÖ* [3] (mit dem Szenario „*Realistischer Zuwachs*“), des *Umweltbundesamtes* [4] (mit dem Szenario „*Mehr Tempo*“) sowie *Österreichs Energie* [1] (mit den Szenarien „*cashing*“ bzw. „*steering*“) erläutert werden. Dabei muss hier ebenfalls erwähnt werden, dass diese Zahl nur durch Schaffung der optimalen Rahmenbedingungen erreicht werden kann, sei es von politischer Seite durch steuerliche Anreize, Vergünstigungen beim Parken oder Befreiung von der City-Maut aber auch von Seiten der Energiewirtschaft mit angemessenen Tarifen und ausreichender Ladeinfrastruktur. Des Weiteren muss auch das entsprechende Fahrzeugangebot (Modellpalette, Reichweite, Verfügbarkeit und Kosten der Fahrzeuge, Kosten für den Energiespeicher) vorhanden sein.

Selbst durch Schaffung der Rahmenbedingungen werden die gemäß *G4V – „WP 1.3 - Parameter Manual“* ([14]) als realistisch eingeschätzten 10 – 30% EVs nicht erreicht werden. Bei ca. 5 Millionen PKW in Österreich im Jahr 2020 müssten bis dahin zwischen 500.000 und 1.5 Millionen EVs auf Österreichs Straßen sein. Bei der Annahme einer derart hohen Marktdurchdringung in so kurzer Zeit sind die

Produktionskapazitäten von Fahrzeugen und Energiespeichern jedoch nicht ausreichend. Mit einem Marktanteil von 10 – 30% müsste dann nicht nur in Deutschland, sondern generell in Europa gerechnet werden. Eine dermaßen hohe Anzahl von EVs vor allem mit den zugehörigen Akkumulatoren kann in dieser kurzen Zeit nicht produziert werden.

Blickt man weiter in die Zukunft bis 2030 oder sogar 2050, sind auf jeden Fall höhere Anteile von EVs zu erwarten. Die Anzahl der elektrisch angetriebenen PKW wird sehr stark von den jeweiligen Rahmenbedingungen abhängen. In erster Linie wird der steigende Ölpreis zu hohen Kosten im MIV führen, wodurch es zu einer Änderung des Mobilitätsverhaltens kommen wird. Zusätzlich sind die politischen Maßnahmen für eine rasche Etablierung des EV-Marktes entscheidend. Dazu kommt, dass angenommen werden kann, dass ab ca. 2020 das EV-Fahrzeugangebot die Nachfrage übersteigen wird. Die vorliegende Studie „*Visionen 2050*“ von *Österreichs Energie* [1] zeichnet wie zuvor besprochen drei Szenarien für die Zeit bis zum Jahr 2050. Das entspricht je nach Variante einer EV-PKW-Anzahl von 114.500 bis 886.700 im Jahr 2030 bis hin zu 966.700 bis 2.685.400 im Jahr 2050.

Für das Jahr 2030 wird für die in dieser Arbeit durchgeführten weiteren Berechnungen eine Durchdringung des Marktes von ca. 9% angenommen. Bei einem Gesamtfahrzeugbestand von etwas mehr als 5 Millionen PKW in Österreich kann man somit rund 500.000 EVs im Jahr 2030 erwarten. Dieser Wert entspricht auch einem Mittelwert der in [1] berechneten Zahlen aus den Szenarien „*cashing*“ und „*steering*“.

Für das Jahr 2050 ist die Schätzung wesentlich schwieriger. Die technischen, wirtschaftlichen und politischen Entwicklungen in 40 Jahren können nicht ohne weiteres vorhergesagt werden. Als Grundlage für weitere Berechnungen werden hier 1,5 Millionen EVs angenommen, was zwischen den beiden Szenarien „*waiting*“ und „*cashing*“ aus [1] liegt.

Tabelle 2-4 zeigt nochmals die Erwartungen für elektrisch betriebene PKW für den österreichischen Markt und die drei besprochenen Prognosejahre:

EV-Anzahl Erwartungen			
Jahr	2020	2030	2050
Anzahl	100.000	500.000	1.500.000

Tabelle 2-4: Zusammenstellung der EV-Erwartungen (Quelle: eigene Überlegungen)

Um von theoretisch möglichen PKW in Österreich N_{PKWth} (siehe Kapitel 2.2.2) auf die Anzahl der EVs pro Kategorie N_{EVK} bzw. für Gesamtösterreich N_{EV} zu kommen, wird eine Gewichtung des Potentials für EVs auf Grund der unter Kapitel 2.2.1 besprochenen Gründe durchgeführt. Die Angabe der theoretisch möglichen EVs je Kategorie erfolgt in Prozent der theoretisch möglichen Gesamtanzahl der PKW in

Gernot Macsemniuc, BSc.

Österreich und wird im Hinblick auf die in Kapitel 2.2.1 getätigten Überlegungen durchgeführt. In Summe werden durch die Annahme von 2% EVs im Jahr 2020, 9% im Jahr 2030 und 27% im Jahr 2050 die in Tabelle 2-4 angegebenen Werte erreicht.

Dabei werden folgende Berechnungen ausgeführt:

$$N_{EV_K} = N_{PKW_{th}} \cdot n_{EV_{Erw\ in\ \%}} \quad (2.2)$$

$$N_{EV} = \sum_{Kategorie} N_{EV_K} \quad (2.3)$$

N_{EV_K}	Anzahl EVs je Kategorie
$N_{PKW_{th}}$	theoretische PKW-Anzahl in Österreich
$n_{EV\ Erw\ in\ \%}$	Erwarteter Prozentsatz EVs je Kategorie
N_{EV}	Gesamtanzahl EVs in Österreich

Die Gewichtungsfaktoren der drei Kategorien Stadt, Umland und Land sind für die angesprochenen Prognosejahre 2020, 2030 und 2050 in folgender Tabelle 2-5 angegeben. Je weiter die Prognose in die Zukunft reicht, desto kleiner wird die Streuung zwischen den Kategorien angenommen.

$n_{EV\ Erw\ in\ \%}$			
Jahr	2020	2030	2050
Stadt	1,50%	8,80%	26,50%
Umland	3,20%	12,00%	29,00%
Land	0,50%	6,00%	24,50%
Durchschnitt	2%	9%	27%

Tabelle 2-5: Gewichtung $n_{EV\ Erw\ in\ \%}$ zur Berechnung von N_{EV} bzw. N_{EV_K} (Quelle: eigene Annahmen)

Durch die so durchgeführte Gewichtung können die unterschiedlichen Durchdringungsraten in den diversen Regionen besser abgebildet werden. Wie bereits in Kapitel 2.2.1 erklärt, erfolgt die Einteilung der 35 NUTS-III – Regionen in die Kategorien Stadt, Umland und ländliches Gebiet. Es wurde auch erläutert, wieso diese Einteilung für die nachfolgende Berechnung nötig ist. Verschiedene Mobilitätsanforderungen sowie gänzlich unterschiedliche Angebote des öffentlichen Verkehrs können somit berücksichtigt werden.

Zur Kontrolle der Berechnung nach Formel (2.2) wurden die errechneten Fahrzeuge für ganz Österreich summiert (siehe Formel (2.3)). Das Zwischenergebnis dieser Berechnung ergibt folgende Fahrzeugzahlen N_{EV} in den betrachteten Jahren in Österreich:

N_{EV}			
Jahr	2020	2030	2050
Anzahl	99.998	499.715	1.501.574

Tabelle 2-6: N_{EV} für die betrachteten Jahre 2020, 2030 und 2050 (Quelle: eigene Berechnung)

Zusätzlich zur Anzahl N_{EV} in Österreich wurde die Summe von EVs je Kategorie (N_{EVK}) ermittelt. Dadurch erhält man folgende Zahlen für die drei Kategorien:

N_{EVK}			
Jahr	2020	2030	2050
Stadt	30.869	194.126	636.326
Umland	65.478	260.271	673.839
Land	3.651	45.318	191.409
Summe	99.998	499.715	1.501.574

Tabelle 2-7: EVs je Kategorie N_{EVK} (Quelle: eigene Berechnung)

Durch die zuvor getroffenen Annahmen ist in Tabelle 2-7 erkennbar, dass im städtischen Bereich wegen der hohen Verfügbarkeit des öffentlichen Verkehrs weniger EVs angenommen werden als im Umland. Jedoch wird die Abweichung zur Anzahl der PKW im Umland durch die hohe Bevölkerungsdichte in den Ballungszentren wieder geschmälert. In ländlichen Bereichen sind wegen der Reichweitenproblematik ebenfalls weniger EVs als im Umland zu erwarten. Dies kann sich in Zukunft jedoch wegen der höheren Batteriekapazitäten oder erhöhter Investitionen in die Ladeinfrastruktur ändern. Trotzdem sind auch im Jahr 2050 in ländlichen Bereichen relativ wenige elektrisch betriebene PKW zu erwarten, da es auf Grund der Verstädterung in vielen dieser Regionen zu sinkenden Bevölkerungszahlen kommt (siehe dazu *Statistik Austria* [6]).

2.3 Berechnung der Knotenbelastung

2.3.1 Gefahrene Weglängen

Der Grund, warum jemand seinen privaten PKW benutzt, kann verschiedene Ursachen haben. Einerseits wird das Fahrzeug benutzt, um zur Arbeitsstelle und zurück nach Hause zu kommen. Andere Gründe für die PKW-Nutzung sind das Einkaufen oder private Freizeitaktivitäten. Diese Wegzwecke machen den größten Anteil am Verkehrsaufkommen aus. Abhängig vom Grund der Fahrt können verschiedene Weglängen unterschieden werden. Als Vereinfachung wird hier der mittlere zurückgelegte Weg an einem Werktag (werktäglicher Personennormalverkehr) angenommen. Dazu werden Daten aus dem Bericht „Verkehr in Zahlen – Ausgabe 2007“ von Herry Consult GmbH [15] übernommen und für die Zukunft hochgerechnet.

In dem angesprochenen Bericht wird auf Seite 86 angegeben, dass der *Außer-Haus-Anteil* von Personen bei 82% liegt. Das bedeutet, dass der Anteil mobiler Personen an der Gesamtbevölkerung bei 82% liegt. Des Weiteren kann man der Abbildung 75 (siehe Abbildung 2-5 in dieser Arbeit) in [15] entnehmen, dass die durchschnittlich täglich zurückgelegte Wegstrecke einer Person \bar{L}_{Pd} in Österreich mit *28,8km* (Mittelwert der angegebenen durchschnittlichen Wegstrecken von Frauen und Männern) angegeben wird.

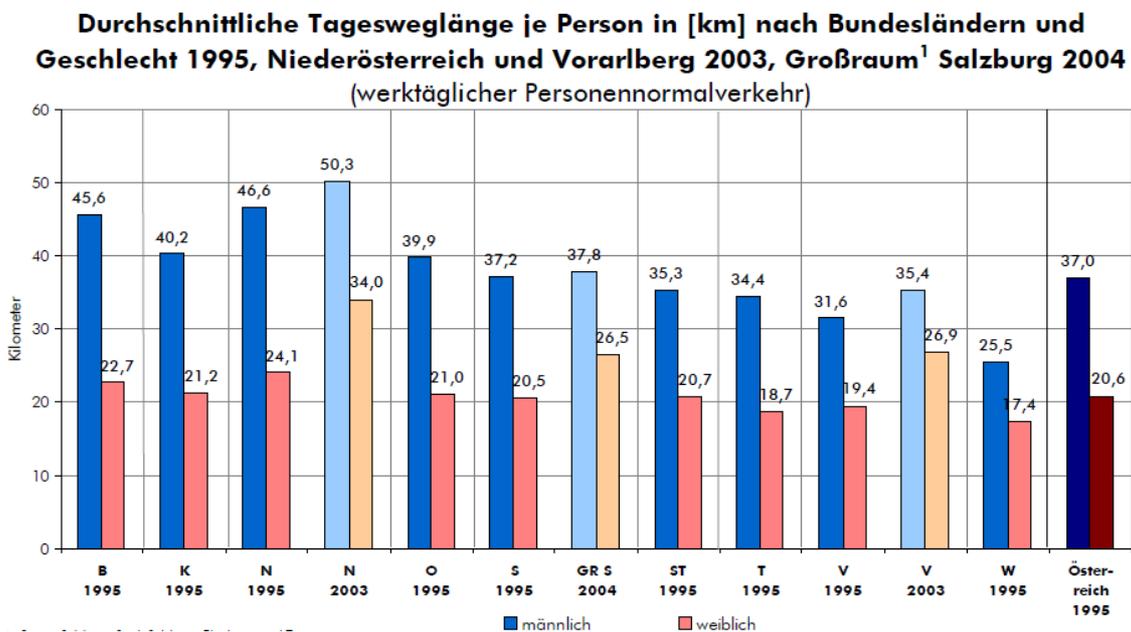


Abbildung 2-5: Durchschnittliche Tagesweglängen je Person in Österreich (Quelle: Herry et al. [15])

Durch Kombination des *Außer-Haus-Anteils* mit der Gesamtbevölkerung in Österreich kann die Zahl mobiler Personen in Österreich ermittelt werden. Im Hinblick auf die in Abbildung 2-5 angegebenen durchschnittlichen Tagesweglängen lässt sich durch

Multiplikation der Zahl mobiler Personen und der Tagesweglänge die Gesamtkilometeranzahl mobiler Personen in Österreich bestimmen.

In Abbildung 69 aus [15] (siehe Abbildung 2-6) wird angegeben, dass der Anteil der MIV-Lenker an den mobilen Personen bei 39,8% liegt.

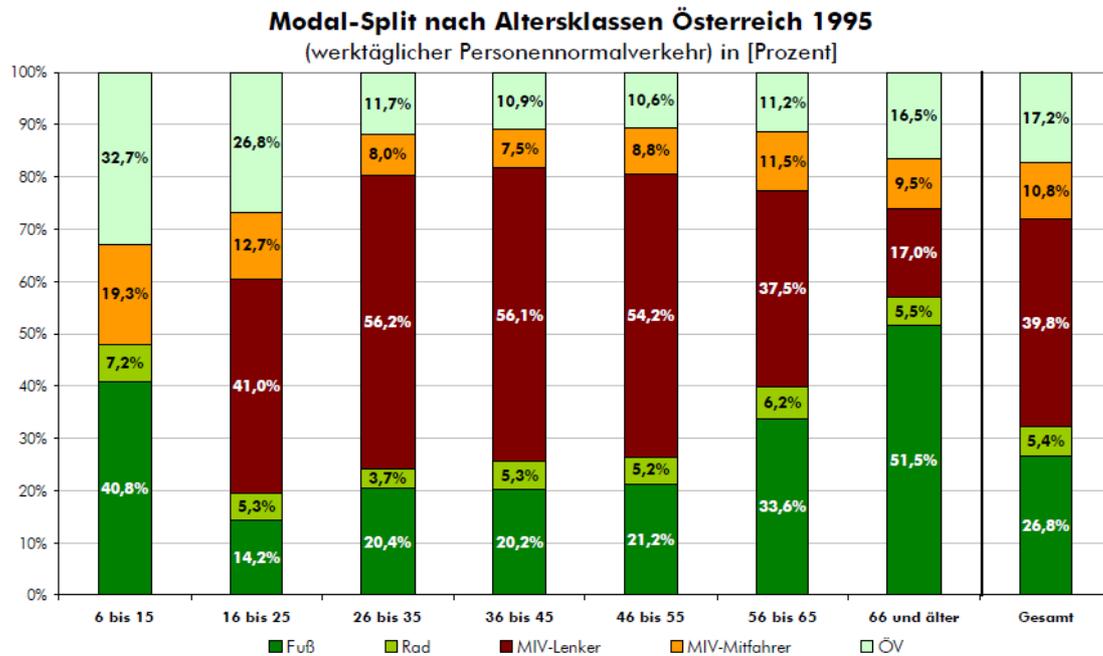


Abbildung 2-6: Anteil MIV-Lenker der mobilen Personen (Quelle: Herry et al. [15])

Somit lässt sich durch Multiplikation der zuvor berechneten Gesamtkilometer von mobilen Personen mit dem Anteil der MIV-Lenker von 39,8% die Gesamtkilometeranzahl der MIV-Lenker ermitteln. Dividiert man dieses Ergebnis durch die Anzahl der gesamten Fahrzeuge in Österreich, also dem Produkt aus Motorisierungsgrad und Bevölkerung erhält man die durchschnittliche, tägliche mit einem PKW zurückgelegte Wegstrecke. In folgender Formel ist ersichtlich, dass die Bevölkerungsanzahl gekürzt werden kann. Somit wird durch den durchschnittlichen Motorisierungsgrad der jeweiligen Prognosejahre dividiert (siehe dazu 2.2.2).

$$\bar{L}_{PKW_d} = \frac{m_{mobil} \cdot BV \cdot \bar{L}_{P_d} \cdot m_{MIV}}{n_{mot} \cdot BV} \cdot 1000 \quad (2.4)$$

- \bar{L}_{PKW_d} durchschnittliche tägliche Wegstrecke von PKW in km
- m_{mobil} Anteil mobiler Personen an der Gesamtbevölkerung in p.u.
- BV Gesamtbevölkerung in Österreich

- \bar{L}_{Pd} durchschnittliche tägliche Wegstrecke von Personen in km
- m_{MIV} Anteil MIV-Lenker an den mobilen Personen in p.u.
- n_{mot} durchschnittlicher Motorisierungsgrad (PKW je 1000 Einwohner) in Österreich

Um eine Unterscheidung zwischen den Bereichen Stadt, Umland und ländliches Gebiet zu schaffen, sei nochmals auf [15] verwiesen. Auf Seite 94 kann folgende Abbildung gefunden werden:

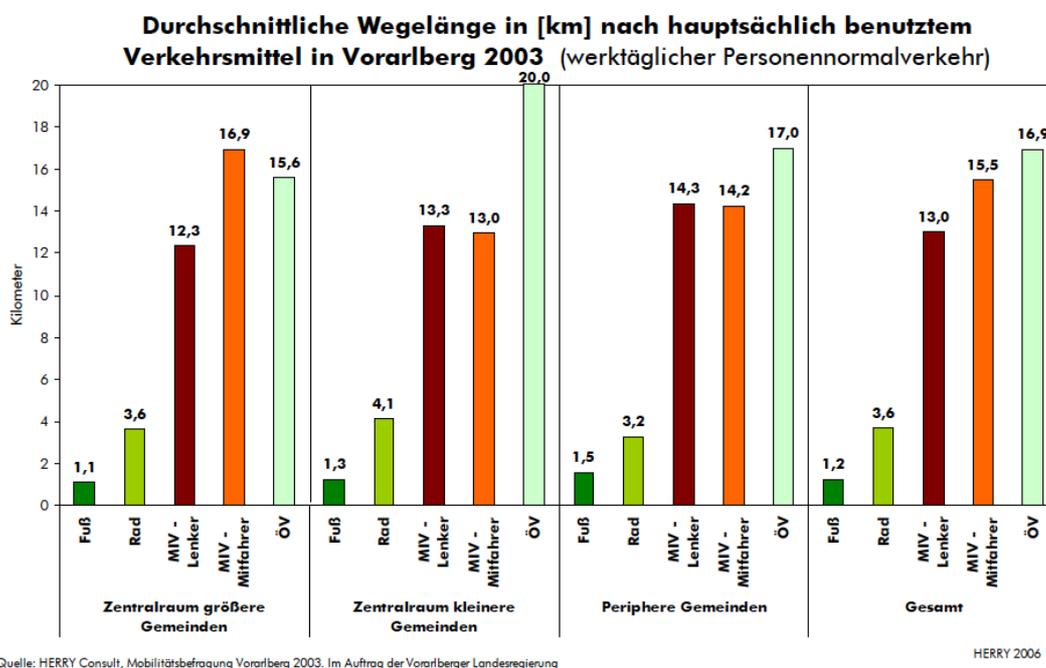


Abbildung 2-7: Durchschnittliche Weglängen nach Verkehrsmittel in Vorarlberg 2003 (Quelle: Herry et al. [15])

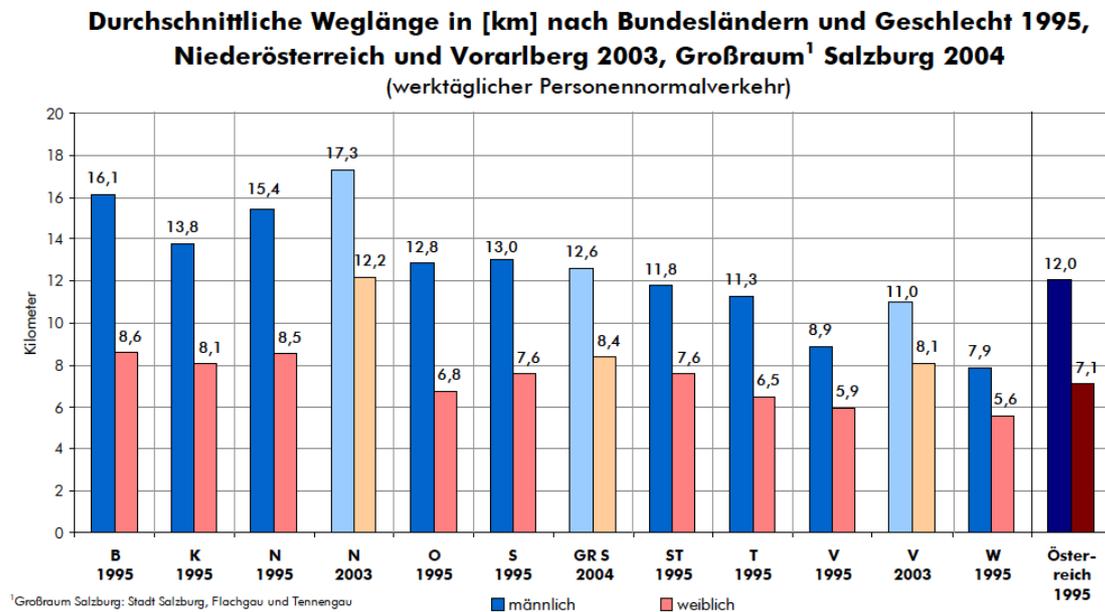
Es ist ersichtlich, dass im Bereich „Zentralraum und größere Gemeinde“ kürzere Wege als zum Beispiel in „Peripherie Gemeinden“ zurückgelegt werden. Mit den Eingangsdaten aus Abbildung 2-5, Abbildung 2-6 und Abbildung 2-7 kann die Berechnung hinsichtlich Berücksichtigung von Fahrgewohnheiten in städtischen Gebieten, Umland und ländlichem Bereich angepasst werden. Derzeit sind keine aktuellen Daten über Weglängen pro Tag oder Weglängenunterschiede je Region verfügbar. Daher wird auf den Bericht „Verkehr in Zahlen – Ausgabe 2007“ von Herry Consult GmbH [15] zurückgegriffen.

Es ist dem Autor dieser Arbeit bewusst, dass es sich bei diesen Annahmen um Vereinfachungen handelt. Mögliche Auswirkungen von fälschlichen Annahmen auf die Berechnungsergebnisse werden in Kapitel 5 näher diskutiert.

Folgende Überlegungen wurden dazu angestellt:

- Es sollen letztendlich die zusätzlichen Belastungen der Betriebsmittel im Höchstspannungsnetz der APG ermittelt werden.
- Es sind nicht die Belastungen des Netzes durch einzelne Ladestationen zu untersuchen. Durch die hohe Anzahl von Ladeeinheiten je APG-Netzknoten kommt es zu einer Vermischung der Belastungen, weshalb hier vereinfachend angenommen wird, dass jene elektrische Energiemenge, die von einem Fahrzeug durch den zurückgelegten Weg in andere Energieformen umgewandelt wird (inkl. Verluste), durch das Netz bereitgestellt werden muss.
- Durch die hohe Anzahl von Fahrzeugen, die auf einen Netzknoten fallen, ist es nicht nötig, eine exakte Aussage zu tätigen, wie viele Kilometer ein einzelner EV-PKW zurücklegt.
- Entscheidend für das Zurücklegen einer bestimmten Wegstrecke ist der Wohnort, bzw. die Entfernung Wohnort – Arbeitsstätte.

Ein weiteres Mal wird auf eine Grafik aus [15] verwiesen. Auf Seite 92 ist in Abbildung 58 erkennbar, dass es in Österreich, sofern die Daten vorhanden sind, zu jährlichen Steigerungen der gefahrenen Weglängen kommt. Diese Steigerung wird ebenfalls in der Annahme der zukünftigen durchschnittlichen täglichen Wegstrecken von PKW in km (\bar{L}_{PKWd}) berücksichtigt. Die Grafik aus [15] ist in Abbildung 2-8 dargestellt:



Quelle: Herry/Sammer, Bundesverkehrswegeplan 1995. Im Auftrag des BMWV; HERRY Consult, Mobilitätsanalyse 2004 der Stadt Salzburg und Umgebung. Im Auftrag des Magistrates der Stadt Salzburg, der Landesregierung Salzburg, der Landkreise Berchtesgadener Land und Traunstein; HERRY Consult, Mobilitätsbefragung NÖ 2003. Im Auftrag der NÖ Landesakademie; HERRY Consult, Mobilitätsbefragung Vorarlberg 2003. Im Auftrag der Vorarlberger Landesregierung HERRY 2006

Abbildung 2-8: Durchschnittliche Weglängen nach Bundesländern 1995, 2003 und 2004 (Quelle: Verkehr in Zahlen – Ausgabe 2007 [15])

Aus obiger Grafik lassen sich Steigerungen der täglichen Weglängen erkennen. Da jedoch in den Bevölkerungsprognosen aus [6] ein Trend zur Verstädterung erkennbar ist, wird zwar eine Steigerung der Wegstrecken für die Zukunft angenommen, jedoch nicht mehr in dem Ausmaß, wie in den Jahren 1995 – 2003. Für die Ermittlung der Wegstrecken wird eine Zunahme von 0,5% pro Jahr angenommen. Somit ergeben sich durchschnittliche tägliche Strecken von MIV-Lenkern für das Jahr 2020 von 18,9km, für 2030 von 19,2km und für 2050 von 20,3 km. Für die drei Kategorien wurden differente Wegstrecken für Stadt, Umland und ländliche Bereiche angenommen, um die unterschiedlichen Mobilitätsanforderungen berücksichtigen zu können. Die ermittelten durchschnittlichen täglichen Wegstrecken je PKW sind in folgender Tabelle für die jeweiligen Prognosejahre je Kategorie angegeben:

Weglängen \bar{L}_{PKWd}			
Jahr	2020	2030	2050
Stadt	18,4	18,7	19,5
Umland	18,7	19,2	20,4
Land	19,5	19,6	20,9
Durchschnitt	18,9	19,2	20,3

Tabelle 2-8: Durchschnittliche Weglängen \bar{L}_{PKWd} von MIV-Lenkern je Kategorie (Quelle: eigene Annahmen mit Verweis auf [15])

Somit lässt sich die Gesamtkilometeranzahl, die von EV-Lenkern aufgebracht wird nach folgender Formel errechnen:

$$W_{EV_R} = BV_R \cdot n_{mot_R} \cdot n_{EV_{Erw\ in\ \%}} \cdot \bar{L}_{PKWd} \quad (2.5)$$

W_{EVR} täglich zurückgelegte Wegstrecke der EVs in der jeweiligen Region in km

BV_R Bevölkerung in Österreich in der jeweiligen Region

n_{motR} Motorisierungsgrad der jeweiligen Region (Fahrzeuge je 1000 Einwohner)

$n_{EV\ Erw\ in\ \%}$ erwarteter Prozentsatz EVs je Kategorie

\bar{L}_{PKWd} durchschnittliche tägliche Wegstrecke von PKW in km

Die durchschnittlichen täglichen Wegstrecken von PKW in km die in Tabelle 2-8 angegeben wurden, berücksichtigen auch die Tatsache, dass nicht jedes Fahrzeug jeden Tag bewegt wird. Daher kommt die relativ niedrige durchschnittliche Weglänge zustande.

Längere Fahrten für Urlaubs- oder Reisegründe werden vorerst mit hoher Wahrscheinlichkeit weiter mit PKW mit VKM getätigt werden. Zusätzlich sei angemerkt, dass die der Berechnung zugrunde gelegten durchschnittliche Weglängen von Personen je Kategorie \bar{L}_{PKWd} auf Basis von werktäglichen Fahrverhalten durchgeführt wurden (werktäglicher Personennormalverkehr nach Herry et al. [15]). Fahrten für Reisezwecke oder sogenannte Wochenpendler wurden hierbei bereits bei der Annahme der Daten nicht berücksichtigt. Eine weitere Unterscheidung nach Werktag und Wochenende wird aus Gründen der Worst-Case-Betrachtung nicht durchgeführt. Fahrten am Wochenende beginnen meist später und zeigen größere durchschnittliche Längen, jedoch ist die Anzahl der Fahrten geringer als wochentags. Es ist bekannt, dass auf Grund der differentiellen Grundbelastung des Netzes ein großer Unterschied zwischen Wochenenden und Werktagen besteht, wodurch sich der zusätzliche Energiebedarf, welcher durch EVs verursacht wird, zu einem anderen Grundenergiebedarf addiert. Wochenenden zählen üblicherweise im Vergleich zu Werktagen zu Schwachlastzeiten für elektrische Energienetze. Daher ist es hier nicht wichtig, das Wochenende hinsichtlich Betriebsmittelbelastungen und Lastflussverschiebungen gesondert zu betrachten.

Durch Kombination der Anzahl der ermittelten EVs N_{EV} und des spezifischen Verbrauches von EVs (unter Berücksichtigung der Ladungsverluste) mit den gefahrenen Weglängen kann in weiterer Folge die benötigte Ladeleistung ermittelt werden.

2.3.2 Spezifischer Energieverbrauch von EVs

Elektrofahrzeuge weisen je nach Größe und Fahrverhalten recht unterschiedlichen spezifischen Verbrauch auf. Eine übersichtliche Zusammenstellung der Daten findet sich in „WP 1.3 – Parameter Manual“ auf Seite 15 von *G4V - Grid for Vehicles* [14] und ist in Abbildung 2-9 dargestellt. Die erste Spalte zeigt den Verbrauch eines privaten BEV; in der zweiten Spalte sind Werte für ein „*light-duty commercial EV*“ angegeben. In dieser Arbeit werden Werte der ersten Spalte verwendet, speziell der gegebene Verbrauch für „*Artemis Urban*“, „*Artemis Road*“ und „*Artemis Highway*“. Diese Unterscheidung soll in weiteren Berechnungen den differenten elektrischen Energieverbrauch von EVs in verschiedenen Einsatzbereichen wie Stadt, Umland und Land widerspiegeln.

Driving Cycle	kWh/km	
	„A“ segment Private BEV	LCV BEV
NEDC (New European Driving Cyclus)	0,117	0,151
Artemis Traffic Jam	0,202	0,236
Artemis Urban	0,173	0,193
Artemis Road	0,124	0,155
Artemis Highway	0,199	0,249

Abbildung 2-9: Spezifischer Verbrauch von EVs (Quelle: G4V – WP 1.3 [14])

Der spezifische Verbrauch der Fahrzeuge wird benötigt, um in weiterer Folge jene elektrische Energie, die zum Laden bereitgestellt werden muss, ermitteln zu können.

Für die weitere Berechnung (ohne Berücksichtigung der Beheizung des Fahrzeuginnenraumes) wurden folgende Verbrauchswerte angenommen:

spezifischer Verbrauch c_K in kWh/km	
Stadt	0,173
Umland	0,124
Land	0,199

Tabelle 2-9: spezifischer Verbrauch c_K

Gemäß einer aktuellen Presseaussendung des ÖAMTC unter dem Titel „*Reichweite von E-Fahrzeugen geht bei Kälte drastisch zurück*“ [16] kann ein klarer Rückgang der Reichweite des untersuchten EVs bei tiefen Außentemperaturen erkannt werden. Die Reichweite mit voll aufgeladener Batterie beträgt im Test bei +20°C Außentemperatur

114km. Durch ein Absinken der Umgebungstemperatur auf 0°C kann nur mehr eine Reichweite von 79km gemessen werden. Dabei wird die Temperatur im Fahrzeuginneren konstant auf +22°C gehalten. Bei einer Außentemperatur von -10°C können nur mehr 65km zurückgelegt werden. Bei noch niedrigeren Außentemperaturen geht die Reichweite noch weiter zurück und liegt bei -30°C bei nur mehr 46km. Dieser Einschnitt der Fahrleistung bei tiefen Außentemperaturen führt unweigerlich dazu, dass EVs öfters geladen werden müssen. Um dieser vermehrten Aufladung gerecht zu werden, wird eine weitere Berechnung durchgeführt. Eine Temperatur von -10°C ist in Österreich im Winter keine Seltenheit. Gemäß den Messungen aus [16] erreicht das Fahrzeug dann nur mehr knapp 57% seiner ursprünglichen Reichweite. Um trotzdem die ursprüngliche Reichweite von 114km zu erreichen muss ein Aufschlag für den Verbrauch des Fahrzeuges von 75% angenommen werden. Somit ergibt sich bei Berücksichtigung der Beheizung des PKW folgender spezifischer Verbrauch c_{Kh} :

spezifischer Verbrauch c_{Kh} in kWh/km	
Stadt	0,303
Umland	0,217
Land	0,348

Tabelle 2-10: spezifischer Verbrauch bei Berücksichtigung der Beheizung c_{Kh}

2.3.3 Ladungsverluste

Der tatsächliche elektrische Energiebedarf von EVs setzt sich zusammen aus dem elektrischen Energieverbrauch zum Betrieb des Fahrzeuges, den Verlusten beim Wiederaufladen des Energiespeichers und Stand-by-Verlusten. Stand-by-Verluste treten vor allem bei Fahrzeugen auf, die mit sogenannten ZEBRA²-Batterien ausgestattet sind, da diese Batterien auf Betriebstemperaturen von über 250°C gehalten werden müssen. Weitere Stand-by-Verluste können durch Selbstentladung der Batterie auftreten. Da die genannten Heizverluste bei neueren Technologien wie Lithium-Ionen-Batterien nicht auftreten, werden hier in weiterer Folge nur jene Verluste betrachtet, die als Differenz zwischen der aus dem Netz bezogenen elektrischen Energiemenge und der tatsächlich in der Batterie gespeicherten Energie entstehen. Hier sei auf die Berichte „Wesentliche Ergebnisse der E-Mobilitäts-Modellregion VLOTTE“ des Klima- und Energiefonds [17] und „Quo vadis Elektroauto? – Grundlagen einer Road Map für die Einführung von Elektro-Fahrzeugen in Österreich“ vom Institut für Energieforschung – Joanneum Research [18] verwiesen.

² ZEBRA – Zero Emission Battery Research Activities
Gernot Macsemniuc, BSc.

Der sogenannte Ladewirkungsgrad ist stark von der verwendeten Batterietechnologie, aber auch von der Umgebungstemperatur abhängig und schwankt z.B. bei ZEBRA-Batterien zwischen 15% und 80%, bei Li-Ionen-Batterien zwischen 78% und 93%.

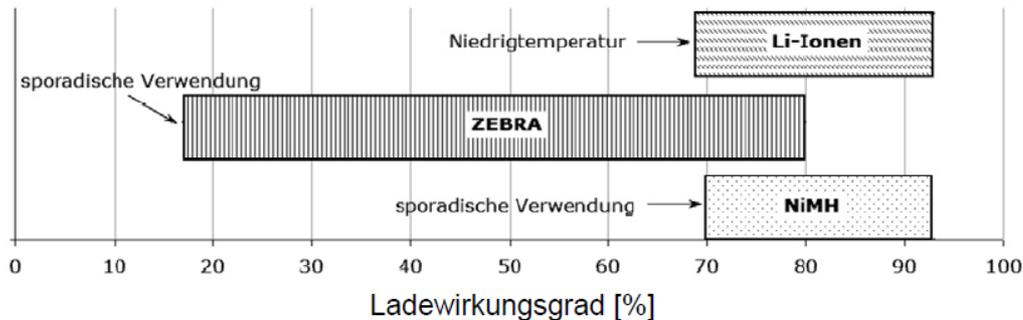


Abbildung 2-10: Ladewirkungsgrad unterschiedlicher Batterie-Technologien (Quelle: M. Beermann et al. [18])

Ähnliche Werte für den Lade-/Entladewirkungsgrad eines Zyklus finden sich in „Lithiumionen-Batterien als Speicher für Elektrofahrzeuge“ von A. Vezzini [19].

Im Rahmen des Projektes „Modellregion VLOTTE³“ wurde seitens des *Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft* der TU Wien eine ausführliche Begleitstudie durchgeführt. Die im Endbericht [20] dokumentierten Ergebnisse zeigen die tatsächlichen Ladeverluste auf, die durch Messungen festgestellt wurden. Dabei wurden Messungen an zwei Fahrzeugen, einem THiNK City und einem umgebauten Fiat Panda Electric, durchgeführt. Beide Fahrzeuge sind mit einer ZEBRA-Batterie ausgestattet, das heißt, es treten auch Verluste für das Beheizen der Batterie auf. Die gemessenen mittleren Ladeverluste belaufen sich beim THiNK City auf ca. 25% und beim Panda Electric auf ca. 14%.

Geht man davon aus, dass künftige Fahrzeuge mit Li-Ionen-Batterien ausgestattet sind, ist der Ladewirkungsgrad wegen der geringeren Selbstentladung und der Niedrigtemperaturtechnologie höher. Es kann jedoch nicht von optimalen Ladebedingungen für die Batterie, wie z.B. Außentemperatur von +20°C oder Langsamladung, ausgegangen werden. Für die Berechnungen werden daher mittlere Verluste des Energiespeichers von 15% angenommen. Berücksichtigt man noch die Verluste der Ladesäule von ca. 5% ergibt sich ein Gesamtverlust von 20%.

Somit kann mit nachfolgenden Formeln die Berechnung des täglichen Energiebedarfes inkl. Verluste je Region oder für Gesamtösterreich bestimmt werden (siehe Formel (2.6) und (2.7)):

³ Siehe dazu <http://www.e-connected.at/content/vlotte-0>
Gernot Macsemniuc, BSc.

$$E_{R_d} = (W_{EV_R} \cdot c_K) (1 + V) \quad (2.6)$$

Berücksichtigt man die Beheizung des PKW ist folgende Berechnung auszuführen:

$$E_{R_{hd}} = (W_{EV_R} \cdot c_{Kh}) (1 + V) \quad (2.7)$$

E_{R_d}	täglicher elektrischer Energiebedarf je Region in MWh
$E_{R_{hd}}$	täglicher elektrischer Energiebedarf je Region bei Berücksichtigung der Beheizung in MWh
W_{EV_R}	täglich zurückgelegte Wegstrecke der EVs in der jeweiligen Region in km
c_K	spezifischer Verbrauch des EV je Kategorie in kWh/km
c_{Kh}	spezifischer Verbrauch des EV je Kategorie in kWh/km bei Berücksichtigung der Beheizung
V	Verluste in p.u.

Anhand der bisher getätigten Annahmen sowie der berechneten EV-Anzahl N_{EV} ergibt sich der in Tabelle 2-11 gezeigte Energieverbrauch je Region.

Um einen Vergleich mit Ergebnissen vorliegender Studien zu treffen, wurde der Jahresenergiebedarf E_a ermittelt. Dazu wurde die Summe des Energiebedarfs je Region E_{R_d} gebildet und dieser Wert mit der Anzahl der Tage multipliziert, die das Fahrzeug bewegt wird.

$$E_a = 365 \cdot \sum_{Region} (E_{R_d}) \quad (2.8)$$

E_a	jährlicher elektrischer Energiebedarf für Österreich in GWh
E_{R_d}	täglicher elektrischer Energiebedarf je Region in MWh

Bei dem in Tabelle 2-11 angegebenen Verbrauch handelt es sich um den Energieverbrauch pro Tag gegliedert je NUTS-III – Region. Um den jährlichen

Energieverbrauch zu erhalten, müssen die Ergebnisse noch mit der Anzahl der Tage eines Jahres multipliziert werden. Durch die Multiplikation der Summen des Tagesenergieverbrauches mit 365d erhält man den in Tabelle 2-12 gezeigten Jahresenergieverbrauch.

E_{Rd} pro Tag in MWh			
REGION	2020	2030	2050
Österreich			
Mittelburgenland	0,56	6,99	32,01
Nordburgenland	2,44	32,12	157,09
Südburgenland	1,50	18,83	84,87
Mostviertel-Eisenwurzen	14,44	58,33	157,23
Niederösterreich-Süd	15,14	62,56	177,58
Sankt Pölten	5,25	33,67	116,21
Waldviertel	13,04	51,55	135,68
Weinviertel	1,93	24,90	119,29
Wiener Umland-Nord	19,54	84,20	251,60
Wiener Umland-Süd	21,08	90,45	269,03
Wien	43,21	277,68	966,06
Klagenfurt-Villach	9,78	61,26	200,16
Oberkärnten	1,79	21,80	92,83
Unterkärnten	8,58	33,28	83,75
Graz	12,27	79,39	274,64
Liezen	0,96	11,69	50,55
Östliche Obersteiermark	2,20	26,36	112,87
Oststeiermark	15,71	62,62	164,62
West- und Südsteiermark	11,04	44,46	119,20
Westliche Obersteiermark	1,37	16,41	68,50
Innviertel	16,06	64,63	172,91
Linz-Wels	18,59	118,89	404,10
Mühlviertel	11,27	45,10	119,01
Steyr-Kirchdorf	7,55	30,29	80,78
Traunviertel	12,72	51,08	136,68
Lungau	0,64	3,87	12,06
Pinzgau-Pongau	2,01	25,02	111,54
Salzburg und Umgebung	11,11	69,94	232,26
Außerfern	0,40	4,96	22,46
Innsbruck	8,03	51,26	174,68
Osttirol	0,60	7,24	30,41
Tiroler Oberland	1,25	15,81	72,87
Tiroler Unterland	11,85	48,40	132,72
Bludenz-Bregenzer Wald	4,18	16,64	44,65
Rheintal-Bodensee	9,03	57,65	195,79
Summe Österreich	317,11	1.709,31	5.576,74

Tabelle 2-11: Energiebedarf E_{Rd} in MWh inkl. Verluste (Quelle: eigene Berechnung)

E_a in GWh			
Jahr	2020	2030	2050
Energie	115,75	623,90	2.035,51

Tabelle 2-12: Jahresenergieverbrauch E_a in GWh in Österreich (Quelle: eigene Berechnung)

Zur Überprüfung der Größenordnung der berechneten Werte für den zusätzlichen elektrischen Jahresenergiebedarf E_a wurde ein Vergleich mit den Ergebnissen vorliegender Studien durchgeführt.

In dem Report „*Elektromobilität in Österreich – Szenarien 2020*“ des Umweltbundesamtes [4] wird in Abbildung 25 auf Seite 41 eine Gegenüberstellung des Energiebedarfes der einzelnen Szenarien für das Jahr 2020 gezeigt. Für das Szenario „*Abwarten*“ benötigen ca. 64.000 Fahrzeuge rund 120GWh, im Szenario „*Mehr Tempo*“ haben ca. 208.000 Fahrzeuge einen Bedarf von ca. 430GWh. Die Studie „*Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft*“ des VEÖ [3] berechnet für das Jahr 2020 für ca. 110.000 Fahrzeuge einen Ladeenergiebedarf von 121GWh, wobei nicht speziell auf Verluste eingegangen wird.

Durch den Vergleich der Ergebnisse der Berechnungen dieser Arbeit mit den Werten aus den beiden Studien zeigt sich, dass die Größenordnung des Energiebedarfs mit denen der Studien übereinstimmt. Eine exakte Übereinstimmung kann nicht erwartet werden, da andere Eingangsparameter, Berechnungsverfahren und Rahmenbedingungen einfließen.

2.3.4 Ladestrategien

Fahrzeuge, die elektrisch betrieben werden, können auf unterschiedliche Weise mit Energie versorgt werden. Dies kann entweder induktiv oder konduktiv erfolgen. Dabei ist der PKW beim konduktiven Laden galvanisch mit der Ladeinfrastruktur verbunden, beim induktiven Laden kann die benötigte Energie ohne galvanische Verbindung rein durch die räumliche Nähe zu einem Ladepunkt übertragen werden. Zusätzlich wird zwischen AC- und DC-Ladeverfahren getrennt (siehe dazu VEÖ [3] und G4V [14]).

Eine weitere Unterteilung kann nach der Ladeleistung und der damit verbundenen Ladegeschwindigkeit getroffen werden. Man spricht, abhängig von der Anschlussleistung, von Normal- oder Langsamladung, beschleunigter Ladung und Schnellladung.

Eine exakte Zuordnung der Ladeleistung zu den Begriffen der Ladungsart hat sich in der vorliegenden Literatur noch nicht durchgesetzt. Gemäß „*WP1-3 – Parameter Manual*“ von G4V [14] erfolgt folgende Einteilung:

- Langsamladung für $P < 7\text{kW}$
- beschleunigte Ladung für $7\text{kW} < P < 44\text{kW}$
- Schnellladung für $P > 44\text{kW}$

Eine andere Einteilung zeigt die Studie „Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft“ des VEÖ [3]:

- Langsamladung für P = 3,68kW
- beschleunigte Ladung für P = 7,36kW bzw. P = 11,1kW
- Schnellladung für P > 11kW

In weiterer Folge wird die Bezeichnung gemäß [14] verwendet. Die dazugehörigen exakten Leistungen und die Anschlussvarianten sind in Abbildung 2-11 dargestellt:

Charging types, power and charging speeds

Type of charging	Current [A]	Voltage [V]	Apparent Power [kVA]	Power factor	Power [kW]	Single Phase	Three Phase	Maximum hourly charging in kms if consumption is 15kwh/100km [km/h]	Maximum hourly charging in kms if consumption is 20kwh/100km [km/h]	Maximum kms charged in 10m for a consumption of 20kwh/100km [km]
AC	16	230	3,7	0,95	3	Yes		23	17	3
AC	32	230	7,4	0,95	7	Yes		47	35	6
AC	16	230	11,0	0,95	10		Yes	70	52	9
AC	32	230	22,1	0,95	21		Yes	140	105	17
AC	63	230	43,5	0,95	41		Yes	275	206	34
		Battery voltage			Power [kW]					
Offboard DC	167	300		-	50	-	-	333	250	42
Offboard DC	250	300		-	75	-	-	500	375	63
Offboard DC	417	300		-	125	-	-	833	625	104
Offboard DC	600	300		-	180	-	-	1200	900	150

Abbildung 2-11: Ladeverfahren gemäß Anschlussvarianten und zugehörige Leistungen [14]

Die zum Laden der EVs benötigte Energie muss über Ladestationen bereitgestellt werden. Dies kann im Wesentlichen durch zwei Möglichkeiten – unabhängig von den oben beschriebenen Varianten – erreicht werden. Es wird von

- ungesteuertem Laden und
- gesteuertem Laden

gesprochen.

Von ungesteuertem Laden spricht man dann, wenn das Fahrzeug sofort nach Verbindung mit dem Energienetz geladen wird. Bei dieser Ladestrategie gibt es keinerlei Einschränkungen hinsichtlich Start- oder Endzeitpunkt des Ladevorganges. Es erfolgt keine Berücksichtigung von Netzbelastungen durch andere Verbraucher oder eventuell vorhandene Engpässe.

Wie in einschlägigen Studien bereits erarbeitet, führt dies mitunter zu problematischen Zuständen und Belastungen in den betroffenen Netzen bzw. Netzbereichen ([3], [21], [22] und [23]). Daher wird in dieser Arbeit das ungesteuerte Laden nur zu einem bestimmten Teil miteinbezogen. Ungesteuertes Laden wird mit großer Wahrscheinlichkeit anfänglich vermehrt eingesetzt werden, da das Netz im Moment noch nicht fähig ist die benötigte Kommunikation für eine vollständige Steuerung zu übernehmen. Mit steigender Marktdurchdringung von EVs ist bekannt, dass es bei vollkommen ungesteuerter Ladung, vor allem in den Verteilnetzen, zu unzulässigen

Belastungen kommt. Daher muss für eine hohe Anzahl von EVs auf gesteuerte Ladung übergegangen werden.

Gesteuertes Laden wird dann ausgeführt, wenn der Ladevorgang des Fahrzeugs, auf welche Art oder mit welchen Mitteln auch immer, in irgendeiner Weise beeinflusst wird. Das kann die Variation des Startzeitpunktes an sich, aber auch eine Steuerung abhängig von anderen Parametern wie zum Beispiel Netzauslastung, Ladezustand der Batterie (SOC), Strompreis usw. sein. Auf Varianten zur Ladesteuerung wird hier nicht näher eingegangen, dazu sei beispielsweise auf [3], [14] und [21] verwiesen.

In weiterer Folge wird als Ladekonzept eine Mischung aus gesteuertem und ungesteuertem Laden betrachtet, in welcher Form die Steuerung erfolgt, ist nicht Teil dieser Arbeit. Um die Worst-Case-Abschätzung zu verfolgen, wird für die folgenden Berechnungen, abhängig vom jeweiligen Prognosejahr, ein anderer Mix von gesteuerten und ungesteuerten Ladestationen angenommen. Dabei wird anfänglich von einem sehr hohen Anteil ungesteuerter Einheiten ausgegangen, die mit fortschreitender Zeit und steigender EV-Anzahl von einer zunehmenden Zahl gesteuerter Ladepunkte ersetzt werden. Für ungesteuertes Laden wird angenommen, dass nach der letzten Fahrt am Abend und vormittags am Arbeitsplatz geladen werden kann. Beim gesteuerten Laden wird die Ladezeit in die Nacht verschoben. Dadurch wird die zum Laden der Fahrzeuge benötigte Energiemenge nicht zu den üblichen Hochlastzeiten aus dem Netz abgefragt. Gesonderte Unterscheidungen der Lademodalitäten in verschiedenen Regionen oder eine Differenzierung zwischen Werktagen und Wochenenden wird nicht durchgeführt. Anschließend wird ein Vergleich über die Auswirkungen bei ungesteuerter Ladung gemacht, um die in einschlägigen Studien bereits beschriebenen negativen Effekte nochmals zu verdeutlichen.

Es wird davon ausgegangen, dass als Ladevariante in der ersten Zeit die konduktive Ladung vorherrschen wird. Dabei werden Fahrzeuge physikalisch mit Kabel und Stecker mit der Ladeeinheit verbunden. Die Versorgung der Ladeeinheiten wird auf Grund der Netzgegebenheiten mit AC erfolgen. Mit welcher Leistung speziell geladen werden wird, wird von der jeweiligen Ladestation abhängig sein.

Diese Arbeit untersucht die Auswirkungen auf das Höchstspannungsnetz der APG. Es handelt sich hierbei um die Netzebenen 1 und 2. Wegen der großen Ausdehnung dieses Netzes ist es nicht entscheidend, welche Leistung eine einzelne Ladestation an einem einzigen Anschlusspunkt benötigt. Vielmehr muss die Auswirkung der Summe der Ladestationen in einem Netzbereich untersucht werden. Es ist bekannt, dass abhängig vom Ladezustand (SOC) des Energiespeichers unterschiedlich lange Ladezeiten bis zur Vollladung benötigt werden. Zusätzlich dazu ist auch die Höhe und Dauer der Leistungsaufnahme von der Anschlussleistung der Ladeeinheit und dem SOC des Akkumulators abhängig. Somit wird in dieser Arbeit vereinfacht davon ausgegangen, dass jene elektrische Energiemenge, die die Fahrzeuge wegen der

zurückgelegten Wege in andere Energieformen umwandeln und die bei der Ladung auftretende Verlustmenge, aus dem Netz bezogen werden muss. Es wird jedoch keine Unterscheidung hinsichtlich der elektrischen Anschlussleistung einzelner Ladestationen oder dem SOC des Energiespeichers getroffen.

Anders wäre dies bei einer Betrachtung unterer Netzebenen. Im Falle einer Untersuchung der Netzebenen 5 bis 7 würden die Einflüsse einzelner Ladepunkte gesonderte Betrachtung erfordern, da diese mitunter drastische Auswirkungen auf unter Umständen bereits stark belastete Netzebenen haben könnten.

Daher werden in dieser Arbeit in weiterer Folge nur die Auswirkungen der Ladestrategie untersucht. Dazu werden Ladekurven erstellt, die die oben beschriebenen Strategien widerspiegeln.

2.3.5 Annahme von Ladekurven

Zur Untersuchung der Auswirkungen auf die einzelnen Netzknoten wurden vereinfachte Ladeprofile erstellt. Ausgehend vom jeweiligen elektrischen Energiebedarf sind stündliche Gewichtungsfaktoren angenommen worden, um die zeitliche Verteilung der benötigten Ladeenergie zu beschreiben.

Im ersten Schritt wird eine Ladekurve für ungesteuertes Laden erstellt. In Anlehnung an die Ladekurve aus „*Netzintegration und Ladestrategien der Elektromobilität*“ von C. Leitinger und M. Litzlbauer [23] wird vorwiegend am Abend geladen. Diese Vorgehensweise findet sich auch in der Diplomarbeit „*Erstellung und Modellierung von stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher mit MATLAB*“ von M. Litzlbauer [22]. Berücksichtigt man jedoch zusätzlich die Möglichkeit, dass Laden am Arbeitsplatz auch zulässig ist, da Dienstgeber diese Ladeinfrastruktur zur Verfügung stellen, ergibt sich eine abweichende Ladekurve mit einer zusätzlichen Spitze am Vormittag. Ähnliche Ladekurven finden sich auch in der Studie „*Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft*“ des VEÖ [3].

Da sich diese Arbeit nicht mit der Entwicklung von Ladeprofilen beschäftigt, handelt es sich hier um vereinfachte Annahmen, die primär die Auswirkungen verschiedener Ladestrategien zeigen soll. Ladekurven werden in dieser Arbeit zur Gewichtung des täglichen Energiebedarfs E_{Rd} verwendet. Es sollen damit lediglich mögliche Ladezeitpunkte repräsentiert werden. Es handelt sich hierbei um Nachbildungen von Ladekurven, die in den Arbeiten [21], [22] und [23] gezeigt werden. Auf eine besondere Unterscheidung der Ladezeiten in den einzelnen Regionen wird nicht eingegangen, da dies auf Grund der Ausdehnung des betrachteten Netzes keinen Einfluss auf die Knotenbelastungen haben wird. Es wird davon ausgegangen, dass durch die Zuordnung der Regionen zu einem Netzknoten (siehe Kapitel 2.3.6) die unter Umständen voneinander abweichenden Ladezeitpunkte kompensiert werden.

Ebenso ist keine Unterscheidung zwischen Werktagen und Wochenenden nötig. Wochenenden zählen in elektrischen Energienetzen zu Schwachlastzeiten, somit entfällt hier eine gesonderte Beachtung der Wochenenden. Zusätzlich kommt es an Samstagen, Sonntagen oder Feiertagen zwar zu längeren Fahrten, die später beginnen und später enden, jedoch ist die Anzahl der getätigten Fahrten wesentlich geringer als an Werktagen [24].

Die normierten Gewichtungsfaktoren zum Nachbilden der Ladekurve für ungesteuertes Laden sind der Grafik in Abbildung 2-12 zu entnehmen. Die Fläche unter der Kurve ergibt den Wert 1, wodurch diese Gewichtung auf den jeweiligen täglichen Energiebedarf E_{Rd} angewendet werden kann.

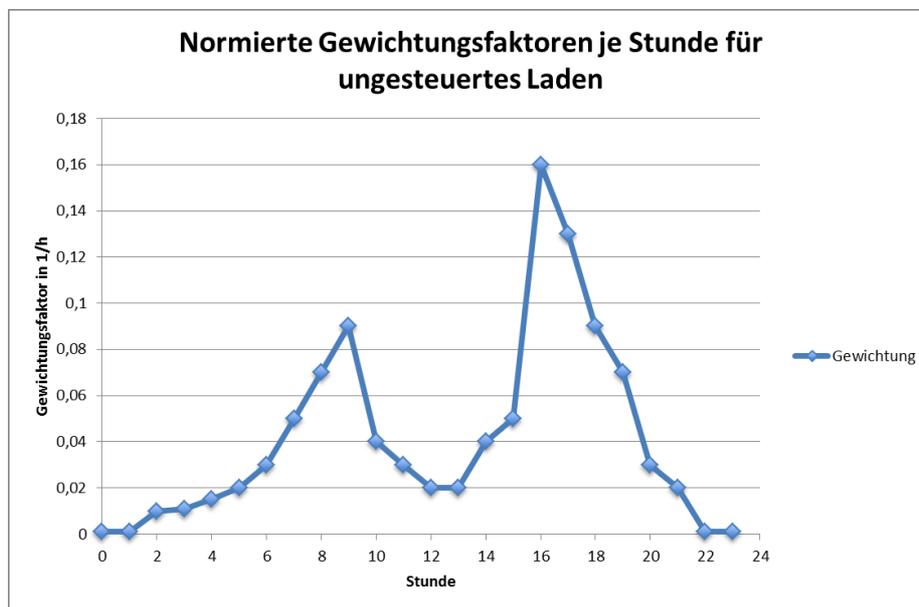


Abbildung 2-12: Normierte Gewichtungsfaktoren für ungesteuertes Laden (Quelle: [23] und eigene Annahmen)

Es sind deutlich die beiden oben erwähnten Spitzen am Vormittag und am frühen Abend erkennbar, welche das Laden am Arbeitsplatz bzw. nach der Fahrt am Abend am Wohnort widerspiegeln.

Mit steigenden Durchdringungsraten für EVs wird auf gesteuerte Ladung übergegangen werden müssen. Dazu wird hier eine Ladekurve für gesteuerte Ladung nachgebildet. Es wird speziell darauf geachtet, dass die für das Laden der Fahrzeuge benötigte elektrische Energie vermehrt in den Nachtstunden aufgebracht werden kann, um die Netzbelastung untertags nicht unnötig zu erhöhen. Als Grundlage für die in dieser Arbeit verwendete Ladekurve für gesteuertes Laden sei auf das Konferenzprotokoll „*Simulationsbasierte Untersuchung zur Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz*“ beim VDE-Kongress 2010 von S. Scherfke et al. [21] verwiesen. Auf Seite 4 in Abbildung 8 dieses Artikels [21] wird die Verschiebung

der Ladezeitpunkte in die Nachtstunden gezeigt. Diese Darstellung bildet die Basis der hier verwendeten Ladekurve. Die normierten Gewichtungsfaktoren wurden nach eigenen Annahmen dahingehend gewählt.

Abbildung 2-13 bildet diese Annahmen ab. Wie bereits in Abbildung 2-12 zeigt diese Abbildung ebenfalls die normierten Gewichtungsfaktoren, die in weiterer Folge auf den zuvor berechneten täglichen Energiebedarf E_{Rd} angewendet werden können.

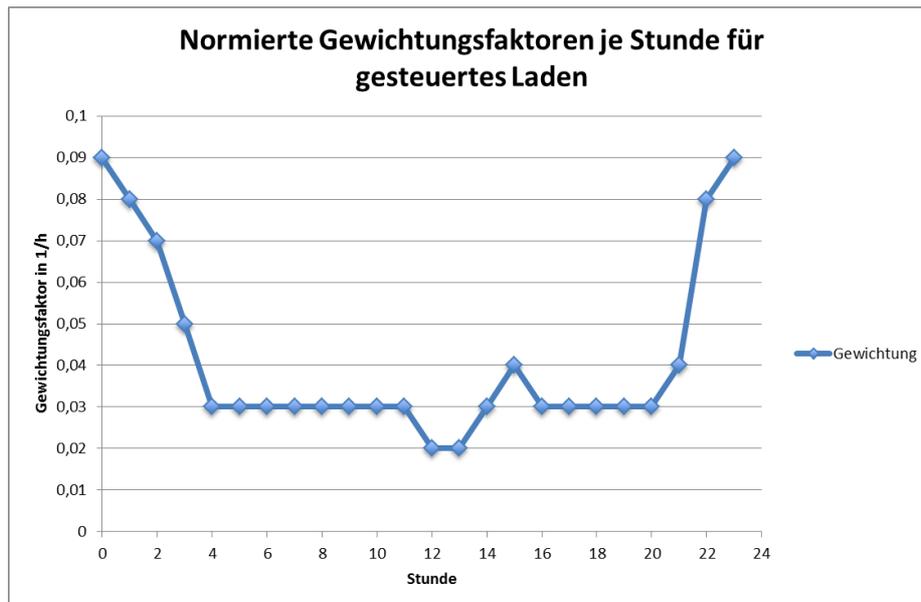


Abbildung 2-13: Normierte Gewichtungsfaktoren gesteuertes Laden (Quelle: eigene Annahmen und [21])

Eingangs wurden bereits Gründe erläutert, warum es bei ungesteuertem Laden ab einer gewissen Marktdurchdringung unweigerlich zu Problemen kommen muss. Trotzdem muss in der Markthochlaufphase damit gerechnet werden, dass vor allem am Beginn überwiegend ungesteuerte Ladestationen eingesetzt werden. Mit steigender Marktdurchdringung von EV-PKW wird vermehrt auf Ladepunkte mit Steuerung übergegangen werden müssen. Um diese Vorgehensweise zu berücksichtigen, wird für die weiteren Berechnungen eine Mischung aus gesteuertem und ungesteuertem Laden verwendet.

Anfangs ist von einer sehr großen Anzahl ungesteuerter Ladeeinheiten auszugehen. Daher wird für das Jahr 2020 eine Aufteilung von 70% ungesteuerten und 30% gesteuerten Ladestationen erwartet. Je weiter in die Zukunft geblickt wird, desto eher wird es zu einer Verschiebung in Richtung einer höheren Anzahl gesteuerter Ladestationen kommen. Folglich wird für das Jahr 2030 eine Zerteilung von jeweils 50% gesteuerten und ungesteuerten und für das Jahr 2050 von nur mehr 20% ungesteuerten jedoch 80% gesteuerten Ladepunkten ausgegangen.

Obige Annahmen werden in den normierten Gewichtungsfaktoren der gemischten Ladekurve berücksichtigt. Die Unterschiede werden deutlich, wenn man diese Kurven gegenüber stellt. In Abbildung 2-14 wurde ein Vergleich für die drei Prognosejahre gemacht. Dabei sind jeweils in dunkler Farbe die ungesteuerten Ladekurven und in heller Farbe jene Kurven, die sich aus der Mischung ergeben, dargestellt. Um die Unterschiede an einem Beispiel zu zeigen wurde exemplarisch der berechnete elektrische Tagesenergiebedarf E_{Rd} der jeweiligen Jahre mit den obigen Faktoren und der jeweiligen prozentuellen Zuteilung gewichtet.

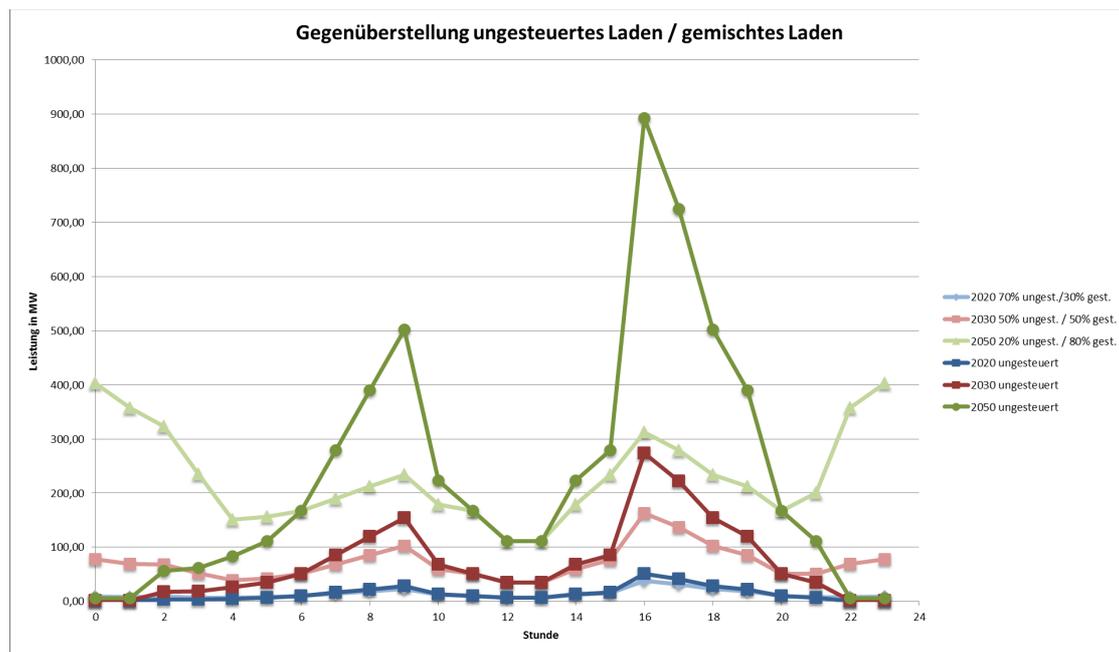


Abbildung 2-14: Gegenüberstellung Ladeprofile ungesteuert vs. Mischung ungesteuert und gesteuert (mit verschiedenen prozentuellen Zuteilungen) für den täglichen Energiebedarf E_{Rd} in Österreich (Quelle: eigenen Berechnungen)

Mit den ermittelten Ladeprofilen lässt sich der tägliche elektrische Energiebedarf E_{Rd} auf Leistungswerte je Stunde umrechnen. Somit kann – basierend auf allen bisher getroffenen Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen – ermittelt werden, wie hoch die stündlichen Belastungen zu gewissen Zeiten auf Grund der erhöhten Marktdurchdringung mit elektrisch betriebenen PKW in Österreich sein wird.

Im nächsten Kapitel wird durch Zuordnung der NUTS-III – Regionen zu einem Netzknoten der Energie- bzw. Leistungsbedarf einem Knoten zugerechnet. Somit wird es möglich, die Belastungen der APG-Netzknoten auf Grund der Marktdurchdringung mit EVs in weiteren Berechnungen zu untersuchen.

2.3.6 Zuordnung NUTS-III – Regionen zu Netzknoten

Um eine Aussage über zusätzlich zu erwartenden Lasten an den einzelnen Netzknoten und Betriebsmitteln treffen zu können, wird der elektrische Energiebedarf je Region berechnet. Durch das Herunterbrechen des täglichen Gesamtenergiebedarfes in Österreich auf die einzelnen Regionen kann durch Zuordnung der jeweiligen Region zu einem Umspannwerk die tatsächliche Belastung an diesen Punkten ermittelt werden. Durch Überlagerung der Ladeprofile (wie im vorigen Kapitel beschrieben) und des täglichen Energiebedarfs E_{Rd} für Österreich erfolgt die Umrechnung der täglichen Energiemenge in stündliche Leistungswerte.

Unter Verwendung eines Netzplanes wurden die 35 Regionen den einzelnen Umspannwerken zugeordnet. Dabei wurden aus dem Netzplan die Anbindungen der Regionen ermittelt. Sofern für eine Gegend nur ein Umspannwerk (UW) in Frage kommt, wurde der Energiebedarf zu 100% diesem UW zugeordnet. Sind zwei oder mehr Umspannwerke (UWs) für die Versorgung eines Gebietes möglich, wurde der Energiebedarf – sofern nicht auf Grund spezieller Netzkenntnisse andere Verteilungen angegeben werden können – zu gleichen Teilen den jeweiligen UWs zugeordnet.

Die getroffene Zuweisung von Regionen zu den Umspannwerken und der entsprechende Anteil der Last k_{UW} für ein betreffendes UW sind in Tabelle 2-13 angegeben.

Mit dieser Zuordnung wird der tägliche Energiebedarf E_{Rd} in Österreich auf die einzelnen Gebiete heruntergebrochen. Danach wird dieser abhängig vom jeweiligen Anteil k_{UW} auf die Umspannwerke verteilt. Somit lassen sich aus dem berechneten täglichen Energiebedarf in Österreich die Knotenbelastungen als stündliche Leistungswerte ermitteln.

Es sei hier jedoch angemerkt, dass es keine Quellen für die in Tabelle 2-13 getroffene Zuordnung und Verteilung gibt. Es handelt sich dabei um eine vereinfachte Annahme. Die Verteilung der Last auf mehrere UWs wurde vorwiegend auf Grund der geografischen Nähe bzw. der gegebenen Leitungsverbindungen in der Region durchgeführt. In einigen Bereichen sind weiterführende Netzkenntnisse vorhanden, wodurch die Verteilung nicht mehr mit 50% / 50% angenommen wurde. Es kann trotz allem vorkommen, dass die vollzogene Zuordnung in der Realität nicht exakt mit den hier für die Berechnung vorausgesetzten Werten übereinstimmt. Die Zugehörigkeit einer Region zu einem Umspannwerk kann sich aber auch durch die Änderung des Schaltzustandes im betrachteten Netz ändern.

Region		Netzknoten / UW					
		UW1	k_{UW1}	UW2	k_{UW2}	UW3	k_{UW3}
Mittelburgenland	Land	ONEUSI2	0,50	OSUEDB1	0,50	-	0,00
Nordburgenland	Land	ONEUSI2	1,00	-	0,00	-	0,00
Südburgenland	Land	OSUEDB1	1,00	-	0,00	-	0,00
Mostviertel-Eisenwurzen	Umland	OETZER1	0,33	OYBBSF2	0,33	OERNST1	0,33
Niederösterreich-Süd	Umland	OWIEN1	0,50	OTERNI21	0,50	-	0,00
Sankt Pölten	Stadt	OETZER1	0,50	ODUERN2	0,50	-	0,00
Waldviertel	Umland	OETZER1	0,50	ODUERN2	0,50	-	0,00
Weinviertel	Land	OETZER1	0,50	OBISAM1	0,50	-	0,00
Wiener Umland-Nord	Umland	OBISAM1	1,00	-	0,00	-	0,00
Wiener Umland-Süd	Umland	OWIEN1	1,00	-	0,00	-	0,00
Wien	Stadt	OBISAM1	0,50	OWIEN1	0,50	-	0,00
Klagenfurt-Villach	Stadt	OOBERS2	0,50	OMALTA2	0,50	-	0,00
Oberkärnten	Land	OMALTA2	0,85	OLIENZ2	0,15	-	0,00
Unterkärnten	Umland	OOBERS2	1,00	-	0,00	-	0,00
Graz	Stadt	OKAINA1	0,80	OOSTSTEIER1	0,20	-	0,00
Liezen	Land	OWEISS2	1,00	-	0,00	-	0,00
Östliche Obersteiermark	Land	OTERNI2	0,30	OHESE21	0,70	-	0,00
Oststeiermark	Umland	OOSTSTEIER1	1,00	-	0,00	-	0,00
West- und Südsteiermark	Umland	OKAINA1	1,00	-	0,00	-	0,00
Westliche Obersteiermark	Land	OHESE21	1,00	-	0,00	-	0,00
Innviertel	Umland	OPETER2	1,00	-	0,00	-	0,00
Linz-Wels	Stadt	OERNST1	1,00	-	0,00	-	0,00
Mühlviertel	Umland	OERNST1	1,00	-	0,00	-	0,00
Steyr-Kirchdorf	Umland	OERNST1	1,00	-	0,00	-	0,00
Traunviertel	Umland	OPETER2	0,50	OHAUSR2	0,50	-	0,00
Lungau	Stadt	OTAUER1	1,00	-	0,00	-	0,00
Pinzgau-Pongau	Land	OTAUER1	1,00	-	0,00	-	0,00
Salzburg und Umgebung	Stadt	OSALZA1	1,00	-	0,00	-	0,00
Außerfern	Land	OWESTT2	1,00	-	0,00	-	0,00
Innsbruck	Stadt	OTHUR2	1,00	-	0,00	-	0,00
Osttirol	Land	OLIENZ2	1,00	-	0,00	-	0,00
Tiroler Oberland	Land	OWESTT2	1,00	-	0,00	-	0,00
Tiroler Unterland	Umland	OSTRAS2	0,50	OKIRCH2	0,50	-	0,00
Bludenz-Bregenzer Wald	Umland	OBUERS2	1,00	-	0,00	-	0,00
Rheintal-Bodensee	Stadt	OWERBEN2	1,00	-	0,00	-	0,00

Tabelle 2-13: Zuordnung NUTS-III - Regionen zu Umspannwerken der APG über Faktor k_{UW} (Quelle: eigene Annahmen unter Verwendung eines Netzplanes)

Basierend auf obiger Einteilung (Tabelle 2-13) und Zuweisung ergeben sich folgende tägliche Energiebedarfe je Umspannwerk E_{UWd} für die drei betrachteten Prognosejahre:

E _{UWd} in MWh			
Jahr / Knoten	2020	2030	2050
ONEUSI2	2,72	35,62	173,09
OSUEDB1	1,78	22,33	100,88
OETZER1	14,93	74,50	238,00
OYBBSF2	4,81	19,44	52,41
OERNST1	42,22	213,73	656,30
OWIEN1	50,25	260,57	840,85
OTERNI21	8,23	39,19	122,65
ODUERN2	9,15	42,61	125,95
OBISAM1	42,11	235,49	794,27
OOBERS2	13,47	63,92	183,83
OMALTA2	6,42	49,16	178,99
OLIENZ2	0,86	10,51	44,34
OKAINA1	20,86	107,97	338,91
OOSTEIER1	18,16	78,49	219,55
OWEISS2	0,96	11,69	50,55
OHESSE21	2,91	34,86	147,51
OPETER2	22,43	90,17	241,26
OHAUSR2	6,36	25,54	68,34
OTAUER1	2,65	28,89	123,60
OSALZA1	11,11	69,94	232,26
OWESTT2	1,65	20,76	95,33
OTHaur2	8,03	51,26	174,68
OSTRAS2	5,92	24,20	66,36
OKIRCH2	5,92	24,20	66,36
OBUERS2	4,18	16,64	44,65
OWERBEN2	9,03	57,65	195,79
Summe Österreich	317,11	1709,31	5576,74

Tabelle 2-14: Energiebedarf E_{UWd} je Umspannwerk (Quelle: eigene Berechnung)

Die Zuordnung des täglichen elektrischen Energiebedarfs je Region E_{Rd} zu den Umspannwerken erfolgte gemäß folgender Beziehung:

$$E_{UWd} = \sum_{Region} E_{Rd} \cdot k_{UW} \quad (2.9)$$

- E_{UWd} täglicher elektrischer Energiebedarf je Umspannwerk in MWh
 E_{Rd} täglicher elektrischer Energiebedarf je Region in MWh
 k_{UW} Anteil am entsprechenden Umspannwerk in p.u.

2.3.7 Berechnung der stündlichen Knotenleistungen

Nachdem in den vorigen Abschnitten (Kapitel 2.3.5 und Kapitel 2.3.6) die Ermittlung der Ladeprofile sowie die Bestimmung des Zusatzenergiebedarfes je Umspannwerk beschrieben wurde, wird in diesem Abschnitt durch Kombination der Ladeprofile und des Energiebedarfes je UW die tatsächlich benötigte stündliche Leistung je Umspannwerk berechnet. Unter Verwendung der stündlichen Gewichtung der Ladeprofile und deren Anwendung auf den täglichen Energiebedarf lässt sich der elektrische Bedarf in MWh auf elektrische Leistungswerte in MWh/h umrechnen. Somit kann angegeben werden, welche Zusatzbelastungen in MW zu welcher Zeit an einem gewissen UW zu erwarten sein werden.

Mit den Ergebnissen dieser Berechnungen können Eingangsdaten generiert werden, die in späterer Folge zur Lastflussrechnung mit NEPLAN⁴ und Untersuchung der Auswirkungen auf das Netz verwendet werden. Wie in der Einleitung beschrieben, soll nur eine Delta-Betrachtung ohne Berücksichtigung von zukünftigen Einspeisemodalitäten durchgeführt werden, um die alleinigen Auswirkungen der EV-Marktdurchdringung auf das Netz bewerten zu können. Die gelieferten Daten können von APG für weitere interne Berechnungen verwendet werden, wobei verschiedene Überlagerungen mit zukünftigen Lasten und Einspeisungen untersucht werden.

Für die Lastflussberechnung mit NEPLAN wurden seitens APG Netzdaten für das Jahr 2030 aus dem Masterplan zur Verfügung gestellt. Daher wird die Umrechnung des in Tabelle 2-14 angegebenen Energiebedarfes je Netzknoten auf stündliche Leistungen je UW nur für das Jahr 2030 ausgeführt. Wie in Kapitel 2.3.5 beschrieben, wird für 2030 von einem Mix von 50% gesteuerten und 50% ungesteuerten Ladestationen ausgegangen. Diese Einteilung wird bei der Gewichtung des täglichen Zusatzenergiebedarfes je UW berücksichtigt, der Unterschied zu 100% ungesteuerter Ladung wird exemplarisch anhand eines UWs gezeigt (siehe Abbildung 2-15). Es ist deutlich erkennbar, dass Lastspitzen durch die Steuerung der Ladezeitpunkte erheblich gesenkt werden können. Die für diese Berechnung verwendeten Ladekurven sind auf Basis von [21] und [23] entstanden, wobei zusätzlich eigene Annahmen eingeflossen sind. Durch Optimierung dieser Ladeprofile bzw. eine spezielle Ladezeitpunktsteuerung kann die Netzbelastung noch deutlich reduziert werden. Diese Arbeit beschäftigt sich jedoch nicht speziell mit der Entwicklung von Ladeprofilen oder der Ausarbeitung von Ladesteuerungssystemen. Die hier verwendeten Ladekurven sollen zeigen, welche Wirkungen auf das Netz erwartet werden können, bzw. wie Ladezeitpunkte verschoben werden können. Wie diese Steuerung in Zukunft geschehen wird, wird hier nicht näher besprochen.

⁴ NEPLAN - http://www.neplan.ch/html/e/e_home.htm
Gernot Macsemniuc, BSc.

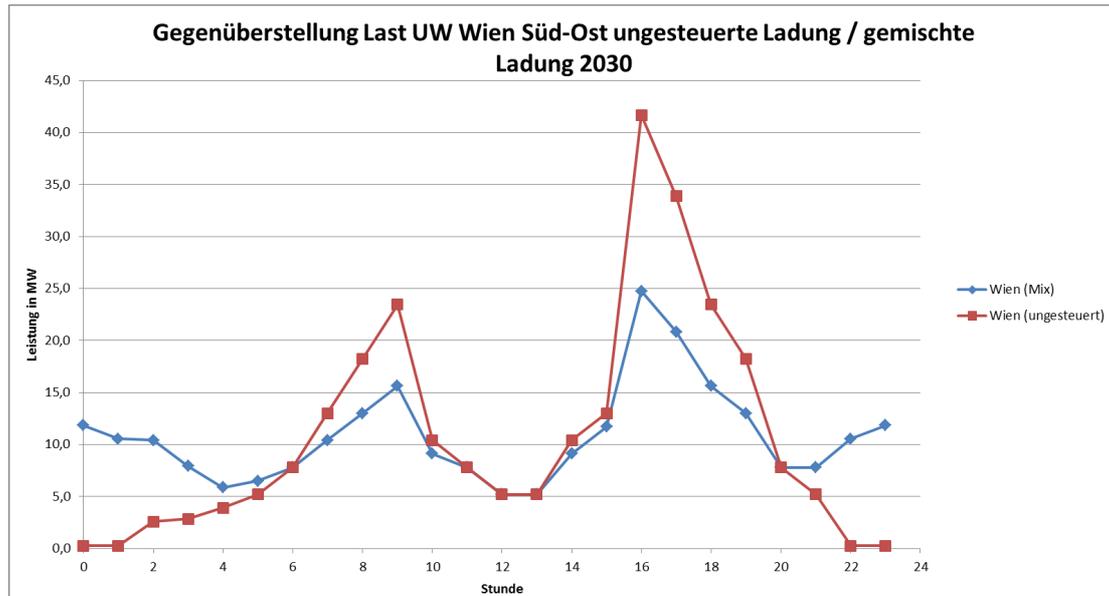


Abbildung 2-15: Gegenüberstellung Last UW Wien Süd-Ost 2030 (Quelle: eigene Berechnung)

Die Umrechnung des Energiebedarfs je Umspannwerk E_{UWd} auf Leistungswerte je Stunde wurde nach untenstehender Formel ausgeführt:

$$P_{UWh} = E_{UWd} \cdot g_h \quad (2.10)$$

P_{UWh} stündliche elektrische Leistung je Umspannwerk in MW

E_{UWd} täglicher elektrischer Energiebedarf je Umspannwerk in MWh

g_h stündlicher Gewichtungsfaktor gemäß gemischtem Ladeprofil in 1/h

Der stündliche Gewichtungsfaktor g_h für das Jahr 2030 ergibt sich wegen der Anteile von jeweils 50% gesteuerten und 50% ungesteuerten Ladepunkten aus:

$$g_h = 0,5 \cdot g_u + 0,5 \cdot g_g \quad (2.11)$$

g_h stündlicher Gewichtungsfaktor gemäß gemischtem Ladeprofil in 1/h

g_u stündlicher Gewichtungsfaktor gemäß ungesteuertem Ladeprofil in 1/h

g_g stündlicher Gewichtungsfaktor gemäß gesteuertem Ladeprofil in 1/h

Durch die Berechnung nach Formel (2.10) und (2.11) erhält man nun die stündlichen elektrischen Leistungen P_{UWh} je UW. Diese Berechnungen wurden für jedes einzelne UW für das Jahr 2030 durchgeführt. Das Ergebnis ist als Beispiel für das UW Wien Süd-Ost in Tabelle 2-15 gezeigt. Der Berechnung liegt eine EV-Anzahl für das Jahr 2030 von 500.000 Stück zugrunde.

UW Wien Süd-Ost	
Stunde	P_{UWh} in MW
0	11,856
1	10,553
2	10,423
3	7,947
4	5,863
5	6,514
6	7,817
7	10,423
8	13,028
9	15,634
10	9,120
11	7,817
12	5,211
13	5,211
14	9,120
15	11,726
16	24,754
17	20,846
18	15,634
19	13,028
20	7,817
21	7,817
22	10,553
23	11,856
Summe	260,570

Tabelle 2-15: stündliche Leistung P_{UWh} in MW für das UW Wien Süd-Ost (Quelle: eigene Berechnung)

Diese Leistungswerte jedes einzelnen UWs werden in NEPLAN als zusätzliche Lasten an den Knotenelementen eingegeben. Um die zusätzliche Last bei der Netzberechnung nicht aus dem Slack⁵-Knoten zu decken, werden überdies auch zusätzliche Netzeinspeisungen an ausgewählten UWs angeschlossen. Die Auswahl der Einspeiseorte ergibt sich auf Grund von drei verschiedenen Szenarien, welche in Kapitel 3.1 näher erläutert werden.

⁵ Slack-Knoten: auch Bilanz- oder Bezugsknoten; an diesem Knoten wird der Betrag der Spannung $|U|$ sowie der Winkel der Spannung δ vorgegeben. Der Knoten liefert Wirkleistung P und Blindleistung Q sodass ein Gleichgewicht im Netz besteht (Seite 501 [36])
Gernot Macsemniuc, BSc.

3 Lastflussrechnung

3.1 Einleitung

Das Ziel dieser Masterarbeit ist es, mögliche Auswirkungen eines großflächigen Markteintrittes von EVs auf das Übertragungsnetz in Österreich zu untersuchen. Der Einfluss auf das Netz der APG soll unabhängig von zusätzlichen Einspeisungen oder zukünftigen Lasten untersucht werden. Seitens der APG wird ein ENTSO-E Netzdatensatz im UCTE-Standardformat für das Jahr 2030 zur Verfügung gestellt, der eine Netzsituation für einen Starklast-Tag im Winter darstellt. Dieses Netz wurde in NEPLAN nachgebildet sowie alle gezeigten Einspeisungen und Lasten eingegeben. Grenzüberschreitende Leitungsverbindungen zu Umspannwerken im Ausland wurden als Ersatzspeisungen bzw. Ersatzlasten an den jeweiligen UWs ausgeführt. Somit bildet der Datensatz die Basis für alle weiteren Berechnungen.

Basierend auf diesem Datensatz sollen mit NEPLAN Lastflussberechnungen durchgeführt werden. Um die Wirkung von EVs auf das Übertragungsnetz zu zeigen wurden in Kapitel 2 verschiedene Einflussfaktoren untersucht und beleuchtet. Dabei wurde in erster Linie eine realistische Marktdurchdringung für Österreich abgeleitet. Danach wurden zurückgelegte Kilometer von Personen je Region, spezifischer Verbrauch und Verluste, Ladestrategien und Ladekurven kombiniert, um den täglichen Energiebedarf je UW zu berechnen. Durch die Zuordnung der Regionen zu einem UW und der Kombination mit den normierten Gewichtungsfaktoren für die Ladezeitpunkte konnten stündliche Leistungen je UW ermittelt werden. Diese Leistungen können in NEPLAN als zusätzliche Lasten an den Umspannwerken angeschlossen werden.

Zur Deckung des zusätzlichen Leistungsbedarfs auf Grund von EVs werden drei differente Szenarien ausgearbeitet. Damit soll gezeigt werden, wie sich Lastflüsse im Netz bei unterschiedlichen Einspeisevarianten verschieben. Es ist nicht realistisch, die zusätzlichen Lasten, welche durch EVs verursacht werden, an die UWs zu legen und den Bedarf durch den Slack-Knoten zu decken. Somit werden zusätzliche Einspeisungen an bestimmten Stellen im Netz eingebracht, die jene Leistung zur Verfügung stellen, die im restlichen Netzraum durch die Ladestationen für elektrisch betriebene PKW benötigt wird. Damit soll veranschaulicht werden, wie sich Lastflüsse durch verschiedene Einspeisemodalitäten verändern. Wie in der Einleitung bereits angesprochen handelt es sich um eine Wirkleistungsbetrachtung. Die drei Szenarien werden in den folgenden Kapiteln besprochen und die Ergebnisse diskutiert.

Darüber hinaus kann gezeigt werden, welche zusätzlichen Belastungen an den unterschiedlichen Betriebsmitteln (Kuppel-Transformatoren und Übertragungsleitungen) auftreten. Dazu wird im Szenario *Pumpspeicher* davon ausgegangen, dass die Deckung des zusätzlichen Leistungsbedarfs aus Speicherkraftwerken in Österreich erfolgt. Im Szenario *Wind* wird die Bereinigung des

Leistungsdefizites durch Einspeisung von Windenergie aus dem Bereich des Burgenlandes angenommen. Als drittes Szenario wird eine *verteilte Einspeisung* über das gesamte Netzgebiet angenommen. Durch diese drei Varianten sollen Verschiebungen der Lastflüsse sowie zusätzliche Belastungen der Betriebsmittel im Netz der APG aufgezeigt werden.

Ergebnisse der Berechnung werden in den folgenden Kapiteln näher besprochen.

3.2 Netzmodell in NEPLAN

Zur Ausführung von Lastflussberechnungen wird die Software NEPLAN verwendet. Das vorhandene Netzmodell aus dem Jahre 2010 wurde mit Hilfe eines ENTSO-E-Datensatzes im UCTE-Standardformat, der seitens der APG zur Verfügung gestellt wurde, auf den Stand von 2030 erweitert. Bei dem erhaltenen Datensatz handelt es sich um einen Netzzustand an einem Wintertag, wo mit starker Netzbelastung zu rechnen ist. Dazu wurden alle bis dahin geplanten Umspannwerke und Leitungsverbindungen aktualisiert sowie die bestehenden Anlagen kontrolliert. Sämtliche Lasten und Einspeisungen wurden ebenfalls aus dem Datensatz entnommen und übertragen. Darüber hinaus wurden die Transformatorregelungen angepasst und zusätzlich die Spannungswerte an den sogenannten PV-Knoten⁶ aktualisiert.

Zur Kontrolle des Netzmodells wurde von der APG ein Snapshot der Berechnung aus dem Masterplan übermittelt. Dabei wurde festgestellt, dass es sehr geringe Abweichungen der Wirkleistungsflüsse auf den Übertragungsleitungen zwischen APG-Daten und dem für diese Arbeit verwendeten NEPLAN-Modell gibt. Die Abweichungen liegen in der Größenordnung kleiner 5MW und können daher unberücksichtigt bleiben.

Bei den Blindleistungsflüssen sind die Abweichungen in manchen Netzbereichen etwas höher, liegen jedoch bis auf wenige Ausnahmen unter 5MVar. Da die Differenzen jedoch sehr gering im Vergleich zu den tatsächlichen Blindlastflüssen sind, können diese ebenfalls vernachlässigt werden.

Somit konnte ein Basisnetz für alle weiteren Berechnungen erstellt werden. Abbildung 3-1 zeigt dieses Netzmodell des APG-Netzes für das Jahr 2030, welches die Grundlage für alle weiteren Berechnungen bildet. Für die weiteren Berechnungen wird ausschließlich eine Wirkleistungsbetrachtung durchgeführt. Die Annahme wurde getroffen, da erwartet wird, dass Ladestationen während des Ladevorganges mit einem $\cos(\varphi)$ von 1 arbeiten. Jene elektrische Energiemenge, welche von EVs in den

⁶ PV-Knoten: Einspeiseknoten, an dem Wirkleistung P und der Betrag der Spannung $|U|$ bekannt ist.

jeweiligen Regionen benötigt wird, wurde an Hand der Ladeprofile aus Kapitel 2.3.5 auf stündliche Wirkleistungswerte je UW umgerechnet. Diese Wirkleistungen werden in NEPLAN als zusätzliche Lasten an den einzelnen Knotenelementen zugeschaltet. Jene Wirkleistungsmenge, die im gesamten Netzraum verteilt von EVs bezogen wird, wird je nach Szenario (siehe Kapitel 3.3) an verschiedenen UWs wieder eingespeist.

Mögliche Auswirkungen eines großflächigen Markteintrittes von EVs in Österreich auf das Übertragungsnetz der APG

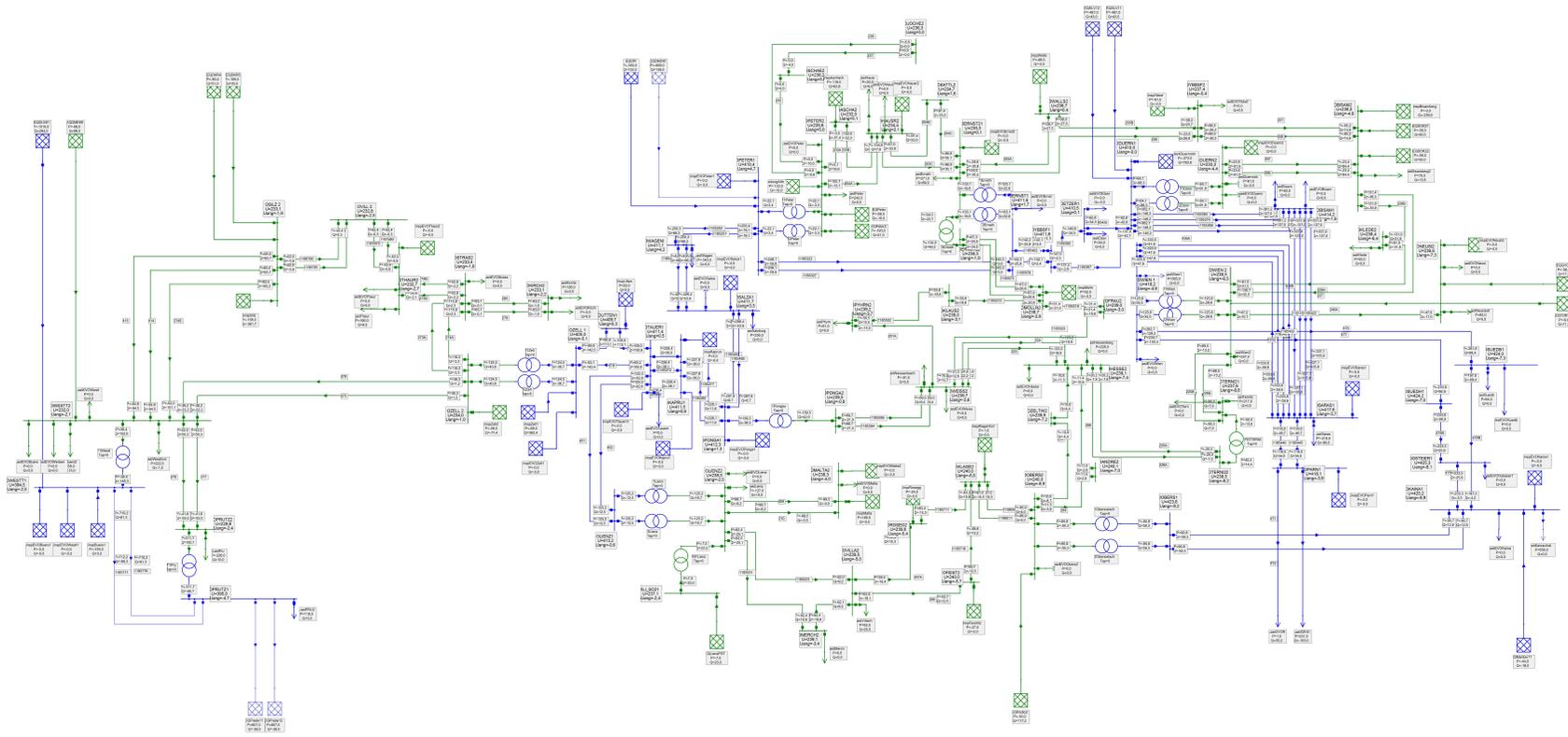


Abbildung 3-1: Basisnetzmodell des APG-Netzes in NEPLAN für das Jahr 2030

3.3 Netzberechnung

Wie bereits in Kapitel 3.1 erwähnt, werden drei unterschiedliche Szenarien definiert, an Hand denen jeweils mehrere Lastflussberechnungen durchgeführt werden. Die Berechnungen werden einmal für 9 Uhr vormittags und ein zweites Mal für 16 Uhr am Nachmittag durchgeführt. Dies sind die beiden Uhrzeiten, zu denen auf Grund der angenommenen Ladekurven die Maximalleistungen an den Netzknoten auftreten. Daher können zu diesen beiden Uhrzeiten die Auswirkungen auf das Netz am besten verdeutlicht werden. Durch Anwendung einer intelligenten Ladezeitpunktsteuerung wäre es möglich, jene Zeitpunkte, an denen die maximale Last auftritt, im Interesse der Anforderungen der lokalen Verteilnetzbetreiber, zu verschieben. Die durchgeführten Berechnungen wenden die unter Kapitel 2 definierten Parameter an. Somit ergeben sich die beiden Leistungsspitzen um 9 Uhr und um 16 Uhr.

Die Berechnung basiert im ersten Schritt auf der aus Kapitel 2.2.3 bestimmten Anzahl von 500.000 EVs im Jahr 2030. Danach wird eine weitere Berechnung durchgeführt, um zur Verfolgung des Worst-Case-Szenarios die Auswirkungen für das Beheizen des Fahrzeuginnenraumes im Winter zu veranschaulichen. Dabei wird eine Außentemperatur von -10°C angenommen, wodurch die Reichweite auf 57% der ursprünglichen sinkt. Um trotzdem wieder die ursprüngliche Reichweite mit vollgeladenem Energiespeicher des EVs zu erreichen, wird ein Aufschlag von 75% beim spezifischen Verbrauch c_{KH} (Tabelle 2-10) eingerechnet.

Somit ergeben sich durch die eben angesprochenen Annahmen 12 verschiedene Berechnungsvarianten. Diese Varianten sind in einem Szenarien-Baum in Abbildung 3-2 grafisch dargestellt:

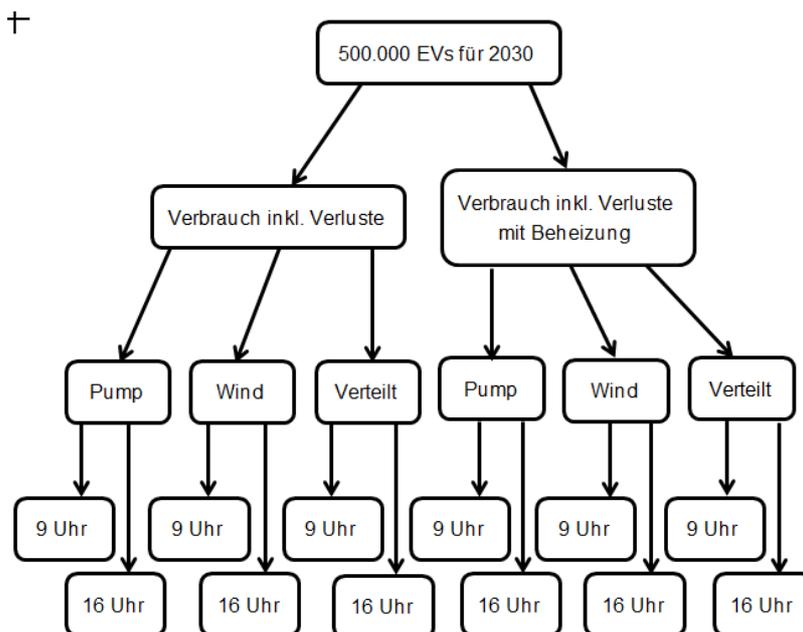


Abbildung 3-2: Szenarien-Baum der durchgeführten Berechnungen

3.3.1 Berechnete Knotenbelastungen

In Kapitel 2.3.7 wurden für jedes UW die stündlichen elektrischen Leistungen berechnet. Für die weitere Simulation mit NEPLAN werden die beiden Uhrzeiten 9 Uhr und 16 Uhr herangezogen, da zu diesen beiden Zeitpunkten in der Berechnung nach Kapitel 2.3.7 die Maximalwerte auftreten und somit die Auswirkungen am besten gezeigt werden können. Tabelle 3-1 zeigt die Zusatzlasten an den UWs für das Jahr 2030 für die beiden Zeitpunkte 9 Uhr und 16 Uhr unter der Annahme von 500.000 EVs. Diese Leistungswerte wurden in NEPLAN als zusätzliche Last an die Knotenelemente geschaltet. Zusätzlich werden in der Tabelle 3-1 auch die Werte der zusätzlichen Last angegeben, die durch einen Aufschlag von 75% beim spezifischen Verbrauch, auf Grund des Beheizens des Fahrzeuginnenraumes bei tiefen Außentemperaturen, errechnet wurden.

Zusatzlast P für 500.000 EVs in MW			mit Heizung im Winter	
Knoten	9 Uhr	16 Uhr	9 Uhr	16 Uhr
OBISAM2	14,13	22,37	24,73	39,15
OBUERS2	1,00	1,58	1,75	2,77
ODUERN2	2,56	4,05	4,47	7,08
OERNST1	12,82	20,30	22,44	35,53
OETZER1	4,47	7,08	7,82	12,39
OHAUSR2	1,53	2,43	2,68	4,25
OHESS2	2,09	3,31	3,66	5,80
OKAINA1	6,48	10,26	11,34	17,95
OKIRCH2	1,45	2,30	2,54	4,02
OLIENZ2	0,63	1,00	1,10	1,75
OMALTA2	2,95	4,67	5,16	8,17
ONEUS12	2,14	3,38	3,74	5,92
OOBERS2	3,83	6,07	6,71	10,63
OOSTEIER1	4,71	7,46	8,24	13,05
OPETER2	5,41	8,57	9,47	14,99
OSALZA1	4,20	6,64	7,34	11,63
OSTRAS2	1,45	2,30	2,54	4,02
OSUEDB1	1,34	2,12	2,34	3,71
OTAUERN1	1,73	2,74	3,03	4,80
OTERNI21	2,35	3,72	4,11	6,51
OTHAUR2	3,08	4,87	5,38	8,52
OWEISS2	0,70	1,11	1,23	1,94
OWERBEN2	3,46	5,48	6,05	9,58
OWESTT2	1,25	1,97	2,18	3,45
OWIEN1	15,63	24,75	27,36	43,32
OYBBSF2	1,17	1,85	2,04	3,23
Last EV Gesamt	102,56	162,38	179,48	284,17

Tabelle 3-1: Zusätzliche Lasten in MW bei 500.000 EVs in 2030 (Quelle: eigene Berechnung)

3.3.2 Szenario Pumpspeicher

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass die für Ladestationen im gesamten Netzraum benötigte Leistung durch Zusatzeinspeisung aus Pumpspeicherkraftwerken in Österreich zur Verfügung gestellt wird. Die Lasten werden, wie bereits in Kapitel 2.3.6 ausgeführt, verursachungsgerecht auf die jeweiligen UWs aufgeteilt. Die benötigte Zusatzeinspeisung erfolgt an jenen Stellen im Netz, an denen große Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke angesiedelt sind. Im Speziellen sind das die UWs Kaprun, Malta, Tauern und Zell am Ziller. Hiermit wird gezeigt, welche Lastflüsse auftreten, wenn eben diese Leistung, die im gesamten Bundesgebiet von EVs zum Laden benötigt wird, nur im (hochalpinen) Zentralalpenraum eingespeist wird. Es ergeben sich folgende Einspeisungen an den vier genannten UWs (Tabelle 3-2). Die benötigte Einspeiseleistung wird zu gleichen Teilen auf die jeweiligen UWs verteilt. Die beiden rechten Spalten zeigen den um 75% erhöhten Bedarf auf Grund des Beheizens des Fahrzeuginnenraumes bei tiefen Außentemperaturen (siehe dazu [16]). Der Zusatzbedarf wird für die Berechnung mit 500.000 EVs für das Jahr 2030 angegeben.

Pumpspeicher			mit Heizung im Winter	
Zusatzeinspeisung P für 500.000 EVs in MW				
Knoten	9 Uhr	16 Uhr	9 Uhr	16 Uhr
OKAPRU1	25,64	40,60	44,87	71,04
OMALTA2	25,64	40,60	44,87	71,04
OTAUERN1	25,64	40,60	44,87	71,04
OZELL1	25,64	40,60	44,87	71,04
Summe EinspEV	102,56	162,38	179,48	284,17

Tabelle 3-2: Zusatzeinspeisung Szenario Pumpspeicher für 500.000 EVs in 2030 (Quelle: eigene Berechnung)

3.3.3 Szenario Wind

In diesem Szenario wird versucht, die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz zu verdeutlichen, wenn die benötigte zusätzliche Leistung ausschließlich mit Windkraftanlagen aus dem Netzraum des Burgenlandes aufgebracht wird. Dabei handelt es sich um eine exemplarische Annahme um Leitungsauslastungen rechnerisch zu untersuchen. Windkraftanlagen sind in hohem Maße volatile Einspeisungen, da sie natürlich vom Dargebot des Energieträgers – des Windes – abhängig sind. Es kann im Allgemeinen nicht davon ausgegangen werden, dass Windkraftanlagen zu jeder Zeit die benötigte Leistung ins Netz einspeisen können. Für diese beispielhafte Berechnung wird jedoch angenommen, dass die benötigte Zusatzleistung zur angeforderten Zeit aufgebracht werden kann. Durch diese Annahme soll veranschaulicht werden, welche Leitungsauslastungen und Verschiebungen von Lastflüssen zustande kommen, wenn die im gesamten Netzgebiet benötigte elektrische Leistung am östlichsten Rand des Netzraumes aufgebracht wird. Die zusätzliche Einspeisung erfolgt an den Umspannwerken Neusiedl, Zurndorf und Sarasdorf.

Wie bereits im Szenario Pumpspeicher wurde auch hier darauf geachtet, dass der Ausgleich des Leistungsdefizites zu gleichen Teilen auf diese UWs aufgeteilt wird. Somit ergeben sich die in den folgenden Tabellen (Tabelle 3-3) gezeigten Einspeisungen:

Wind			mit Heizung im Winter	
Zusatzeinspeisung P für 500.000 EVs in MW				
Knoten	9 Uhr	16 Uhr	9Uhr	16 Uhr
ONEUSI2	34,19	54,13	59,83	94,72
OPARN1	34,19	54,13	59,83	94,72
OSARAS1	34,19	54,13	59,83	94,72
Summe EinspEV	102,56	162,38	179,48	284,17

Tabelle 3-3: Zusatzeinspeisung Szenario Wind für 500.000 EVs in 2030 (Quelle: eigene Berechnung)

3.3.4 Szenario verteilte Einspeisung

Mit dieser Annahme wird gezeigt, welche Wirkungen im Netzraum erwartet werden können, wenn jene zusätzliche Leistung, die EVs zum Aufladen des Energiespeichers benötigen, an UWs verteilt über den gesamten Netzraum eingespeist wird. Speziell wird hier die Zusatzeinspeisung an den bereits im Szenario Pumpspeicher angenommenen UWs Malta, Kaprun, Tauern und Zell am Ziller sowie an den drei UWs aus dem Szenario Wind, also Neusiedl, Zurndorf und Sarasdorf durchgeführt. Zusätzlich dazu werden noch an den UWs Bürs, Dürnrohr, Ernsthofen, Hausruck, Kainachtal, Pongau, Salzburg, St. Peter, Thaur, und Westtirol Zusatzeinspeisungen angebracht, um das Leistungsdefizit auszugleichen. Die Auswahl der UWs ergibt sich daraus, dass hinter jedem der genannten UWs die Möglichkeit größerer Leistungseinspeisungen besteht. Es ergeben sich somit folgende Einspeiseleistungen für 500.000 EVs im Jahr 2030, welche an jedem der 17 genannten UWs gleich hoch angenommen wurden:

Verteilte Einspeisung			mit Heizung im Winter	
Zusatzeinspeisung P für 500.000 EVs in MW				
Knoten	9 Uhr	16 Uhr	9Uhr	16 Uhr
OBUERS2, ODUERN2, OERNST1, OHAUSR2, OKAINA1, OKAPRU1, OMALTA2, ONEUSI2, OPARN1, OPONGA1, OSALZA1, OSARAS1, OPETER2, OTAUERN1, OTHAUR2, OWESTT2, OZELL1	6,03	9,55	10,56	16,72
Summe EinspEV	102,56	162,38	179,48	284,17

Tabelle 3-4: Zusatzeinspeisung Szenario verteilte Einspeisung für 500.000 EVs in 2030 (Quelle: eigene Berechnung)

Sämtliche in den vorigen vier Tabellen (Tabelle 3-1 bis Tabelle 3-4) angegebenen Lasten und Zusatzeinspeisungen werden im NEPLAN-Modell an den jeweiligen UWs eingefügt. Die Ergebnisse der Berechnungen werden im nächsten Abschnitt gezeigt, ausgewertet und diskutiert.

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die durch die Simulation mit NEPLAN erhaltenen Ergebnisse gezeigt und besprochen. Als Grundlage dienen die Last- und Einspeisedaten aus dem vorigen Abschnitt 3.3.

Je nach Last- und Einspeisesituation kommt es zu unterschiedlichen Lastflüssen auf den Übertragungsleitungen und verschiedenen Zusatzbelastungen der Betriebsmittel. Die Einspeisungen zum Ausgleichen des Leistungsdefizits werden je nach Szenario unterschiedlich verteilt angesetzt. Dadurch kommt es an gewissen Stellen im Netzraum zu Lastflussverschiebungen. Der Großteil der Änderungen liegt jedoch im unteren MW-Bereich, weshalb nicht jede einzelne Änderung kommentiert wird. Verschiebungen der Lastflüsse werden auszugsweise angeführt, sowie deren Ursachen erläutert.

Unter der Annahme von 500.000 EVs im Jahr 2030 und ohne der Berücksichtigung der Beheizung des Fahrzeuginnenraumes ergibt sich gemäß Abschnitt 3.3.1 für den Zeitpunkt 9 Uhr eine zusätzlich benötigte Leistung von $P=102\text{MW}$ und für 16 Uhr ein Wert von $P=162\text{MW}$. Diese benötigte elektrische Leistung muss bedarfsgerecht an ausgewählten Stellen im Netz eingespeist werden. Die Einspeisung erfolgt wie in Tabelle 3-2 bis Tabelle 3-4 angegeben. Wird die Beheizung berücksichtigt, gilt es einen Bedarf von $P=179\text{MW}$ um 9 Uhr sowie $P=284\text{MW}$ um 16 Uhr aufzubringen.

Durch schematische Darstellungen werden die besprochenen Änderungen visualisiert. Dabei wird für die jeweiligen Betriebsmittel die thermische Grenzscheinleistung S_{therm} angegeben, um einen Vergleich der Größe der Änderung mit der Leistungsfähigkeit des Betriebsmittels anstellen zu können. Im ENTSO-E-Datensatz der APG ist für jede Leitungsverbindung der thermische Grenzstrom I_{therm} in A angegeben. Dadurch kann S_{therm} gemäß Formel (4.1) berechnet werden:

$$S_{\text{therm}} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_{\text{therm}} \quad (4.1)$$

S_{therm}	thermische Grenzscheinleistung in MVA
U_N	Nennspannung in kV
I_{therm}	thermischer Grenzstrom in kA

4.1 Ergebnisse Szenario Pumpspeicher

Durch die Simulation des Szenarios Pumpspeicher mit NEPLAN konnten an diversen Stellen im Netz Lastflussverschiebungen festgestellt werden. Für dieses Szenario erfolgen die Zusatzeinspeisungen ausschließlich an den UWs Kaprun, Malta, Tauern und Zell am Ziller, wobei die Höhe der Leistungsabgabe an allen vier UWs gleich groß ist.

Auf Grund der sehr stark verteilten Zusatzbelastungen über den gesamten Netzraum sind die Einflüsse auf die Übertragungsleitungen teilweise vernachlässigbar niedrig. In manchen Bereichen kommt es zu größeren Lastflussreduktionen, in anderen Bereichen wiederum zu Zunahmen der Leistungsflüsse. Daher werden hier exemplarisch die größten Auswirkungen angeführt und analysiert.

4.1.1 Szenario Pumpspeicher ohne Berücksichtigung der Heizung

a) Änderungen für den Zeitpunkt 9 Uhr

Im Basisszenario, also ohne zusätzliche Lasten oder Einspeisungen auf Grund von EVs fließt über die beiden Leitungen zwischen dem UW Pongau und dem UW Kaprun eine Leistung von $P=228\text{MW}$. Durch die Zusatzeinspeisung am UW Kaprun von $P=26\text{MW}$ reduziert sich der Leistungsfluss auf dieser Doppelleitung um $P=31\text{MW}$, es fließen somit nur noch 197MW . Der Grund für diese Reduktion liegt daran, dass es im Raum Kaprun im Basisnetz bereits einen starken Verbrauch gibt. Durch die zusätzliche Einspeisung im UW Kaprun kommt es dadurch zu einer Reduktion entlang dieser Leitung. Des Weiteren ist erkennbar, dass es einen Anstieg von rund $+12\text{MW}$ vom UW Lienz nach UW Obersielach gibt, wobei es zwischen den UWs Malta und Lienz zu einer Reduktion von ca. -11MW kommt. Das lässt sich auf den Bedarf im Raum um die beiden UWs Kainachtal und Oststeiermark erklären, da es im Osten des Landes bei diesem Szenario keine zusätzlichen Einspeisungen gibt. Ein Anstieg von $+23\text{MW}$ kann zwischen den UWs St. Peter und Ernthofen verzeichnet werden. Der Grund für den Anstieg ist eben die fehlende Einspeisung an den Verbraucherschwerpunkten im Osten. Entlang der Donauschiene von den UWs Ernthofen bis Bisamberg steigt die Last ebenfalls um durchschnittlich $+12\text{MW}$. Die nachfolgenden Darstellungen (Abbildung 4-1 und Abbildung 4-2) zeigen einen schematischen Auszug der Änderungen, wobei zusätzlich die thermische Grenzleistung S_{therm} der jeweiligen Leitungen angegeben ist, um zu zeigen, wie hoch die Zusatzbelastung in Relation zur thermischen Grenzscheinleistung des besagten Betriebsmittels ist.

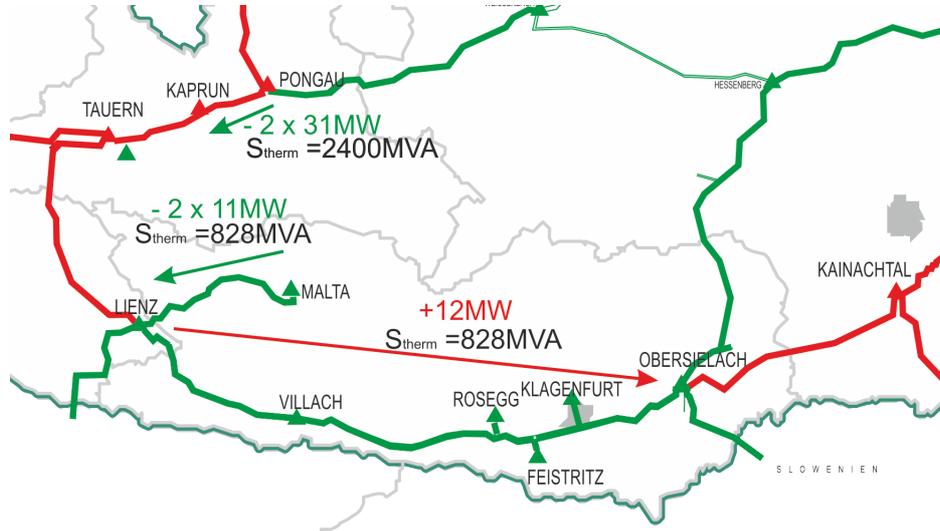


Abbildung 4-1: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 9 Uhr Netzraum Malta – Lienz – Obersielach, Pongau

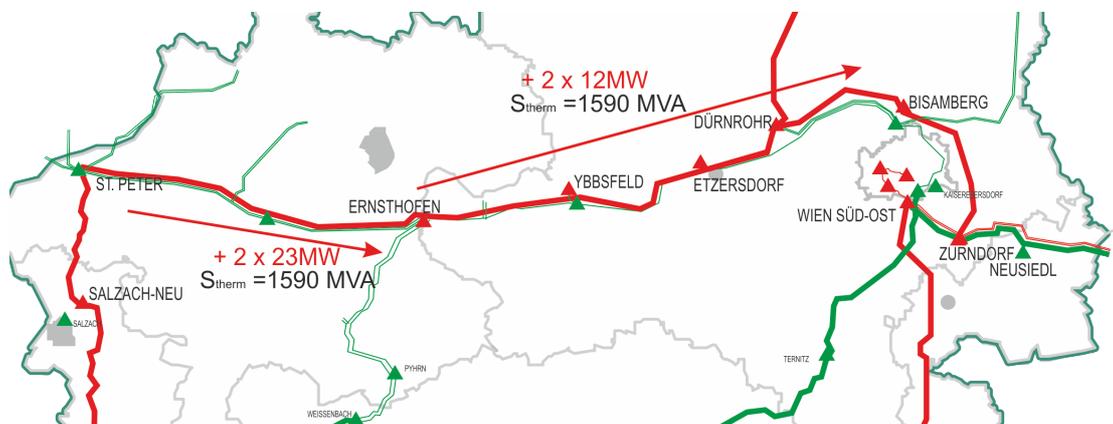


Abbildung 4-2: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 9 Uhr Netzraum St. Peter bis Bisamberg

b) Änderungen für den Zeitpunkt 16 Uhr

Die durch EVs verursachten zusätzlichen Lasten im direkten Netzraum der UWs Kaprun, Malta, Tauern und Zell am Ziller liegen in Summe bei ca. 5MW. Die Einspeiseleistung von $P=162\text{MW}$ ist um ein Vielfaches höher. Somit lässt sich an Hand der Simulation erkennen, dass es an sämtlichen Leitungen zwischen den UWs St. Peter – Wagenham, Wagenham – Salzach, Salzach – Pongau, Pongau – Kaprun und Kaprun – Tauern zur Reduktion der Lastflüsse in der Größenordnung zwischen -29MW und -35MW kommt. Verteilt über den gesamten Netzraum lassen sich geringfügige Änderungen im Bereich bis 30MW erkennen, sowohl Zu-, als auch Abnahmen. So erkennt man im Abschnitt zwischen UWs Lienz, Villach und Obersielach ebenfalls eine Zunahme von rund $+18\text{MW}$. Diese Zunahme lässt sich durch den relativ starken Verbrauch im Raum der UWs Kainachtal und Oststeiermark erklären, wobei in diesen Gebieten für dieses Szenario keine Zusatzeinspeisungen vorgesehen sind (Abbildung 4-3). Entlang der Donauschiene, also an den UWs Ernsthofen, Ybbsfeld, Etzersdorf, Dürnrohr bis Bisamberg, lassen sich weitere Zunahmen von knapp unter 20MW ermitteln. Die Zunahme zwischen den Umspannwerken St. Peter und Ernsthofen liegt bei $+40\text{MW}$. Begründen lässt sich die Zunahme damit, dass Verbrauchsschwerpunkte um die UWs Wien Süd-Ost, Dürnrohr und Bisamberg angesiedelt sind. Die benötigte Leistung wird somit über diese Schiene aus den Speicherkraftwerken bezogen (Abbildung 4-4). Auch die Zunahme des Leistungsflusses über den Transformator Pongau ($+20\text{MW}$) spricht dafür, dass ein Teil der benötigten Leistung im Osten Österreichs durch die Einspeisung im Zentralalpenraum gedeckt wird (Abbildung 4-3).

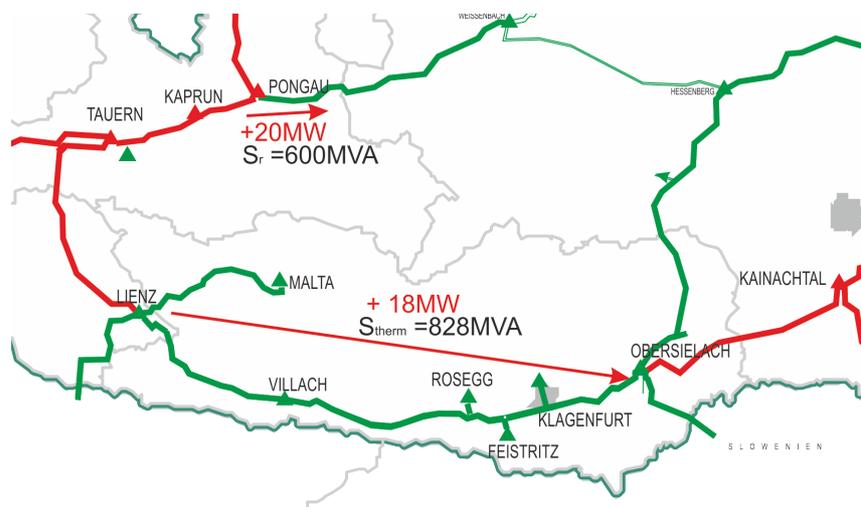


Abbildung 4-3: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 16 Uhr UWs Malta bis Obersielach bzw. Pongau



Abbildung 4-4: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 16 Uhr UWs Ernsthofen bis Bisamberg

4.1.2 Szenario Pumpspeicher mit Berücksichtigung der Heizung

a) Änderungen für den Zeitpunkt 9 Uhr

Durch die Berechnungen mit NEPLAN wird erkennbar, dass die Änderungen, sowohl in positiver als auch in negativer Richtung, an exakt den selben Stellen im Netz auftreten wie bereits unter Kapitel 4.1.1 besprochen. Es kann jedoch ein stärkerer Anstieg als im vorigen Szenario verzeichnet werden. Die betroffenen Bereiche mit Leistungserhöhungen sind wie zuvor die Donauschiene vom UW Ernsthofen bis zum UW Bisamberg (+13 - +22MW), der Netzraum zwischen den UWs Lienz und Obersielach (+21MW) sowie der Transformator im UW Pongau mit +23MW. Wie zuvor ist die Ursache mit der fehlenden Zusatzeinspeisung in Ostösterreich, aber den dort angesiedelten Verbraucherschwerpunkten zu begründen. Für die Leitungen zwischen den UWs St. Peter und Ernsthofen ist ebenfalls eine Erhöhung erkennbar und liegt in diesem Fall bei +43MW. Abnahmen der Leistungsflüsse sind, wie auch bei der vorherigen Berechnung, für den Netzraum zwischen den UWs St. Peter bis Tauern hervorzuheben. Die Reduktionen liegen bei -40 und -54MW.

Die Ergebnisse sind schematisch in den folgenden Grafiken (Abbildung 4-5 und Abbildung 4-6) dargestellt:

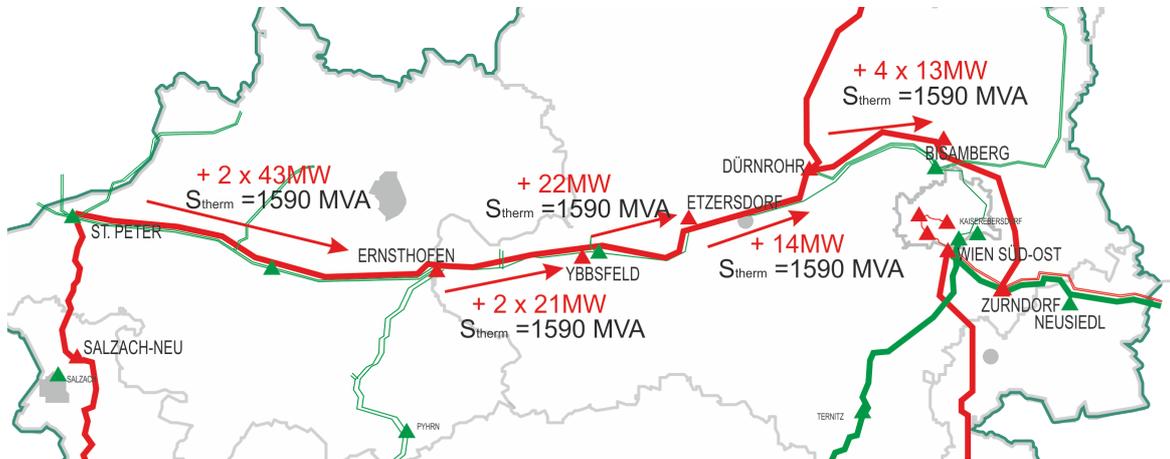


Abbildung 4-5: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 9 Uhr (mit Beheizung) UWs Ernsthofen bis Bisamberg

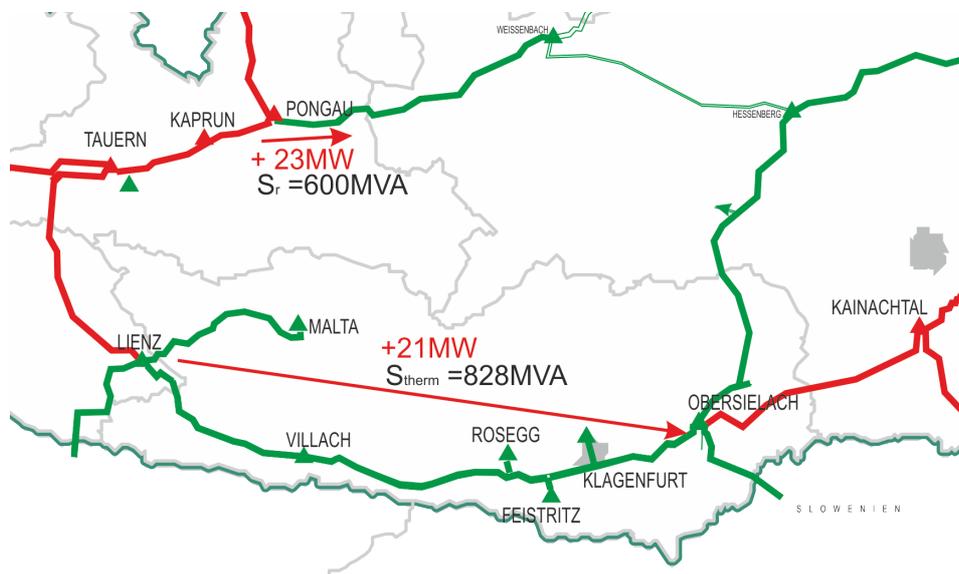


Abbildung 4-6: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 9 Uhr (mit Beheizung) UWs Malta bis Obersielach

b) Änderungen für den Zeitpunkt 16 Uhr

Wie bereits im vorigen Kapitel ohne Berücksichtigung der Beheizung erklärt, führt die simulierte Zusatzeinspeisung im Bereich zwischen den UWs St. Peter und Tauern zu Lastflussreduktionen, die in diesem Fall zwischen den beiden UWs Kaprun und Pongau sogar bis -85MW erreichen.

Für die betroffenen Gebiete, in denen Lastflusserhöhungen auftreten sei auf Abschnitt a) dieses Kapitels verwiesen. Wegen des höheren Bedarfs und der damit verbundenen höheren Einspeisung sind auch die Zusatzbelastungen deutlicher erkennbar. Diese erreichen entlang der Donauschiene (Netzraum St. Peter bis Bisamberg) Werte zwischen +20MW und +61MW, im Raum zwischen den UWs Lienz und Obersielach liegen sie bei rund +32MW. An dem ebenfalls bereits zuvor angesprochenen Transformator im UW Pongau erreicht die Zusatzbelastung +39MW (siehe Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8).

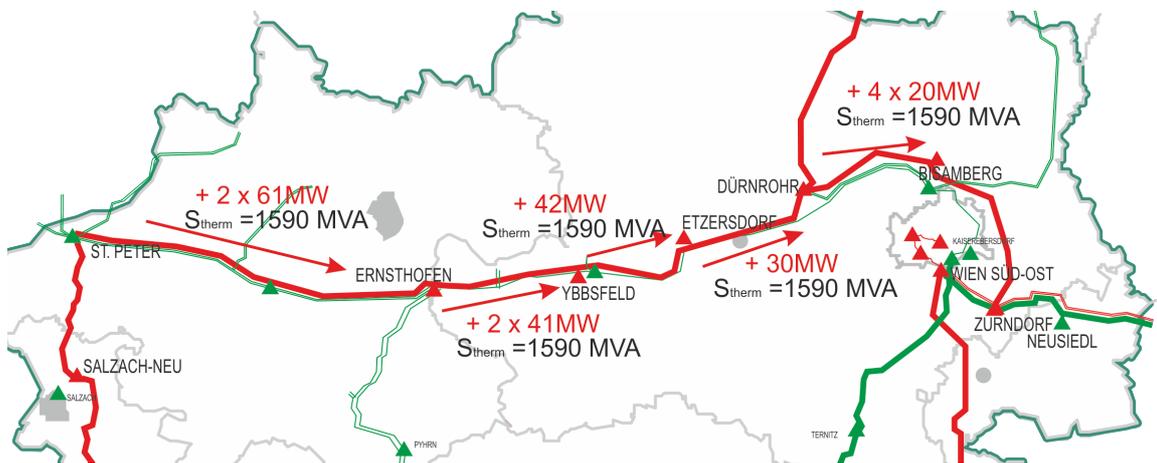


Abbildung 4-7: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 16 Uhr (mit Beheizung) UWs Ernsthofen bis Bisamberg

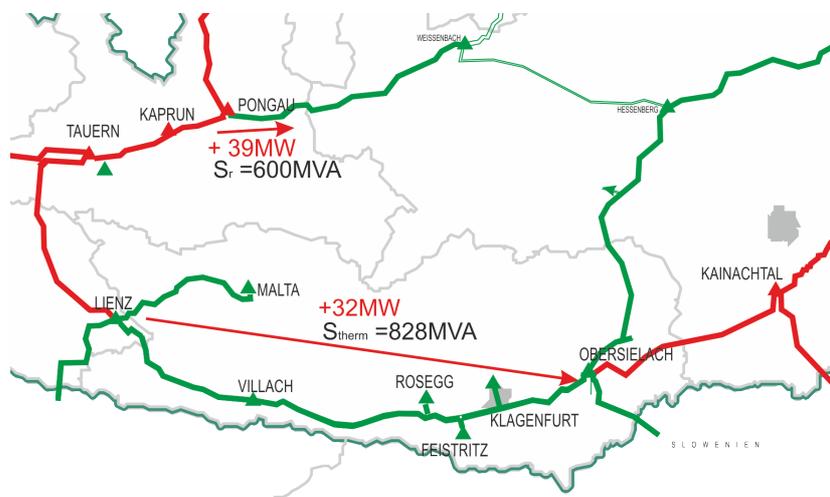


Abbildung 4-8: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 16 Uhr (mit Beheizung) UWs Malta bis Obersielach

4.2 Ergebnisse Szenario Wind

Zur Beschreibung der Lastflussverschiebungen wird in diesem Abschnitt die gleiche Vorgehensweise wie für das Szenario Pumpspeicher gewählt. Die Verschiebungen der Leistungsflüsse im APG-Netz werden durch Vergleich mit dem Basisnetz (ohne Zusatzlasten, ohne Zusatzeinspeisungen) analysiert. In diesem Szenario wird die Zusatzeinspeisung nur in Ostösterreich durchgeführt, da angenommen wird, dass das Leistungsdefizit durch die Aufbringung aus Windkraftanlagen, welche hauptsächlich im Osten des Landes angesiedelt sind, erfolgt. Speziell sind das die drei Umspannwerke Neusiedl, Zurndorf und Sarasdorf. Es ist daher zu erwarten, dass die Änderungen der Lastflüsse in gänzlich anderen Netzbereichen auftreten werden, als im zuvor besprochenen Szenario Pumpspeicher.

4.2.1 Szenario Wind ohne Berücksichtigung der Heizung

a) Änderungen für den Zeitpunkt 9 Uhr

Die erste nennenswerte Änderung für dieses Szenario betrifft die Verbindung zwischen dem UW Wien Süd-Ost und dem UW Neusiedl. Durch die zusätzliche Einspeisung im UW Neusiedl ändert sich diese Leitungsbelastung stark. Im Basisnetz gibt es einen Lastfluss von 47MW vom UW Wien Süd-Ost nach Neusiedl. Durch die Annahme der Zusatzeinspeisung in diesem Szenario werden nun nur mehr 15MW in Richtung Neusiedl transportiert, was einer Änderung von -32MW entspricht. Entlang der Donauschiene, vom UW St. Peter bis zum UW Bisamberg, gibt es im Gegensatz zum vorigen Szenario ebenfalls eine deutliche Änderung des Leistungsflusses zu erkennen. Bezogen der Osten des Landes zuvor die benötigte Zusatzleistung vermehrt vom UW St. Peter aus zum UW Bisamberg, erfolgt nun eine Reduktion des Transportes in diese Richtung, da auf Grund der verstärkten Einspeisung im östlichen Netzgebiet weniger Leistung aus dem Westen bezogen werden muss. Im Vergleich zum Basisnetz kommt es für diesen Fall zu einer Verringerung von bis zu -15MW.

Auf der Verbindung zwischen dem UW Wien Süd-Ost und dem UW Südburgenland lässt sich eine Steigerung von +11MW erkennen, was sich ebenfalls auf die spezielle Einspeisesituation zurückführen lässt. Dieser Anstieg setzt sich bis zum UW Kainachtal weiter fort. Des Weiteren zeigt sich eine Reduktion von -17MW zwischen den beiden UWs Zurndorf und Sarasdorf. Damit ist ersichtlich, dass durch die Einspeisung in Zurndorf und Sarasdorf das Leistungsdefizit der UWs Südburgenland, Oststeiermark und Kainachtal von Sarasdorf aus über Wien Süd-Ost gedeckt wird.

Die im vorigen Szenario auffälligen Netzbereiche treten hier gar nicht in Erscheinung. Die Leitungen in Kärnten oder der Transformator im UW Pongau zeigen mit dieser Einspeisevariante verringerte Belastungen. Die Ergebnisse sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

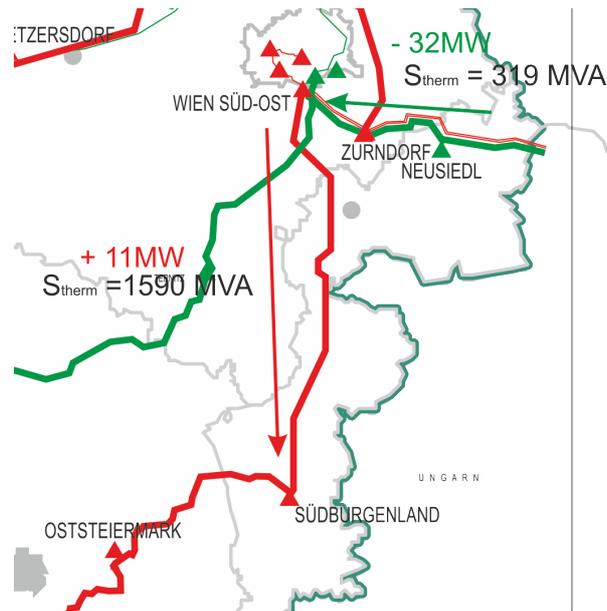


Abbildung 4-9: Auswirkungen Szenario Wind 9 Uhr UWs Wien Süd-Ost / Südburgenland / Neusiedl

b) Änderungen für den Zeitpunkt 16 Uhr

Auf Grund der höheren Netzbelastung und der damit in Verbindung stehenden höheren Zusatzeinspeisung kommt es an den gerade zuvor besprochenen Leitungen zu stärkeren Auswirkungen. So erfolgt eine Änderung des Leistungstransports auf der Verbindung UW Wien Süd-Ost nach UW Neusiedl von 50MW, wobei die Auslastung der Leitung deutlich geringer wurde. Des Weiteren wurde die Flussrichtung umgekehrt, es werden nun 4MW von Neusiedl nach Wien Süd-Ost transportiert. In Summe entspricht das einer Reduktion von -43MW.

Der Anstieg auf den beiden Verbindungen zwischen Wien Süd-Ost und dem Netzraum Burgenland beträgt nun +17MW. Dieselbe Zunahme kann bis zum UW Kainachtal verfolgt werden. Auf der Verbindung UW Dürnrrohr bis UW Etzersdorf lässt sich eine Reduktion von -28MW feststellen, da der Bedarf für Wien Süd-Ost und Bisamberg nun nicht mehr aus dem Westen gedeckt wird, sondern vom UW Sarasdorf bzw. UW Neusiedl aus. Das zeigt sich auch an der geringen Lastflusszunahme auf der Verbindung zwischen den UWs Sarasdorf und Wien Süd-Ost, sowie der starken Änderung zwischen den UWs Neusiedl und Wien Süd-Ost. Die folgende Abbildung zeigt die eben besprochenen Auswirkungen auszugsweise:

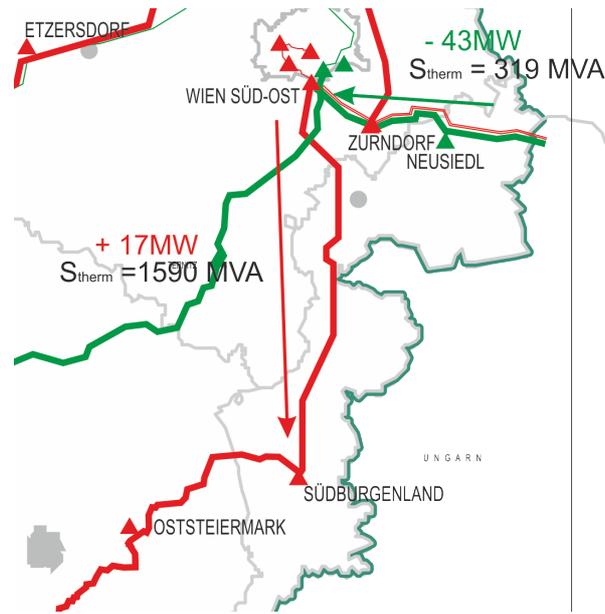


Abbildung 4-10: Auswirkungen Szenario Wind 16 Uhr UWs Wien Süd-Ost / Zurndorf / Sarasdorf / Neusiedl

4.2.2 Szenario Wind mit Berücksichtigung der Heizung

a) Änderungen für den Zeitpunkt 9 Uhr

Wie sich bereits im Szenario Pumpspeicher gezeigt hat, bleiben die Änderungen mehr oder weniger im selben Netzraum. Daher wird hier auf eine spezielle Beschreibung verzichtet und im Hinblick auf die höhere Last der Simulationszeitpunkt 16 Uhr näher ausgeführt.

b) Änderungen für den Zeitpunkt 16 Uhr

Wider Erwarten kann hier in erster Linie die Verbindung zwischen den UWs Wien Süd-Ost und Neusiedl angesprochen werden. Im Vergleich zum Basisnetz werden nun nicht 47MW von Wien bezogen, sondern 42MW in Richtung Wien transportiert. Das entspricht einer Änderung von 89MW. Gegenüber dem ursprünglichen Leistungsfluss ist die Auslastung der Verbindung nahezu ident mit der aus dem Basisnetz (ca.15%). Auf den Leitungen zwischen Wien Süd-Ost und dem Netzraum Burgenland erreicht die Zunahme in diesem Fall +28MW, welche sich bis zum UW Kainachtal in etwas schwächerer Ausbildung fortsetzt. Der Anstieg der Belastung über die Salzburgleitung (UW St. Peter bis UW Tauern) kann weiter verfolgt werden (ca. +19MW), ebenso die Abnahme über die Donauschiene – UW St. Peter bis UW Bisamberg – mit durchschnittlich -30MW. Die Auslastungen der Leitungen zwischen den UWs Zurndorf und Sarasdorf wurde um 47MW gesenkt. Die Gründe dieser Verschiebungen wurden bereits im vorigen Abschnitt erläutert. Es werden hier nochmals die Wirkungen verdeutlicht (siehe Abbildung 4-11):

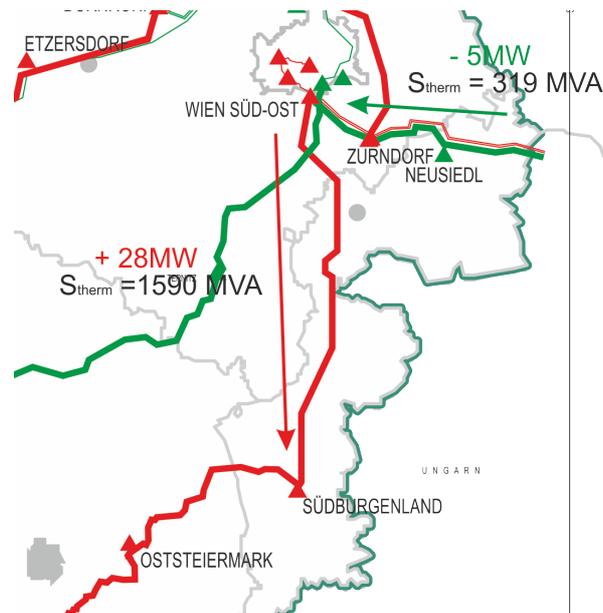


Abbildung 4-11: Auswirkungen Szenario Wind 16 Uhr (mit Beheizung) UWs Wien Süd-Ost / Zurndorf / Sarasdorf / Neusiedl

4.3 Ergebnisse Szenario verteilte Einspeisung

Das nun folgende Szenario versucht die Auswirkungen zu zeigen, die im Übertragungsnetz der APG auftreten können, wenn es zu einem großflächigen Markteintritt von EVs in Österreich kommt. Die Grundlagen der Annahmen dieses Szenarios sind in Kapitel 3.3.4 beschrieben.

Die Lastsituation bleibt im Hinblick auf die beiden vorigen Szenarien unverändert. Was sich jedoch drastisch ändert, sind die Orte und die Höhe der Zusatzeinspeisung. Die Deckung des Leistungsdefizits wird in diesem Fall durch Zusatzeinspeisungen verteilt über den gesamten Netzraum durchgeführt. Im Rahmen der Simulation wurde bereits erkannt, dass die Netzurückwirkungen dieses Fallbeispiels nur geringe Ausmaße annehmen. Daher wird in diesem speziellen Fall auf eine detaillierte Ausführung der Änderungen verzichtet, da bei einer Anzahl von 500.000 EVs keine nennenswerten Lastflussverschiebungen im APG-Netz erkannt werden können.

Die größte Zusatzbelastung, die in diesem Szenario festgestellt werden kann, ist eine Zunahme von ca. +40MW zwischen den beiden UWs St. Peter und Ernstthofen bei der Berechnung für den Zeitpunkt 16 Uhr mit Berücksichtigung der Beheizung des EVs. Diese Zusatzbelastung entspricht ca. 4% der thermischen Grenzscheinleistung dieser Leitungsverbindung und muss somit nicht weiter berücksichtigt werden.

Abschließend kann festgehalten werden, dass bei verteilter Einspeisung über das gesamte Netzgebiet, was einem realistischen Zukunftsszenario am ähnlichsten ist, keine wirklich nennenswerten Auswirkungen auf das Übertragungsnetz der APG zukommen.

5 Diskussion

Durch die in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Berechnungen zeigt sich, dass es durch die Einführung von EVs in Österreich zu keinen gravierenden Auswirkungen im Übertragungsnetz der APG kommt. Die Berechnungen stützen sich auf eingangs definierte Rahmenbedingungen sowie Einflussfaktoren.

Da es unzählige Einflussfaktoren für die Marktdurchdringung mit EVs gibt, können nicht alle einzelnen berücksichtigt werden. Des Weiteren ist es schwierig, Aussagen darüber zu treffen, welche täglichen Wegstrecken von Personen im Durchschnitt zurückgelegt werden, da sich die derzeit verfügbaren Daten auf die letzte Mobilitätsanalyse für Österreich aus dem Jahr 1995 stützen. Es wurde jedoch versucht, mit Hilfe unterschiedlicher Quellen und eigenen Annahmen verwertbare Ergebnisse zu erhalten. Ebenfalls erwähnenswert ist die Zuordnung der NUTS-III-Regionen zu einem Umspannwerk, um den jeweiligen Leistungsbedarf in einer Region auf ein UW abbilden zu können. Die Zuordnung wurde unter Verwendung eines Netzplanes durchgeführt. Es kann jedoch vorkommen, dass nicht jede Region mit dem exakten Anteil dem jeweiligen UW zugeordnet wurde. Dies kann aber auch durch eine Änderung des Normalschaltzustandes auftreten.

Darüber hinaus handelt es sich bei der Annahme der Ladekurven um spezielle Erwartungen, um die Anforderungen dieser Arbeit abzudecken. Diese Ladeprofile sollen in erster Linie die Zeitpunkte der Ladung widerspiegeln. In weitere Folge werden sie für die Umrechnung des täglichen elektrischen Energiebedarfs auf stündliche Leistungswerte verwendet. Durch eine Optimierung dieser Ladeprofile können die Zeiten der Maximallast für das Netz verschoben werden. Da der ENTSO-E-Netzdatensatz, der seitens APG zur Verfügung gestellt wurde, *einen* Zeitpunkt (Starklast-Tag, Winter) wiedergibt, würden sich die Berechnungsergebnisse nicht ändern, wenn die Maximallast zu einer anderen Tageszeit auftritt. Die Zusatzlasten werden dem vorliegenden Verbrauch überlagert.

Anhand getroffener Annahmen und Vereinfachungen wurden Eingangsdaten generiert, die in weiterer Folge zur Lastflussberechnung mit NEPLAN verwendet wurden. Die Berechnungen zeigen, dass je nach gewähltem Szenario unterschiedliche Netzzräume mit Zusatzbelastungen zu erwarten sind. In wieder anderen Teilbereichen sind Belastungsabnahmen zu verzeichnen. Es wurden drei Szenarien berechnet, wobei zwei dieser Varianten (Szenario Pumpspeicher und Szenario Wind) einem Worst-Case nahe kommen. Durch die konzentrierte Einspeisung im Bereich der (Pump-) Speicherkraftwerke kommt es zu den in Kapitel 4.1 diskutierten Ergebnissen. Ein zweiter Worst-Case wird durch das Szenario Wind beschrieben. Dadurch können Netzbelastungen ermittelt werden, die durch die Deckung des Leistungsdefizites durch alleinige Einspeisung am östlichen Rand des Netzraumes auftreten (siehe dazu Kapitel 4.2). Die realistischste Variante ist die der verteilten Einspeisung. Wie bereits im Abschnitt 4.3 erläutert sind in diesem Fall die erkennbaren Auswirkungen im Netz am geringsten.

Direkten Einfluss auf den Energieverbrauch der Fahrzeuge bzw. auf die Zusatzlast im APG-Netz haben neben der Wahl der verschiedenen Einspeiseorte noch folgende Parameter:

- Motorisierungsgrad der jeweiligen Region
- EV-Marktdurchdringung
- durchschnittliche tägliche Kilometer von Personen
- spezifischer Verbrauch der EVs
- Ladeprofile

Dazu kann festgehalten werden, dass sowohl der Motorisierungsgrad der jeweiligen Regionen wie auch der spezifische Verbrauch der Fahrzeuge sehr gut bekannt ist. Die angenommene Marktdurchdringung mit EVs in Österreich kann sich im Hinblick auf die unterschiedlichen Erwartungen (siehe Abbildung 2-4) jedoch stark ändern. Die Berechnungen dieser Arbeit wurden für das Jahr 2030 unter der Annahme von 500.000 EVs durchgeführt. In den betrachteten Studien sind Erwartungen zwischen 114.500 EVs bis zu 886.700 EVs für dasselbe Jahr prognostiziert. Daher streuen die Erwartungen für ein und dasselbe Jahr um $\pm 77\%$.

Des Weiteren sind die durchschnittlich täglich im mobilen Individualverkehr zurückgelegten Wege wegen Ermangelung aktueller Daten auf Basis der Mobilitätsenerhebung aus dem Jahr 1995 angenommen und hochgerechnet worden. Unter der Berücksichtigung einer Unsicherheit von ca. 20% bei den zurückgelegten Strecken erhöhen sich damit der Energiebedarf der EVs und dadurch auch die Zusatzbelastung auf das Netz der APG.

Darüber hinaus wurden in der vorliegenden Arbeit Ladeprofile angenommen. Diese Annahme ist ebenfalls mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Geht man davon aus, dass der Fehler bei der Annahme bei 50% liegt, ergibt sich ein weiterer Parameter der die Zusatzbelastung beeinflussen kann.

Bei Betrachtung der Auswirkungen auf das Höchstspannungsnetz in Österreich auf Basis des realistischsten Zukunftsszenarios – der verteilten Einspeisung – kann folgendes festgehalten werden:

- die höchste Zusatzbelastung in diesem Szenario liegt bei $\Delta P = +40\text{MW}$
- die Summe der möglichen Unsicherheiten in den Annahmen dieser Arbeit p_U ergeben gemäß obiger Erklärungen folgenden Maximalwert:

$$p_U = p_M \cdot p_W \cdot p_{LP} = 1,77 \cdot 1,21 \cdot 1,5 = 3,19 \quad (5.1)$$

Daraus kann eine maximale Leistungsbelastung ΔP_{\max} auf Grund von möglichen Fehlern in den Annahmen wie folgt berechnet werden:

$$\Delta P_{\max} = \Delta P \cdot p_U = 40 \text{ MW} \cdot 3,19 = 128 \text{ MW} \quad (5.2)$$

ΔP	Zusatzbelastung in MW
ΔP_{\max}	maximale Zusatzbelastung in MW
p_U	Unsicherheit der Zusatzbelastung in p.u.
p_M	Faktor für die Unsicherheit der Marktdurchdringung in p.u.
p_W	Faktor für die Unsicherheit der zurückgelegten Wege in p.u.
p_{LP}	Faktor für die Unsicherheit der Ladeprofile in p.u.

Im Hinblick auf die thermische Grenzscheinleistung der angesprochenen Verbindung von $S_{\text{therm}}=1590\text{MVA}$ ergibt sich somit eine Änderung von maximal 8% der thermisch möglichen Kapazität dieses Betriebsmittels. Somit kann auch unter Berücksichtigung sämtlicher möglichen Unsicherheiten keine unzulässige Netzbelastung festgestellt werden.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Die vorliegende Arbeit zeigt an Hand vorgegebener Rahmenbedingungen und gewählter Einflussfaktoren mögliche Auswirkungen eines vermehrten Marktanteils von EVs auf das Übertragungsnetz der APG in Österreich. Dabei wurden einige Annahmen und Vereinfachungen getroffen, welche bei einer tieferen Untersuchung unter Umständen berücksichtigt werden können.

Als erster Punkt sei hier die Unterscheidung zwischen EVs und PHEVs genannt. EVs sind Fahrzeuge, welche rein elektrisch betrieben werden und keine VKM besitzen. PHEVs sind Fahrzeuge, die entweder elektrisch oder mit einer VKM bewegt werden können. Dabei wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass PHEVs einem EV äquivalent sind, sofern das PHEV mit dem Elektromotor genutzt wird. Deshalb wird für beide Fahrzeugtypen der gleiche spezifische Verbrauch angenommen. Ist der Anteil von PHEVs im Vergleich zu reinen EVs am Markt sehr hoch, muss berücksichtigt werden, dass nicht immer der elektrische Modus in Anspruch genommen wird, wodurch der Energiebedarf und somit die Leistungsbelastung für das Netz eine Andere sein muss.

Ferner wurden für die Berechnungen Ladekurven angenommen, wobei der Schwerpunkt dieser Arbeit jedoch nicht auf der Entwicklung von Ladeprofilen oder Ladestrategien liegt. Durch die Änderung der Ladeprofile und somit der Verschiebung der Zeitpunkte des Energie- und Leistungsbedarfs kann es zu gänzlich differenten Netzbelastungen kommen. Es soll hier jedoch, auf Grundlage von Annahmen, gezeigt werden, welche Lastflussverschiebungen und Zusatzbelastungen von Betriebsmitteln auftreten können. Des Weiteren wurden die Berechnungen in NEPLAN auf Basis eines Netzdatensatzes durchgeführt, der *einen* Starklast-Tag im Winter repräsentiert. Umgekehrt muss gesagt werden, dass durch verstärktes ungesteuertes Laden von EVs bei hohen Marktdurchdringungen auch wesentlich höhere Netzbelastungen auftreten können. Dazu wurde im Laufe der Arbeit auf diverse Studien verwiesen, die diese negativen Auswirkungen bereits aufgezeigt haben.

Gemäß den festgelegten Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren in der vorliegenden Arbeit wird davon ausgegangen, dass als primäre Ladetechnologie derzeit von der konduktiven Ladung auszugehen ist. Dabei wird das Fahrzeug physikalisch mit Kabel und Stecker mit der Ladeinfrastruktur verbunden. Derzeitige Entwicklungen von Ladesäulen, Kabel- und Steckersystemen lassen dies erwarten. Weitere Möglichkeiten sind aber auch das Wechseln des Energiespeichers in Batteriewechselstationen oder eine induktive Aufladung des Fahrzeuges, wobei besonders letztere noch im frühen Entwicklungsstadium steht. Beim induktiven Laden wird der Energiespeicher des Fahrzeuges rein durch die Nähe zur Infrastruktur aufgeladen. Eine physikalische Verbindung wie bei der konduktiven Ladung ist nicht nötig. Deshalb ist dabei nicht mit Steh- / Wartezeiten beim Laden zu rechnen, da die Aufladung während der Fahrt möglich ist. Es gibt derzeit jedoch keine Infrastruktur für induktives Laden von EVs in Österreich.

Darüber hinaus sei angemerkt, dass der Verkehrssektor derzeit nur einen einstelligen Prozentanteil am Gesamtendenergieverbrauch in Österreich ausmacht (siehe Abbildung 11 auf Seite 18 in [1]). Dieser Anteil, welcher in den letzten 40 Jahren nahezu konstant geblieben ist, wird mit der Elektrifizierung des Verkehrssektors sicher ansteigen. Trotzdem kann nicht davon ausgegangen werden, dass dieser Sektor zu einem der Hauptenergieabnehmer wird, wodurch auch die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz nicht in großem Umfang zu erwarten sind. Drastische Auswirkungen wird die Umstellung des Verkehrssektors von Fahrzeugen die mit fossilen Energieträgern angetrieben werden auf elektrisch betriebene Fahrzeuge im Hinblick auf die CO₂ – Emissionen dieses Sektors bringen. Der Anteil des Straßenverkehrs an den CO₂ – Emissionen in Österreich betrug gemäß „Klimaschutzbericht 2011“ des *Umweltbundesamtes* [25] 27%. Dieser Anteil wird mit einer Elektrifizierung des Verkehrs mit Sicherheit gravierend sinken. Da sich diese Arbeit mit den Auswirkungen auf das Übertragungsnetz der APG beschäftigt, wurden diese Faktoren nicht speziell beleuchtet.

Mit Hilfe eingangs definierte Einflussfaktoren auf die Marktdurchdringung, sowie der festgelegten Rahmenbedingungen für die EV-Anzahl, den Energiebedarf der Fahrzeuge, aber auch der Mobilitätsanforderungen und der damit in Verbindung stehenden zurückgelegten Fahrtstrecken konnte eine Abschätzung des Energiebedarfs getätigt werden. Durch Annahme von Ladeprofilen und der Regionszuordnung zu einzelnen Umspannwerken konnte der zusätzliche Leistungsbedarf auf Grund der Einführung von EVs ermittelt werden. Diese Annahmen und Berechnungen lieferten Eingangsdaten für ein Simulationsmodell in NEPLAN für das Netz der APG im Jahr 2030. Im Abschnitt 4 der vorliegenden Arbeit wurden die Simulationsergebnisse im Detail diskutiert und grafisch dargestellt. Diese Abbildungen (Abbildung 4-1 bis Abbildung 4-11) zeigen bei den diskutierten Betriebsmitteln die thermischen Grenzleistungen an. Durch Angabe der thermischen Grenzleistung in Verbindung mit den erhaltenen Änderungen der Lastflüsse können Aussagen über die tatsächlichen Einflüsse auf das Netz der APG getroffen werden. Wie den angesprochenen Abbildungen zu entnehmen ist, sind die Änderungen (Zu- oder Abnahmen) der Lastflüsse auf den Leitungen sehr niedrig im Vergleich zur Grenzleistung der betrachteten Verbindungen. Auch wenn die Ergebnisse nur im Hinblick auf die Wirkleistung untersucht wurden, sind unter den getroffenen Rahmenbedingungen keine negativen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz der APG zu erwarten.

Literaturverzeichnis

- [1] Österreichs Energie, "Visionen 2050," Österreichische Energieagentur, Wien, Forschungsbericht Bestellnummer: 650/514, (2010).
- [2] R. Winter, G. Lichtblau F. Pötscher, "Elektromobilität in Österreich. Szenario 2020 und 2050," Umweltbundesamt Österreich, Wien, Report ISBN: 978-3-99004-058-4, (2010).
- [3] H. Stigler et al., "Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft," Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, Graz, Österreich, (2010).
- [4] S. Kranzl et al., "Elektromobilität in Österreich Szenarien 2020," Umweltbundesamt GmbH, Wien, REPORT REP-0346, (2011).
- [5] Planungsgemeinschaft Ost, "Kordonerhebung Wien in den Jahren 2008 - 2010," Verkehr und Infrastruktur, Wien, (2011).
- [6] STATISTIK AUSTRIA. (August 2010) STATISTIK AUSTRIA - Bevölkerungsprognosen. [Online]. http://www.statistik.at/web_de/static/ausfuehrliche_tabellen_zur_kleinraeumigen_bevölkerungsprognose_2009_-_205_051901.pdf. Abgerufen am: 22. Dezember 2011
- [7] VCÖ - Verkehrsclub Österreich. (Juli 2011) VCÖ-Untersuchung: Wo es in Österreich die meisten und die wenigsten Autos gibt - 29.07.2011. [Online]. <http://www.vcoe.at/de/presse/aussendungen-archiv/details/items/Ausgabe2011-100>. Abgerufen am: 27. Jänner 2012
- [8] STATISTIK AUSTRIA. (November 2011) STATISTIK AUSTRIA - Verkehr. [Online]. http://www.statistik.at/web_de/static/kfz-bestand_2010_055766.pdf. Abgerufen am: 24. Jänner 2012
- [9] Shell Deutschland Oil GmbH, "Shell PKW-Szenarien bis 2030 - Fakten, Trends und Handlungsoptionen für nachhaltige Auto-Mobilität," Hamburg, Studie (2009).
- [10] G4V - Grid for Vehicles. (August 2010) WP 1.4 - Scenario writing – Scenario Worlds. [Online]. www.g4v.eu. Abgerufen am: 09. Nov. 2011
- [11] PwC Österreich GmbH, "Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Stromwirtschaft," PwC / Klima + Energie Fonds, Wien, Studie (2009).
- [12] Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), "Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität," Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), Berlin, Bericht (2011).

- [13] Statistisches Bundesamt Deutschland. (November 2009) Statistisches Bundesamt Deutschland - Bevölkerungsvorausberechnung. [Online]. <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Bevoelkerung/VorausberechnungBevoelkerung/Tabellen/Content50/Bevoelkerungsvorausberechnung,templated=renderPrint.psm>. Abgerufen am: 01. Dezember 2011
- [14] G4V - Grid for Vehicles. (Dezember 2010) WP 1.3 - Parameter Manual. [Online]. www.g4v.eu. Abgerufen am: 12. Nov. 2011
- [15] Herry et al., "Verkehr in Zahlen - Ausgabe 2007," Herry Consult GmbH, Wien, (2007).
- [16] ÖAMTC-Öffentlichkeitsarbeit, Schuberting 1-3, 1010 Wien. (Feber 2012) ÖAMTC: Reichweite von E-Fahrzeugen geht bei Kälte drastisch zurück (+ Fotos, + Grafik). [Online]. <http://www.oeamtc.at/presse/?id=2500%2C1379711%2C%2C%2CY2Q9MjY%3D>. Abgerufen am: 20. März 2012
- [17] Klima- und Energiefonds, "Wesentliche Ergebnisse der E-Mobilitäts-Modellregion VLOTTE," Klima- und Energiefonds, Wien, (Dezember 2010).
- [18] M. Bermann et al., "Quo vadis Elektroauto? - Grundlagen einer Road Map für die Einführung von Elektro-Fahrzeugen in Österreich," Institut für Energieforschung, Joanneum Research im Auftrag des BMVIT / FFG, Graz, FFG-Projekt Nr.: 816075 / Projekt Nr: IEF.2008.GF.001-01 / Bericht Nr: IEF-B-14/09, (April 2010).
- [19] A. Vezzini, "Lithiumionen-Batterien als Speicher für Elektrofahrzeuge - Teil 1: Technische Möglichkeiten heutiger Batterien," *Bulletin SEV/VSE*, pp. 19-23, März 2009.
- [20] A. Schuster et al., "Begleitforschung der TU Wien in VLOTTE," Technische Universität Wien - Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien, Endbericht (April 2010).
- [21] S. Schütte, C. Wissing, A. Nieße, M. Tröschel S. Scherfke, "Simulationsbasierte Untersuchung zur Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz," in *VDE-Kongress 2010 „Smart Cities“*, Oldenburg, 2011, p. 6.
- [22] M. Litzlbauer, "Erstellung und Modellierung von stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher mit MATLAB," Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, Wien, Diplomarbeit (2009).
- [23] M. Litzlbauer C. Leitinger, "Netzintegration und Ladestrategien der Elektromobilität," *e & i - Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 128, no. 1, pp. 10-15, Jänner/Feber 2011.
- [24] Amt der NÖ Landesregierung, "Mobilität in NÖ - Ergebnisse der landesweiten

Mobilitätsbefragung 2008," NÖ Landesakademie Bereich Umwelt und Energie, St. Pölten, Bericht (2008).

- [25] Umweltbundesamt GmbH Wien, "Klimaschutzbericht 2011," Umweltbundesamt GmbH, Wien, REPORT REP-0334, (2011).
- [26] IEA Shin-ichi Inage, "Modelling Load Shifting Using Electric Vehicles in a Smart Grid Environment," IEA - International Energy Agency, France, (2010).
- [27] Ch. Schatz, M. Mörth S. Enzinger, "Elektromobilität in Österreich. Szenario 2020 und 2050," Umweltbundesamt Österreich, Wien, Report ISBN: 978-3-99004-058-4, (2010).
- [28] L. Fulton et al., "Electric and plug-in hybrid electric vehicles (EV/PHEV)," IEA, France, Technology Roadmap (2011).
- [29] Trafico / IVWL et al., "Verkehrsprognose Österreich 2025+, Kapitel 1 - Hintergrund, Aufgabenstellung, generelle Methode und Prognoseannahmen," BMVIT Österreich, ÖBB, ASFINAG, SCHIG, Wien, Enbericht (2009).
- [30] Trafico / IVWL et al., "Verkehrsprognose Österreich 2025+, Kapitel 4 - Personenverkehr Ergebnisse," BMVIT Österreich, ÖBB, ASFINAG, SCHIG, Wien, Enbericht (2009).
- [31] Trafico / IVWL et al., "Verkehrsprognose Österreich 2025+, Kapitel 6 - Gesamtverkehr," BMVIT Österreich, ÖBB, ASFINAG, SCHIG, Wien, Endbericht (2009).
- [32] B. R. Oswald D. Oeding, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 6th ed. Berlin Heidelberg, Deutschland: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2004.
- [33] STATISTIK AUSTRIA. (Jänner 2011) STATISTIK AUSTRIA - Kraftfahrzeuge - Neuzulassungen. [Online]. http://www.statistik.at/web_de/statistiken/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_neuzulassungen/index.html. Abgerufen am: 30. November 2011
- [34] STATISTIK AUSTRIA. (März 2011) STATISTIK AUSTRIA - Kraftfahrzeuge - Bestand. [Online]. http://www.statistik.at/web_de/statistiken/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html. Abgerufen am: 10. Dezember 2011
- [35] G4V - Grid for Vehicles. (Juni 2011) WP 5.2 - Requirements for the infrastructure based on the defined model. [Online]. www.g4v.eu. Abgerufen am: 12. Nov. 2011
- [36] G4V - Grid for Vehicles. (September 2011) WP 7.2 - Description of the analytic concept/model of G4V impacts and exigencies including derived recommendations for necessary regulatory and technological developments (Roadmap). [Online].



www.g4v.eu. Abgerufen am: 12. Nov. 2011

- [37] C. Leitinger A. Schuster, "Fahrzeug- und Lademonitoring der ersten Generation von Elektromobilen in der Modellregion Vorarlberg," *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 128, no. 1, pp. 2-9, Jänner/Feber 2011.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: NUTS-III - Gliederung in Österreich (Quelle: Statistik Austria) _____	16
Abbildung 2-2: Einwohnerzahlen in den NUTS-III - Regionen für das Jahr 2010 (Quelle: Statistik Austria [6]) _____	19
Abbildung 2-3: Erwarteter Hochlauf in Deutschland (Quelle: NPE [12]) _____	23
Abbildung 2-4: Übersicht der Erwartungen betrachteter Studien (Quelle: eigene Gegenüberstellung) _____	23
Abbildung 2-5: Durchschnittliche Tagesweglängen je Person in Österreich (Quelle: Herry et al. [15]) _____	28
Abbildung 2-6: Anteil MIV-Lenker der mobilen Personen (Quelle: Herry et al. [15]) _____	29
Abbildung 2-7: Durchschnittliche Weglängen nach Verkehrsmittel in Vorarlberg 2003 (Quelle: Herry et al. [15]) _____	30
Abbildung 2-8: Durchschnittliche Weglängen nach Bundesländern 1995, 2003 und 2004 (Quelle: Verkehr in Zahlen – Ausgabe 2007 [15]) _____	31
Abbildung 2-9: Spezifischer Verbrauch von EVs (Quelle: G4V – WP 1.3 [14]) _____	34
Abbildung 2-10: Ladewirkungsgrad unterschiedlicher Batterie-Technologien (Quelle: M. Beermann et al. [18]) _____	36
Abbildung 2-11: Ladeverfahren gemäß Anschlussvarianten und zugehörige Leistungen [14] _____	40
Abbildung 2-12: Normierte Gewichtungsfaktoren für ungesteuertes Laden (Quelle: [23] und eigene Annahmen) _____	43
Abbildung 2-13: Normierte Gewichtungsfaktoren gesteuertes Laden (Quelle: eigene Annahmen und [21]) _____	44
Abbildung 2-14: Gegenüberstellung Ladeprofile ungesteuert vs. Mischung ungesteuert und gesteuert (mit verschiedenen prozentuellen Zuteilungen) für den täglichen Energiebedarf E_{Rd} in Österreich (Quelle: eigenen Berechnungen) _____	45
Abbildung 2-15: Gegenüberstellung Last UW Wien Süd-Ost 2030 (Quelle: eigene Berechnung) _____	50
Abbildung 3-1: Basisnetzmodell des APG-Netzes in NEPLAN für das Jahr 2030 _____	55
Abbildung 3-2: Szenarien-Baum der durchgeführten Berechnungen _____	56
Abbildung 4-1: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 9 Uhr Netzraum Malta – Lienz – Obersielach, Pongau _____	63
Abbildung 4-2: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 9 Uhr Netzraum St. Peter bis Bisamberg _____	63
Abbildung 4-3: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 16 Uhr UWs Malta bis Obersielach bzw. Pongau _____	64
Abbildung 4-4: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 16 Uhr UWs Ernthofen bis Bisamberg _____	65
Abbildung 4-5: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 9 Uhr (mit Beheizung) UWs Ernthofen bis Bisamberg _____	66
Abbildung 4-6: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 9 Uhr (mit Beheizung) UWs Malta bis Obersielach _____	66
Abbildung 4-7: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 16 Uhr (mit Beheizung) UWs Ernthofen bis Bisamberg _____	67
Abbildung 4-8: Auswirkungen Szenario Pumpspeicher 16 Uhr (mit Beheizung) UWs Malta bis Obersielach _____	67
Abbildung 4-9: Auswirkungen Szenario Wind 9 Uhr UWs Wien Süd-Ost / Südburgenland / Neusiedl _____	69
Abbildung 4-10: Auswirkungen Szenario Wind 16 Uhr UWs Wien Süd-Ost / Zurndorf / Sarasdorf / Neusiedl _____	70
Abbildung 4-11: Auswirkungen Szenario Wind 16 Uhr (mit Beheizung) UWs Wien Süd-Ost / Zurndorf / Sarasdorf / Neusiedl _____	71

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: NUTS-III - Regionen in Österreich und Einteilung in Kategorien (Quelle: Statistik Austria [6] und eigene Annahmen)	17
Tabelle 2-2: Bevölkerungsentwicklung in Österreich (Quelle: Statistik Austria [6])	20
Tabelle 2-3: theoretisch mögliche PKW-Anzahl N_{PKWth} in Österreich (Quelle: eigene Berechnung)	21
Tabelle 2-4: Zusammenstellung der EV-Erwartungen (Quelle: eigene Überlegungen)	25
Tabelle 2-5: Gewichtung $n_{EV\text{Erw}} \text{ in } \%$ zur Berechnung von N_{EV} bzw. N_{EVK} (Quelle: eigene Annahmen)	26
Tabelle 2-6: N_{EV} für die betrachteten Jahre 2020, 2030 und 2050 (Quelle: eigene Berechnung)	27
Tabelle 2-7: EVs je Kategorie N_{EVK} (Quelle: eigene Berechnung)	27
Tabelle 2-8: Durchschnittliche Weglängen L_{PKWd} von MIV-Lenkern je Kategorie (Quelle: eigene Annahmen mit Verweis auf [15])	32
Tabelle 2-9: spezifischer Verbrauch c_K	34
Tabelle 2-10: spezifischer Verbrauch bei Berücksichtigung der Beheizung c_{Kh}	35
Tabelle 2-11: Energiebedarf E_{Rd} in MWh inkl. Verluste (Quelle: eigene Berechnung)	38
Tabelle 2-12: Jahresenergieverbrauch E_a in GWh in Österreich (Quelle: eigene Berechnung)	38
Tabelle 2-13: Zuordnung NUTS-III - Regionen zu Umspannwerken der APG über Faktor k_{UW} (Quelle: eigene Annahmen unter Verwendung eines Netzplanes)	47
Tabelle 2-14: Energiebedarf E_{UWd} je Umspannwerk (Quelle: eigene Berechnung)	48
Tabelle 2-15: stündliche Leistung P_{UWh} in MW für das UW Wien Süd-Ost (Quelle: eigene Berechnung)	51
Tabelle 3-1: Zusätzliche Lasten in MW bei 500.000 EVs in 2030 (Quelle: eigene Berechnung)	57
Tabelle 3-2: Zusatzeinspeisung Szenario Pumpspeicher für 500.000 EVs in 2030 (Quelle: eigene Berechnung)	58
Tabelle 3-3: Zusatzeinspeisung Szenario Wind für 500.000 EVs in 2030 (Quelle: eigene Berechnung)	59
Tabelle 3-4: Zusatzeinspeisung Szenario verteilte Einspeisung für 500.000 EVs in 2030 (Quelle: eigene Berechnung)	60