

Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung

Move2Grid

T. Kienberger, A. Hammer, J. Vopava,
B. Thormann, L. Kriechbaum,
C. Sejkora, R. Hermann, K. Watschka,
U. Bergmann, M. Frewein, J. Koß,
H. Brandl, J. Vogel, S. Moser,
M. Baresch, K. de Bruyn,
R. Braunstein, C. Freitag, M. Peyreder

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

57/2019

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Auszugsweise Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen: <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung

Move2Grid

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger,
Dipl.-Ing. Dr. Andreas Hammer, Dipl.-Ing. Julia Vopava,
Dipl.-Ing. Bernd Thormann, Dipl.-Ing. Lukas Kriechbaum,
Dipl.-Ing. Christoph Sejkora, Mag. Dr. Robert Hermann
Dipl.-Ing. Karin Watschka

Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Dipl.-Ing. Dr. Ulrich Bergmann, Dipl.-Ing. Dr. Markus Frewein,
Dipl.-Ing. Janina Koß, Mag. Hannes Brandl, Julia Vogel MA
verkehrplus, Prognose, Planung und Strategieberatung GmbH

MMag. Dr. Simon Moser, Mag. Dr. Martin Baresch, Dr. Kathrin de Bruyn
Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Dipl.-Ing. Dr. René Braunstein
Energienetze Steiermark GmbH

MMag. Christina Freitag, Ing. Markus Peyreder
NEXT GmbH

Leoben, Dezember 2018

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMVIT publiziert und elektronisch über die Plattform www.NachhaltigWirtschaften.at zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	7
Abstract	8
1. Ausgangslage	9
1.1. Motivation	9
1.2. Ziele	9
1.3. Stand der Technik / Stand des Wissens.....	11
1.3.1. Elektromobilität.....	11
1.3.2. Auswirkungen auf das elektrische Netz	16
1.3.3. Geschäftsmodelle und -prozesse	19
2. Projektinhalt / Methodik.....	22
2.1. Schicht „energiebezogene Mobilitätsaspekte“	22
2.2. Schicht „Energie“	32
2.2.1. Zellenbasierende Modellierung.....	34
2.2.2. Modellierung Erzeugungsprofile für PV-Potentiale	37
2.2.3. Modellierung synthetischer Lastprofile für Ladevorgänge	38
2.3. Schicht „Geschäftsmodell und -prozesse“	40
2.4. Systematische Rahmenbedingungen	41
2.4.1. Analyse der regionalwirtschaftlichen Effekte (BIP, Beschäftigung) der Nutzung regional erzeugter erneuerbarer Energie in der E-Mobilität	41
2.4.2. Rechtliche Aspekte im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb von Ladestationen.....	49
2.5. Verschneidung der Schichten.....	49
2.6. Test und Validierung.....	49
2.6.1. Flottentests.....	49
2.6.2. Simulation.....	56
3. Ergebnisse	58
3.1. Schicht „energiebezogene Mobilitätsaspekte“	58
3.2. Schicht „Energie“	62
3.2.1. Ermittlung energetischer Kennzahlen für die Stadt Leoben	62
3.2.2. Übersicht der Ergebnisse aus den netztechnischen Berechnungen	65
3.2.3. Auswirkungen auf das Verteilernetz mit steigender Durchdringung EV.....	67
3.2.4. Auswirkungen auf das Verteilernetz mit steigenden Ladeleistungen.....	69

3.2.5.	Auswirkungen auf das Verteilnetz mit steigender Durchdringung PV und konstanter Durchdringung EV.....	72
3.2.6.	Reduzierung von Netzauswirkungen durch den Einsatz von gesteuertem Laden.....	75
3.2.7.	Reduzierung von Netzauswirkungen durch den Einsatz von Speichern	81
3.3.	Schicht „Geschäftsmodell und -prozesse“	83
3.3.1.	Geschäftsmodell 1.....	83
3.3.2.	Geschäftsmodell 2.....	92
3.4.	Systematische Rahmenbedingungen	97
3.4.1.	Analyse regionalwirtschaftliche Effekte (BIP, Beschäftigung) der Nutzung regional erzeugter erneuerbarer Energie in der E-Mobilität	97
3.4.2.	Rechtliche Aspekte im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb von Ladestationen.....	104
3.5.	Verschneidung der Schichten.....	138
3.6.	Leitfaden.....	142
3.7.	Test und Validierung.....	143
3.7.1.	Flottentests.....	143
3.7.2.	Simulation.....	147
3.7.3.	Validierung des ausgewählten Geschäftsmodells	148
4.	Schlussfolgerungen.....	150
5.	Ausblick und Empfehlungen.....	152
6.	Verzeichnisse.....	153
6.1.	Abbildungsverzeichnis.....	153
6.2.	Tabellenverzeichnis	156
6.3.	Literaturverzeichnis.....	158
6.3.1.	Netztechnische Betrachtung und Entwicklung Geschäftsmodell.....	158
6.3.2.	Analyse regionalwirtschaftliche Effekte	161
6.3.3.	Rechtliche Aspekte	162
7.	Anhang	165

Kurzfassung

Aufbauend auf den Ergebnissen der „Stadt der Zukunft“ Sondierungsprojekte „Smart Exergy Leoben“ und „Energieschwamm Bruck“ soll im gegenständlichen, umsetzungsorientierten Forschungsvorhaben anhand des Beispiels Leoben untersucht werden, wie mit regionalen, erneuerbaren Ressourcen regionale Elektromobilität langfristig versorgt, optimal ins kommunale Verteilernetzsystem integriert und ökonomisch nachhaltig implementiert werden kann. Folgende Forschungsfragen sollen in Form einer hybriden Betrachtung zunächst beantwortet werden:

1. Wie kann das Potential an Erneuerbaren in Regionen rund um kleine und mittlere Städte mit regionalem Elektromobilitätsbedarf verbunden werden? Die Beantwortung der Frage soll energetisch und leistungsmäßig erfolgen.
2. Wie korreliert der vorhandene Netzausbau des elektrischen Verteilernetzes mit der benötigten Infrastruktur zur Einbindung der erneuerbaren Potentiale, bzw. der für die E-Mobility-Versorgung nötigen Ladeinfrastruktur bei gewissen Durchdringungsszenarien?
3. Kann ein Netzausbau verringert werden, wenn weitere stationäre Speicherkapazitäten vorgesehen werden bzw. Demand-Side Maßnahmen bzw. rückspeisende Elektrofahrzeuge eingesetzt werden?
4. An welchen strategischen Punkten der Region sind unter Berücksichtigung der Antworten obiger Fragen Ladestationen zu errichten?
5. Welches Geschäftsmodell mit dazugehörigen -prozessen in den Partnerunternehmen zur Nutzung regionaler erneuerbarer Energie lassen sich entwickeln oder mit bestehenden Geschäftsmodellen und -prozessen kombinieren?
6. Welche energierechtlichen Fragen sind zu berücksichtigen?
7. Wie beeinflusst regional-versorgte Elektromobilität volkswirtschaftliche Indikatoren der Region?

Zur Validierung der Ergebnisse der Forschungsfragen wird ein Demo-Testbed errichtet: Dabei sollen in Leoben über einen Langzeit-Flottenversuch mit einer repräsentativen Anzahl von Elektrofahrzeugen folgende Klärungen erfolgen:

1. Vergleich der Lastgänge im Netz mit erneuerbarer Erzeugung und den Lastgängen der E-Mobility Ladung: Sind die vorhergesagten Netzurückwirkungen valide?
2. Kann mit Hilfe der zuvor evaluierten DSM-Maßnahmen eine Vergleichsmäßigung der Lastflüsse, bzw. eine maßgebliche Autarkiegraderhöhung erreicht werden?
3. Funktionieren des prototypischen Geschäftsmodells und der -prozesse in den Partnerunternehmen

Am Ende des Projekts liegt nun ein hybrides, zellenaufgelöstes Schichtenmodell vor, welches die Verschneidung der „Schichten“ energiebezogene Mobilitätsaspekte, Energie (Verteilernetzausbau, Energiespeicherung und regionale Potentiale), Geschäftsmodelle und -prozesse, sowie gesamtsystemische Rahmenbedingungen so aufbereitet, dass ein Leitfaden entstand, der es ermöglicht, in den vielen österreichischen Mittelzentren bei der Entwicklung der E-Mobilitätsversorgung analog, wie im gegenständlichen Projekt gezeigt, vorzugehen.

Abstract

Based on the results of the national funded exploratory projects called “Smart Exergy Leoben” and “Energy Sponge Bruck”, the present implementation project aims at analysing how local, renewable resources support the supply of electric mobility in Leoben in the long term and to integrate it into the municipal distribution grid in a good economic sense. The following research issues will be solved:

1. How can the potential of renewables in the surrounding of small and medium-sized cities be linked with the demand of electric mobility? The question will be answered by parameters of energy and performance.
2. How does the existing grid expansion of the electric distribution system correlate with the needed infrastructure for the integration of renewable potentials and with the charging infrastructure at different levels of penetration?
3. Is it possible to minimize an expansion of the grid if measures of demand-side management are provided or if electricity of vehicle batteries is returned to the grid?
4. At which strategic locations charging stations should be made available in the region by taking into consideration the above-mentioned questions?
5. Which business model and processes for the usage of local renewables can be combined with existing business models and processes of the implementation partners?
6. Are there legal questions, which have to be considered regarding the energy law?
7. How does locally supplied electric mobility influence economic indicators of the region?

To validate the results of these research issues a testbed will be set up in Leoben, where the following questions will be answered in a long term field study with a representative sample of electric vehicles:

1. Comparison of the load profiles of renewable energy in the local grid with charging profiles of electric vehicles: Are the predicted retroactive effects on the grid valid?
2. Can the evaluated measures of demand-side management help to achieve a moderation of the load flows and lead to higher levels of self-sufficiency?
3. Are the prototypical business model and the processes suitable for the implementation partners?

At the end of the project a hybrid, cell-resolved layer model is developed, which serves to work off the “layers” of energy related issues of mobility (traffic simulation and locations of charging stations), energy (distribution network and local potentials), business models and processes, as well as system-wide framework conditions. This approach leads to a guideline, which will allow many other Austrian medium-sized distribution system operators to develop the energy supply for electric mobility analogous to the project.

1. Ausgangslage

1.1. Motivation

Der Bereich E-Mobility-to-Grid wurde bisher als ein Sammelsurium von Einzelhandlungsfeldern, welche in Abbildung 1-1 dargestellt sind, betrachtet und analysiert. Mögliche Auswirkungen der E-Mobilität oder von erneuerbaren Energien auf das elektrische Netz wurden bereits unabhängig von einer ausführlichen Standortanalyse, welche mit Verkehrssimulationen interagiert, betrachtet.

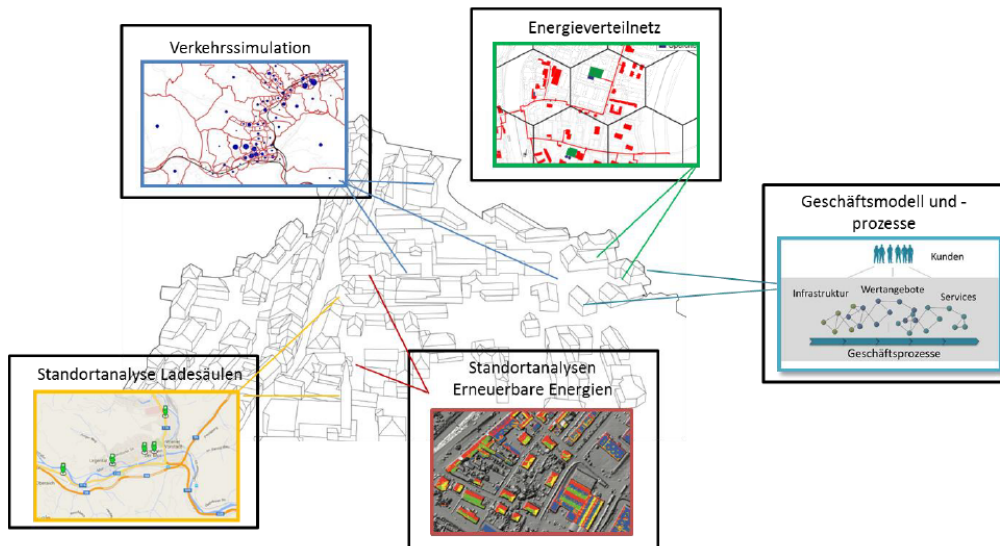


Abbildung 1-1: HEUTE: Punktueller Betrachtung von Handlungsfeldern im regionalen Energiesystem

Die gegenständliche Problemstellung ergibt sich daraus, dass der integrative Charakter des Themas - die Verschneidung der aufgrund der zukünftigen Verkehrsflüsse benötigten Anpassung der Netzinfrastruktur in Verbindung mit den einzubindenden regionalen Potentialen an erneuerbarer Energie, unter Berücksichtigung von volks- und wirtschaftswissenschaftlichen Aspekten, die über ein neues Geschäftsmodell und Implementierung dieses in die Geschäftsprozesse zu regionaler Wertschöpfung führen sollen, noch nicht ausreichend beforscht ist, geschweige denn diesbezüglich Validierungen im Realtest durchgeführt wurden.

1.2. Ziele

Das Globalziel des Projektes war es, am Beispiel des regionalen System Leobens bereits bekannte Potentiale an erneuerbaren Energien und bekannte Randbedingungen des elektrischen Verteilernetzes mit den Anforderungen des zukünftigen Elektromobilitätsbedarfs verschiedener Durchdringungsszenarien so zu verbinden, dass durch Elektromobilität hervorgerufene Lastgänge nicht nur möglichst aus regionalen Energieträgern versorgt, sondern auch optimal ins kommunale Verteilernetz eingebunden werden können. Um zudem die Wertschöpfung dieser zukünftig verstärkt auftretenden E-Mobilität in der Region zu halten, wurden gemeinsam mit den für die Region relevanten E-Mobility Stakeholdern, auf Basis betriebs- und volkswirtschaftlicher Betrachtungen überprüfte, tragfähige Geschäftsmodelle und -prozesse entwickelt und versuchsmäßig umgesetzt.

Zunächst wurden Grundlagen erarbeitet, deren Antworten anschließend im Validierungsteil (Projektteil B – Arbeitspaket 6) mittels realem E-Flottenversuch anhand messbarer technischer Daten (Netzurückwirkungen wie Abschnitts- und Transformatorausnutzungsgrade, bzw. zellularer minimal- bzw. maximal- Spannungen, sowie zellenbezogener Autarkiegrade) sowie messbarer regionalwirtschaftlicher Indikatoren (Beschäftigung, Energieimportverringerung, Vermeidung Kaufkraftabfluss, dynamische Effizienz = Entstehung neuer Dienstleistungen), überprüft sowie adaptiert wurden.

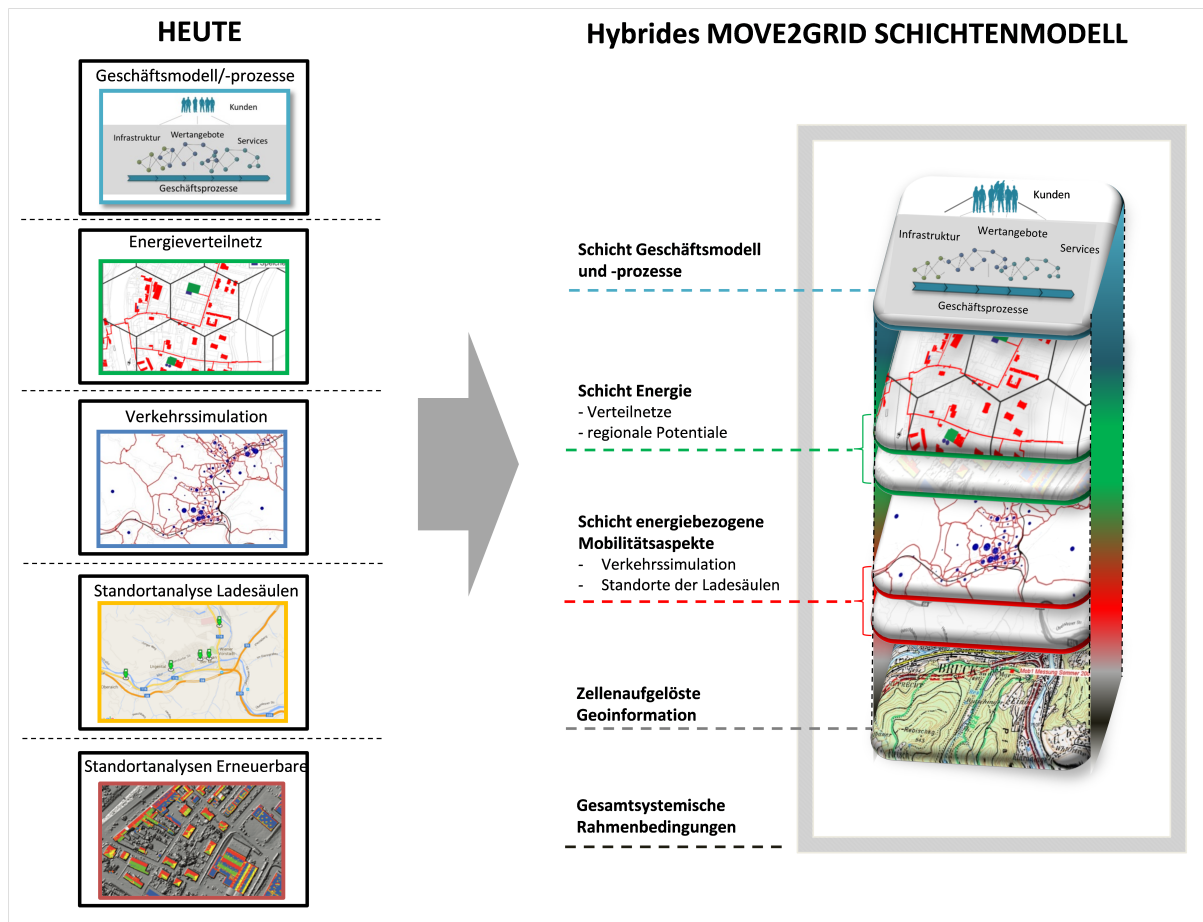


Abbildung 1-2: Hybrides MOVE2GRID Schichtenmodell

Am Ende des Projekts liegt nun ein hybrides, zellenaufgelöstes Schichtenmodell vor (vgl. Abbildung 1-2), welches die Verschneidung der „Schichten“ energiebezogene Mobilitätsaspekte, Energie (Verteilernetz ausbau, Energiespeicherung und regionale Potentiale), Geschäftsmodelle und -prozesse, sowie gesamtsystemische Rahmenbedingungen so aufbereitet, dass ein Leitfaden entstand, der es ermöglicht, in den vielen österreichischen Mittelzentren bei der Entwicklung der E-Mobilitätsversorgung analog, wie im gegenständlichen Projekt gezeigt, vorzugehen.

1.3. Stand der Technik / Stand des Wissens

1.3.1. Elektromobilität

Der Bruttoinlandsverbrauch der letzten Jahre beträgt in Österreich ca. 400 TWh, dabei werden ca. 30 % aus Erneuerbaren Energieträgern bereitgestellt. Österreich besitzt im EU-28 Vergleich mit diesem durchaus beträchtlichen Anteil (13 %), welcher zum großen Teil der Topographie geschuldet ist, einen Startvorteil für die Energiewende. [A1] Da Wasserkraft und Biomasse bereits zum Großteil ausgebaut sind, gilt es, vermehrt auf Wind- und Sonnenenergieanlagen zu setzen. Diese weisen jedoch in keiner heute bereits publizierbaren Studie jenes Potential auf, welches in Summe notwendig wäre, um den gesamten Bruttoinlandsverbrauch zu decken. Abhängig vom zitierten Studienmaterial ist davon auszugehen, dass zwischen 180 und 200 TWh pro Jahr über Primärenergieeffizienzmaßnahmen und/oder Importe an erneuerbaren Energien aufzubringen sind. [A2] Abbildung 1-3 zeigt die Gegenüberstellung des Bruttoinlandsverbrauchs von 2016 sowie die heutige und potentielle Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

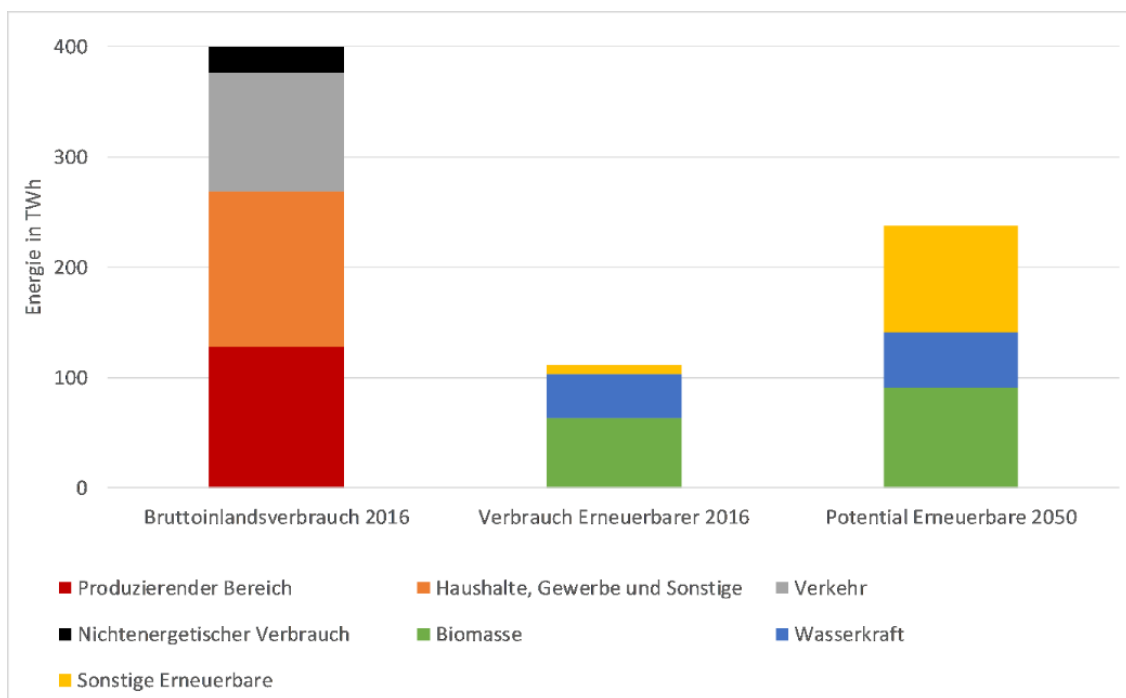


Abbildung 1-3: Gegenüberstellung Bruttoinlandsverbrauch sowie heutige und potentielle Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen [A2]

Wie in Abbildung 1-4 erkennbar, sind für Österreich für den Betrachtungszeitraum 1990 bis heute beträchtlichen Änderungen in der Höhe, als auch in der Struktur verkehrsbezogener CO₂-Emissionen festzustellen. Während in den letzten 30 Jahren ein Anstieg dieser um ca. 60 % zu verzeichnen war, konnte in den letzten 10 Jahren eine Reduktion von ca. 10 % erreicht werden. Zur Erreichung nationaler und internationaler Klimaziele ist es notwendig, maßgebliche Schritte zur Dekarbonisierung des Verkehrs-Sektors zu setzen und auf alternative Antriebstechnologien umzusteigen. Die 2030 Ziele des EU-SET Plans können nur durch die Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 36 % bezogen auf 2005 bzw. 28 % bezogen auf 2015 erreicht werden. Die COP21 Ziele erfordern bekanntlich einen annähernd vollständigen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger bis 2050. Auf Basis des heutigen CO₂-Ausstoßes für den Sektor Verkehr bedeutet dies für Österreich eine Reduktion dieses Ausstoßes um ca. 90 %. [A3]

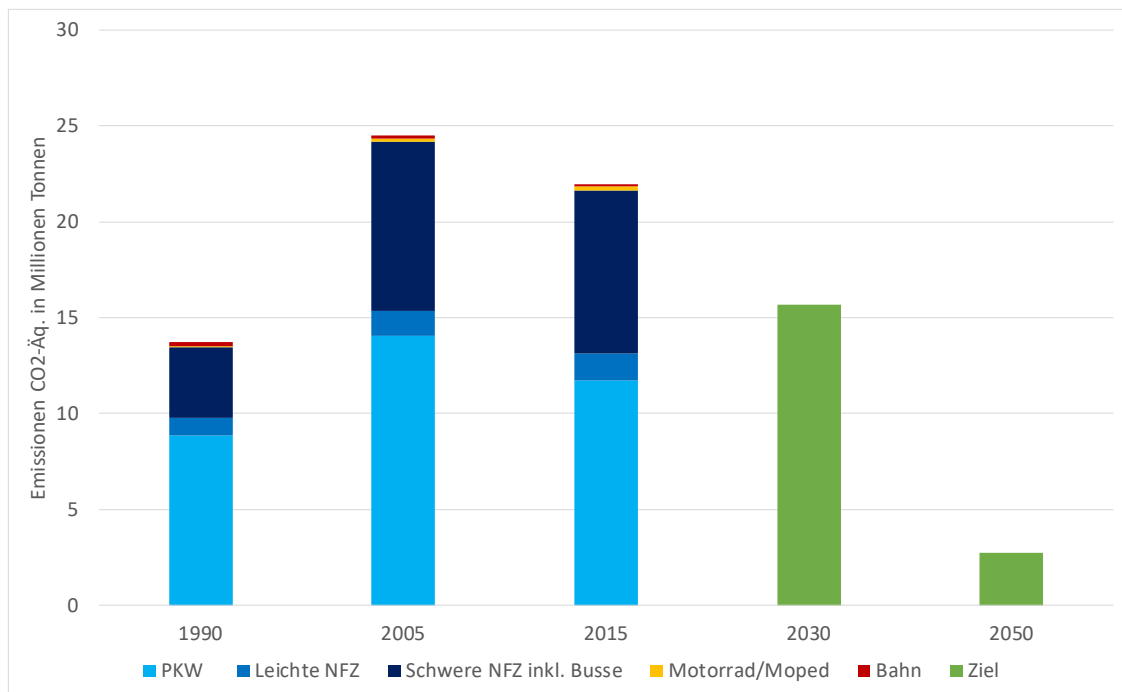


Abbildung 1-4: Entwicklung der österreichischen verkehrsbezogenen CO₂-Emissionen seit 1990 sowie Ziele bis 2050 [A3]

Abbildung 1-5 vergleicht den CO₂-Ausstoß sowie den Energiebedarf von Diesel- bzw. Benzin-PKW, mit jenen, welche durch einen alternativen Antrieb angetrieben werden. Im Vergleich zu einem Diesel- bzw. Benzin-PKW verursacht ein mit dem österreichischen Energiemix betriebenes BEV (batterieelektrisches Fahrzeug) unter Berücksichtigung der vorgelagerten Emissionen nur ca. ein Fünftel der CO₂-Emissionen. Des Weiteren zeigt Abbildung 1-5, dass unter Betrachtung des vorgelagerten und direkten Energieeinsatzes je Personenkilometer jener eines Benzin-PKW ca. dreimal so hoch ist wie jener eines BEV. [A4]

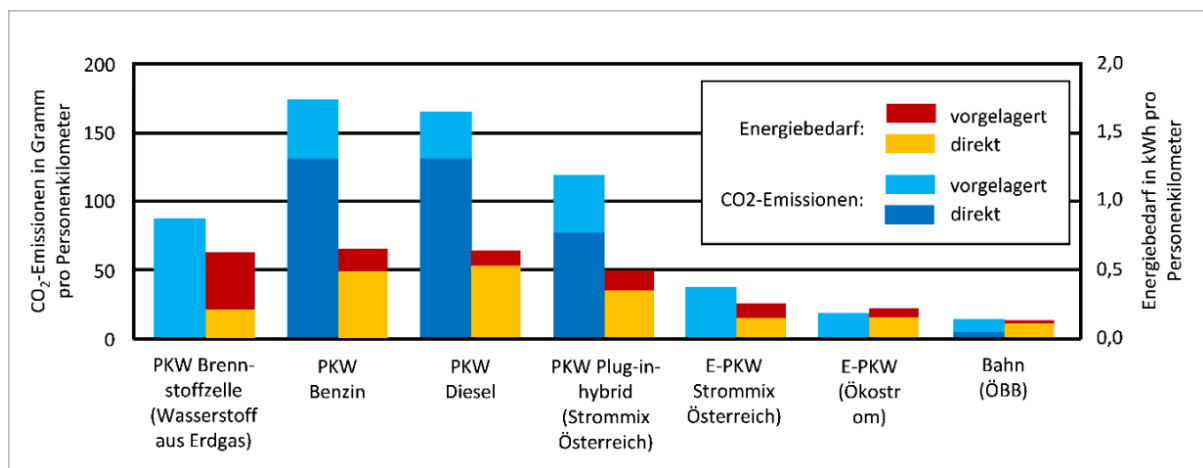


Abbildung 1-5: Spez. Energiebedarf und spez. CO₂-Emissionen unterschiedlicher Antriebskonzepte [A4]

In Österreich sind 95 % aller heute zurückgelegten Fahrstrecken kürzer als 50 km. [A5] Elektrofahrzeuge mit Batterien von ca. 30 kWh besitzen auch unter schlechten Bedingungen Mindestreichweiten von 150 km. Bei einer gleichbleibenden Gesamtfahrleistung lässt sich in Österreich ein Anstieg des elektrischen Energiebedarfs unter der Annahme einer Elektrifizierung von rund 50 % der 4,8 Millionen PKW um 8 % prognostizieren. [A4] [A4]Bei einem heutigen Jahresstromverbrauch von ca. 60 TWh würde dies einen Anstieg von ca. 5 TWh bedeuten. Durch den

Ausbau von erneuerbaren Energieträgern, welche diesen Anstieg decken sollen, könnte dies zu einer Einsparung von ca. 25 TWh an fossiler Energie führen und würde somit zu einer Dekarbonisierung und zur Steigerung der Primärenergieeffizienz beitragen. [A6]

Wie in Abbildung 1-6 dargestellt, stieg die Anzahl an elektrisch betriebenen Fahrzeugen (BEV) bzw. Plug-in-Hybriden (PHEV) in den letzten Jahren in Österreich deutlich an. Im Vergleich zu 2016 hat sich die Anzahl an rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen bis Ende September 2018 mehr als verdoppelt. Heute sind 19.011 Fahrzeuge auf Österreichs Straßen unterwegs. Diese Verdoppelung ist unter anderem auch auf die Einführung der Investitionsförderung im März 2017 zurückzuführen. Wird davon ausgegangen, dass durch die großflächige Durchdringung der Elektromobilität ein substantieller Wandel des Sektors Verkehr erfolgt, wird dies – unter Berücksichtigung der gleichzeitig stattfindenden Integration lokaler, erneuerbarer Energieträger – eine zentrale Herausforderung für die elektrischen Verteilernetze darstellen und Adaptionen notwendig machen.

Für einen erfolgreichen, breitenwirksamen Rollout der Elektromobilität sind verschiedene Technologien notwendig, um einerseits Kunden nicht in ihrem Mobilitätsverhalten einzuschränken und andererseits die elektrischen Netze nicht zu überlasten. Um diese Bedingungen zu erfüllen, wurden in jüngster Vergangenheit eine Vielzahl an Technologien entwickelt (intelligente Ladeinfrastruktur, Abrechnungssysteme, Datenroaming, ...), Bewusstseinsbildung betrieben, verbraucherseitige Maßnahmen generiert sowie exemplarisch der Einfluss des Betriebs der E-Fahrzeuge auf die speisenden Verteilernetze untersucht.

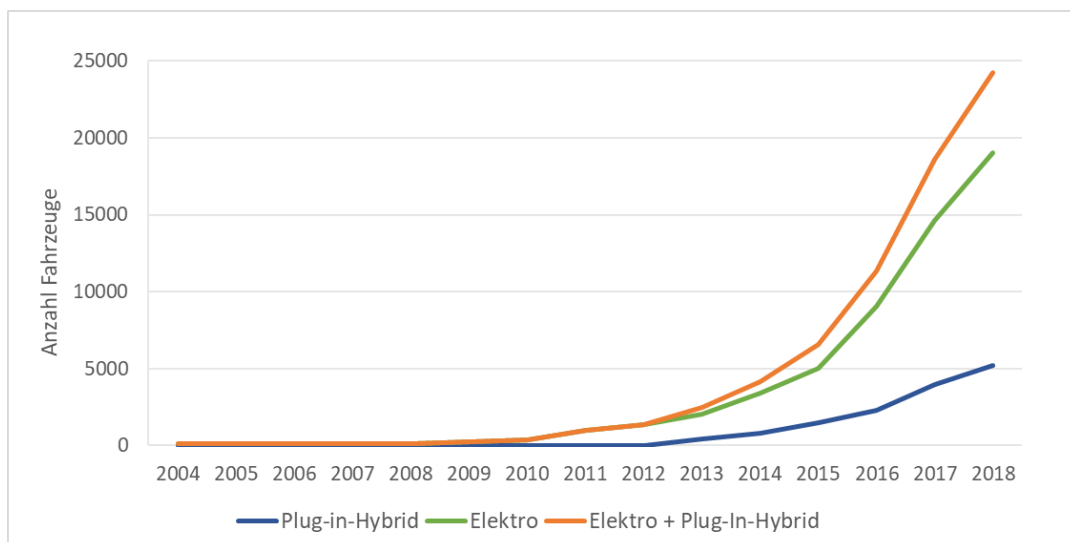


Abbildung 1-6: Bestand Elektrofahrzeuge und Plug-in-Hybrid in Österreich [A7]

Wie in Tabelle 1-1 (in Anlehnung an [A8]) zu erkennen, besitzen die aktuellen Elektrofahrzeuge Akkukapazitäten zwischen 6,1 kWh (Renault Twizy) und 100 kWh (Tesla Model S bzw. X). Alle Fahrzeugtypen verfügen über die Möglichkeit mit einer Ladeleistung von 2,3 bzw. 3,7 kW einphasig mit Wechselstrom zu Laden. Während einige Fahrzeughersteller ihre Fahrzeugmodelle mit dreiphasigen Ladesystemen ausstatten, setzen andere auf Laden mit Gleichstrom und Ladeleistungen größer 100 kW oder bieten Ihren Kunden eine Kombination aus dreiphasigem Laden mit Wechselstrom und dem Laden mit Gleichstrom an.

Marke	Modell	Batteriekapazität [kWh]	Reichweite [km]	Verbrauch		Ladeleistung									Akkutyp **	
				kWh/100km		Wechselstrom						Gleichstrom				
				NEFZ	WLTP	1-phasig			2-phasig		3-phasig		50 kW	100 kW		>100 kW
						2 kW (10 A)	3,7 kW (16 A)	7,4 kW (32 A)*	7,4 kW (16 A)	11 kW (16 A)	22 kW (32 A)	43 kW (63 A)				
BMW	i3	27,2	300,0	13,1	-	X	x	X	-	X	-	-	x	-	-	Li-Ion
BMW	i3s	27,2	280,0	14,3	-	X	x	X	-	X	-	-	x	-	-	Li-Ion
Hyundai	Ioniq Elektro	28,0	280,0	11,5	-	X	x	X	-	-	-	-	x	x	-	Li-Polymer
Nissan	e-NV 200	40,0	280,0	16,5	-	X	x	X	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Nissan	Leaf	30,0	250,0	15,0	-	X	x	X	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Nissan	Leaf 2018	40,0	378,0	17,0	19,4	X	x	X	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Renault	Kangoo Z.E.	33,0	270,0	15,2	-	X	x	-	-	-	-	-	-	-	-	Li-Ion
Renault	Twizy 45 / 80	6,1	100,0/90,0	5,8 / 6,1	-	X	x	-	-	-	-	-	-	-	-	Li-Ion
Renault	Zoe Q90	41,0	370,0	14,6	-	X	x	-	-	X	x	x	-	-	-	Li-Ion
Renault	Zoe R90	41,0	403,0	13,3	-	X	x	-	-	X	x	-	-	-	-	Li-Ion
		22,0	240,0	13,3	-	X	x	-	-	X	x	-	-	-	-	Li-Ion
VW	e-Golf	35,8	300,0	12,7	-	X	x	-	X	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
VW	e-up!	18,7	160,0	11,7	-	X	x	-	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Citroen	Berlingo	22,5	170,0	17,7	-	X	x	-	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Citroen	C-Zero	16,0	150,0	13,5	-	X	x	-	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Jaguar	I-PACE	90,0	-	-	21,2	X	x	X	-	-	-	-	x	x	-	Li-Ion
Kia	Soul EV	30,0	250,0	14,3	-	X	x	X	-	-	-	-	x	x	-	Li-Polymer
Mercedes	B 250e	28,0	200,0	16,6	-	X	x	-	-	-	-	x	-	-	-	Li-Ion
Mitsubishi	i-Miev	16,0	160,0	13,5	-	X	x	-	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Peugeot	i-on	16,0	150,0	13,5	-	X	x	-	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Smart	fortwo electric	17,6	145,0	15,1	-	X	x	-	-	-	-	x	-	-	-	Li-Ion

Marke	Modell	Batteriekapazität [kWh]	Reichweite [km]	Verbrauch		Ladeleistung									Akkutyp **	
				kWh/100km		Wechselstrom						Gleichstrom				
				NEFZ	WLTP	1-phasig		2-phasig		3-phasig		50 kW	100 kW	>100 kW		
						2 kW (10 A)	3,7 kW (16 A)	7,4 kW (32 A)*	7,4 kW (16 A)	11 kW (16 A)	22 kW (32 A)					43 kW (63 A)
Tesla	Model S	75,0 / 100,0	490,0 / 613,0	18,0 / 20,0	-	X	x	-	-	-	-	x	x	-	x	Li-Ion
Tesla	Model X	75,0 / 100,0	417,0 / 542,0	20,0 / 22,0	-	X	x	-	-	-	-	x	x	-	x	Li-Ion

Tabelle 1-1: Übersicht verfügbare E-Fahrzeugmodelle in Österreich in eigener Darstellung nach [A8]

* Ladestationen mit mehr als 3,7 kW (16 A) 1-phasig sind in Österreich nur in Ausnahmefällen verfügbar

** Herstellerangaben

Ladebetriebsarten nach IEC 61851-1 [A9]

- Ladebetriebsart 1 beschreibt das Laden mit Wechselstrom eines Elektrofahrzeuges an einer landesüblichen Haushaltssteckdose („Schutzkontaktsteckdose“) oder einer CEE-Steckdose ohne Kommunikationseinrichtung.
- Ladebetriebsart 2 beschreibt, wie Ladebetriebsart 1, das Laden mit Wechselstrom eines Elektrofahrzeuges an einer landesüblichen Haushaltssteckdose („Schutzkontaktsteckdose“) oder einer CEE-Steckdose. Der Unterschied liegt in der Verwendung eines Ladekabels, welches eine Steuer- bzw. Schutzeinrichtung besitzt. (In-Cable-Control-Box – ICCB)
- Ladebetriebsart 3 beschreibt das 1- oder 3-phasige Laden mit Wechselstrom an einer Ladestation bzw. mit einer speziellen Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge. Die Sicherheits- und Kommunikationseinrichtungen müssen gemäß IEC 62196-2 in der Gesamtinstallation integriert sein.
- Ladebetriebsart 4 beschreibt das Laden mit Gleichstrom an fest installierten Ladestationen. Die Schutz- und Kommunikationseinrichtungen sind ebenfalls in der Station integriert.

Ladekonzepte

Während beim ungesteuerten Laden die Batterie durchgehend geladen wird, solange das E-Fahrzeug an das Stromnetz angeschlossen und nicht vollständig geladen ist, startet beim gesteuerten Laden der Ladevorgang erst nach Auslösung eines Steuersignals und erfolgt innerhalb vorgegebener Zeitfenster. Dieses Signal sowie Zeitfenster können sich nach Strompreis, Netzbelastung bzw. Vorgaben des Netzbetreibers, Ladezustand der Batterie, etc. richten. [A10]

Folgende Varianten sind für gesteuertes Laden möglich: [A10]

- Beim **nutzergesteuerten** Laden bestimmt der Kunde Zeitpunkt, Dauer und benötigte Energie des Ladevorgangs, sowie den Stromtarif.
- Neben den Kundenanforderungen wird beim **netzgesteuerten** Laden auch der Zustand des Versorgungsnetzes zu jedem Zeitpunkt berücksichtigt. Je nach Netzzustand und Verfügbarkeit, können Ladeleistungen begrenzt oder der Ladezeitpunkt verschoben werden.
- Das **erzeugungsgesteuerte** Laden dient dem Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus Wind- und Solarenergie. Hierfür werden Informationen über Netzzustand, Netzlast und zum aktuellen Erzeugungsmix benötigt.
- Neben der Ladung des Elektrofahrzeuges soll beim **bidirektionalen** Laden (vehicle to grid) die Möglichkeit bestehen, dieses auch wieder zu entladen, weshalb diese Variante eher einer Zukunftsoption entspricht. Die Nutzung dieser Variante führt zu zusätzlichen Ladezyklen der Batterie und muss eng auf die ihre Lebensdauer bzw. mit der entsprechenden Weiterentwicklung von Fahrzeugbatterien abgestimmt werden.

1.3.2. Auswirkungen auf das elektrische Netz

Belastbarkeit der Betriebsmittel

Zur Bestimmung der Belastbarkeit in Niederspannungsnetzen sind Freileitungen, Kabel und Ortsnetztransformatoren maßgebend. Bei einer betriebsmäßigen Belastung über einen längeren Zeitraum wird vor allem die verlustbedingte thermische Belastung der Betriebsmittel betrachtet.

Während bei einer Belastung mit Bemessungsgrößen das Betriebsmittel nicht vorzeitig altert, ist dies bei Belastungen darüber hinaus der Fall. [A11]

Definition Kurzschlussleistung

Die dreiphasige Kurzschlussleistung S_{kQ} ist entsprechend der Formel (1-1) durch den Kurzschlusswechselstrom I_{kQ} an einem Netzknoten Q und der Nennspannung U_Q definiert und dient unter anderem der Bewertung der Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln. [A12][A13]

$$S_{kQ} = \sqrt{3} U_Q I_{kQ} \quad (1-1)$$

Spannungsqualität

Gemäß EN 50160 [A14] sollte die Änderung der Versorgungsspannung unter normalen Betriebsbedingungen das zulässige Spannungsband von $\pm 10\%$ für die Mittel- und Niederspannungsebene nicht überschreiten. Als Prüfkriterium werden 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung innerhalb eines Zeitraums von einer Woche herangezogen. Eine gemäß EN 50160 zulässige Spannungsversorgung wird gewährleistet, falls 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte eines Wochenintervalls innerhalb der genannten Spannungsbandgrenzen liegen. [A14] Die Einhaltung der oberen Spannungsbandgrenze gewährleistet den Schutz von Betriebsmitteln vor zu hohen Spannungen. Das Unterschreiten der unteren Spannungsbandgrenze führt bei gleicher übertragener Leistung zu höheren Strömen, damit zu höheren Netzverlusten und verringert gleichzeitig die Spannungsqualität im Netz. [A15] Das Absinken der Versorgungsspannung entlang der Netzleitung wird durch reine Wirkleistungsentnahme aus dem Netz hervorgerufen. Die Einspeisung in das Netz zu Zeiten mit geringer Leistungsentnahme kann wiederum zu Lastflussumkehr und dementsprechend zu Spannungsanhebungen führen. Das Ausmaß der Spannungssenkung und -erhöhung steigt mit der Länge der Leitung, weshalb besonders lange Netzausläufer in strahlenförmig aufgebauten Stromnetzen von Spannungsbandverletzungen betroffen sind. [A16]

Netzbetreiber sind verantwortlich, die Versorgungsspannung für jeden Netzknoten in den gemäß Norm zulässigen Grenzen zu halten. Das dafür zur Verfügung stehende Spannungsband für die Mittel- und Niederspannungsebene beträgt gemäß EN 50160 [A14] $\pm 10\%$ der Nennspannung. Die genaue Einteilung der vorhandenen Spannungsreserven für Spannungsanhebung und -senkung in der Mittel- und Niederspannungsebene (exemplarisch dargestellt in Abbildung 1-7) hängt vom jeweiligen Verteilernetzbetreiber ab. Entsprechend der Einteilung in Abbildung 1-7, sind bei einem maximalen Spannungsabfall im Mittelspannungsnetz und einem maximalen Spannungsabfall am Ortsnetztransformator (ONT) 6 % Reserve für Spannungsabfälle in der Niederspannungsebene vorhanden.

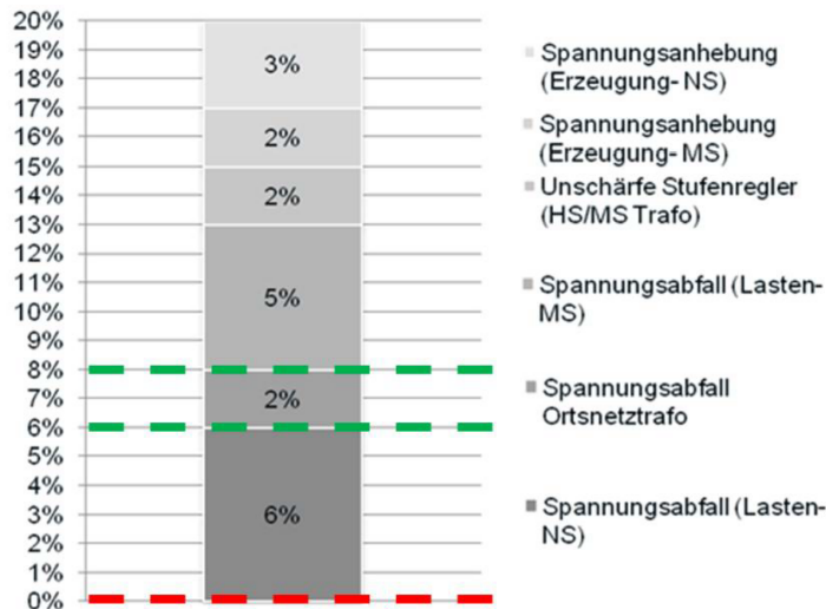


Abbildung 1-7: Beispiel für die Aufteilung des Spannungsbandes für Spannungssenkungen und -anhebungen im Mittel- und Niederspannungsnetz [A17]

Unsymmetrie der Versorgungsspannung

Unsymmetrische Belastungen der Außenleitungen des Drehstromsystems, hervorgerufen durch ein- oder zweiphasige Lasten, können zu überdurchschnittlicher Erwärmung oder zusätzlichen mechanischen Beanspruchungen in Drehfeldmaschinen führen. Für die Beurteilung unsymmetrischer Spannungszustände in einzelnen Netzknoten wird der Unsymmetriegrad k_U herangezogen. Dieser entspricht für Zweiphasenlasten zwischen Außenleiter-Außenleiter und für Einphasenlasten zwischen Außen- und Neutraleiter dem Verhältnis aus der Anschlussleistung der ein- oder zweiphasigen Last S_A in VA und der Kurzschlussleistung S_K am Verknüpfungspunkt Q in VA (siehe Formel (1-2)). [A18]

$$k_U \approx \frac{S_A}{S_{kQ}} \quad (1-2)$$

Ergänzend dazu lässt sich der Unsymmetriegrad mit Hilfe der symmetrischen Komponenten definieren. Diese dienen dazu, ein unsymmetrisches Dreiphasensystem in drei symmetrische Systeme – Mit-, Gegen- und Nullsystem – aufzuteilen. Dadurch lässt sich ein unsymmetrisches System durch die Betrachtung einer Phase beschreiben und muss nicht durch aufwendige Berechnungen charakterisiert werden. Der Unsymmetriegrad k_U lässt sich durch das Verhältnis der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Gegen- und Mitsystemkomponente ermitteln (siehe Formel (1-3)) [A14].

$$k_U = \frac{U_{Gegen}}{U_{Mit}} \quad (1-3)$$

Aufgrund der Tatsache, dass ein Großteil der derzeitigen EV-Modelle (siehe Tabelle 1-1) ausschließlich einphasig geladen werden kann, sind unsymmetrische Netzbelastungen aufgrund aufstrebender E-Mobilität zu überprüfen. Einphasige Ladevorgänge sind gemäß IEC 62196-2 [A19] zwischen Phase L1 und Nullleiter durchzuführen. Auf welcher Netzphase schließlich geladen wird, hängt wiederum davon ab, wie die Phasen der Ladestation mit jenen des Netzes verbunden sind. Durch gezielte Koordination der Reihenfolge angeschlossener Phasen mehrerer Ladestationen lässt sich diese Problematik

kostengünstig vermeiden, wenn das dazu nötige Know-how vorhanden ist. Neben der Einhaltung zulässiger Spannungsgrenzen, stellt die Unsymmetrie der Versorgungsspannung ein wichtiges Kriterium für die Beurteilung der Spannungsqualität dar. Laut EN 50160 müssen unter normalen Betriebsbedingungen 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Unsymmetriegrades, basierend auf dem Verhältnis aus Gegen- und Mitsystem, innerhalb des Bereichs von 0 % bis 2 % liegen [A14]. Unsymmetrischen Spannungszuständen, ausgelöst durch einphasig ladende Elektrofahrzeuge, kann durch die Reduktion des Ladestroms einphasiger Ladevorgänge sowie durch den Umstieg auf dreiphasiges Laden vorgebeugt werden [A10].

Projekte / Forschungsarbeiten in diesem Themenbereich

- Die Studie *Impact of a High Penetration of Electric Vehicles and Photovoltaic Inverters on Power Quality in an Urban Residential Grid : Part I – Unbalance* [A20] führte eine Analyse im Bereich Auswirkungen der Durchdringung von Plug-In Elektrofahrzeugen (PHEV) in Kombination mit PV-Anlagen auf Niederspannungsnetze durch.
- Das Projekt *V2G-Strategies* [A17] untersucht die Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien auf zwei Mittelspannungs- und acht Niederspannungsnetzen.
- In der Studie *Optimierte Integration der Elektromobilität in das Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien* [A21] wurden mit Hilfe von Demand Side Maßnahmen in Form von gesteuertem Laden die Photovoltaikeinspeisung, Haushaltslasten und die Lasten der Elektrofahrzeuge zum Teil ausgeglichen und das Stromnetz entscheidend entlastet.
- Die Studie *Herausforderungen und Chancen für das Stromnetz durch Elektromobilität: Technologien - Infrastruktur – Märkte* [A22] beschäftigt sich mit dem Einfluss der erfolgreichen Implementierung der E-Mobilität auf das Niederspannungsnetz.
- Das Pilotprojekt *Flottenversuch Elektromobilität - Netzmanagementstrategien mittels elektrifizierter Fahrzeugflotten : Technologien - Infrastruktur – Märkte* [A23] analysierte die Auswirkungen auf das Nutzerverhalten von Elektrofahrzeugbesitzern auf die Stromnetze anhand von zehn Mittelspannungsnetzen sowie der anhängenden Niederspannungsnetze in Vorstädten und ländlichen Gebieten.

1.3.3. Geschäftsmodelle und -prozesse

Bezüglich der Geschäftsmodelle gibt sehr viele unterschiedliche Lösungsansätze, aber noch keine eindeutige Richtung und auch noch sehr viele offene Fragen, die in Bezug auf den Energiesektor und der Integration von Erneuerbaren Energien, Elektromobilität und die Rolle des Kunden allgemein geklärt werden müssen. Generell ist der Energiesektor derzeit starken Änderungen unterworfen.

Zur Implementierung von Geschäftsmodellen, die auf Situationen im Netze reagieren bzw. auf definierte Vorgaben eingehen können, werden intelligente Komponenten benötigt. Die erforderlichen Komponenten sind je nach Modell bei unterschiedlichen Beteiligten angesiedelt.

Ein **Geschäftsmodell**, das etwaige Besonderheiten berücksichtigt, muss folgende Bereiche abdecken bzw. zu Grunde liegen haben [A24]

- **Technische Infrastruktur:** Die technische Infrastruktur stellt die nötigen technischen Komponenten zur Verfügung, damit eine Vernetzung der unterschiedlichen Systemkomponenten möglich ist.

- **Vernetzte physische Plattform** (Smart Products): Darunter versteht man Produkte, die während ihres Betriebs mit einem Netzwerk verbunden sind. Dies kann beispielsweise ein einzelnes Auto sein, das als Knoten/Punkt ersichtlich ist.
- **Software-definierte Plattform**: Eine Software-definierte Plattform ermöglicht die Integration und Konnektivität von intelligenten Produkten. Dazu müssen die Daten in einem Zentrum verarbeitet und zu neuem Wissen verknüpft werden (Smart Data), damit man z.B. Steuerungsmaßnahmen vornehmen kann (z.B. Steuerungsdienst).
- **Serviceplattform** (Smart Services): Die Serviceplattform verknüpft physische und digitale Dienstleistungen und bringt Produkthanbieter und Dienstleistungsunternehmen mit dem Endkunden zusammen.

Die **Geschäftsprozesse** sind normalerweise die zur Erstellung von Produkten und Leistungen erforderlichen betrieblichen Abläufe.

Im Business Engineering [A25], welches sich als methoden- und modellbasierte Konstruktionslehre für Veränderungsvorhaben sieht, mit dem Ziel, Erkenntnisse über Transformation in Wissenschaft und Praxis zusammenzufassen und daraus Konzepte und Instrumente zur Planung und Realisierung von Geschäftslösungen abzuleiten, werden in der Prozessebene Geschäftsprozesse und ihre Beziehungen zueinander beschrieben. Dabei ist ein Geschäftsprozess eine logisch zusammenhängende Kette von Aktivitäten, die in einer vorgegebenen Ablauffolge durchzuführen sind und auf die Erzeugung bestimmter Prozessleistungen ausgerichtet sind.

Auf der Prozessebene gibt es drei Modelle:

- **Prozessarchitekturmodell** (Prozesslandkarte): Hier werden die wichtigsten Geschäftsprozesse und ihre Beziehungen abgebildet. Bei der Prozessbeschreibung ist zu beachten, dass Geschäftsprozesse normalerweise mehrere Funktionalbereiche eines Unternehmens berühren.
- **Prozessmodell**: Hier werden die Prozessleistungen, die Prozessführung, Abläufe und Verantwortlichkeiten abgebildet und die wesentlichen Elemente von Geschäftsprozessen gezeigt. Darunter fällt auch die Ablaufplanung.
- **Informationsmodell**: Hier werden die von den modellierten Prozessen benutzten bzw. erzeugten Informationen und ihre Verknüpfungen/Abhängigkeiten dargestellt.

Die Prozesslandkarte stellt eine grafische Übersicht der Geschäftsprozesse dar und besteht aus drei unterschiedlichen Prozessarten – den Management-, Wertschöpfungs- (Kern-) und Supportprozessen. Wertschöpfungsprozesse wirken unmittelbar daran mit, dass das Unternehmen Wert schafft und Geld verdient. Man denkt sie vom Kundenwunsch über die Wertschöpfungskette bis zum erfüllten Kundenwunsch, wobei eine Prozesskette die einzelnen Prozesse enthält. In einem Unternehmen gibt es meist mehrere Wertschöpfungsprozesse. Supportprozesse garantieren, dass die Wertschöpfungskette funktioniert und umfasst typischerweise das Bereitstellen von Personal, Infrastruktur, Ausstattung, Material etc. Managementprozesse beziehen sich auf das Gesamtunternehmen und dienen der Planung, Diagnose und Steuerung der Wertschöpfungs- und Supportprozesse. Jeder Prozess bzw. Prozessbaustein setzt sich aus einzelnen Prozessschritten zusammen, welche wiederum als kleinteiligere Prozesse beschrieben werden können. [A26]

Im Rahmen des Projektes „Move2Grid“ wurden die erforderlichen Komponenten je nach definiertem Geschäftsmodell bei unterschiedlichen Beteiligten (Netzbetreiber, Mobilitätskunden, usw.)

angesiedelt, und in ein gemeinsames Geschäftsmodell übergeführt. Nachfolgend angeführte, beispielhafte Projekte beschäftigen sich grundsätzlich mit dieser Thematik:

- Das Projekt *CO₂-arme Stadt* [A27] beschäftigt sich mit Geschäftsmodellen für Elektromobilität mit dezentral erzeugtem Ökostrom mit dem Ziel, in mittelgroßen Städten und ländlichen Regionen einen CO₂-armen Individualverkehr zu realisieren.
- Im Zuge des Projekts *Smart Mobiltiy in Thüringen (sMobility)* [A28, A29] wurde versucht, mittels IKT Elektrofahrzeuge intelligent zu nutzen.
- Im Projekt *DG DemoNet – Smart LV Grid – Control concepts for active low voltage network operations with a high share of distributed energy resources* [A30] wurde in einem realen Niederspannungsnetz die gemeinsame Optimierung und Steuerung von PV-Anlagen, Elektrofahrzeugen und Haushaltsverbrauch einmal für sich und auch in Abstimmung mit dem Netzzustand betrachtet.

2. Projektinhalt / Methodik

2.1. Schicht „energiebezogene Mobilitätsaspekte“

Zunächst sind als Grundlage für ein gemeinsames Verständnis Begrifflichkeiten zu klären: Die Dimension „Verkehrsnachfrage“ beschreibt allgemein alle Ortsveränderungen, die unabhängig vom Verkehrsmittel zu einem bestimmten Zweck auf der Verkehrsinfrastruktur abgewickelt werden. Bestimmend für die Verkehrsnachfrage ist das Verhalten der Personen in Bezug auf Aktivitätswahl (Aktivität an einem anderen Ort, verbunden mit einer Wahl des Zeitpunkts zur Realisierung des Weges), Zielwahl (Wahl eines anderen Ortes), Verkehrsmittelwahl (Wahl des Verkehrsmittels, um zu einem anderen Ort zu gelangen) und Routenwahl (Wahl der Fahrtroute zu einem anderen Ort). Dieses Verhalten wird in den Verkehrswissenschaften durch das sog. Mobilitätsverhalten der Personen beschrieben. Personen, die sich für eine Aktivität an einem anderen Ort entschieden haben, sind Verkehrsteilnehmer. Durch die genannten Beschreibungsgrößen lassen sich sowohl Personenverkehr als auch Güterverkehr darstellen. Die Verkehrsinfrastruktur bildet zusammen mit dem organisatorischen Angebot (u.a. zeitliche und örtliche Verfügbarkeit von Angeboten des öffentlichen Verkehrs) die Dimension Verkehrsangebot. Das Arbeitspaket „energiebezogene Mobilitätsaspekte“ beschäftigt sich mit motorisiertem Fahrzeugverkehr, das heißt, es erfolgt die Einschränkung in der Betrachtung im Verkehrsmittel auf Kraftfahrzeuge. Bei den Kraftfahrzeugen steht (zunächst) der elektrisch betriebene Teil der Fahrzeuge im Fokus. Weiter fokussiert die Arbeit auf Personenverkehr, berücksichtigt wird allerdings sowohl der „private“ als auch der „geschäftliche“ (Wirtschaftsverkehr) Personenverkehr.

Forschungsfragen

Für die Beantwortung der energiebezogenen Fragen des Vorhabens ist das Wissen um das Mobilitätsverhalten zukünftiger Elektromobilitätsnutzer zwingend erforderlich. Unabhängig von jeweiligen Formen der zu entwickelnden Ertüchtigung der Verteilernetze (konventioneller Netzausbau, DSM, stationäre Speicher, Rückspeisung...) werden zunächst aus Sicht der Elektromobilität Fragen formuliert, die grundsätzlichen Antworten zu Schnittstelle zwischen Mobilitätsverhalten und Energieangebot (Ladeinfrastruktur) liefern:

1. An welchen Orten in Leoben macht Ladeinfrastruktur aus Sicht der Verkehrsnachfrage / Mobilitätsverhalten Sinn?
2. Wie groß muss an den einzelnen Orten die Ladeinfrastruktur dimensioniert werden? Wie viele Fahrzeuge laden gleichzeitig an diesem Standort?
3. Wie schnell muss an diesen Orten geladen werden? Wo ist es sinnvoll bezüglich der Aufenthaltsdauer einen Schnelllader zu installieren? Wo wird wie lange gestanden? Wie sieht die aktuelle Fahrtenverteilung in Bezug auf Fahrtdauer, Fahrziel und Aufenthaltsdauer der Fahrzeuge in Leoben aus? Ändert sich dies mit E-Fahrzeugen?

Arbeitshypothesen

Zur Beantwortung der Fragen werden Arbeitshypothesen gebildet, mit deren Hilfe die Beantwortung der Fragen möglich ist. In Bezug auf potenzielle Standorte für Ladeinfrastruktur werden folgende zwei Arbeitshypothesen formuliert:

HY-1: Orte mit einem hohen Quell-/Zielverkehrsaufkommen haben ein hohes Potential für Ladestandorte.

HY-2: Orte an denen Personen, respektive deren Fahrzeuge, lange stehen, besitzen ebenfalls ein hohes Potential für Ladestandorte.

In Bezug auf Dimensionierung und Ausstattung (u.a. Schnellladeeinrichtung oder Speicher) werden folgende zwei Arbeitshypothesen formuliert:

HY-3: Eine hohe Fahrtlänge für Wege zum Ladestandort als auch vom Ladestandorten weg bestimmen die Dimensionierung der Ladestation.

HY-4: Die tageszeitliche Verteilung der Aufenthalte bestimmt die Ausstattung der Ladestation.

Die Arbeitshypothesen bilden die Arbeitsgrundlage zur Behandlung der zuvor gestellten Fragen mit Fokus auf Energiefragen für elektrisch betriebene Fahrzeuge. In der Diskussion und Abstimmung mit den Bearbeitern der Schicht „Energie“ wurde festgelegt, dass die Frage zum Anteil der Elektromobilität – also des Anteils elektrisch betriebener Fahrzeuge am Gesamtfahrzeugpool – in der Betrachtung der energiebezogenen Mobilitätsaspekte keine Rolle spielen und erst als Skalierungsgröße bei Fragestellungen zu Energiebedarf und Netzkapazitäten in die Betrachtungen einfließen soll. Insofern stehen bei der Beantwortung der Fragen mit Hilfe der Arbeitshypothesen ausschließlich Kenngrößen der Mobilität im Mittelpunkt.

Standortbezogenes Verkehrsaufkommen, Aufenthaltsprofile, Fahrprofile

Ziel des Arbeitspakets ist die Identifizierung potentieller Standorte der Ladestationen basierend auf der Verkehrsnachfrage. Aus den beiden Arbeitshypothesen lassen sich folgende zwei Kenngrößen ableiten, mit deren Hilfe potentielle Standorte aufgefunden werden können:

- Anzahl der Kraftfahrzeuge im Ziel- und Quellverkehr an einem Standort und
- Aufenthaltsdauer an einem Standort

Das Fachgebiet der Verkehrsplanung befasst sich seit jeher mit der standortbezogenen Berechnung von Verkehrsaufkommen. Dazu besteht eine Vielzahl empirischer Untersuchungen, die sich insbesondere nach Aufenthaltszwecken am Standort unterscheiden und entsprechend diesem Zweck einen direkten oder indirekten Rückschluss auf die Aufenthaltsdauer am Standort zulassen. Ein Weg wird dabei mit dem Zweck des Aufenthalts am Zielort verknüpft und als „Fahrzweck“ zum Ausdruck gebracht. Folgende „Fahrzwecke“ werden unterschieden und der weiteren Untersuchung zu Grunde gelegt:

- Wohnen
- Arbeiten
- Einkaufen
- Erledigung / Arztbesuch
- Freizeit
- Ausbildung

Für diese Zwecke liegen tageszeitliche Verteilungen vor. Folgende Abbildungen zeigen für den Fahrzweck „Wohnen“ die tageszeitliche Relativverteilung für einen Wohnstandort im Ziel- (rechts) und Quellverkehr (links).

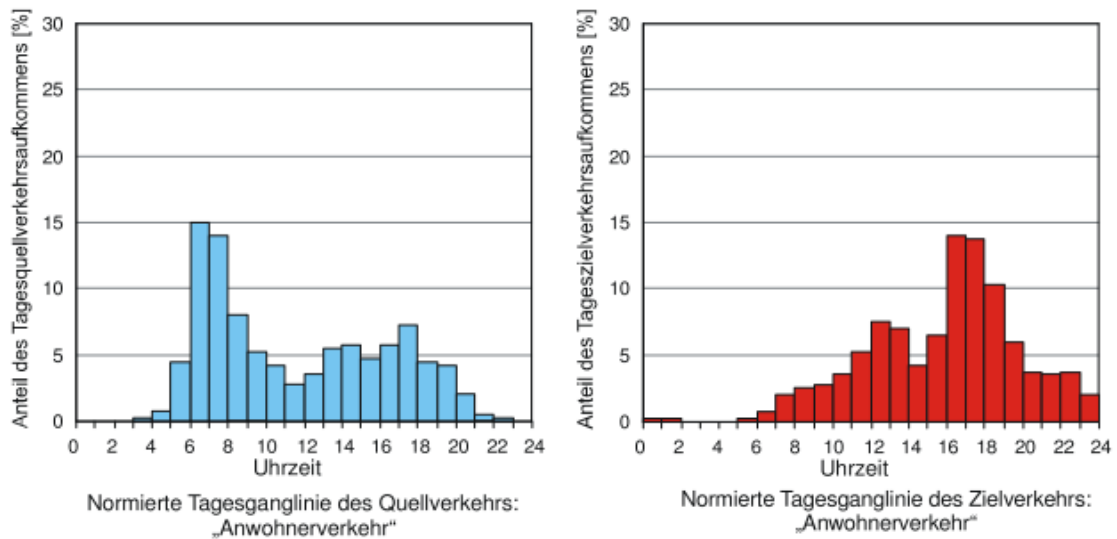


Abbildung 2-1: Fahrzweck Wohnen – tageszeitliche Relativverteilung für einen Wohnstandort im Ziel- und Quellverkehr

Aus den Relativverteilungen lassen sich relative Verteilungen der zu jeder Stunde anwesenden Fahrzeuge ableiten. Folgende Abbildung zeigt den damit beschreibbaren Aufenthalt zu jeder Tagesstunde. Daraus lassen sich ebenso durchschnittliche Aufenthaltsdauern am betrachteten Ort ableiten.

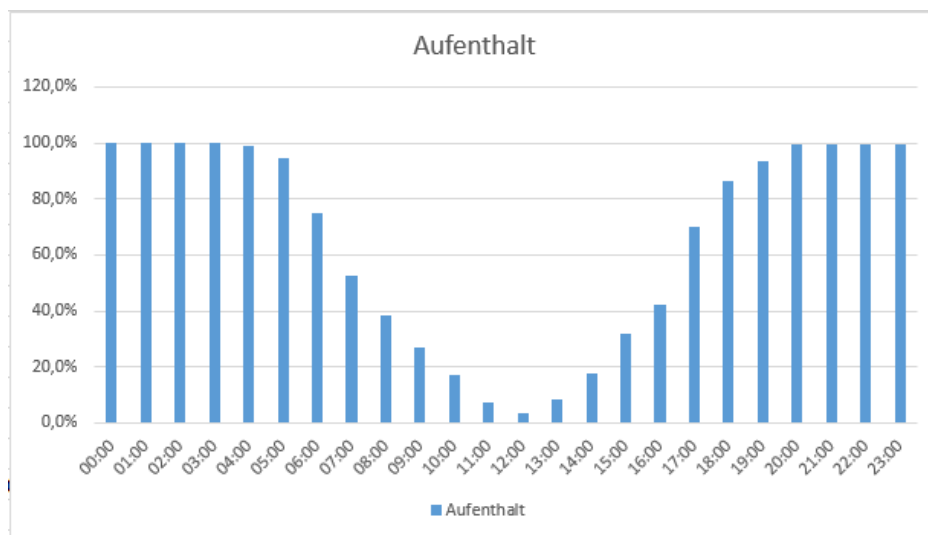
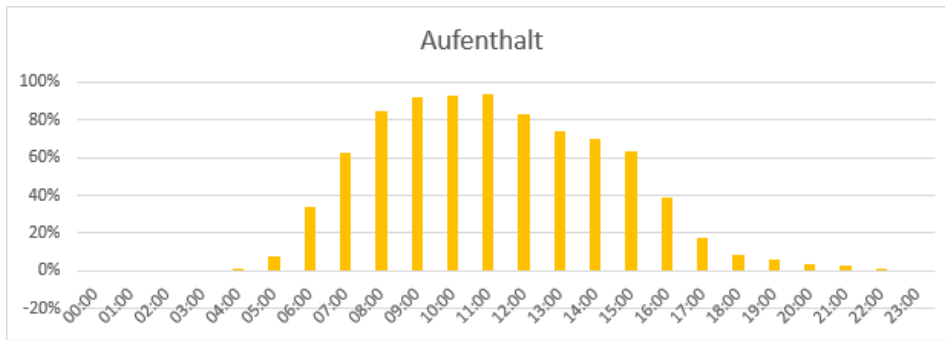


Abbildung 2-2: Fahrzweck Wohnen – tageszeitliche Relativverteilung der Aufenthalte an einem Wohnstandort

Für einen Standort mit Arbeitsplätzen lassen sich zwei unterschiedliche relative Aufenthaltsverteilungen bilden. Einerseits die Verteilung der privaten KFZ der Arbeitnehmer, die zur Anreise zum und vom Arbeitsort genutzt werden und die Verteilung der KFZ des Betriebs, die den Wirtschaftsverkehr des Betriebs bilden. Folgende Abbildung macht die gegenläufige relative Verteilung der Aufenthalte dieser beiden Fahrzeuggruppen deutlich sichtbar.

ArbeitnehmerInnen-KFZ



Gewerbe-KFZ

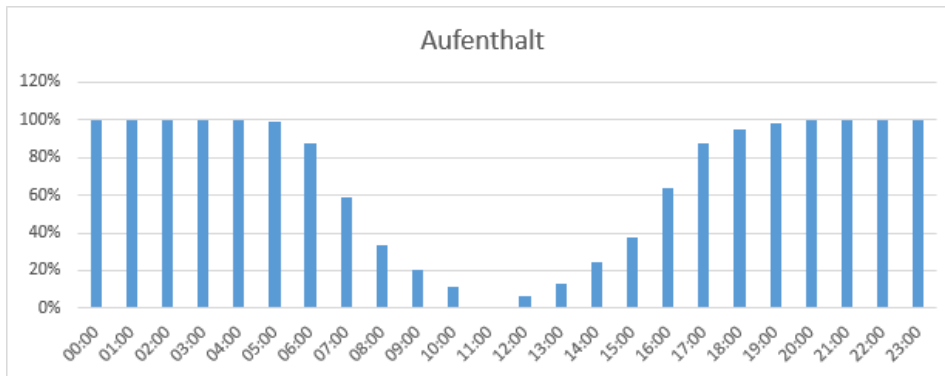


Abbildung 2-3: Fahrzweck Arbeiten – tageszeitliche Relativverteilung der Aufenthalte am Arbeitsort

Eine standortunabhängige und fahrzeugbezogene Betrachtung als „Fahrprofil“ ermöglicht die Ermittlung von Fahrtweiten. Während diese Betrachtung bei einem privaten KFZ-Verkehr keine große Bedeutung für einen durchschnittlichen Werktag hat, da hier in der Regel fixe Aufenthalts- und damit Wegezweckfolgen vorliegen (z.B. „Wohnen – Arbeiten – Einkaufen – Wohnen“), spielt dies bei der Betrachtung des Wirtschaftsverkehrs eine große Rolle, da dieser dadurch erst in seiner Charakteristik und Dimension beschreibbar wird.

Für geschäftliche Fahrten mit Dienstfahrzeug zum Zwecke einer Dienstleistung (Wirtschaftsverkehr) liegen aus diversen Untersuchungen Fahrprofile einzelner Fahrzeuge branchenspezifisch vor. Dadurch können Fahrtweiten und Aufenthaltsdauern für Dienst-Kfz branchenspezifisch abgeschätzt werden. Folgend wird das Fahrprofil eines Fahrzeugs eines Taxiunternehmens dargestellt.

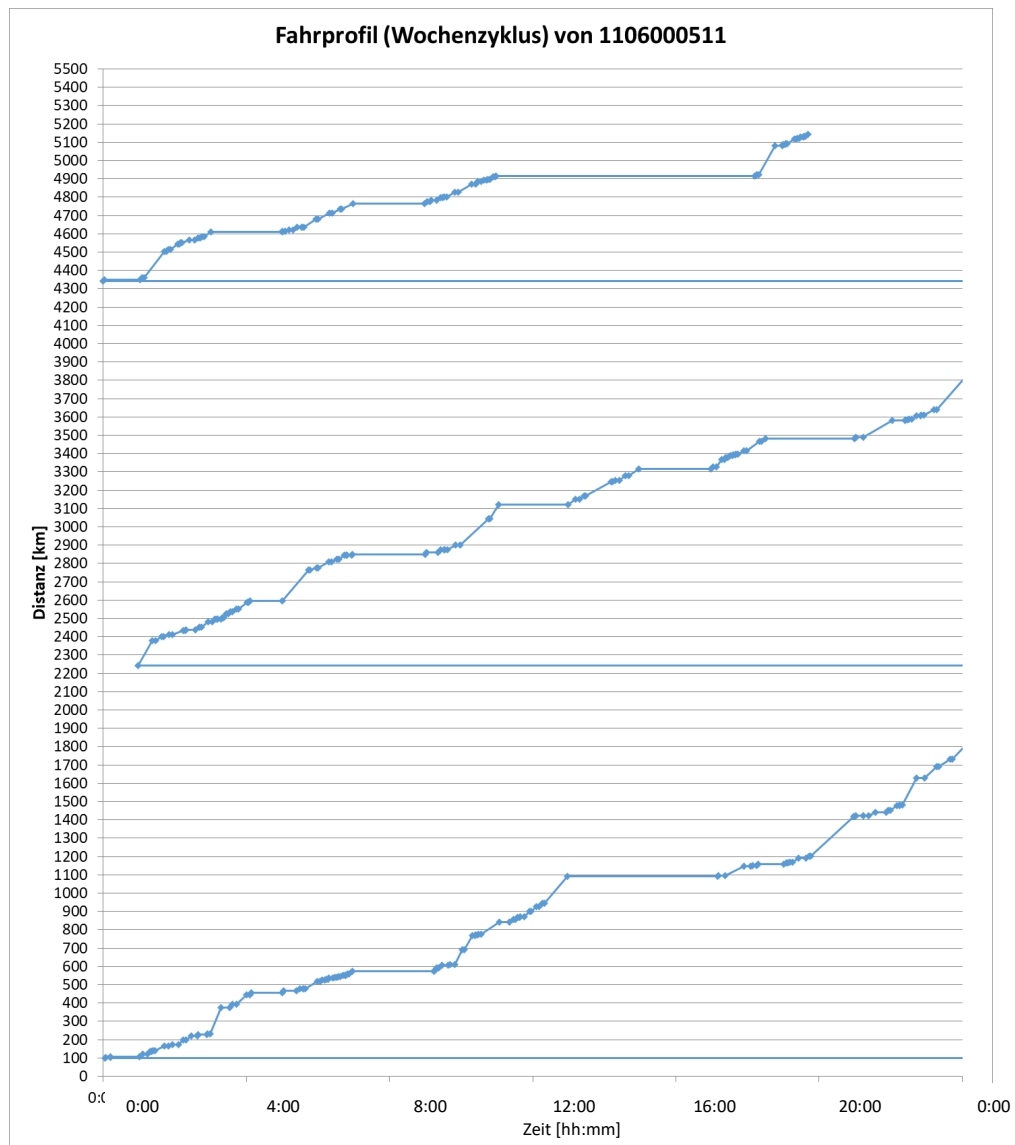


Abbildung 2-4: Fahrprofil eines Fahrzeugs eines Taxiunternehmens im tageszeitlichen Verlauf

In Hinblick auf die Schicht „Geschäftsmodell und -prozesse“ – ein Geschäftsmodell fokussiert auf den Kunden bzw. Kundengruppen – ist es sinnvoll, die Betrachtung von standortbezogenen bzw. fahrzeugbezogenen Betrachtungen hin zu einer Personengruppen-bezogenen Betrachtung zu wandeln.

Personengruppen

Personengruppen werden nach vergleichbarem Verhalten bzw. nach vergleichbarem Aufenthaltszweck am Zielort unterschieden:

- Einwohner
 - Anfahrt zum Wohnort
 - Aufenthaltszweck Wohnen
- Beschäftigte (Privat-Kfz und Dienst-Kfz)
 - Anfahrt zum Arbeitsplatz mit Privatfahrzeug
 - Aufenthaltszweck Arbeiten

- geschäftliche Fahrt mit Dienstfahrzeug
- Kunden (Einkauf, Erledigungen, Freizeit)
 - Anfahrt zum Einkaufsort
 - Aufenthaltzweck Einkauf

Insgesamt kann mit den beschriebenen Grundlagen das „relative“ Mobilitätsverhalten (dimensionslos) dargestellt werden. Für die Dimensionierung sind Kenntnisse über die Größenordnung der einzelnen zu den Personengruppen gehörenden Kenngrößen je Standort erforderlich. Die Größenordnung stellt sozusagen den Größenfaktor einer Personengruppe je Standort dar. Über Mobilitätskennwerte lassen sich dadurch die relevanten energiebezogenen Mobilitätskenngrößen je Standort ermitteln. Standort wird in diesem Zusammenhang als Begriff für eine „unbestimmt große geographische Einheit“ verwendet. Die Größenfaktoren, unterschieden nach den Personengruppen, sind:

- Einwohner:
 - Anzahl der Einwohner
- Beschäftigte:
 - privat: Anzahl der Beschäftigten
 - dienstlich: Branche eines Betriebs und deren Anteil der Außendienstmitarbeiter
- Kunden:
 - Einkauf: Verkaufsfläche nach Branche des Handelsbetriebs
 - Erledigung: Branche eines Betriebs und dessen Anzahl an Mitarbeitern
 - Freizeit: Branche eines Betriebs und dessen Betriebsgröße

Die Größenfaktoren sind als Kenndaten der Struktur eines Standorts zu Strukturdaten zusammengefasst. Im Wesentlichen sind die relevanten Strukturdaten (Bewohner, Arbeitsplätze) aus Statistiken verfügbar und liegen öffentlich auf, andere Strukturdaten (Verkaufsfläche, Branche eines Betriebs) müssen anhand anderer Datenquellen recherchiert werden.

Die Strukturdaten können unterschiedlichen Bezugseinheiten zugeordnet werden. Damit wird aus einer „unbestimmt großen geographischen Einheit“ eine „geographische Einheit mit bestimmter Größe“ und zugeordneten Strukturdaten. Zur Auswahl stehen die sogenannte „Verkehrszelle“ und der sogenannte „Rasterpunkt“.

Verkehrszelle versus Rasterpunkt

In der Verkehrsmodellierung erfolgt die Einteilung eines Gebiets in der Regel in kleinere geographische Einheiten, sogenannte Verkehrszellen. Die Bildung von Verkehrszellen erfolgt aus praktischen Überlegungen. Verkehrszellen fassen eine Vielzahl von (Post-)Adressen zu einer größeren Einheit zusammen. Verkehr wird zwischen den Zellen berechnet, damit verringert sich der Rechenaufwand. Da insbesondere historisch gesehen die Rechenkapazität eine (kapazitative) Beschränkung dargestellt hat und auch nach wie vor darstellt, ist diese Aggregation in Verkehrszellen erforderlich. Vor Beginn der Bearbeitung dieses Projekts wurde davon ausgegangen, dass die Bearbeitung auf Basis von Verkehrszellen erfolgt.

Die Ausbildung von Verkehrszellen orientiert sich geographisch an zusammenhängenden Straßennetzabschnitten und an Verwaltungsgrenzen. Verwaltungsgrenzen spielen hinsichtlich der Verfügbarkeit von statistischen Daten eine bedeutende Rolle und müssen deshalb zwangsläufig berücksichtigt werden. In Abstimmung mit den Bearbeitern der Schicht „Energie“ hat sich

herausgestellt, dass sich die dort zu bildenden „Energie“-Zellen nicht mit den Zellen des Verkehrsmodells decken, sodass nach einer alternativen Herangehensweise gesucht werden musste. Diese wurde in Form der sogenannten „Rasterpunkte“ gefunden. Statistische Daten, die als Grundlage für die Dimensionierung verwendet werden sollen, werden in Rasterpunkten zusammengefasst, die den Mittelpunkt von Quadraten bestimmter Größe repräsentieren und in denen die statistischen Daten des betreffenden Quadrats hinterlegt sind. Rasterdaten sind in Österreich in kleinster Einheit in einem 100 mal 100 Meter Quadrat verfügbar. Diese kleine Einheit ermöglicht es, dass sich die statistischen Daten und daraus ergebenden Verkehrsdaten an die Grenzen der Energiegrenzen ausreichend gut anpassen können, weshalb das Verkehrsmodell für den Beispielfall Leoben auf Basis dieses 100 mal 100 Meter Rasters aufgebaut wurde.

Strukturdaten – Verortung der Nutzergruppen

Mit Hilfe von GIS-basierten Analysen des Stadtgebietes (u.a. Clusteranalyse) werden in weiterer Folge potentielle Standorte für die einzelnen Nutzergruppen identifiziert. Diese werden anhand folgender Nutzungen mit der dazugehörigen Anzahl der Anwohner, Beschäftigten, Kunden und Studenten GIS-basiert analysiert:

- Hauptwohnsitze
- Arbeitsstätten
- Einkaufsmöglichkeiten
- Erledigungen
- Freizeitmöglichkeiten
- Ausbildungsstätten (Universität)

Für eine detaillierte Betrachtung des Stadtgebietes werden die Verkehrszellen in ein Raster von 100 x 100 m eingeteilt. Somit kann jeder Nutzung ein Rasterpunkt zugeordnet werden. Dabei bezeichnet ein Rasterpunkt den Mittelpunkt einer 100 x 100 m Fläche.

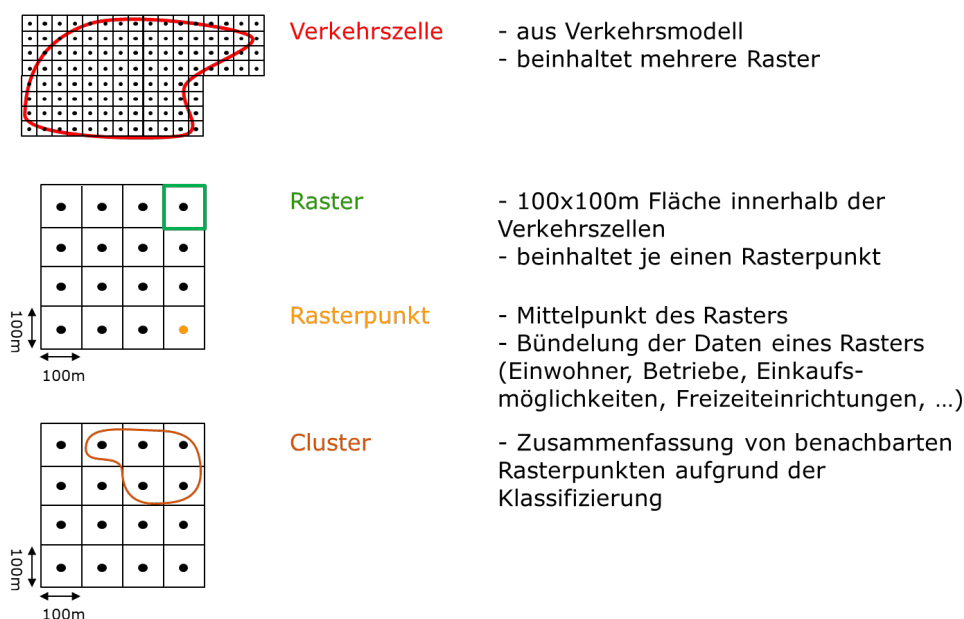


Abbildung 2-5: Definition Verkehrszelle, Raster, Rasterpunkt, Cluster

Das spezifische Mobilitätsverhalten der potentiellen Kunden wird neben standardisierten Verhaltensdaten auf Grundlage statistischer Daten aus dem Verkehrsentwicklungsplan Leoben 2025 (Band 1) in die Analyse integriert. Zur Ergänzung und Verifizierung der vorhandenen Daten wird eine Befragung im Stadtgebiet durchgeführt. Dabei werden Arbeitnehmer und Einwohner von Leoben bezüglich Besetzungsgrad des Fahrzeugs, Arbeitszeit, Fahrtweite und Aufenthaltsdauer befragt.

Methode zur Identifizierung potenzieller Standorte

Für die Identifizierung der potentiellen Standorte werden die beiden Arbeitshypothesen HY-1 und HY-2 herangezogen:

HY-1: Orte mit einem hohen Quell-/Zielverkehrsaufkommen haben ein hohes Potential für Ladestandorte.

HY-2: Orte an denen Personen, respektive deren Fahrzeuge, lange stehen, besitzen ebenfalls ein hohes Potential für Ladestandorte.

Anhand der Kennwerte, die mit den statistischen und standardisierten Daten ermittelt werden und der Tagesganglinien, können für jeden Rasterpunkt die Anzahl der Fahrzeuge und die durchschnittliche Aufenthaltsdauer für jede Stunde bestimmt werden.

Anhand von festgelegten Grenzwerten für die Anzahl der PKW und der Aufenthaltsdauern, ab denen ein Rasterpunkt als potentieller Standort gilt, werden die Rasterpunkte auf einer dreiteiligen Skala bewertet.

- interessanter Rasterpunkt
- nähere Betrachtung
- Ausschließung

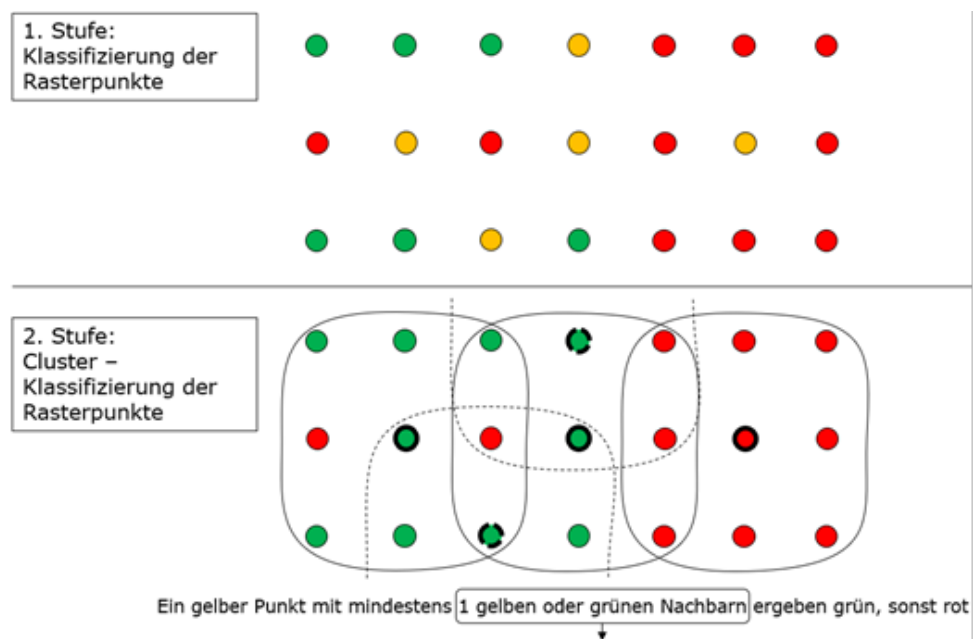


Abbildung 2-6: Clusterung in zwei Stufen zur Ermittlung potentieller Rasterpunkte

Bei Rasterpunkten, die einer näheren Betrachtung bedürfen, werden anhand der jeweiligen Nachbarpunkte sogenannte Cluster gebildet. Somit wird jeder Rasterpunkt entweder zu einem interessanten Punkt oder ausgeschlossen.

Die Grundlage für die Klassifizierung der einzelnen Rasterpunkte stellt das folgende Schema dar:

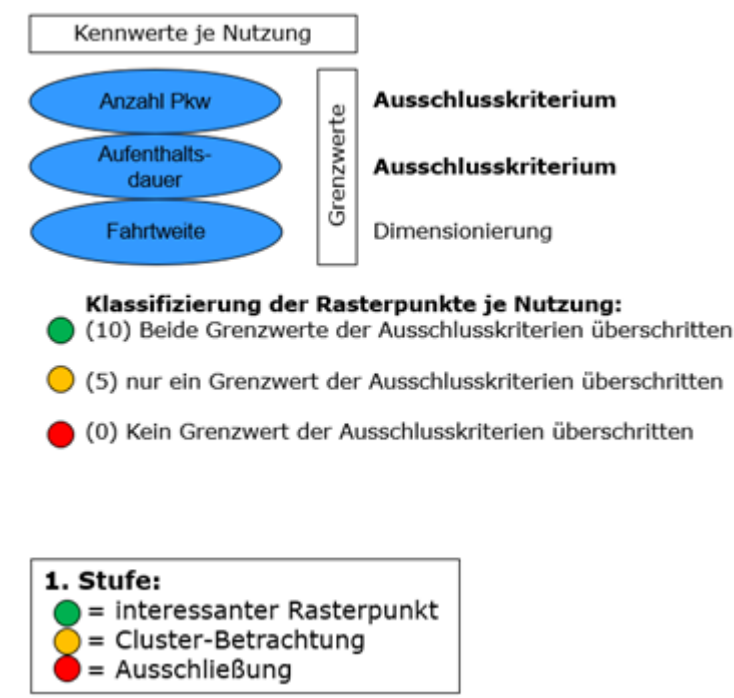


Abbildung 2-7: Klassifizierung der Rasterpunkte

Die Bewertung der Rasterpunkte erfolgt mit Hilfe von Tagesganglinien der verschiedenen Nutzergruppen stundenfein, d.h. es können die verkehrlichen Aussagen für jede Tagesstunde UND für jede Personengruppe getätigt werden. Dies hat den Vorteil, dass die gleichzeitig stehenden Fahrzeuge je Nutzergruppe zu jeder Stunde eines Tages ersichtlich sind. Somit kann die benötigte Anzahl an Anschlüssen abgeschätzt und die zeitgleiche Nachfrage nach Energieentnahme geklärt werden. Die erforderliche Energiemenge der stehenden Fahrzeuge kann mit den mittleren Fahrtweiten je Nutzergruppen abgeschätzt werden. Diese werden anhand einschlägiger Literatur (Bosserhoff¹) ermittelt. Um Standorte für Schnellladepunkte zu identifizieren, ist die Aufenthaltsdauer der Fahrzeuge ausschlaggebend. Diese wird je Nutzergruppe mit Hilfe der Befragungsergebnisse und vorhandener Literatur ermittelt und an die Schicht „Energie“ weitergegeben, um potentielle Schnellladepunkte zu ermitteln. Folgende Abbildung fasst die beschriebenen Arbeitsschritte zusammen:

¹ Bosserhoff D.: Integration von Verkehrsplanung und räumlicher Planung, Teil 2: Abschätzung der Verkehrserzeugung durch Vorhaben der Bauleitplanung; Hessisches Landesamt für Straßen- und Verkehrswesen, Wiesbaden 2000

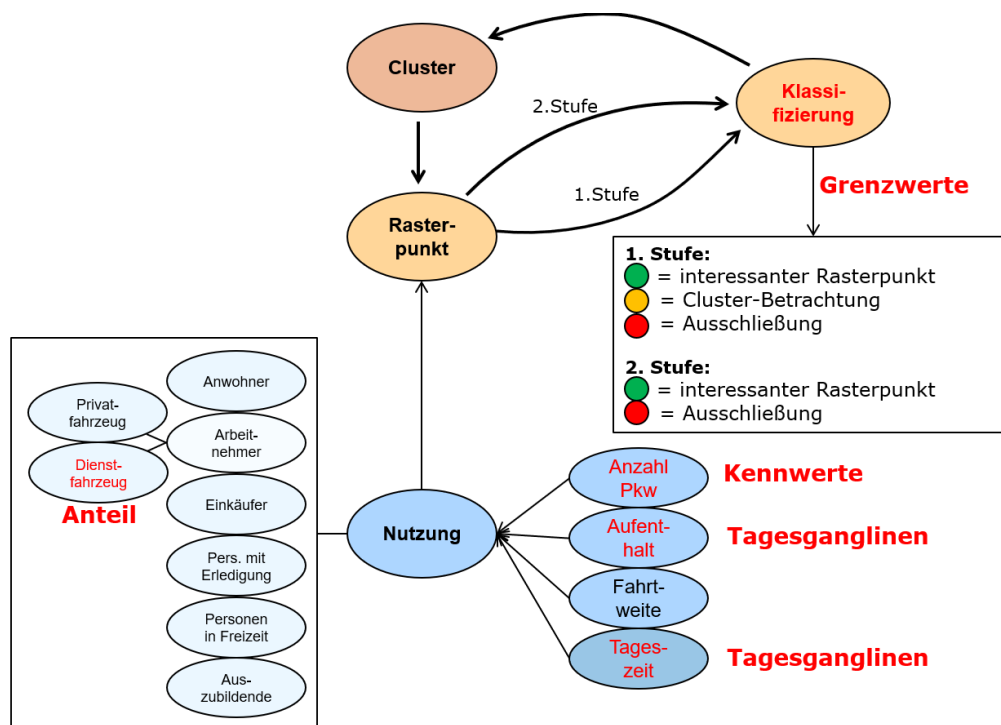


Abbildung 2-8: Vorgehensweise zur Identifizierung potentieller Standorte und verkehrliche Kenngrößen für die Dimensionierung

Grundlage der Festlegung der Grenzwerte bilden folgende Grundsätze

1. Es erfolgt die Betrachtung jedes Rasterpunktes und jeder Nutzergruppe für sich.
2. Die Klassifizierung und Clusterung auf Stundenbasis erfolgt je Rasterpunkt.
3. Es werden individuelle Grenzwerte je Nutzergruppe festgelegt.

Folgende Grenzwerte wurden festgelegt

Personengruppe	Anzahl der Pkw / Stunde	Aufenthaltsdauer in Stunden
Anwohner	2	10
Arbeitnehmer mit ...		
Privatfahrzeug	5	5
Dienstfahrzeug	3	8
Einkäufer	10	0,5
Personen mit Erledigung	10	0,5
Personen in Freizeit	10	0,5
Auszubildende	5	4

Tabelle 2-1: Grenzwerte zur Identifizierung interessanter Rasterpunkte

Abschließend werden alternative Mobilitätsangebote zur Erhöhung der E-Nutzer/Erweiterung des Kundenpotentials definiert. Im Wesentlichen beruht das Ergebnis auf einer Literaturanalyse und der Analyse von Best Practice Beispielen.

Als Ergebnis der Schicht „energiebezogene Mobilitätsaspekte“ liegt ein Verkehrsmodell vor, das auf der kleinsten statistischen Einheit (100 x 100 m Raster) Aussagen zu Mobilitätskennwerten für jede Personengruppe UND für jede Tagesstunde eines durchschnittlichen Werktags ermöglicht. Die Wahl der Rasterpunkte als Bezugseinheit der statistischen Daten ermöglicht weiter eine flexible Anpassung auf die Betrachtungseinheiten (Zellen) der Schicht „Energie“.

2.2. Schicht „Energie“

Mittels eines zellenbasierenden Modells für das elektrische Verteilernetz der Stadt Leoben werden im Anschluss an die Ermittlung von synthetischen Lastprofilen für Ladevorgänge sowie an die Ermittlung von PV-Potentialen diese in verschiedenen Szenarien miteinander verschnitten. Diese Szenarien berücksichtigen neben unterschiedlichen Durchdringungen für Photovoltaik (PV) und E-Mobility (EV) auch unterschiedliche Ladeleistungen. Zudem erfolgt die Simulation und Analyse eines Referenzszenarios, welches den Status Quo beschreibt. Tabelle 2-2 zeigt eine Übersicht der in Betracht gezogenen Leistungen für die jeweilige Nutzergruppe. Für die Ladeleistung 000 wird eine einheitliche Ladeleistung von 3,7 kW über alle Nutzergruppen gewählt. Anschließend erfolgt der Austausch der Ladeleistung auf 11,0 kW für Nutzergruppen mit einer durchschnittlichen Aufenthaltsdauer kleiner fünf Stunden. Im Weiteren werden die Ladeleistungen weiterhin, wie in der Tabelle dargestellt, erhöht.

NG	Name	000 [kW]	001 [kW]	002 [kW]	003 [kW]	004 [kW]
1	Hauptwohnsitze	3,7	3,7	11,0	22,0	22,0
2	Freizeitmöglichkeiten	3,7	11,0	22,0	50,0	100,0
3	Arbeitsstätten - privat	3,7	3,7	11,0	22,0	22,0
4	Arbeitsstätten - dienst	3,7	3,7	11,0	22,0	22,0
5	Ausbildungsstätten	3,7	3,7	11,0	22,0	22,0
6	Erledigung	3,7	11,0	22,0	50,0	100,0
7	Einkaufsmöglichkeiten	3,7	11,0	22,0	50,0	100,0

Tabelle 2-2: Übersicht Ladeleistungen auf Nutzergruppenebene

Die Modellierung der PV-Potentiale basiert auf den nutzbaren Dachflächen. Eine Nutzung des Potentials von 100 % bedeutet, dass jede Dachfläche, die sich zur Erzeugung von Solarenergie eignet, zur Erzeugung von PV Strom genutzt wird. Für die weiteren PV-Durchdringungen erfolgt eine Linearisierung des 100 % PV-Potentials.

Eine Durchdringung von 100 % E-Mobility bedeutet, dass jeder Dienst- bzw. private PKW als Elektrofahrzeug berücksichtigt wird. Für die Modellierung der Lastprofile werden probabilistische Ansätze genutzt (siehe Kapitel 2.2.3), welche den Verlauf des Lastganges stark beeinflussen. Um ein Glätten von Lastspitzen zu vermeiden, findet eine Linearisierung der Ladevorgänge und nicht des

synthetischen Lastprofils statt. Das heißt die Modellierung des Lastprofils wird mit der linearisierten Anzahl an Ladevorgängen (z.B. 25 % Durchdringung EV = 0,25 * Anzahl Ladevorgänge für 100 % E-Mobility) erneut durchgeführt.

Für die jeweiligen Szenarien erfolgt die Berechnung von energetischen Kennzahlen, zu diesen zählen die leistungsmäßige Autarkie nach Formel (2-1), die Residuallast nach Formel (2-2) sowie die energetische Eigendeckung. Im Vergleich zur Eigendeckung 2 nach Formel (2-4) berücksichtigt die Eigendeckung 1 nach Formel (2-3) neben dem Energiebedarf für E-Mobility und der Energieerzeugung mittels PV (PV-Potential) auch den bestehenden Energiebedarf und die bestehende Energieerzeugung.

$$\text{Autarkie} = \frac{(P_{Einsp} + P_{PV})}{(P_{Verbrauch} + P_{EV})} \quad (2-1)$$

$$P_{RSL} = (P_{Verbrauch} + P_{EV}) - (P_{Einsp} + P_{PV}) \quad (2-2)$$

$$\text{Eigendeckung 1} = \frac{(E_{Einsp} + E_{PV})}{(E_{Verbrauch} + E_{EV})} \quad (2-3)$$

$$\text{Eigendeckung 2} = \frac{E_{PV}}{E_{EV}} \quad (2-4)$$

$P_{Verbrauch} / E_{Verbrauch}$... bestehender Leistungsbedarf [W] / bestehender Energiebedarf [Wh]

P_{EV} / E_{EV} ... Leistungsbedarf zukünftiger E-Mobility [W] / Energiebedarf zukünftiger E-Mobility [Wh]

P_{Einsp} / E_{Einsp} ... bestehende Leistungserzeugung [W] / bestehende Energieerzeugung [Wh] (z.B. PV, Wasserkraft)

P_{EV} / E_{EV} ... Leistungserzeugungs-PV-Potential [W] / Energieerzeugung PV-Potential [Wh]

Zur Durchführung der netztechnischen Berechnungen werden für die unterschiedlichen E-Mobility Szenarien die zeitlich aufgelösten Lastprofile des Status Quo, die erneuerbaren Potentiale (Photovoltaik) sowie die modellierten Lastprofile der E-Mobility mit der Netzstruktur (dem Modell) verbunden. Während der Analyse der Szenarien und Ermittlung des Worst-Case Netzausbaus wird stets darauf geachtet, ob Spannungsbandverletzungen oder Überlastung eines elektrischen Betriebsmittel durch die Nutzung von PV-Potentialen oder durch die Integration von EV verursacht werden. Hierzu werden Referenzszenarien ermittelt, welche keine EV, jedoch die Nutzung von PV-Potentialen und umgekehrt berücksichtigen. Anschließend erfolgt die Berechnung von Szenarien, welche eine Versorgung der Elektromobilität durch PV-Potentiale vorsehen. Da eine Nutzung von 50 % PV-Potential bereits zu einer Vielzahl an Überlastungen im Verteilernetz der Stadt Leoben führt, wird im Weiteren darauf verzichtet, Lastflussberechnung für höhere Durchdringungen des PV-Potentials durchzuführen. Zur Ermittlung der energetischen Kennzahlen werden jedoch auch Szenarien betrachtet, welche eine Nutzung des PV-Potentials von 75 % bzw. 100 % (Vollausbau) berücksichtigen. Tabelle 2-3 zeigt (mit Ausnahme der Referenzszenario EV = 0) die Übersicht jener Szenarien, welche im Rahmen der netztechnischen Berechnungen betrachtet und analysiert werden. Die gewählte Nomenklatur der Szenarienbezeichnung ist Abbildung 2-9 zu entnehmen.

	PV EV	000				025				050			
		025	050	075	100	025	050	075	100	025	050	075	100
Ladeleistung	_000	X	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X
	_001	X	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X
	_002	X	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X
	_003	X	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X
	_004	X	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X

Tabelle 2-3: Übersicht der Szenarien für die netztechnischen Berechnungen

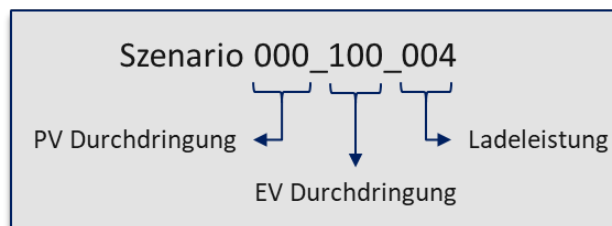


Abbildung 2-9: Nomenklatur der Szenarienbezeichnung

Zur raschen Ermittlung des worst-case Netzausbaus des jeweiligen E-Mobility Szenarios werden Programme unter der Anwendung der Software MATLAB entwickelt, welche im Anschluss an die Lastflussberechnung die zeitlich aufgelösten Ergebnisse für eine erste Identifizierung der gefährdeten Bereiche rasch auswerten. In nachfolgenden Schritten können mit weiteren Auswertungs-Tools Detailanalysen und Vergleiche der Szenarien untereinander durchgeführt werden. Im Anschluss an die Ermittlung des notwendigen Netzausbaus für Szenarien mit unterschiedlichen Ladeleistungen werden Szenarien entwickelt, welche gesteuertes bzw. geregeltes Laden sowie die Integration von Speichern berücksichtigen, umso einem möglichen Netzausbau zu reduzieren oder gar zu vermeiden.

2.2.1. Zellenbasierende Modellierung

Die zellenbasierende Modellierung soll für individuelle Bedürfnisse einen Kompromiss zwischen Abbildungsgenauigkeit und Rechenaufwand ermöglichen. Weiters kann unter Anwendung des zellularen Ansatzes das Ausbalancieren von Verbrauch und Erzeugung auf der niedrigsten möglichen Ebene beschrieben werden. [A31] Die Methodik zur Erstellung eines solchen Modells für ein Verteilnetz wurde bereits im „Stadt der Zukunft“-Sondierungsprojekt „Smart Exergy Leoben“ entwickelt. Im Laufe des Projektes „Move2Grid“ wurde diese Methodik an die individuellen Bedürfnisse des Projektes angepasst und vor allem hinsichtlich Abbildungsgenauigkeit verbessert. Abbildung 2-10 zeigt schemenhaft die wichtigsten Schritte zur zellenbasierenden Modellierung des elektrischen Verteilernetzes.

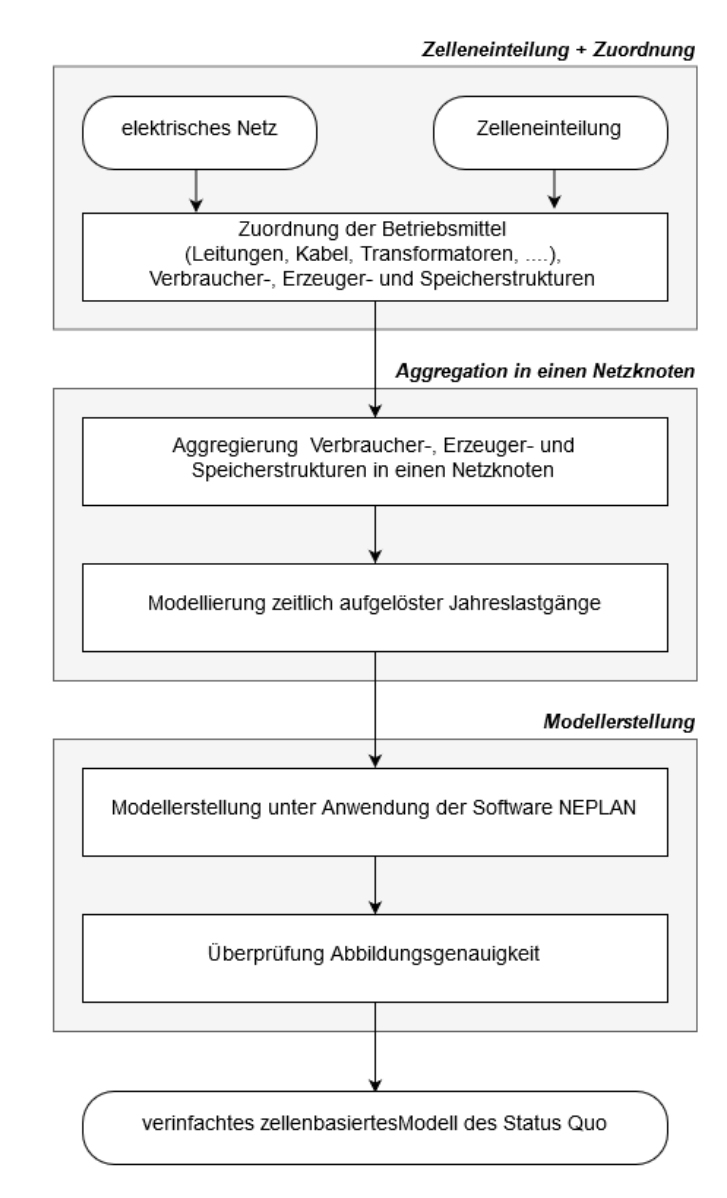


Abbildung 2-10: Methodik zellenbasierende Modellierung - elektrisches Verteilernetz

Zur Entwicklung eines zellenbasierenden Modells erfolgt zu Beginn, basierend auf der bestehenden Netztopologie des gewünschten Netzes, die Zelleneinteilung. Bei der Zelleneinteilung für das gegenständliche Projekt wurde für die Zellengrenzen die Rastereinteilung aus den Verkehrsanalysen herangezogen. Anschließend werden alle elektrischen Betriebsmittel (Transformatoren, Leitungen, Kabel, usw.) sowie Verbraucher-, Erzeuger- und Speicherstrukturen identifiziert und den jeweiligen Zellen zugeordnet. Abbildung 2-11 zeigt die gewählte Zelleneinteilung für Leoben, welche 26 Zellen umfasst. Rechts oben in der Abbildung befindet sich schemenhaft die Identifizierung der vorhandenen Verbraucher, Erzeuger und Speicher.

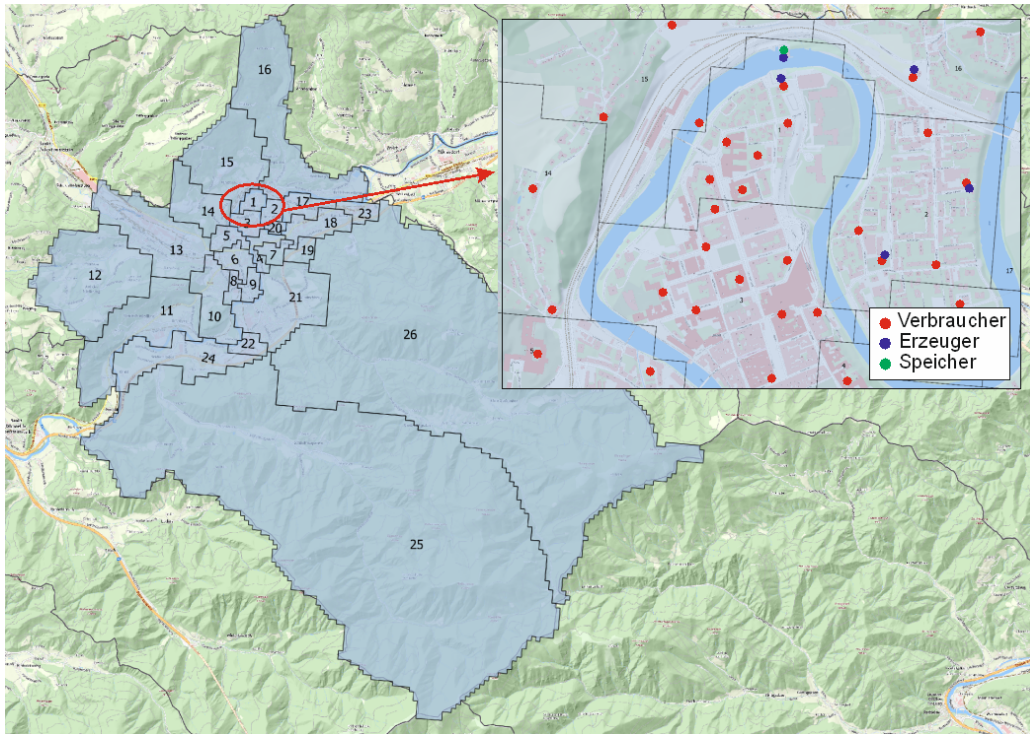


Abbildung 2-11: Zelleneinteilung für Leoben

Im Anschluss an die Identifizierung der bestehenden Infrastruktur erfolgt die Aggregation der einzelnen Last-, Erzeuger-, und Speicherstrukturen in den Netzknoten. Dies erfolgt entweder in zeitlich aufgelöster Form mithilfe von Messdaten oder unter Anwendung der Standardlastprofile des VDEW [A32] bzw. der standardisierten Lastprofile der E-Control [A33]. Die jeweiligen Netzknoten stellen neben dem geografischen Zellenmittelpunkt eine virtuelle Sammelschiene für jede Zelle dar. Als nächstes erfolgt die Modellerstellung unter Anwendung der Software NEPLAN. Zuletzt erfolgt die Überprüfung der Genauigkeit des Modells, basierend auf einer Lastflussberechnung für den größtmöglichen Belastungsfall (Verbraucher- und Einspeisespitzen). Hierzu werden die Ergebnisse aus der Lastflussberechnung des realen Netzes mit jenen des Modellnetzes verglichen.

Das Ergebnis ist ein vereinfachtes, zellenbaserendes Modell für das elektrische Netz, welches den Status Quo des realen Netzes abbildet. Aufgrund der Reduzierung der vorhandenen Netzknoten können Lastflussberechnungen mit zeitlich aufgelösten Jahreslastprofilen mit 15-Minuten Mittelwerten berechnet und analysiert werden. Nach der Modellentwicklung werden im Rahmen dieses Projektes Einspeiseprofile für PV-Potentiale sowie synthetische Lastprofile für Ladevorgänge in das Modell integriert, um in weiteren Lastflussberechnungen deren Auswirkungen auf das Netz zu untersuchen. Abbildung 2-12 zeigt das zellenbaserende Modell für das Verteilernetz Leoben inklusive der eingefügten PV-Module und der EV-Lasten. Wie in der Abbildung zu erkennen, besteht das Mittelspannungsnetz der Stadt Leoben aus zwei Spannungsebenen. Zur eindeutigen Unterscheidung werden Betriebsmittel der 30 kV Ebene mit der Endung _030 bezeichnet und jene der 5 kV Ebene mit _005.

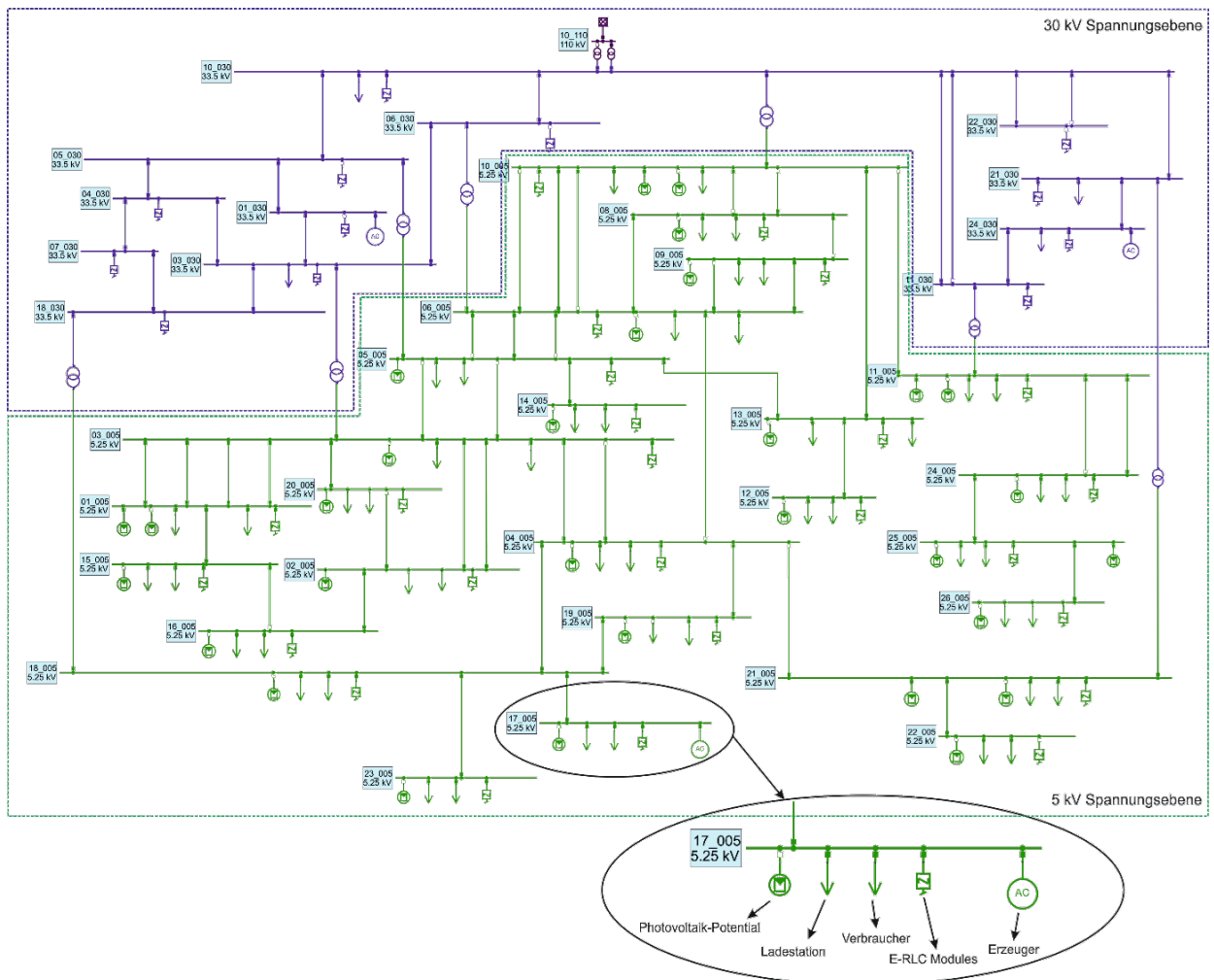


Abbildung 2-12: Zellenbasiertes Modell für das Verteilernetz Leoben

2.2.2. Modellierung Erzeugungsprofile für PV-Potentiale

Die Modellierung der Erzeugungsprofile für PV-Potentiale basiert auf den Daten des 2013 veröffentlichten Solardachkatasters des Landes Steiermark [A34] sowie den Einstrahlungs- und Temperaturdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) [A35] und erfolgt unter Anwendung eines Tools, welches im Rahmen der Projekte „Smart Exergy Leoben“ [A36] und „Energieschwamm Bruck“ [A37] entwickelt wurde.

2.2.3. Modellierung synthetischer Lastprofile für Ladevorgänge

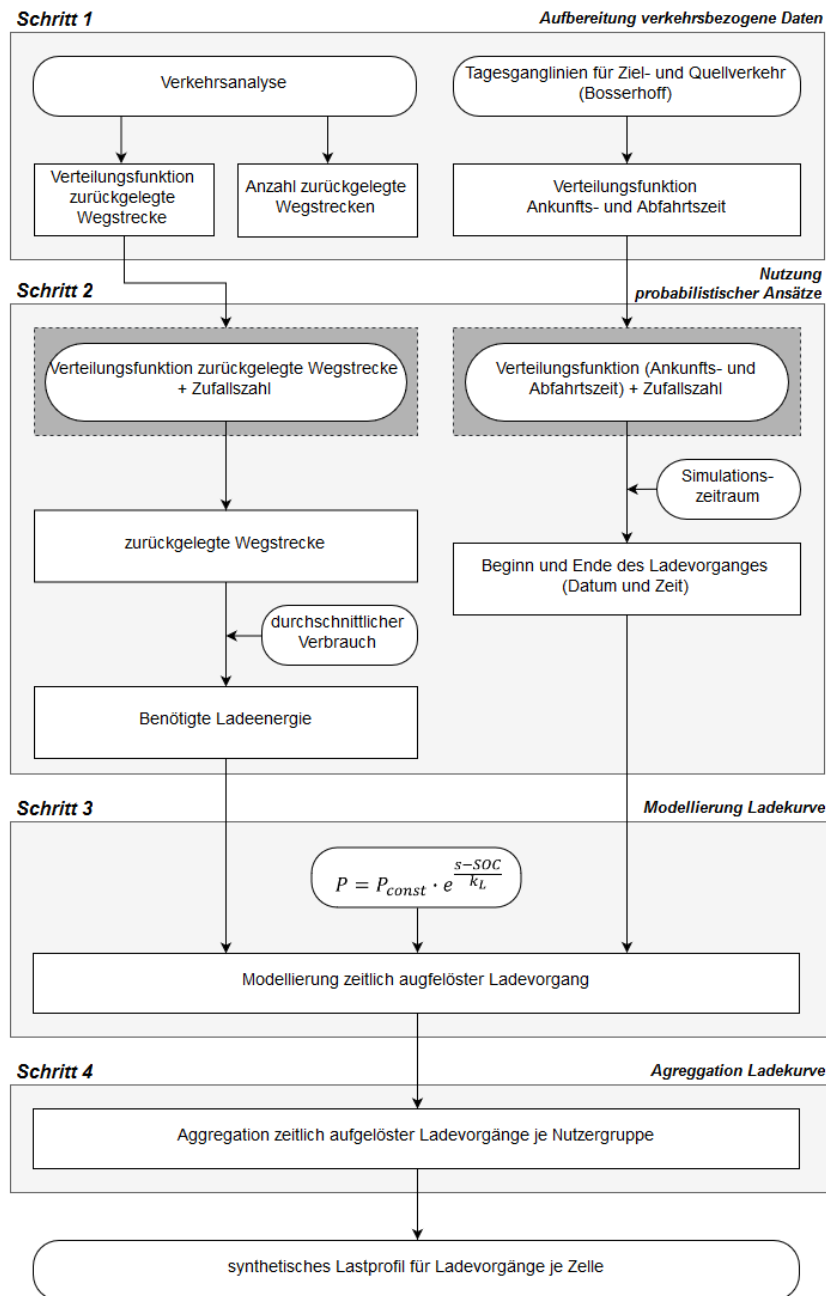


Abbildung 2-13: Modellierung synthetisches Lastprofil für Ladevorgänge

Zur Ermittlung zeitlich aufgelöster Lastprofile für die verschiedenen E-Mobility Szenarien wurde ein Programm unter Anwendung der Software MATLAB entwickelt. Abbildung 2-13 zeigt die vier wesentlichen Schritte, auf welchen das Programm aufgebaut ist. Zu diesen Schritten zählen: die Aufbereitung der Verkehrsanalysen, Definition der benötigten Daten je Ladevorgang (Ankunft, Abfahrt, zurückgelegte Fahrstrecke), Modellierung der Ladekurve und Aggregation der einzelnen Ladekurven zu einem synthetischen Lastprofil. Im ersten Schritt werden die aus der Schicht „energiebezogene Mobilitätsaspekte“ erhaltene Verkehrsanalyse sowie die Tagesganglinien des Ziel- und Quellverkehrs (Bossert [A38]) aufbereitet und auf Zellenebene aggregiert. Für jede Zelle und Nutzergruppe werden die Anzahl der zurückgelegten Wegstrecken sowie Verteilungsfunktionen der zurückgelegten Wegstrecke, der Ankunfts- und Abfahrtszeiten erhalten. Basierend auf diesen

Verteilungsfunktionen werden im zweiten Schritt über einen probabilistischen Ansatz gemäß Wieland [A39] für jeden Ladevorgang je Zelle und Nutzergruppe eine zurückgelegte Wegstrecke, die Ankunfts- und Abfahrtszeit bestimmt. Im dritten Schritt wird jeder daraus resultierende Ladevorgang basierend auf dem CCCV Ladeverfahren (constant current constant voltage) unter Anwendung der Formel (2-5) nach Schuster [A40] modelliert. Der in der Formel beinhaltete Ladezustand des Fahrzeuges wird über einen durchschnittlichen Energieverbrauch (kWh/100 km) mit Hilfe der zurückgelegten Wegstrecke pro Fahrt bestimmt.

$$P = P_{konst} \cdot e^{\frac{s-SOC}{k_L}} \quad (2-5)$$

P... Ladeleistung [W]

P_{konst} ... maximale Ladeleistung [W]

s... Ladeumschaltpunkt [%]

SOC... State of Charge bzw. Ladezustand

k_L ... Ladekorrekturfaktor (berücksichtigt Ladeabschaltleistung, Ladeschlussspannung, Nennkapazität der Batterie)

Im vierten Schritt erfolgt die Aggregation der einzelnen Ladevorgänge zu einem synthetischen Lastprofil für Ladevorgänge in zwei Teilschritten. Wie in Abbildung 2-14 beispielhaft anhand von 10 Ladevorgängen (LV) zu sehen, werden zuerst alle Ladevorgänge innerhalb einer Nutzergruppe und Zelle zu einem Summenlastprofil zusammengefasst. Anschließend erfolgt die Aggregation aller Nutzergruppen innerhalb einer Zelle zu einem synthetischen Lastprofil je Zelle, siehe Abbildung 2-15. Bevor die energetischen Kennzahlen und die netztechnischen Berechnungen durchgeführt werden, erfolgt nach Abschluss des Flottentests und der darin enthaltenen Dauermessung zur Untersuchung der Auswirkungen der E-Mobilität auf die Niederspannungsebene (siehe Kapitel 2.6 bzw. 3.7) eine Validierung der modellierten Ladegänge. Im Rahmen dieses Validierungsprozesses wurde der theoretische durchschnittliche Energieverbrauch von 14,825 kWh/100 km (ermittelt aus dem CO₂ Leitfaden [A41]) auf den aus dem Flottentest ermittelten Durchschnittswert von 17 kWh/100 km angepasst.

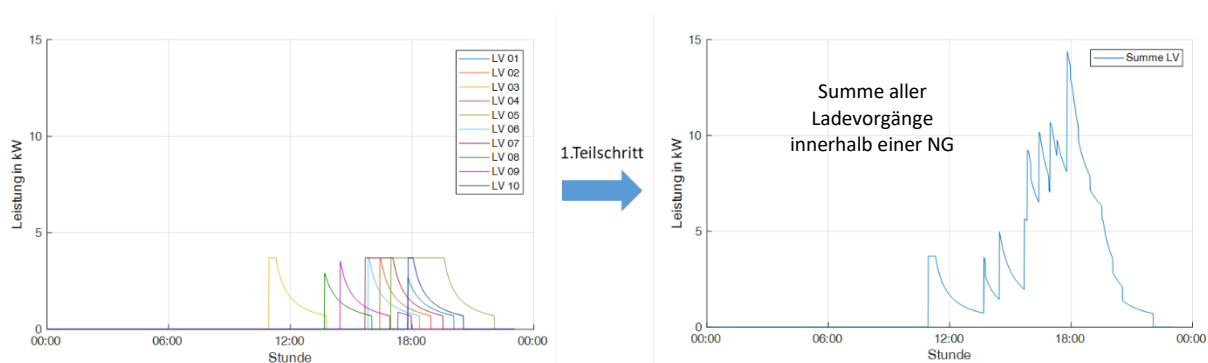


Abbildung 2-14: Erster Teilschritt Modellierung synthetisches Lastprofil – 1 Nutzergruppe: Links: vor Aggregation / Rechts: nach Aggregation

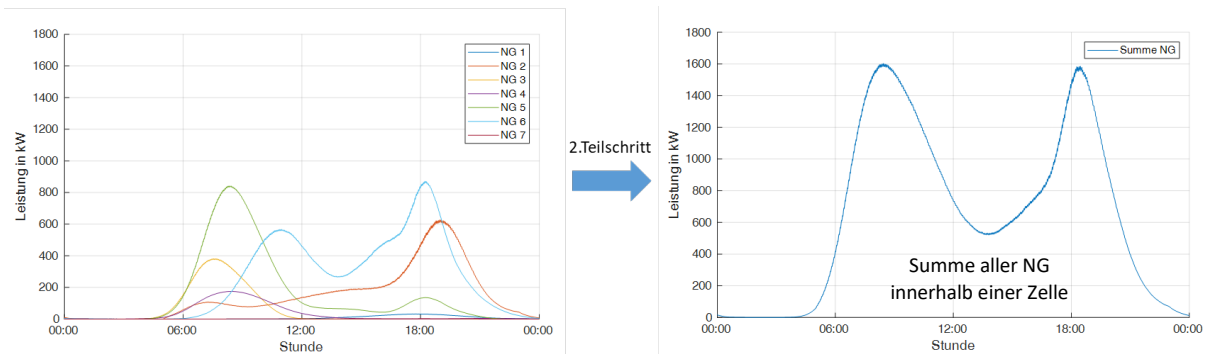


Abbildung 2-15: Zweiter Teilschritt Modellierung synthetisches Lastprofil – alle Nutzergruppen: Links: vor Aggregation / Rechts: nach Aggregation

Das modellierte synthetische Lastprofil je Zelle wird vom jeweiligen Nutzerverhalten beeinflusst. Abhängig von den Anteilen bzw. dem Vorhandensein der unterschiedlichen Nutzergruppen entstehen individuelle Lastverläufe je Zelle.

Annahmen während der Modellierung der synthetischen Lastprofile:

- Durchschnittlicher Verbrauch = 17 kWh/100 km (Erfahrungswert, basierend auf Flottentest)
- Batteriekapazität = 20 kWh
- Simulationszeitraum = 1 Jahr
- 15 Minuten Mittelwerte
- Verkehrsanalysen berücksichtigen Unterscheidung zwischen Wochentag, Samstag und Sonntag
- Alle Ladevorgänge innerhalb einer Nutzergruppe laden mit derselben Ladeleistung
- Nach jeder zurückgelegten Wegstrecke, unabhängig von der Länge, findet ein Ladevorgang statt.

2.3. Schicht „Geschäftsmodell und -prozesse“

Um mit Geschäftsmodellen Anreize zu schaffen, welche Elektromobilität netzdienlich bzw. gezielt mit regionalen erneuerbaren Energiequellen versorgen, wird zu Beginn ein Überblick erarbeitet, wie der Energiesektor und die damit verbundene netzdienliche Integration von Elektromobilität derzeit in Österreich aussehen und welche Geschäftsmodelle derzeit verfolgt werden. In diesem Zusammenhang werden auch aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen betrachtet und kurz die PV-Produktion in Österreich hinsichtlich möglicher Geschäftsmodelle und -prozesse beleuchtet.

Bezugnehmend auf die Daten der Schichten „Energie“ und „energiebezogene Mobilitätsaspekte“ wird der Prozess zur Entwicklung der Geschäftsmodelle und Geschäftsprozesse erläutert und relevante, aktuelle Angebote sowie Tarife erfasst und analysiert. Als Grundlage für die Entwicklung der Geschäftsmodelle wird der Business Model Builder verwendet [A42] [A43].

Neben der Bereitstellung von Flexibilität durch den Endverbraucher der Elektromobilität fokussieren die Betrachtungen auf die Verknüpfung von regional erzeugter Energie aus PV-Anlagen mit der Elektromobilität. Daraus werden zwei näher zu betrachtende Geschäftsmodellvarianten abgeleitet – das leistungsgedrosselte und zeitversetzte (netzdienliche) Laden am privaten Stellplatz und das Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber. Für jede Geschäftsmodellvariante wird das Geschäftsmodell

inkl. der Beteiligten und der notwendige Geschäftsprozess näher untersucht, beschrieben und definiert und darauf aufbauend mögliche Varianten einer tariflichen Gestaltung ausgearbeitet.

2.4. Systematische Rahmenbedingungen

2.4.1. Analyse der regionalwirtschaftlichen Effekte (BIP, Beschäftigung) der Nutzung regional erzeugter erneuerbarer Energie in der E-Mobilität

Die volkswirtschaftliche Analyse fokussiert auf die Frage, welcher makroökonomische Beitrag in Form von zusätzlichem Bruttoregionalprodukt, Konsum (der privaten Haushalte), Investitionen (der Unternehmen), Nettoexporten (Exporte – Importe) und zusätzlichen Beschäftigten durch die regionale Umsetzung einer hybriden Kopplung von Elektromobilitätsversorgung mit PV-Anlagen entsteht. Im Mittelpunkt steht dabei also nicht die Mikroebene (Endverbraucher, Unternehmen), sondern die gesamte Volkswirtschaft der Steiermark.

Als Instrument der volkswirtschaftlichen Analyse dient das am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz entwickelte Simulationsmodell MOVE2 [B1] (bzw. das Vorgängermodell MOVE [B2]), welches zur detaillierten Analyse ökonomischer (wirtschaftspolitischer, energiepolitischer und struktureller) Veränderungen sowie insbesondere Veränderungen am Energiemarkt in Österreich konzipiert wurde. Dieses wird im folgenden Punkt (1) näher beschrieben. Die Punkte (2), (3) und (4) fassen die verschiedenen Annahmen zusammen, die für die Simulation definiert wurden. In Kapitel 3.4.1 werden die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Analyse zusammengefasst.

(1) MOVE2 – Modellbeschreibung

Das Simulationstool ist als makroökonomisches Modell konzipiert, welches zusätzlich zur Modellierung verschiedener Sektoren die Energieflüsse von unterschiedlichen Energieträgern genauestens beleuchtet. Das Modell MOVE2 sowie das Vorgängermodell MOVE wurden bereits in zahlreichen Untersuchungen zur Beantwortung energie- und umweltökonomischer Fragestellungen auf regionaler und nationaler Ebene genutzt. Im Jahr 2013 erfolgten ein Update der Datenbasis des Modells sowie eine dadurch notwendige Anpassung der Gleichungsstrukturen. In Folge der Entwicklung des Zusatzmoduls MOVE2social wurden sozioökonomische Parameter integriert. Für eine detaillierte Übersicht hinsichtlich Modelleckdaten, Module und Einsatz des Modells sei auf [B1] verwiesen.

Grundsätzlich werden in makroökonomischen Modellen beobachtbare, ökonomische Zusammenhänge mithilfe ökonomischer Verfahren in spezifischen, strukturellen Gleichungssystemen abgebildet. Sämtliche endogenen Variablen werden durch stochastische Gleichungen erklärt, sodass durch dieses Gleichungssystem die makroökonomischen Interdependenzen modelliert werden können. Die ökonomischen Zusammenhänge werden mithilfe von Zeitreihen abgebildet, sodass das Modell die ökonomischen Strukturen der Vergangenheit zur Simulation bestimmter Veränderungen heranzieht. Die spezifizierten Theorie-basierten Gleichungen werden mithilfe ökonomischer Verfahren geschätzt und in die Modellstruktur implementiert. Neben den stochastischen Gleichungen besteht die Modellstruktur auch aus Identitätsgleichungen, die das Modell zusätzlich spezifizieren. Das Modell umfasst 437 Variablen, wobei 322 Variablen endogen sind und somit 115 Variablen exogene Faktoren darstellen. Als Konsequenz beinhaltet das Modell 322

Gleichungen. Abbildung 2-16: Übersicht zu den MOVE2-Modulen zeigt die verschiedenen Module des Simulationsmodells.

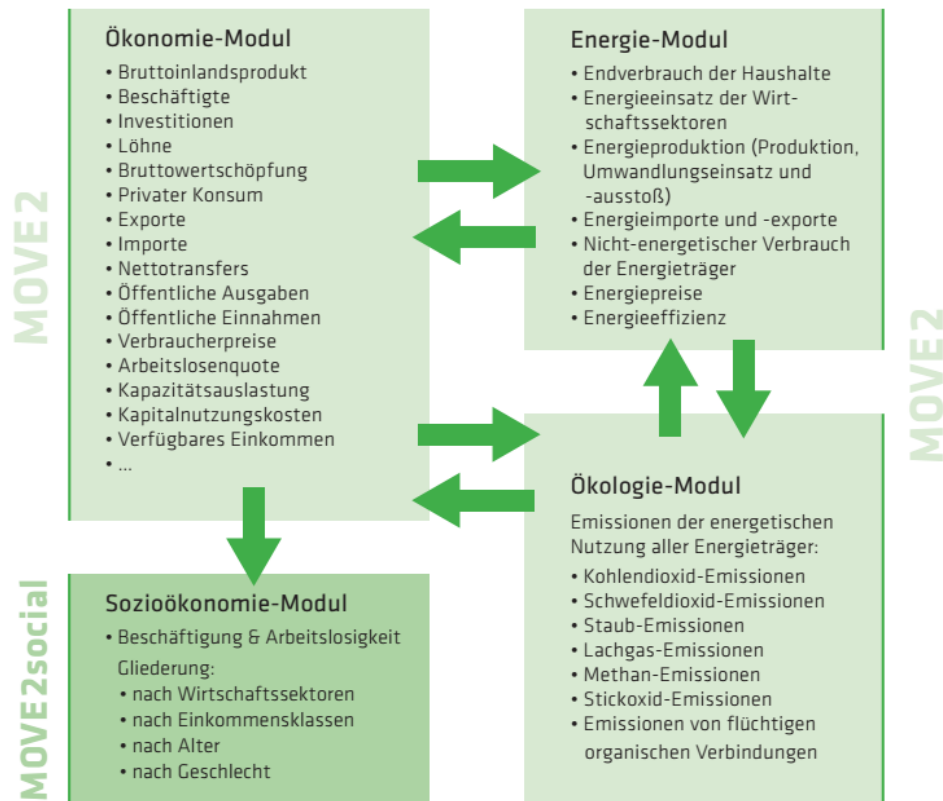


Abbildung 2-16: Übersicht zu den MOVE2-Modulen [B1]

Anmerkung: Die Integration weiterer Module ist jederzeit durch die Hereinnahme zusätzlicher Identitäts- und Schätzgleichungen in den Modellrahmen möglich.

Das Energie-Modul beinhaltet die umfassende Analyse von 24 Energieträgern (siehe Abbildung 2-17), deren Emissionen schließlich im Ökologie-Modul abgebildet werden können. Im Ökonomie-Teil können Auswirkungen für 13 verschiedene Sektoren dargestellt werden (siehe Abbildung 2-18). Zusätzlich können innerhalb des sozioökonomischen Moduls Effekte auf die Arbeitslosigkeit bzw. Beschäftigung unterteilt nach Wirtschaftssektor, Einkommen, Geschlecht und Alter dargestellt werden.

Der Schwerpunkt Energie beschränkt sich nicht auf den privaten Endkonsum der Haushalte sowie den Energieverbrauch der verschiedenen Wirtschaftssektoren; es werden des Weiteren auch die verschiedenen Energieströme zur Herstellung von Sekundärenergieträgern, die Produktion von Primärenergie sowie Importe und Exporte von Energie nach und von Österreich abgebildet. Abbildung 2-17 gibt einen Überblick zu den abgebildeten und somit auch simulierbaren Energieträgern. Dabei wird der Aggregationsgrad der Bundesländer-Energiebilanzen der Statistik Austria übernommen.

elektrische Energie	Kokereigas	Braunkohle-Briketts
Diesel	Windkraft u. Photovoltaik	Heizöl extraleicht
Heizöl	Naturgas	Gichtgas
Koks	Umgebungswärme	biogene Brenn- u. Treibstoffe
Fernwärme	Steinkohle	Braunkohle
Benzin	Brennbare Abfälle	Kerosin
Erdöl	sonst. Raffinerieinsatz	Flüssiggas
Brennholz	Wasserkraft	Brenntorf

Abbildung 2-17: Abgebildete Energieträger in MOVE2 [B1]

Anmerkung: Die Basis zur Auswahl der Energieträger bilden die Bundesländer-Energiebilanzen der Statistik Austria.

Um eine differenzierte Analyse bzw. detailliertere Simulationen der ökonomischen Zusammenhänge in Österreich zu erhalten, werden neben dem Aggregat der privaten Haushalte die in Abbildung 2-18: Abgebildete Wirtschaftssektoren in MOVE2 dargestellten zwölf verschiedenen Wirtschaftssektoren modelliert.

Land- und Forstwirtschaft, Fischerei und Fischzucht
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden
Sachgütererzeugung
Energie- und Wasserversorgung
Bauwesen
Handel und Reparatur von Kfz. und Gebrauchsgütern
Beherbergungs- und Gaststättenwesen
Verkehr und Nachrichtenübermittlung
Kredit- und Versicherungswesen
Realitätenwesen und Unternehmensdienstleistungen
Öffentliche Verwaltung, Sozialversicherung, Exterritoriale Organisationen
Sonstige Dienstleistungen (Unterrichts-, Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen, Erbringung von sonstigen öffentlichen und persönlichen Dienstleistungen)

Abbildung 2-18: Abgebildete Wirtschaftssektoren in MOVE2 [B1]

Nachdem die Nutzung von Energie in den meisten Fällen eine umweltpolitische Relevanz mit sich zieht, beinhalten MOVE2 bzw. MOVE2social auch ein Emissionstool, mit dem die Veränderungen der Luftschadstoff-Emissionen aufgrund von Änderungen in der energetischen Nutzung in Österreich errechnet werden können. Somit wird die Analyse von Kohlendioxid-, Schwefeldioxid-, Methan-, Lachgas- und Stickoxidemissionen sowie von Emissionen von flüchtigen organischen Verbindungen (außer Methan) durch den Verbrauch bzw. die Produktion von Energie ermöglicht.

Die Simulation mit dem Modell MOVE2 umfasst die Berechnung von zwei verschiedenen Pfaden, auf denen sich die Volkswirtschaft befindet. Der erste Entwicklungspfad errechnet die zukünftige

Entwicklung der im Modell endogenen Variablen (unter einer bestimmten Definition der zukünftigen Entwicklung der exogenen Variablen), ohne Eingriff in bestimmte Parameter des Modells. Dieser Entwicklungspfad kann als business-as-usual-Szenario bezeichnet werden. Der zweite Entwicklungspfad, das Simulationsszenario, errechnet die zukünftige Entwicklung aller endogenen Variablen bei Veränderung eines bestimmten Parameters (endogen oder exogen) durch den Anwender des Simulationsmodells. Demnach sind die Ergebnisse als zusätzliche Effekte, welche ohne die regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung nicht stattgefunden hätten, zu interpretieren.

(2) Inputdaten aus Vorgängerstudie „Smart Exergy Leoben“

Die makroökonomische Evaluierung wird im vorliegenden Projekt für die Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung mit PV-Anlagen in Leoben vorgenommen. Als Basis für die dynamische Simulationsanalyse anhand von MOVE2 dienen die Ergebnisse des „Stadt der Zukunft“-Sondierungsprojektes Smart Exergy Leoben [B3]. Von diesem Projekt wurden insbesondere die Investitions- und Kostenberechnungen der betriebswirtschaftlichen Analyse sowie die Ergebnisse der zusätzlichen Stromproduktion durch den Ausbau von PV-Anlagen in Leoben verwendet. Dabei wurden jedoch nach Rücksprache mit dem Konsortium nicht wie in der Studie Smart Exergy Leoben der PV-Vollausbau bis 2030 angenommen. Für die Simulation wird von einem PV-Vollausbau in Leoben bis 2050 ausgegangen. Bis 2030 liegt der Anteil des Vollausbaus bei 40 Prozent (und damit auch die dafür notwendigen Investitions- und Kostenberechnungen sowie die Stromproduktion).

Im Folgenden werden die Inputdaten für die makroökonomische Simulationsanalyse ausgehend von den Investitions- und Kostenberechnungen der betriebswirtschaftlichen Analyse der Studie Smart Exergy Leoben sowie die energetischen Effekte der zusätzlichen Stromproduktion dargestellt.

	2020	2025	2030
Module	1.000.000 €	800.000 €	600.000 €
Wechselrichter	400.000 €	300.000 €	200.000 €
Verkabelung und Unterkonstruktion	400.000 €	300.000 €	300.000 €
Personalkosten	200.000 €	200.000 €	100.000 €
Summe Investitionskosten	2.000.000 €	1.600.000 €	1.200.000 €

Tabelle 2-4 zeigt die geschätzten Investitionskosten, die zur Errichtung der PV-Anlagen in Leoben notwendig sind. Wie im Projekt Smart Exergy Leoben wird auch in der MOVE-Simulation angenommen, dass die Errichtung der PV-Anlagen nicht innerhalb eines Jahres vorgenommen wird, sondern diese bis zum Jahr 2030 relativ gleichverteilt erfolgt. Durch technologische Entwicklung sinken die Investitionskosten der einzelnen Komponenten. Insgesamt ergeben sich dadurch Investitionskosten im Jahr 2020 von rund 2 Mio. €, 2025 von rund 1,6 Mio. € und 2030 von rund 1,2 Mio. €. Den größten Anteil an den gesamten Investitionskosten haben mit ca. 50 Prozent die Solarmodule.

	2020	2025	2030
Module	1.000.000 €	800.000 €	600.000 €
Wechselrichter	400.000 €	300.000 €	200.000 €
Verkabelung und Unterkonstruktion	400.000 €	300.000 €	300.000 €
Personalkosten	200.000 €	200.000 €	100.000 €
Summe Investitionskosten	2.000.000 €	1.600.000 €	1.200.000 €

Tabelle 2-4: Geschätzte Investitionskosten zur Errichtung der PV-Anlagen in Leoben im Jahr 2020, 2025 und 2030

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der betriebswirtschaftlichen Analyse von Smart Exergy Leoben und eigenen Annahmen, Energieinstitut an der JKU Linz, August 2018.

Durch die Errichtung der PV-Anlagen in Leoben entstehen allgemeine Betriebs- und Nebenkosten (siehe Tabelle 2-5). Diese beinhalten die Wartungs- und Instandhaltungskosten der PV-Anlagen sowie die Einsparungen der Netztarife durch die lokale Stromproduktion.

	2020	2025	2030
Wartungs- und Instandhaltungskosten	30.000 €	70.000 €	100.000 €
Einsparung Netztarife	400.000 €	1.100.000 €	1.800.000 €

Tabelle 2-5: Jährliche Betriebs- und Nebenkosten sowie Einsparung der Netztarife durch die Errichtung der PV-Anlagen im Jahr 2020, 2025 und 2030

Anmerkungen: Bei der Berechnung der eingesparten Netztarife wurde für den Untersuchungszeitraum von einem Netztarif von 8 Cent/kWh ausgegangen

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der betriebswirtschaftlichen Analyse von Smart Exergy Leoben und eigenen Annahmen, Energieinstitut an der JKU Linz, August 2018.

Ziel der Errichtung der PV-Anlagen in Leoben ist die Erhöhung der lokalen Stromproduktion. Dies führt zu einer zusätzlichen Produktion von rund 11,5 GWh Strom pro Jahr. Der lokal produzierte Strom substituiert jenen Strom, der ansonsten aus dem Ausland importiert werden muss. Zusätzlich werden dadurch Erlöse in Höhe von rund 800.000 € pro Jahr erwirtschaftet.

	2020	2025	2030
Stromproduktion	5,0 GWh	13,2 GWh	21,2 GWh
Erlöse	400.000 €	1.000.000 €	1.400.000 €

Tabelle 2-6: Jährliche Stromproduktion und Erlöse durch die Errichtung der PV-Anlagen im Jahr 2020, 2025 und 2030

Anmerkungen: Bei der Berechnung der eingesparten Netztarife wurde für den Untersuchungszeitraum von einem Netztarif von 8 Cent/kWh ausgegangen

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der betriebswirtschaftlichen Analyse von Smart Exergy Leoben und eigenen Annahmen, Energieinstitut an der JKU Linz, August 2018.

(3) Annahmen hinsichtlich Elektromobilität

Die in Tabelle 2-6 angeführte Stromproduktion wird zum einen in den Wirtschaftssektoren, im öffentlichen Sektor und in den Haushalten dazu verwendet um Stromimporte zu substituieren², zum anderen wird die Energie zum Laden von Elektrofahrzeugen verwendet. Da zum derzeitigen Stand noch relativ wenige Elektrofahrzeuge in Leoben geladen werden, wird in den ersten Simulationsjahren auch der überwiegende Anteil der Stromproduktion durch die PV-Anlagen in den Wirtschaftssektoren, im öffentlichen Sektor und in den Haushalten verwendet. Mit fortschreitender Zeitdauer wurde in der Simulation angenommen, dass die Nachfrage nach Energie durch steigende Elektrofahrzeugbestände deutlich ansteigt (und damit ceteris paribus der Anteil an Stromproduktion durch die PV-Anlagen, der durch die Wirtschaftssektoren, den öffentlichen Sektor und den Haushalten verwendet werden kann, sinkt). Hinsichtlich der Nachfrage nach Energie durch steigende Elektrofahrzeugbestände wurde für das Projekt MOVE2Grid zwischen zwei verschiedenen Szenarien unterschieden³:

- **Szenario A (Ehrgeiziges Szenario):** Die Nachfrage nach Energie durch steigende Elektrofahrzeugbestände deckt im Jahr 2030 die gesamte zusätzliche Stromproduktion durch die PV-Anlagen ab. Für die Wirtschaftssektoren, den öffentlichen Sektor und die Haushalte stehen im Jahr 2030 somit keine lokalen Stromproduktionsmengen durch die neu installierten PV-Anlagen zur Verfügung. Der weitere Strombezug muss somit durch Stromimporte abgedeckt werden.
- **Szenario B (Moderates Szenario):** Die Nachfrage nach Energie durch steigende Elektrofahrzeugbestände deckt im Jahr 2030 rund 50 Prozent der zusätzlichen Stromproduktion durch die PV-Anlagen ab. Für die Wirtschaftssektoren, den öffentlichen Sektor und die Haushalte stehen im Jahr 2030 somit noch 50 Prozent der lokalen Stromproduktionsmengen durch die neu installierte PV-Anlagen zur Verfügung, welche zur Substitution von Stromimporten verwendet werden.

Hinsichtlich der Elektrofahrzeuge wurden weitere Annahmen getroffen. Wie in den vorherigen Kapiteln, wird bei diesen von einem durchschnittlichen Verbrauch von 17 kWh/100 km ausgegangen. Des Weiteren wurde eine durchschnittliche Jahresfahrleistung von Elektrofahrzeugen von 13.000 km angenommenen [6 und 7]. Damit ergibt sich pro Elektrofahrzeug ein jährlicher Energiebedarf von 2.210 kWh. Für die beiden Szenarien ergeben sich, entsprechend ihrer Nachfrage nach Stromproduktion, verschiedene Stückzahlen an Elektrofahrzeugen. In Szenario A ergibt sich bis zum Jahr 2030 ein Bestand an Elektrofahrzeugen von rund 9.600 Stück, in Szenario B ein Bestand von rund 4.800 Stück.

Hinsichtlich der Neuzulassung und der Verwendung der Elektrofahrzeuge erfolgt eine Unterscheidung zwischen natürlichen/privaten Personen (Haushalte) und juristischen Personen (Unternehmen). Im Jahr 2018 wurden die Neuzulassungen entsprechend dem Mittelwert der österreichischen Elektrowagen-Neuzulassungen [B8] der letzten fünf Jahre verteilt (d.h. rund 75 Prozent der Neuzulassungen entfallen auf juristische Personen und rund 25 Prozent auf Privatpersonen). Es wird angenommen, dass sich die Verteilung zwischen juristischen und privaten Personen bzgl. der österreichischen Elektrowagen-Neuzulassungen bis zum Jahr 2030 jenem von konventionellen

² Diese Annahme basiert auf der Studie Smart Exergy Leoben. Ebenso wurde die Stromnachfrage-Verteilung zwischen Wirtschaftssektoren (46 Prozent), dem öffentlichen Sektor (8 Prozent) und den Haushalten (46 Prozent) von dieser Studie übernommen.

³ Die beiden Szenarien spiegeln die derzeitigen Schwankungen hinsichtlich Durchdringungsprognose von Elektrofahrzeugen wieder (z.B. [4, 5 und 6]).

Fahrzeugen annähert (d.h. rund 63 Prozent der Neuzulassungen entfallen auf juristische Personen und rund 37 Prozent auf Privatpersonen im Jahr 2030 [B8]).

Hinsichtlich des Bestands der Elektrofahrzeuge wird von einer Lebensdauer von rund 13,9 Jahren ausgegangen [B5]. Das bedeutet, dass die Elektrofahrzeuge, die im Jahr 2018 neu angeschafft werden, sich auch 2030 noch im Bestand befinden. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass die juristischen Personen (Unternehmen) die Elektrofahrzeuge nur entsprechend ihrer Abschreibungsdauer (8 Jahre) behalten und diese anschließend vom Bestand der juristischen Personen zu jenen der privaten Personen wechseln.

Die folgende Abbildung zeigt den Bestand an Elektrofahrzeugen und die Verteilung hinsichtlich Unternehmen und Haushalte für Szenario A. Für Szenario B ergibt sich für die beiden Gruppen ca. der halbe Bestand an Elektrofahrzeugen.

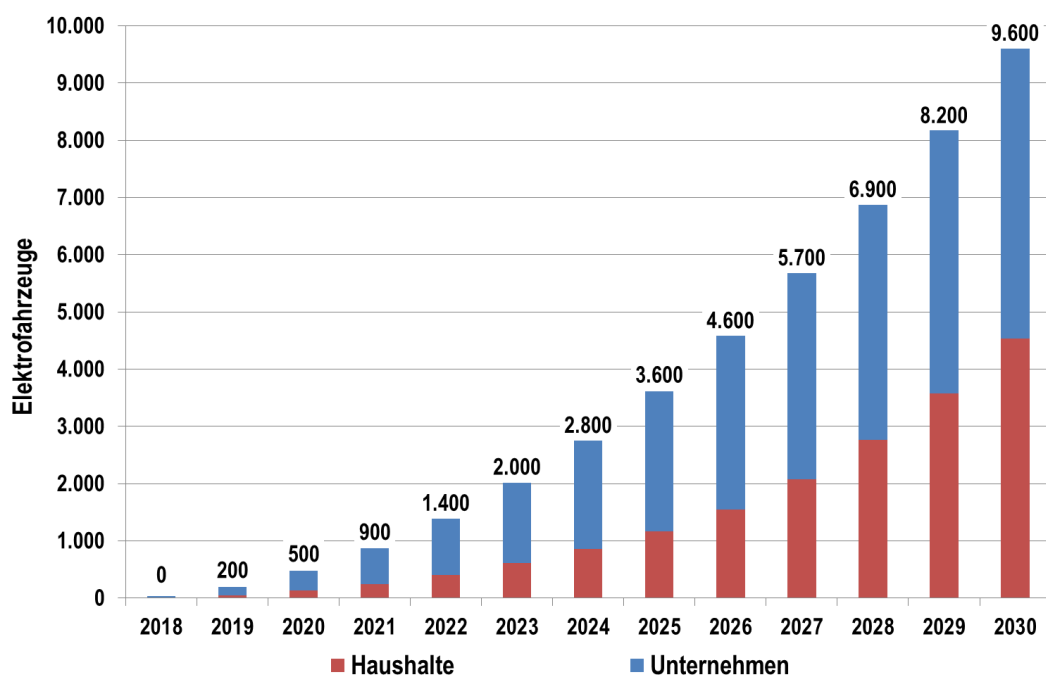


Abbildung 2-19: Bestand an Elektrofahrzeugen und die Verteilung hinsichtlich Unternehmen und Haushalte in Szenario A in Leoben – Quelle: Eigene Darstellung.

Durch die Elektrofahrzeuge werden zu gleichen Anteilen Diesel- und Benzin-PKW substituiert. Für diese wird von einem durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch von 7 l/100 km und ebenfalls von einer Jahresfahrleistung von 13.000 km ausgegangen. Zusätzlich wurden die derzeit höheren Anschaffungskosten für Elektrofahrzeuge berücksichtigt. Hierbei wurden die Annahmen der Internationalen Energieagentur übernommen. Diese geht davon aus, dass Anschaffungskosten vergleichbarer Fahrzeuge mit Elektro- bzw. Verbrennungsmotor im Jahr 2025 gleich sein werden [B9]. Im Jahr 2018 wird von höheren Anschaffungskosten von rund 6.000 € ausgegangen, welche bis 2025 linear absinken. Sinkende Steuereinnahmen bzgl. Mineralölsteuer (MÖSt.; fließt in das allgemeine Bundesbudget ein) werden aufgrund der regionalen Betrachtung nicht berücksichtigt.

Weitere Kosten, die durch Elektrofahrzeuge entstehen, betreffen die Ladeinfrastruktur. Für die Simulation wurde von drei verschiedenen Ladestationstypen ausgegangen:

- **Einfache Wallboxes für Einfamilienhäuser:** 2.000 € Kosten pro Anlage und Lademöglichkeit für ein Elektrofahrzeug
- **Mehrfachladestation für Mehrparteienhäuser:** 50.000 € Kosten pro Anlage und Lademöglichkeit für 20 Elektrofahrzeuge
- **Mehrfachladestation für Unternehmen:** 130.000 € Kosten pro Anlage und Lademöglichkeit für 80 Elektrofahrzeuge

Zur Vereinfachung wurde angenommen, dass pro Elektrofahrzeug eine Ladeanschlussmöglichkeit errichtet werden muss. Die Verteilung der Ladestationen hinsichtlich Unternehmen und Haushalten erfolgt mittels dem Elektrofahrzeugbestand. Die Verteilung zwischen einfachen Ladestationen (Wallboxes) in Einfamilienhäusern und Mehrfachladestationen in Mehrparteienhäusern wird als gleichverteilt angenommen (d.h. in Summe gibt es genauso viele Lademöglichkeiten bei Einfamilienhäusern wie bei Mehrparteienhäusern).

(4) Weiter Annahmen & Vorgehensweise innerhalb der Simulationen

Neben den spezifischen Annahmen hinsichtlich PV-Anlagen und Elektrofahrzeugen sowie Ladestationen, erweist es sich aus wissenschaftlicher Sicht als unerlässlich, zur Analyse des volkswirtschaftlichen Nutzens durch die Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung mit PV-Anlagen, weitere Annahmen zu treffen. Diese lauten in kompakter Form:

Annahme 1: Simulationshorizont

Basierend auf den vorhandenen Inputdaten für die dynamische Analyse wird die volkswirtschaftliche Bedeutung der Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung innerhalb des Zeitraums 2018 bis 2030 dargestellt. Der Betrieb und die Stromproduktion der PV-Anlagen erfolgt schrittweise ab dem ersten Jahr und steigt konstant an. Der Stromverbrauch durch die Elektrofahrzeuge und damit die Anzahl an Neuanschaffungen an Elektrofahrzeugen in Leoben steigt ebenfalls ab dem ersten Jahr konstant an. Ab dem Jahr 2025 entstehen für Elektrofahrzeuge keine zusätzlichen Kosten für die Anschaffung, da diese jenen von konventionellen Fahrzeugen entsprechen [B9].

Annahme 2: Geografischer Bezug

In der Studie wird die volkswirtschaftliche Relevanz der regionalen Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung für die Steiermark analysiert.

Annahme 3: Wertschöpfungsanteile

Die Wertschöpfungsanteile der PV-Anlagen werden entsprechend dem Projekt Smart Exergy Leoben übernommen. In diesem wurde angenommen, dass die Wertschöpfungsanteile über dem betrachteten Zeitraum konstant bleiben. Bei den Elektrofahrzeugen wird ein Wertschöpfungsanteil von 50 Prozent und bei den Ladestationen ein Anteil von 25 Prozent angenommen.

Ein verbleibender Wertschöpfungsanteil von 50 Prozent bedeutet, dass 50 Prozent der getätigten Investitionen in ausländische Produkte und Dienstleistungen fließen. Das heißt, es entstehen keine nachgelagerten, positiven volkswirtschaftlichen Effekte für die betrachtete Region durch diese 50 Prozent der Investitionen.

Annahme 4: Investitionswirksamkeit und Finanzierung

Die notwendigen Investitionen zur Errichtung der PV-Anlagen werden in den Sektoren Energiewirtschaft, Sachgütererzeugung, Bau, Realitäten- und Unternehmensdienstleistungen wirksam. Die notwendigen Investitionen für Herstellung der Elektrofahrzeuge werden in den Sektoren Sachgütererzeugung, Bau, Verkehr, Realitäten- und Unternehmensdienstleistungen und dem öffentlichen Sektor wirksam.

Unternehmen und Haushalte stehen vor der Entscheidung, ob sie auf Veränderungen in der Kostenstruktur mit einer Substitution innerhalb der Investitionen bzw. des Konsums oder mit einer Veränderung ihrer Rücklagen bzw. Ersparnisse reagieren. Der Anteil der durch Rücklagen und Ersparnisse finanzierten Investitionen wird auf zwei Drittel gesetzt.

2.4.2. Rechtliche Aspekte im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb von Ladestationen

Im Rahmen der Ausführungen zu Arbeitspaket 5⁴ werden zunächst die Voraussetzungen bei der Errichtung und dem Betrieb einer Ladestation für Elektroautos dargelegt, wobei auch auf die anfallenden Kosten für den Strombezug eingegangen wird. Die Frage, wer im Zusammenhang mit dem Anschluss einer solchen Ladestation bzw. einer großflächigen Ladeinfrastruktur an das Verteilernetz für allfällige erforderliche Netzverstärkungen aufzukommen hat, ist hingegen Bestandteil eines separaten Dokuments. Sodann werden das Verhältnis der betroffenen Akteure zueinander sowie ihre wichtigsten Rechte und Pflichten aufgezeigt. Abschließend werden ausgewählte Fragestellungen zu den in den anderen Arbeitspaketen untersuchten Geschäftsmodellen beantwortet.

2.5. Verschneidung der Schichten

Im Anschluss an die Verschneidung der Schichten „energiebezogene Mobilitätsaspekte“ und „Energie“ sowie Ermittlung der energetischen Kennzahlen und Netzausbaumaßnahmen für unterschiedliche E-Mobility Szenarien, siehe Kapitel 2.1 bzw. 2.2, werden mit den Ergebnissen der Schicht „Geschäftsmodelle und -prozesse“ sowie aus regionalwirtschaftlichen Analyse und den rechtlichen Aspekten verschnitten. Basierend auf der Verschneidung und unter Berücksichtigung der netztechnischen Ergebnisse aus der Lastvariation, dem Einsatz von gesteuertem Laden sowie Speichern werden potentielle Standorte zukünftiger Ladepunkte zellen- und leistungsmäßig für die unterschiedlichen E-Mobility Szenarien identifiziert. Abschließend werden die wesentlichen Projektschritte strukturiert und zusammengefasst.

2.6. Test und Validierung

2.6.1. Flottentests

Im Testbed Leoben werden verschiedene Szenarien in Bezug auf zukünftige Elektromobilitätsdurchdringungen analysiert, um die Auslastung des Verteilernetzes der Stadt Leoben

⁴ Der folgende Bericht enthält sowohl originäre Forschungsergebnisse als auch Teile sowie die Zusammenfassung früherer bzw. paralleler Forschungsprojekte (u.a. SmaRAGd– FFG-Nr. 829891, PMO Umsetzung – FFG-Nr. 864967), die im Rahmen von Move2Grid als wichtig erachtet und projektbezogen überarbeitet bzw. weiter ausgeführt wurden.

bei unterschiedlichen Netzlasten aufgrund ladender Elektrofahrzeuge zu untersuchen. Hierzu wird ein dreistufiger Flottentest umgesetzt, welcher der Erprobung verschiedener Nutzungsszenarien und in weiterer Folge der Analyse der Auslastung des regionalen Energieverteilernetzes basierend auf realen Netzdaten dient. Die Dauer der Messungen, gemessene Ladeleistungen sowie die Art der Zugänglichkeit der Ladestationen sind in Tabelle 2-7 für alle drei Flottentests aufgelistet. Die Testung und Validierung der genannten Flottentests, basierend auf Messungen sowie Co-Simulationen, werden anhand der folgenden Kapitel erläutert.

	Bezeichnung	Dauer	Ladeleistungen	Zugänglichkeit
Flottentest 1	Wohnsiedlung mit 26 Parteien	18 Wochen (Juni – Oktober)	2.3 kW bis 11 kW	Privat
Flottentest 2	Montanuniversität Leoben	15 Wochen (März – Juni)	2.3 kW bis 22 kW	Halb-öffentlich
Flottentest 3	Einkaufszentrum (Leoben City Shopping)	19 Wochen (Oktober – März)	Bis zu 22 kW	Öffentlich

Tabelle 2-7: Übersicht dreistufiger Flottentest

Messung im Rahmen von Flottentest 1

Basierend auf erarbeiteten Mobilitätsverhalten definierter Nutzergruppen sowie realer, gemessener Ladedaten mehrerer Elektrofahrzeug-Typen, werden im Rahmen des Flottentests 1 (privates Laden) unterschiedliche Ladestrategien sowohl für Einzelverbraucher als auch für Siedlungen (ungesteuert, gesteuert, mit- und ohne PV inkl. Speicher) getestet. Die Erprobung des Flottentests 1 findet an einer Wohnsiedlung mit 26 Parteien, angeschlossen an ein Niederspannungsnetz am Stadtrand mit 630 kVA Transformator, über einen Zeitraum von 18 Wochen statt. Flottentest 1 ist weiterhin charakterisiert durch ein- und dreiphasiges Laden mit 2,3 kW - 11 kW Ladeleistung an einer privaten Ladestation. Das Ladeverhalten mehrerer EV-Nutzer wird mit Hilfe von zwei unterschiedlichen EV-Modellen mit einer jährlichen Fahrleistung von 35.000 km abgebildet. Ergänzend zu aufgezeichneten EV-Ladeprozessen werden Lastprofile des betrachteten Haushalts (jährlicher Verbrauch: 2.500 kWh) ermittelt. Die durchgeführte Messung dient in weiterer Folge als Datengrundlage der Co-Simulationen, mit Hilfe derer die Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien auf die Niederspannungsebene für variierende EV-Durchdringungen bestimmt werden. Im Rahmen des Flottentests 1 wird ergänzend zum ungesteuerten Laden die Testung und Validierung eines ausgewählten Geschäftsmodells durchgeführt. In weiterer Folge wird ermittelt, in welcher Art und Weise einzelne Arbeitsschritte dieses Geschäftsmodells in bestehende Geschäftsprozesse der Projektpartner integriert werden können bzw. ob es einer Änderung der Rahmenbedingungen bedarf. Im Rahmen einer mehrwöchigen Messung (Flottentest 1) werden sowohl Lastprofile ladender Elektrofahrzeuge unter der Anwendung unterschiedlicher Ladestrategien (ungesteuert, netz- und erzeugungsoptimiert), als auch jene des Haushalts mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute über einen Zeitraum von 18 Wochen (Juni-Oktober) aufgezeichnet. Die Auswahl des Messkonzepts, der Aufbau der Messung, die Datenüberwachung sowie die Auswertung der Messergebnisse finden in Kooperation mit Energie Steiermark Technik GmbH statt.

(1) Messkonzept

Das für Flottentest 1 gewählte Messkonzept umfasst drei Messpunkte, welche in Tabelle 2-8 und Abbildung 2-20 zusammen mit den jeweiligen Messorten und Messbereichen beschrieben werden. Messpunkt M1 dient der Aufzeichnung von Lastprofilen des gesamten Niederspannungsnetzes und wird im Trafobaus des ONT installiert. Dort befindet sich außerdem das Messequipment für Messpunkt M2, zur Messung eines Niederspannungsabganges (Abbildung 2-20). Der ausgewählte Abgang versorgt

unter anderem den im Flottentest 1 betrachteten Haushalt inklusive einer privaten Ladestation, gemessen mit Hilfe des Messpunktes M3 im Verteilerkasten.

Bezeichnung	Messort	Messbereich	Gem. Leitungen
M 1	Trafohaus	Gesamter MS/NS Trafo	L1, L2, L3, N
M 2	Trafohaus	Abgang	L1, L2, L3, Erde
M 3	Verteilerkasten	Hausanschluss inkl. EV	L1, L2, L3, N

Tabella 2-8: Messpunkte der Dauermessung im Rahmen von Flottentest 1

(2) Messaufbau und -parametrierung

Der Aufbau der Messinfrastruktur für sämtliche Messpunkte (M1, M2 und M3) ist in Abbildung 2-20 schematisch dargestellt. Die Messung von Stromprofilen erfolgte indirekt mittels Strommessspulen (Rogowski-Spulen), die um die Leitungen angebracht wurden (ersichtlich anhand blauer Linien). Spannungswerte (rote Linien) werden direkt an den Anschlussklemmen in der Transformatorstation bzw. im Verteilerkasten erfasst.

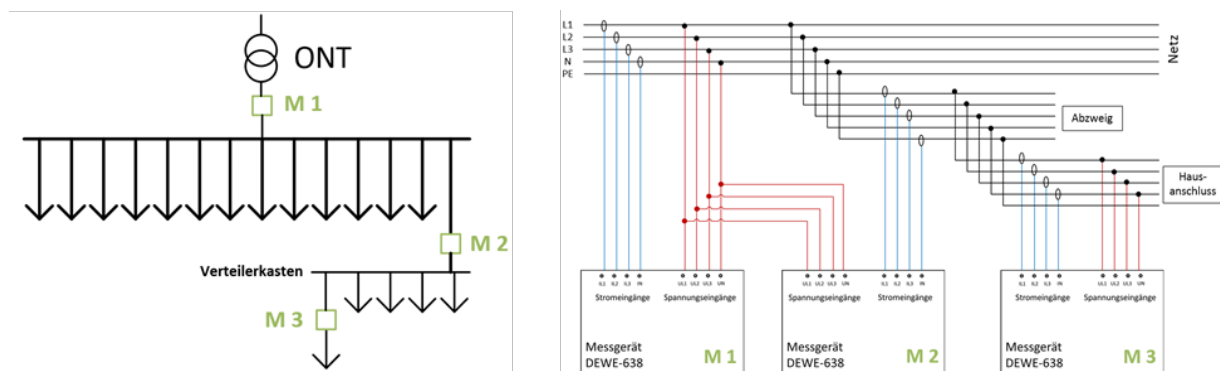


Abbildung 2-20: Messkonzept (links) und schematischer Messaufbau (rechts) der Dauermessung im Rahmen von Flottentest 1

Das für jeden Messpunkt installierte Messequipment, bestehend aus Messgerät, den dazugehörigen GPRS Modems, Strommessspulen und Spannungsklemmen, ist in Abbildung 2-21 für Messpunkte M1 und M2 (links) und Messpunkt M3 (rechts) ersichtlich. Die eingesetzten Messgeräte zeichnen neben den drei Strom- und Spannungssignalen der drei Phasen (L1, L2 und L3) zudem die Signale des Nullleiters (M1 und M3) sowie der Schutz Erde (M2) auf.



Abbildung 2-21: Messaufbau (links: M1 und M2, rechts: M3) im Rahmen von Flottentest 1

Aufgrund der gewählten Abtastrate von 10 ms lassen sich Minimal-, Maximal- und Mittelwerte der Strom- und Spannungssignale für jede Minute ermitteln. Mit Hilfe der eingesetzten Messinstrumente und -software werden die Effektivwertgrößen der Schein-, Wirk- und Blindleistung für alle drei Phasen auf Basis der gemessenen Strom- und Spannungssignalen gebildet.

(3) Messinstrumente und -software

Für die Messung realer Lastprofile werden drei mobile Messgeräte Dewe-638-PNA [A44] der Firma DEWETRON GesmbH (Abbildung 2-22, links) an den jeweiligen Messpunkten installiert. Das Dewe-638 Messgerät führt die PQ-Messung laut den Standards der EN 50160 [A14] durch und erfüllt die Messanforderungen in IEC 61000-4-30 Klasse A. [A44]



Abbildung 2-22: Eingesetzte Messinstrumente: DEWE-638-PNA (links, [A44]) und MiniFlex MA193 (rechts, [A45])

Das Dewe-638 Messgerät eignet sich für die Messung von vier Spannungssignalen bis zu ± 1400 V und vier Stromsignalen bis zu 10.000 A. [A46] Neben der lokalen Speicherung der aufgezeichneten Daten mit Hilfe des internen 2 GB-Speichers, wurden diese mittels eines GPRS Modems vom selben Hersteller in regelmäßigen Zeitabständen übermittelt. Die Messung der vier Stromsignale erfolgte mittels flexibler Stromwandler MiniFlex MA193 [A45] und dient der Stromversorgung der Messgeräte. Diese, in Form von Rogowski-Spulen aufgebauten Strommessschleifen sind in der Lage, Ströme zwischen 100 mA und 10 kA mit einer Messgenauigkeit von ± 2 % zu messen. [A45] Die Parametrisierung der Messinstrumente findet über die webbasierte Messsoftware Marlin Power Measurement der Firma DEWETRON GesmbH statt. Das komplette Messequipment inklusive Software wurde von Energie Steiermark Technik GmbH zur Verfügung gestellt.

(4) Elektrofahrzeug und Ladestation

Die Testung und Validierung des Flottentests 1 erfolgte mit Hilfe von zwei unterschiedlichen Modellen des BMW i3. Diese sind mit einer Lithium-Ionen-Batterie mit Brutto-Kapazitäten von 22 kWh bzw. 33 kWh ausgestattet und erlauben das Laden mit bis zu 7,4 kW bzw. 11 kW [A47]. Die Elektrofahrzeuge werden über einen Typ-2-Stecker mit einer heimischen Wallbox der Firma BMW verbunden und geladen. Die Ladestation ist im Verteilerkasten an den Hausanschluss angeschlossen und wird an dieser Stelle gemessen. Die heimische Wallbox ist dreiphasig in Netzebene 7 angeschlossen und ermöglicht Ladeströme zwischen 10 A und 16 A.

(5) Messprogramm

Die Aufzeichnung von Ladevorgängen im Rahmen der mehrwöchigen Messung dient als Basis für die Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien zukünftiger Elektromobilitätsdurchdringungen. Neben der Messung ungesteuerter privater Ladevorgänge, sollen im Rahmen von Flottentest 1 unterschiedliche Ladestrategien und deren Auswirkungen auf die Niederspannungsebene analysiert werden. Um variierende Nutzerverhalten sowie Demand Side Maßnahmen (DSM) realitätsnah abzubilden, werden relevante Ladeparameter im Laufe der Messperiode adaptiert. Durch den Einsatz zweier unterschiedlicher Fahrzeugmodelle, lassen sich sowohl ein- als auch dreiphasige Ladevorgänge aufzeichnen und in weiterer Folge für die Betrachtung der Unsymmetrie heranziehen. Die Testung des gesteuerten Ladens (DSM) basiert zum einen auf der Anpassung der verfügbaren Ladeleistung im Bereich 2,3 kW bis 11 kW. Zum anderen wird zeitlich gesteuertes Laden durch die Variation des Ladebeginns zu Hause nachgebildet. Die zeitliche Steuerung der Ladevorgänge dient dazu, zeitliche Überlagerung sowohl mit abendlichen Haushaltsspitzen als auch mit anderen Ladevorgängen in Zeiten hoher Gleichzeitigkeit vorzubeugen. Analog dazu erfolgten der Test und die Validierung eines in der Schicht „Geschäftsmodell und -prozesse“ (Kapitel 2.3) erarbeiteten Geschäftsmodells. In Koordination mit den Projektpartnern wird dementsprechend ein Geschäftsmodell (Geschäftsmodell 1) basierend auf aus Netz- und Kundensicht relevanter Gesichtspunkte prototypisch ausgewählt und in Anwendung gebracht. Geschäftsmodell 1 sieht das standardmäßige Laden mit reduzierter Ladeleistung (3,7 kW) mit der Möglichkeit der bedarfsorientierten Leistungserhöhung (11 kW) vor. Dazu wird das in Geschäftsmodell 1 definierte Nutzungsverhalten mittels gezielter Langsam- bzw. Schnellladungen realitätsnah abgebildet. Durch die Variation der Anzahl an Umschaltungen (0, 4, 27 und 104 Umschaltungen pro Jahr) zwischen Nieder- und Hochtarif bzw. zwischen Langsam- und Schnellladung, lassen sich mehrere EV-Verbrauchertypen, welche unterschiedlich oft höhere Ladeleistung in Anspruch nehmen, betrachten. Begleitend dazu wird geprüft, in welcher Weise die einzelnen Arbeitsschritte in bestehende Geschäftsprozesse der Projektpartner einfließen können bzw. ob Adaptierungen notwendig sind.

Messung im Rahmen von Flottentest 2

Im Rahmen der Erprobung eines zweiten Flottentests an der Montanuniversität Leoben wird halb-öffentliches Laden am Arbeitsplatz analysiert. Eine Ladestation bzw. zwei Ladesäulen mit einer verfügbaren Ladeleistung von jeweils 22 kW sind für Mitarbeiter der Montanuniversität nach Registrierung zugänglich. Für einen Zeitraum von 15 Wochen (März - Juni) werden Ladevorgänge unterschiedlicher EV-Modelle an diesen beiden Ladesäulen aufgezeichnet. Die dafür eingesetzten Messinstrumente entsprechen jenen aus Flottentest 1 und wurden ebenfalls von Energie Steiermark Technik GmbH zur Verfügung gestellt. Flottentest 2 beinhaltet ausschließlich ungesteuertes Laden, da

die Anpassung bzw. Steuerung der halb-öffentlichen Ladevorgänge aus organisatorischen Gründen nicht möglich war. Die Testung und Validierung dieses Flottentests dient der Erweiterung der aggregierten Datensammlung aus Flottentest 1 für die weitere netztechnische Simulation. Für die Messung der halb-öffentlichen Ladestation an der Montanuniversität Leoben wird die Messinfrastruktur, analog zu Flottentest 1 bestehend aus Messgerät, GPRS Modem, Strommessspulen und Spannungsklemmen im entsprechenden Verteilerkasten der Universität aufgebaut (Abbildung 2-23).



Abbildung 2-23: Messaufbau im Rahmen von Flottentest 2

Die summierten Lastprofile beider Ladesäulen werden mit Hilfe eines Messgerätes mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute aufgezeichnet. Auf Basis der gemessenen Ladeprofile kann das Nutzerverhalten der betrachteten Nutzergruppe (Arbeitsstätte) in Form von Mobilitätsdaten abgeleitet und den Daten der Verkehrsanalysen aus Schicht „Energiebezogene Mobilitätsaspekte“ gegenübergestellt werden. Die Parametrierung sowie die Beschreibung des Messequipments ist Kapitel (2) Messaufbau und -parametrierung zu entnehmen.

Messung im Rahmen von Flottentest 3

Öffentliches Laden im Einkaufszentrum Leoben City Shopping (LCS) wird im Rahmen des Flottentests 3 getestet und validiert. Die in der Tiefgarage des Einkaufszentrums vorhandene Ladestation mit drei Ladesäulen verfügt über eine maximale Ladeleistung von 66 kW (3 x 22 kW) und ist an einen der vier 1.250 kVA-Transformatoren (5,25 kV / 0,4 kV) des LCS angeschlossen. Die Messung im Rahmen von Flottentest 3 über einen Zeitraum von 19 Wochen (Oktober - März) liefert gemessene Ladevorgänge einer breiten Flotte an Elektrofahrzeugen, die wiederum als Datengrundlage der Simulation dient. Analog zu Flottentest 2 lassen sich mit Hilfe der aufgezeichneten Ladeprofile Rückschlüsse auf das Mobilitätsverhalten der entsprechenden Nutzergruppe (Einkauf) schließen. Die Parametrierung sowie die Beschreibung des Messequipments ist wiederum in Kapitel (2) Messaufbau und -parametrierung erläutert.

2.6.2. Simulation

Aufbauend auf Flottentest 1 werden die Auswirkungen zukünftiger Elektromobilitätsthroughdringungen auf die Niederspannungsebene mittels Co-Simulationen - Modellierung (MATLAB) und Lastflussberechnung (NEPLAN) - analysiert. Die im Rahmen von Flottentest 1 ermittelten Messergebnisse dienen als Datenbasis für die Modellierung der notwendigen Simulationsumgebung. Unterschiedliche Ladestrategien werden anhand des gewählten Niederspannungsnetzes am Stadtrand auf ihre Netzzrückwirkungen, wie thermische Betriebsmittelauslastung und Spannungsbandverletzungen gemäß EN 50160 [A14], für mehrerer EV-Durchdringungen überprüft. Basierend darauf lassen sich Aussagen über mögliche Strategien zur Vermeidung potenziell notwendiger Netzausbaumaßnahmen treffen.

Netzmodellierung

Die Modellierung des betrachteten Netzes basierend auf realen Daten ermöglicht die detaillierte Betrachtung der Niederspannungsebene. Das zu diesem Zweck ausgewählte Niederspannungsnetz am Stadtrand ist an einen ONT mit einer Bemessungsscheinleistung von 630 kVA angeschlossen, der die Mittelspannung von 20 kV auf die Niederspannungsebene von 400 V umwandelt. Die Ober- bzw. Unterspannungswicklungen des ONT der Schaltgruppe Dyn5 sind in Dreieck- bzw. Sternform verschalten. Die wichtigsten Kenndaten des analysierten Netzes sowie des Ortsnetztransformators sind in Tabelle 2-9 aufgelistet.

Verknüpfungspunkte	80
Verbraucheranlagen	303
Leitungslänge	6.130 m
Fläche	ca. 131.700 m ²
Lastdichte	10,4 W/m ²
Anzahl der Abgänge des ONT	12 + 2 direkte Verbraucher
Schaltgruppe ONT	Dyn5
Bemessungsleistung ONT	630 kVA

Tabelle 2-9: Kenndaten des analysierten Niederspannungsnetzes

Anschlussleistungen, Verbrauchertyp und Jahresenergieverbräuche aus dem Jahr 2015 werden für jeden der insgesamt 303 Verbraucheranlagen in Kombination mit den notwendigen Netzdaten von Energienetze Steiermark GmbH anonymisiert und unter Einhaltung der datenschutzrechtlichen Bestimmungen bereitgestellt. Für die Übertragung der Energie innerhalb des Netzes dienen strahlenförmig angeordnete Kabelleitungen. Die Modellierung der Niederspannungsebene erfolgt analog zu Schicht „Energie“ (Kapitel 2.1) mit Hilfe der Software NEPLAN (Abbildung 2-24).

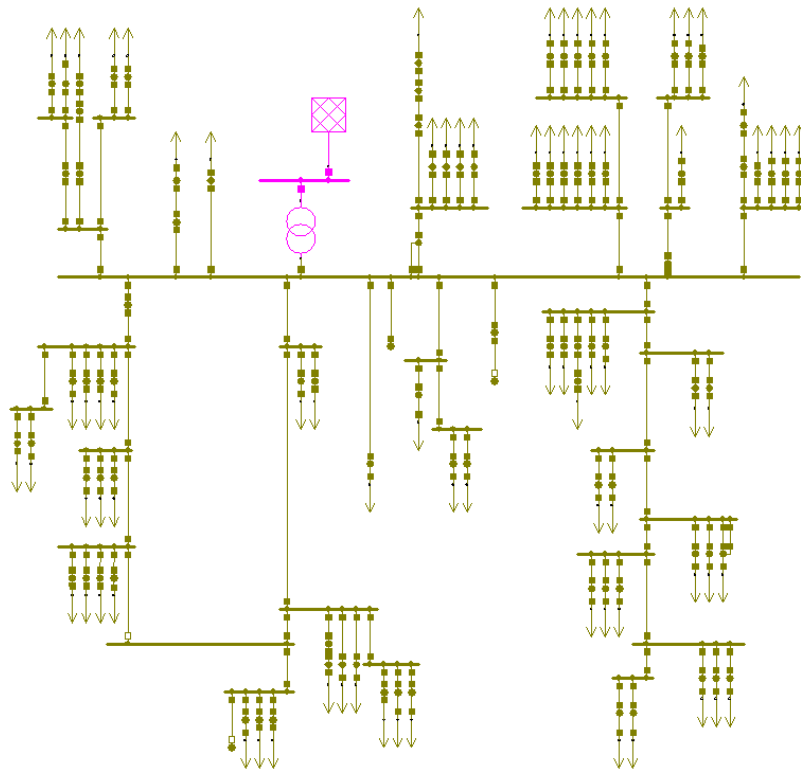


Abbildung 2-24: Modell der Niederspannungsebene (Flottentest 1)

Lasten innerhalb des Niederspannungsnetzes werden als Pfeil dargestellt, wobei für jeden Verknüpfungspunkt eine Verbraucher-Last sowie eine EV-Last integriert wird. Um Spannungsschwankungen des Mittelspannungsnetzes zu vernachlässigen, wird der ONT an der Oberschwingungsseite mit einer konstanten Netzeinspeisung (Slack) verbunden. Der Sollwert der Netzspannung von 230 V wird mit 1,0 per unit (p.u.) und der untere bzw. obere Grenzwert mit 0,9 pu bzw. 1,1 pu nach Absprache mit Energienetze Steiermark GmbH festgelegt.

Lastprofilmodellierung

Das erstellte Netzmodell wird mit modellierten Wirk- und Blindleistungsprofilen für Verbraucher und Elektrofahrzeuge mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute gespeist. Für die Modellierung der Lastprofile herkömmlicher Verbraucher – Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft – werden standardisierte VDEW Lastprofile skaliert mit jährlichen Energieverbräuchen einzelner Verbraucheranlagen herangezogen. Mit Hilfe der in Flottentest 1 durchgeführten Messung auf Trafo-, Abgang- und Haushaltsebene, werden die modellierten Verbraucher-Lastprofile kalibriert. Die Gegenüberstellung der gemessenen und modellierten Lastprofile verdeutlicht, dass die notwendige Genauigkeit der Standardlastprofile erst bei einer hohen Anzahl an Verbrauchern gegeben ist. Die Modellierung von EV-Lastprofilen basiert auf gemessenen Ladeprofilen im Rahmen von Flottentest 1 sowie der Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Diese werden anhand eines probabilistischen Ansatzes gemäß [A39], basierend auf Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen aus der Schicht „energiebezogene Mobilitätsaspekte“ (Kapitel 2.1) und Zufallszahlen, stundenaufgelöst ermittelt. Für jeden EV-Nutzer des Niederspannungsnetzes werden gemessene Ladeprofile in Kombination mit zeitabhängigen Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Erstellung von EV-Lastprofilen herangezogen.

3. Ergebnisse

3.1. Schicht „energiebezogene Mobilitätsaspekte“

Es wurden stundenfein potentielle Standorte für Ladestationen identifiziert. Diese liegen besonders im Bereich von Wohngebieten, Einkaufsmöglichkeiten und Betrieben, wobei sie sich in Hinblick auf die Ladezeiten unterscheiden. In Wohngebieten besteht der Bedarf überwiegend in der Nacht, an Einkaufsmöglichkeiten und Arbeitsstätten liegt die Nachfrage überwiegend am Tag vor. Auch unterscheiden sich die Standorte hinsichtlich der Aufenthaltsdauer, dies bestimmt die Anforderungen an die Ladesäulen. Die Aufenthaltsdauern in den Wohngebieten sind ausreichend lang, so dass keine besonderen Anforderungen bestehen. An Einkaufsmöglichkeiten sind die Aufenthaltsdauern verhältnismäßig kurz, welches viele Schnellademöglichkeiten erfordert. Bei Lademöglichkeiten an Betriebsstandorten ist zu unterscheiden, ob vorwiegend Privatfahrzeuge geladen werden oder betriebseigene Fahrzeuge. Bei den betriebseigenen Fahrzeugen ist es möglich, die Fahrzeuge über Nacht zu laden. Die Privatfahrzeuge müssen tagsüber während der Arbeitszeit geladen werden.

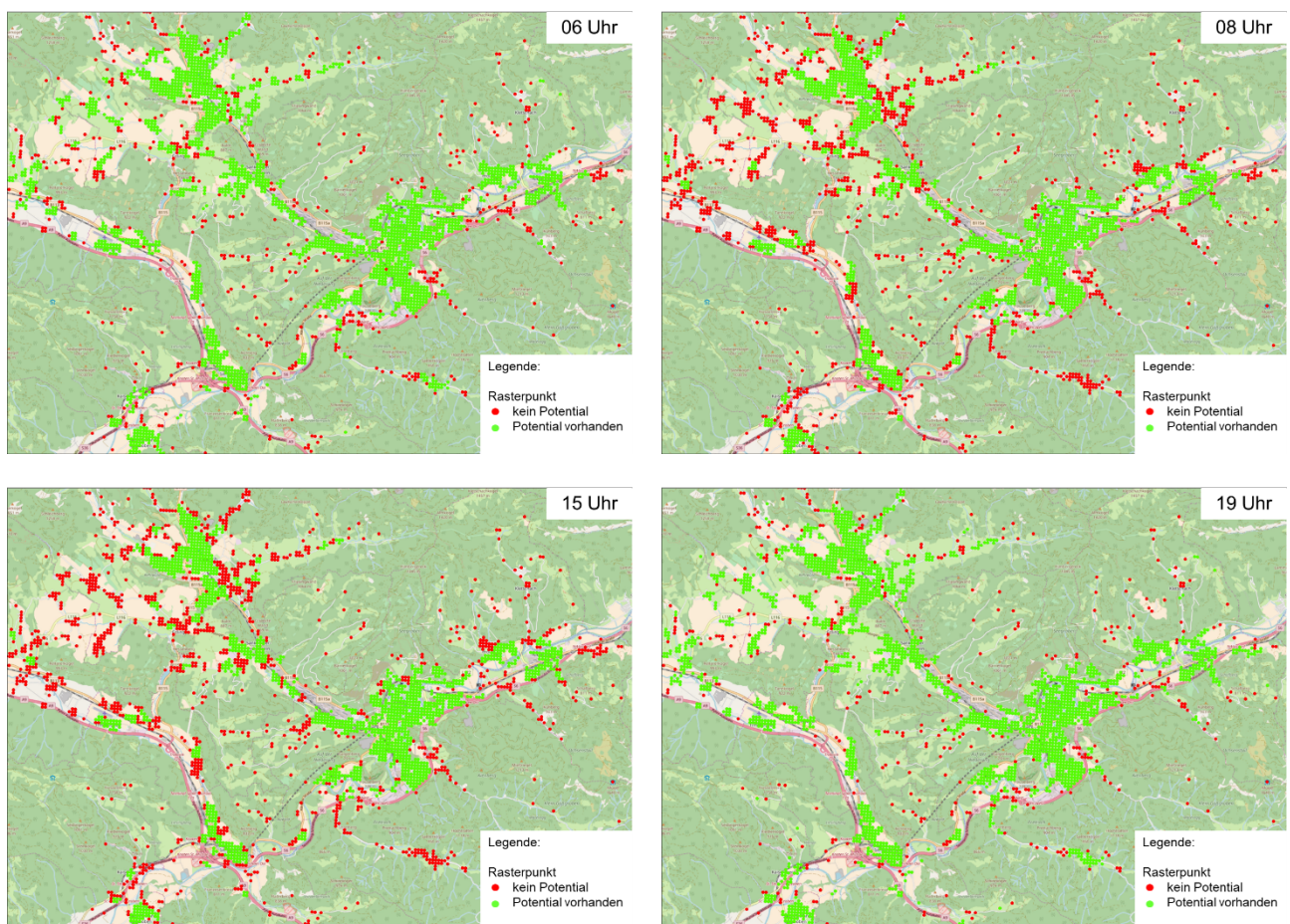


Abbildung 3-1: Überlagerung aller Personengruppen, potentielle Standorte für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 19:00 Uhr

Da insbesondere für die Schicht „Geschäftsmodell und -prozesse“ die Segmentierung der Personengruppen zu potentiellen Kundengruppen Grundlage bildet, sind in den folgenden Abbildungen die potentiellen Standorte für die Personengruppe Anwohner, Arbeitnehmer und Einkäufer dargestellt.

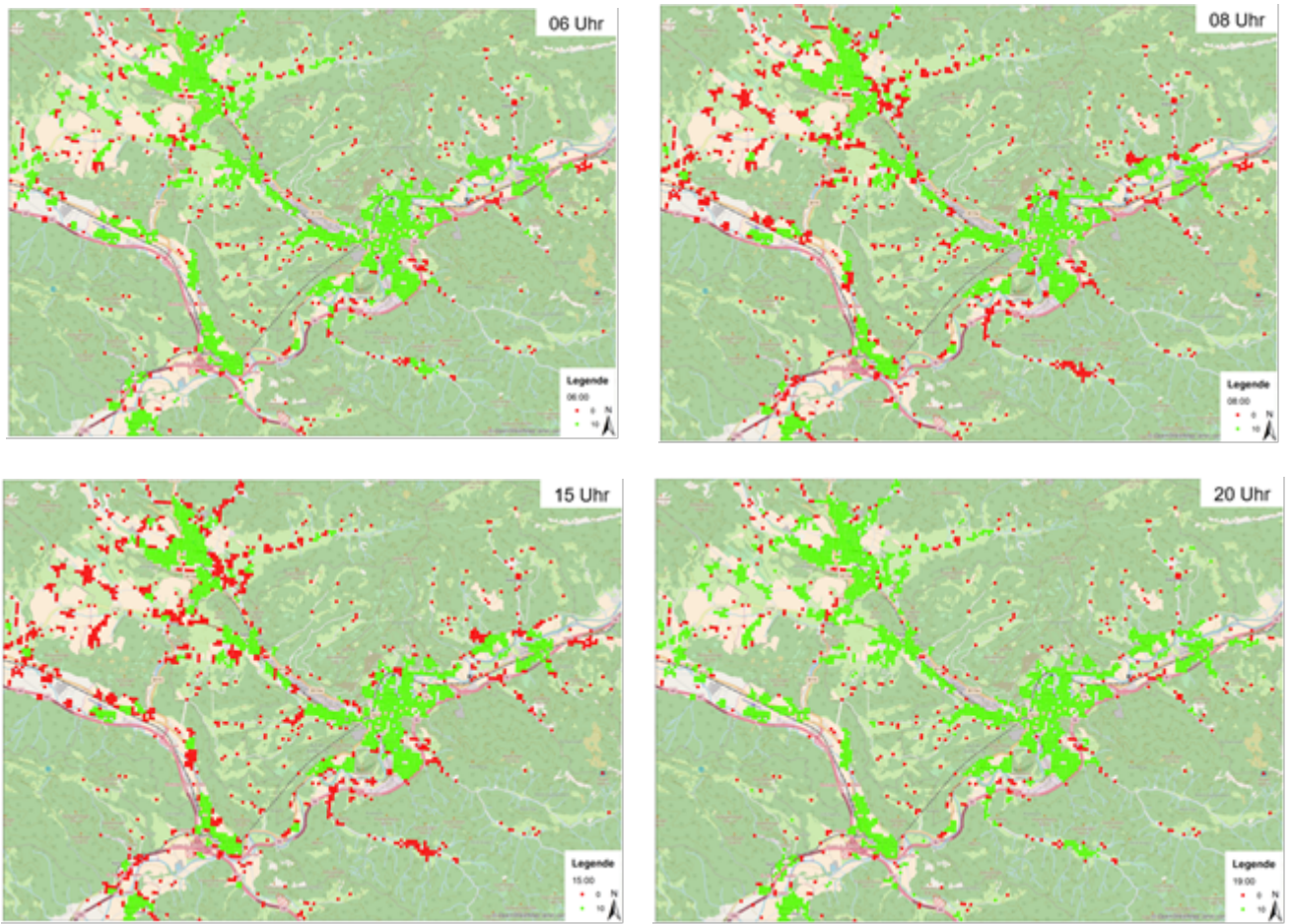


Abbildung 3-2: Personengruppe Anwohner, potentielle Standorte für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 20:00 Uhr

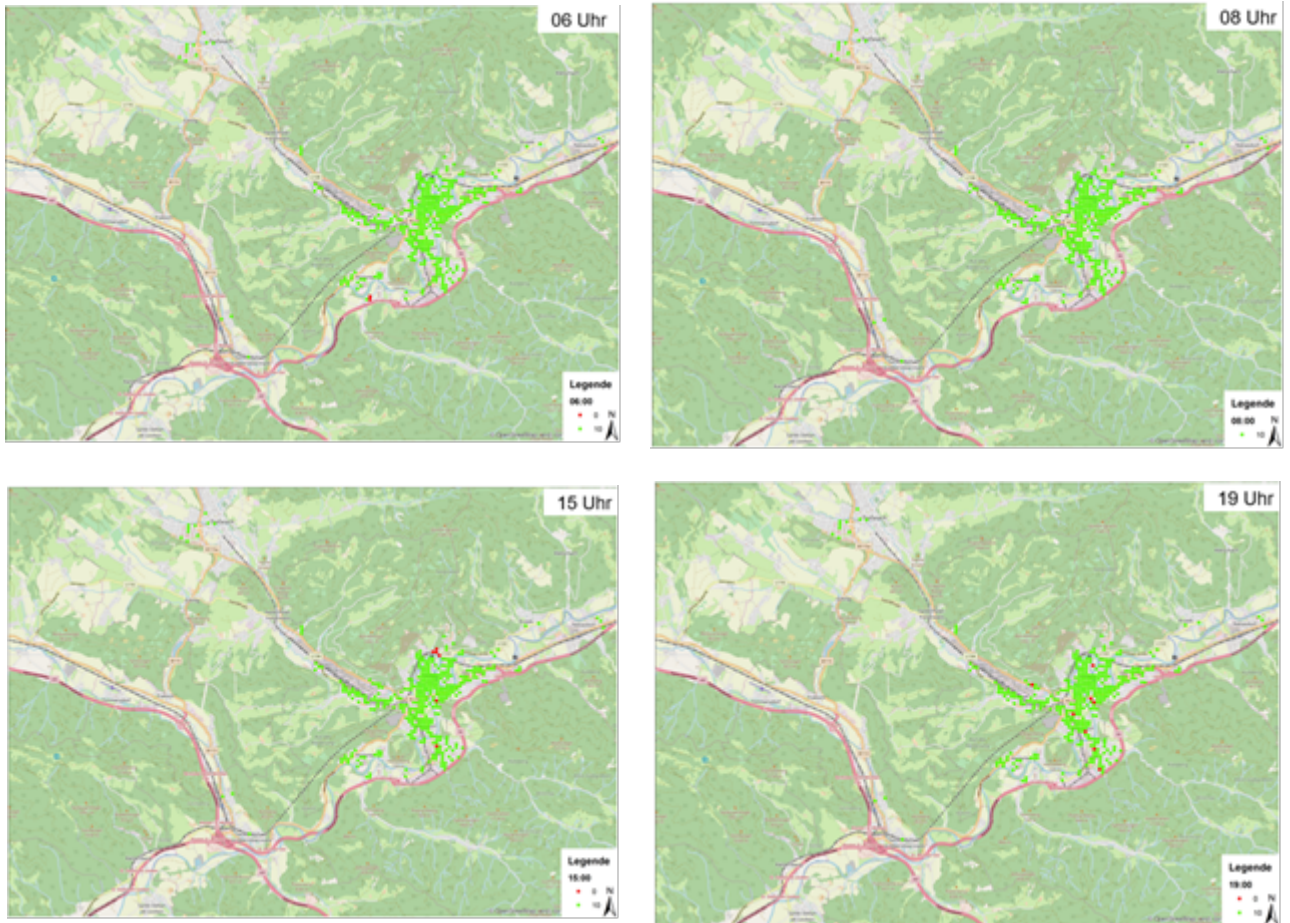


Abbildung 3-3: Personengruppe Arbeitnehmer, potentielle Standorte für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 19:00 Uhr

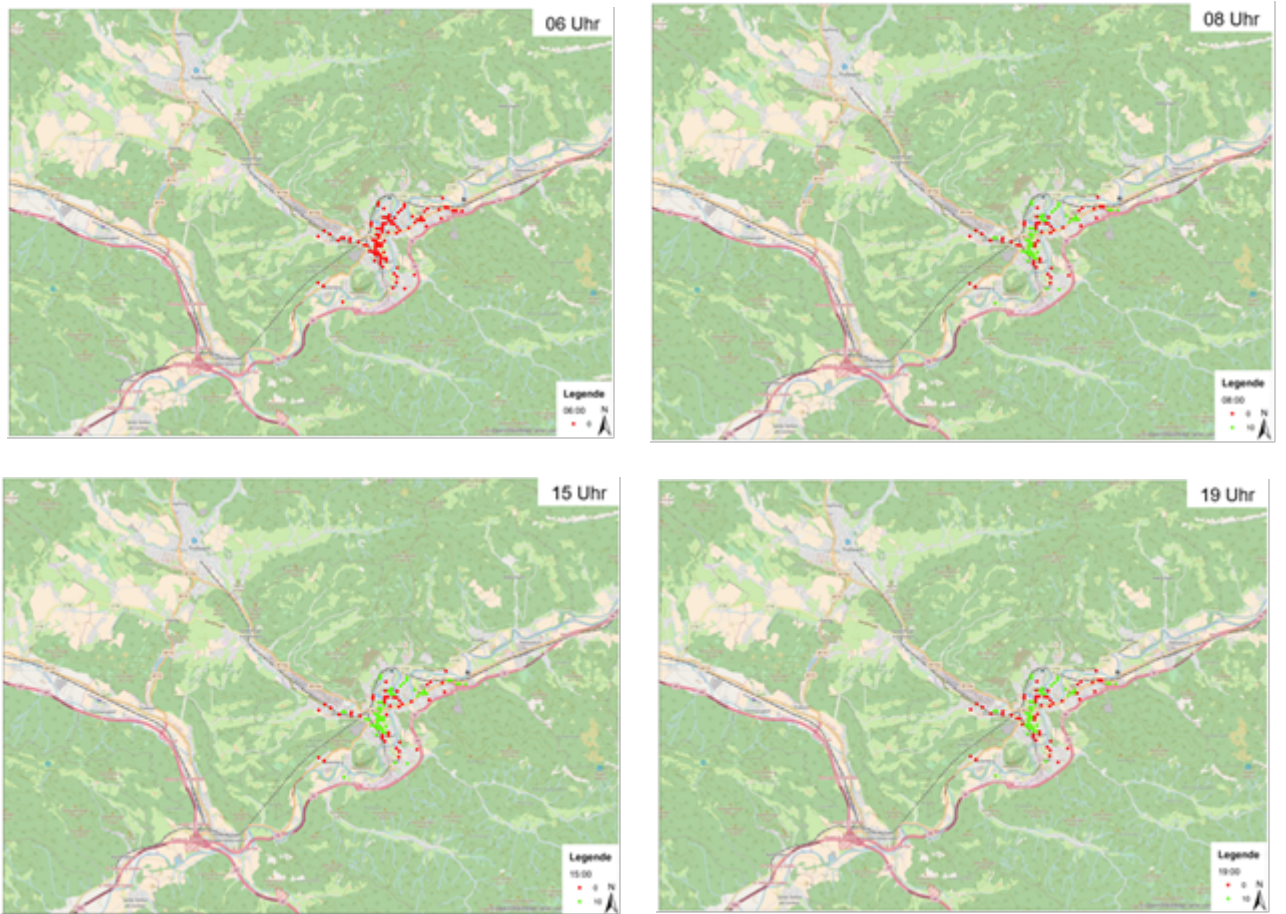


Abbildung 3-4: Personengruppe Einkäufer, potentielle Standorte für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 19:00 Uhr

Als Erweiterung des Kundenpotentials und der Erhöhung der E-Nutzer sind folgende Angebote denkbar:

„Alternative“ Mobilitätsangebote	Eigenschaften	Unterschied zu „konventionellen“ Mobilitätsangeboten	Potentielle Standorte
E-Carsharing für Wohnkomplexe	<ul style="list-style-type: none"> • Nutzer = Wohnbevölkerung; und Sonstige (siehe zweites Angebot) • vorgegebene Anzahl von Fahrzeugen • Fahrt beginnt und endet am selben Standort 	<ul style="list-style-type: none"> • Mehr Nutzer je Fahrzeug -> kürzere Aufenthaltszeiten • Schnellladen erforderlich 	Wohngebäude
E-Carsharing für Unternehmen (Flotte)	<ul style="list-style-type: none"> • Nutzer – bei großen und mittleren Unternehmen = Arbeitnehmer • Eigenschaften wie Wirtschaftsverkehr 	<ul style="list-style-type: none"> • Mehr Nutzer je Fahrzeug -> kürzere Aufenthaltszeiten • Schnellladen erforderlich 	Unternehmensstandort
E-Bike Ladestation beim Arbeitgeber	<ul style="list-style-type: none"> • Nutzer bei großen und mittleren Unternehmen = Arbeitnehmer • keine Fahrzeuge, nur Infrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> • geringe Ladedauern • geringer Platzbedarf 	Arbeitgeber
E-Bike-Sharing für Unternehmen	<ul style="list-style-type: none"> • Nutzer bei großen und mittleren Unternehmen = Arbeitnehmer • vorgegebene Anzahl von Fahrzeugen • Fahrt beginnt und endet am selben Standort • Möglichkeit des Angebotes eines Lastenrades 	<ul style="list-style-type: none"> • geringe Ladedauern • geringer Platzbedarf 	Arbeitgeber

Tabelle 3-1: Übersicht für Erweiterungspotential der Kunden im Bereich ELMO

3.2. Schicht „Energie“

3.2.1. Ermittlung energetischer Kennzahlen für die Stadt Leoben

Die energetische Eigendeckung der Stadt Leoben wird nach Formel (2-3) anhand der Jahresenergiemengen aus Tabelle 3-2 ermittelt. Neben den Szenario 000_000 (Status Quo) zeigt die Abbildung 3-5 für eine unterschiedliche Nutzung des PV-Potentials bei einer konstanten Durchdringung von 100 % EV die theoretische Eigendeckung der Stadt Leoben. Durch die Integration von 100 % Elektromobilität sinkt die theoretische Eigendeckung von rund 0,47 auf 0,33 und steigt mit zunehmender Durchdringung des PV-Potentials wieder an. Ab einer Nutzung von 50 % des PV-Potentials übersteigt die Eigendeckung der Stadt Leoben den Wert des Szenarios 000_000 (Status Quo). Bei einem theoretischen Vollausbau des PV-Potentials (Durchdringung von 100 %) wird eine Eigenversorgung von rund 75 % erreicht.

	Verbrauch	Erzeugung	100% EV	100% PV
Jahresenergiemenge [GWh]	181	85	72	104

Tabella 3-2: Übersicht der Jahresenergiemengen für die Stadt Leoben

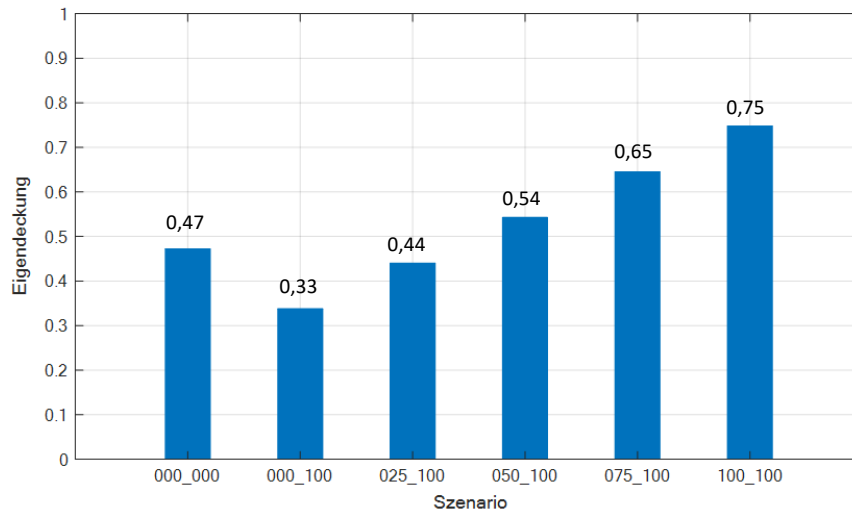


Abbildung 3-5: Eigendeckung 1 für unterschiedliche Szenarien der Stadt Leoben

Die leistungsmäßige Autarkie wird entsprechend Formel (2-1) ermittelt und ist in Abbildung 3-6 als geordnete Jahresdauerlinie für unterschiedliche Szenarien abgebildet. Eine Durchdringung von 50 % PV-Potential führt im ersten Drittel der Jahresdauerlinie zu einem Anstieg der Autarkie, welcher im zweiten Drittel abflacht und sich dem Szenario 000_000 annähert, bis sie im letzten Drittel kleiner jener der im Szenario 000_000 ist. Die Elektromobilität und das Verhalten der einzelnen Nutzergruppen führt somit zu einem Anstieg des Energieverbrauchs in den Abend- bzw. Nachtstunden, welcher nicht direkt (ohne Zwischenspeicherung) durch Photovoltaik versorgt werden kann.

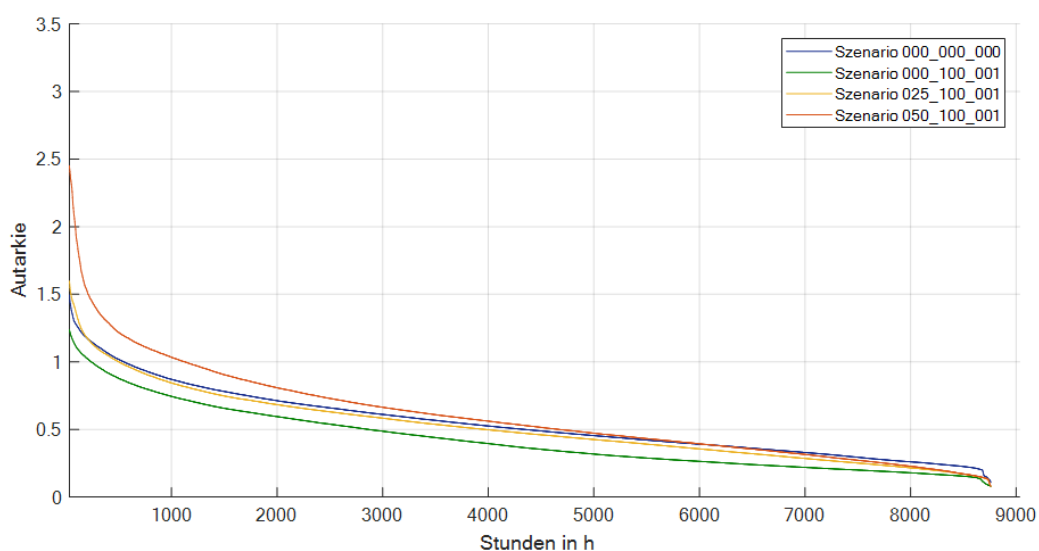


Abbildung 3-6: Autarkie als geordnete Jahresdauerlinie für unterschiedliche Szenarien der Stadt Leoben

Abbildung 3-7 und Abbildung 3-8 zeigen jeweils für zwei unterschiedliche Szenarien die Gegenüberstellung der Autarkie für eine Sommer- und Winterwoche der Stadt Leoben. Der Vergleich

der Szenarien 000_000_000 (Status Quo) und 000_100_001 (100 % Durchdringung EV) in Abbildung 3-7 zeigt die Abnahme der Autarkie durch den steigenden Leistungsbedarf. In Abbildung 3-8 wird der Anstieg der Autarkie durch Integration von 50 % des PV-Potentials sowie der Einfluss der fluktuierenden Energie veranschaulicht.

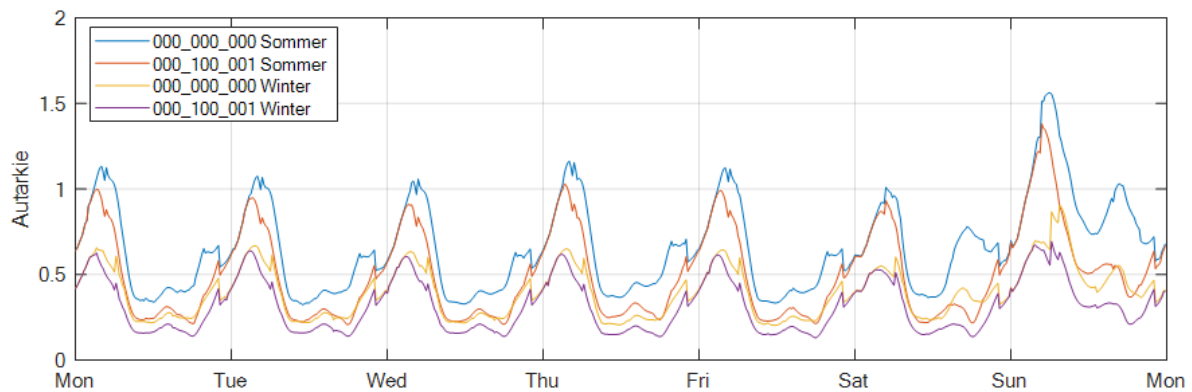


Abbildung 3-7: Gegenüberstellung der Autarkie für eine Sommer- und Winterwoche der Stadt Leoben

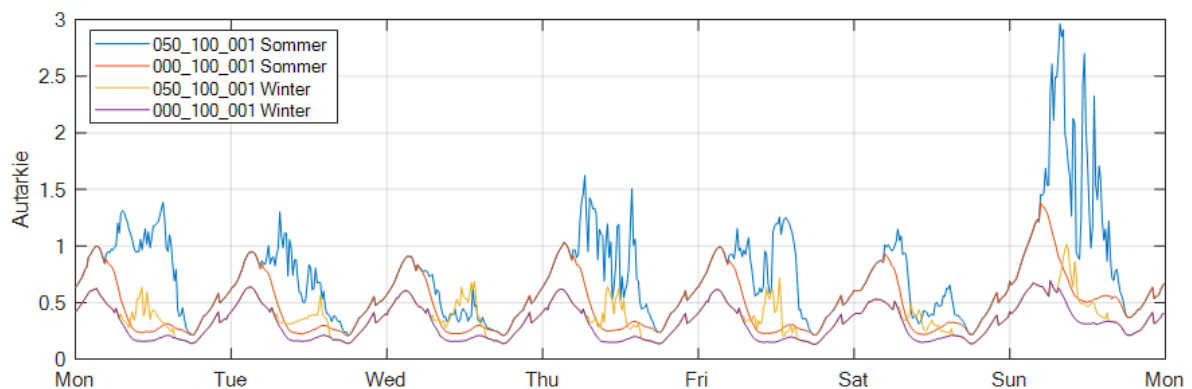


Abbildung 3-8: Gegenüberstellung der Autarkie für eine Sommer- und Winterwoche der Stadt Leoben

Abbildung 3-9 zeigt die durchschnittliche theoretische Eigendeckung \bar{E}_2 berechnet nach Formel (2-4) eines Wochentages der einzelnen Zellen für Winter (Links) und Sommer (Rechts). Die hier abgebildete Eigendeckung soll aufzeigen, in wie weit die einzelnen Zellen den Energiebedarf der Elektromobilität für eine Durchdringung von 100 % EV durch den Ausbau des PV-Potentials auf 50 % decken können. Während im Sommer die Eigendeckungen zwischen 14,8 (Zelle 12) und 0,18 (Zelle 7) liegen, sinkt die Eigendeckung im Winter aufgrund der geringeren PV-Erzeugung in einen Bereich zwischen 6,9 (Zelle 12) und 0,1 (Zelle 7).

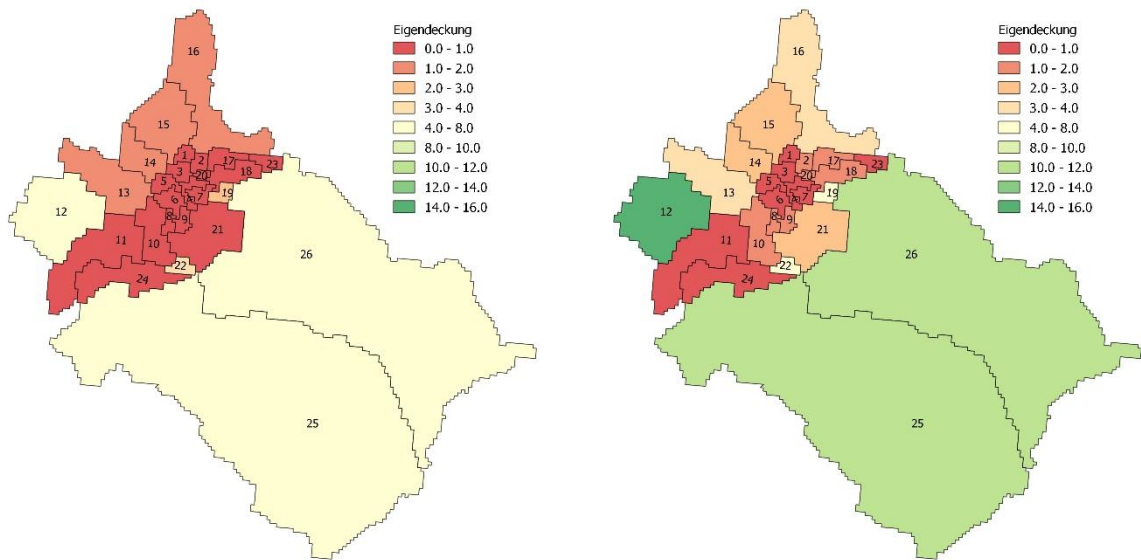


Abbildung 3-9: durchschnittliche Eigendeckung eines Wochentages auf Zellenebene für das Szenario 050_100_001 – Links: Winter / Rechts: Sommer

Im Rahmen der Untersuchung von Maßnahmen zur Reduzierung der Auswirkungen auf das Verteilernetz, welche durch Elektromobilität verursacht werden, erfolgt im Anschluss an die netztechnischen Berechnungen und Analysen ein Vergleich der energetischen Kennzahlen der Szenarien mit und ohne Einsatz der jeweiligen Maßnahme, siehe Kapitel 3.2.6 und 3.2.7.

3.2.2. Übersicht der Ergebnisse aus den netztechnischen Berechnungen

Für die in Tabelle 2-3 angeführten Szenarien wird mittels zeitlich aufgelöster (15 Minuten Mittelwerte) netztechnischer Berechnungen der notwendige Netzausbau für das Verteilernetz mittels zellenbasierendem Modell ermittelt. Tabelle 3-3 und Tabelle 3-4 geben eine Gesamtübersicht der Anzahl der betroffenen Knoten sowie Leitungen, die im Rahmen des Simulationszeitraumes (1 Jahr) mindestens einmal den Grenzwert überschreiten. Leitungen und deren Auslastungen werden ab einem Grenzwert von 70 % näher betrachtet und gelten ab 100 % als überlastet. Für die Einhaltung des Spannungsbandes werden die Grenzen +2 % und -5 %, wie in Kapitel 1.3.2 beschrieben, definiert. Weder Leitungen noch Knoten der 30 kV Ebene sind von Überlastungen bzw. Überschreiten der Knotenspannungen betroffen, weshalb in den weiteren Analysen der Schwerpunkt auf der Betrachtung der 5 kV Ebene liegt. Erst ab einer Durchdringung von 100 % EV und einer Ladeleistung von 3,7/11 kW (Szenario 000_100_001) ist ein Knoten von Spannungsbandverletzungen betroffen. Wie in Tabelle 3-3 erkennbar, wird die Zahl der betroffenen Knoten mit steigender Durchdringung des PV-Potentials größer. Eine höhere Durchdringung EV kann denn Spannungsbandverletzungen der PV-Potentiale jedoch wieder entgegenwirken. Wie in Tabelle 3-4 zu sehen, verhält sich die Anzahl der überlasteten Leitungen ähnlich wie die Spannungsbandverletzungen, mit der Ausnahme, dass die erste Leitung bereits bei einer Durchdringung von 75 % EV und einer Ladeleistung von 000 (3,7 kW) überlastet ist. Die Auswirkungen einer steigenden Durchdringung von PV-Potentialen ist jedoch im Vergleich zu den Knoten bei den Leitungen geringer. Zur weiteren Untersuchung der Auswirkungen der Elektromobilität auf das Verteilernetz wird von Worst-Case Szenarien ausgegangen, für welche eine Durchdringung von 100 % EV festgelegt wird.

	Ladeleistung	Knoten 005				Knoten 030			
		EV 025	EV 050	EV 075	EV 100	EV 025	EV 050	EV 075	EV 100
PV 000	_000	0	0	0	0	0	0	0	0
	_001	0	0	0	1	0	0	0	0
	_002	0	0	0	2	0	0	0	0
	_003	0	0	0	2	0	0	0	0
	_004	0	0	0	2	0	0	0	0
PV 025	_000	7	7	6	4	0	0	0	0
	_001	7	6	5	3	0	0	0	0
	_002	7	6	6	4	0	0	0	0
	_003	7	6	4	4	0	0	0	0
	_004	7	6	3	4	0	0	0	0
PV 050	_000	8	8	8	8	0	0	0	0
	_001	8	8	8	8	0	0	0	0
	_002	8	8	8	8	0	0	0	0
	_003	8	8	8	7	0	0	0	0
	_004	8	8	8	7	0	0	0	0

Tabelle 3-3: Übersicht – Anzahl Knoten, welche Spannungsbandgrenzen verletzen

	Ladeleistung	Leitungen 005				Leitungen 030			
		EV 025	EV 050	EV 075	EV 100	EV 025	EV 050	EV 075	EV 100
PV 000	_000	0	0	1	2	0	0	0	0
	_001	0	0	1	3	0	0	0	0
	_002	0	1	1	4	0	0	0	0
	_003	0	1	3	4	0	0	0	0
	_004	0	1	3	4	0	0	0	0
PV 025	_000	0	0	1	2	0	0	0	0
	_001	0	0	1	3	0	0	0	0
	_002	0	1	1	4	0	0	0	0
	_003	0	1	3	4	0	0	0	0
	_004	0	1	3	4	0	0	0	0
PV 050	_000	5	5	5	6	0	0	0	0
	_001	5	5	5	7	0	0	0	0
	_002	5	5	5	8	0	0	0	0
	_003	6	5	7	8	0	0	0	0
	_004	6	5	7	8	0	0	0	0

Tabelle 3-4: Übersicht – Anzahl Leitungen, welche von Überlastungen betroffen sind

3.2.3. Auswirkungen auf das Verteilernetz mit steigender Durchdringung EV

Wie bereits in Tabelle 3-3 und Tabelle 3-4 erkennbar, nehmen die Auswirkungen auf das Verteilernetz mit steigender Durchdringung EV zu. Neben der Anzahl der betreffenden Betriebsmittel soll anhand von Abbildung 3-10 bis Abbildung 3-13 die Höhe der maximalen Auslastungen bzw. maximalen Knotenspannungen ausgewählter Betriebsmittel und dessen Anstieg für eine steigende Durchdringung EV veranschaulicht werden. Während die Ergebnisse in Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11 eine einheitliche Ladeleistung über alle Nutzergruppen von 3,7 kW berücksichtigen (Szenario 000_100_000), sind in Abbildung 3-12 und Abbildung 3-13 die Ergebnisse für die Ladeleistung 3,7/11 kW (Szenario 000_100_001) zu finden. Wobei jene Nutzergruppen eine Ladeleistung von 11 kW berücksichtigen, deren durchschnittliche Aufenthaltsdauer kleiner als fünf Stunden ist. Der Anstieg der maximalen Auslastungen der Leitungen und maximalen Knotenspannungsabfälle verhält sich für höhere Ladeleistungen ähnlich. Wie in Abbildung 3-10 und Abbildung 3-12 erkennbar, sind die am meisten belasteten Leitungen LTG1124_005_1 mit 153,7 % (Ladeleistung 000) bzw. 179,9 % (Ladeleistung 001) und LTG1823_005_1 mit 107,5 % (Ladeleistung 000) bzw. 122,5 % (Ladeleistung 001).

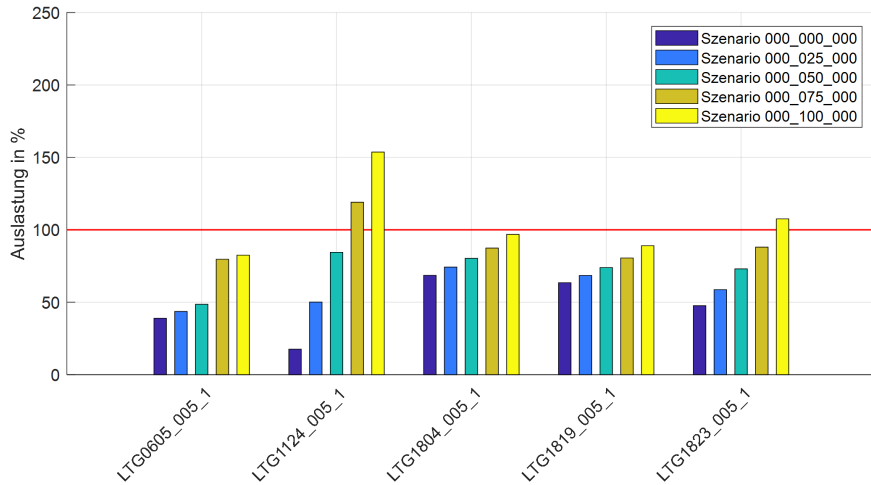


Abbildung 3-10: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen - steigende DG EV & Ladeleistung 000 (3,7 kW)

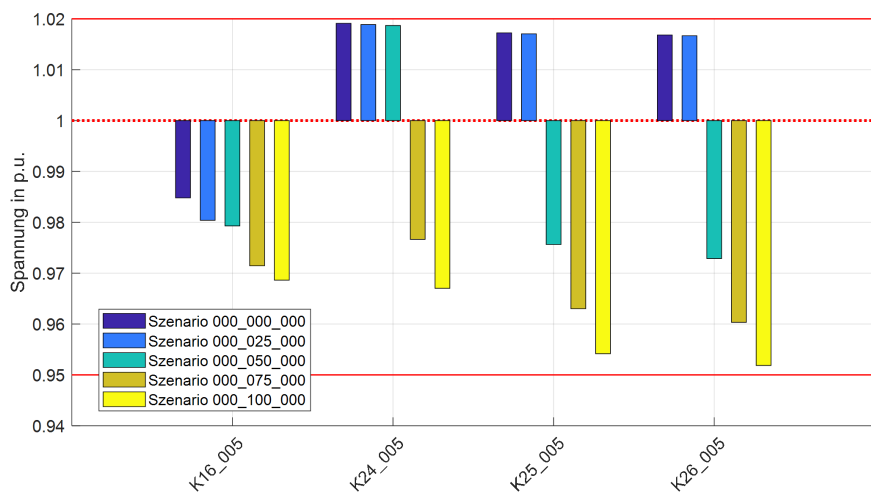


Abbildung 3-11: maximale/minimale Knotenspannung ausgewählter Knoten - steigende DG EV & Ladeleistung 000 (3,7 kW)

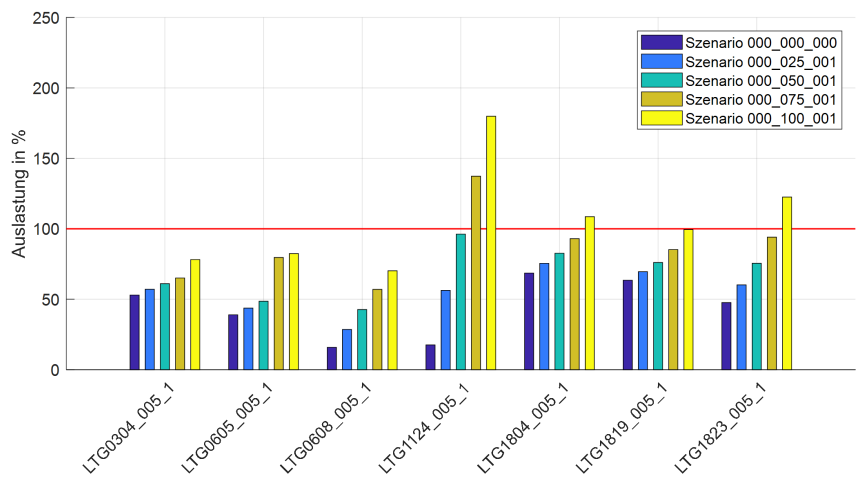


Abbildung 3-12: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen - steigende DG EV & Ladeleistung 001 (3,7/11 kW)

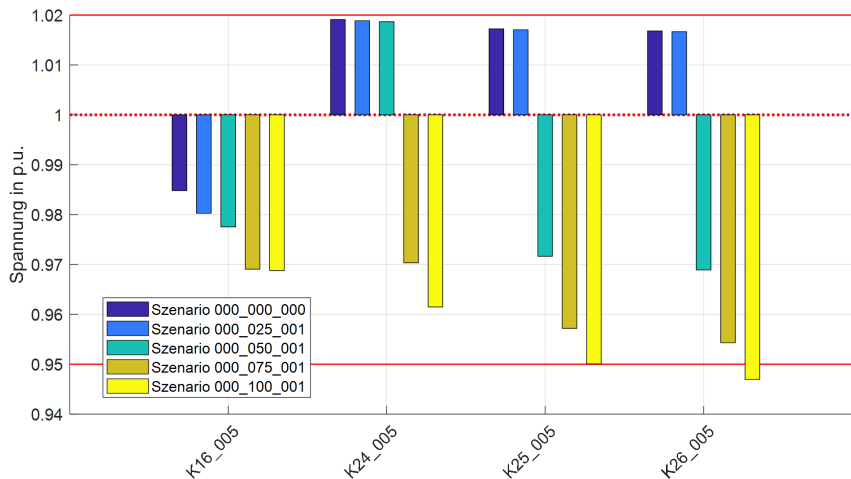


Abbildung 3-13: maximale/minimale Knotenspannung ausgewählter Knoten - steigende DG EV & Ladeleistung 001 (3,7/11 kW)

3.2.4. Auswirkungen auf das Verteilernetz mit steigenden Ladeleistungen

Der nachstehende Vergleich zeigt die zunehmende Belastung des elektrischen Verteilnetzes mit steigender Ladeleistung für eine einheitliche Durchdringung von 100 % EV für alle betrachteten Szenarien. Im Rahmen dieses Vergleichs wird die Nutzung möglicher PV-Potentiale ausgeschlossen.

Wie in Abbildung 3-14 zu sehen, beschränken sich die Leitungsüberlastungen bei einer gleichmäßig verteilten Ladeleistung von 3,7 kW über alle Nutzergruppen (Szenario 000_100_000) auf zwei Leitungen. Werden nun Nutzergruppen mit einer durchschnittlichen Aufenthaltsdauer kleiner fünf Stunden mit Ladeleistungen von 11 kW ausgestattet (Szenario 000_100_001), erhöht sich die Anzahl der überlasteten Betriebsmittel auf drei. Die Erhöhung der Ladeleistung auf 11/22 kW führt zu einer weiteren betroffenen Leitung. Durch den weiteren Anstieg der Ladeleistung werden keine weiteren Leitungen überlastet, es steigt nur noch der Wert der maximalen Auslastung.

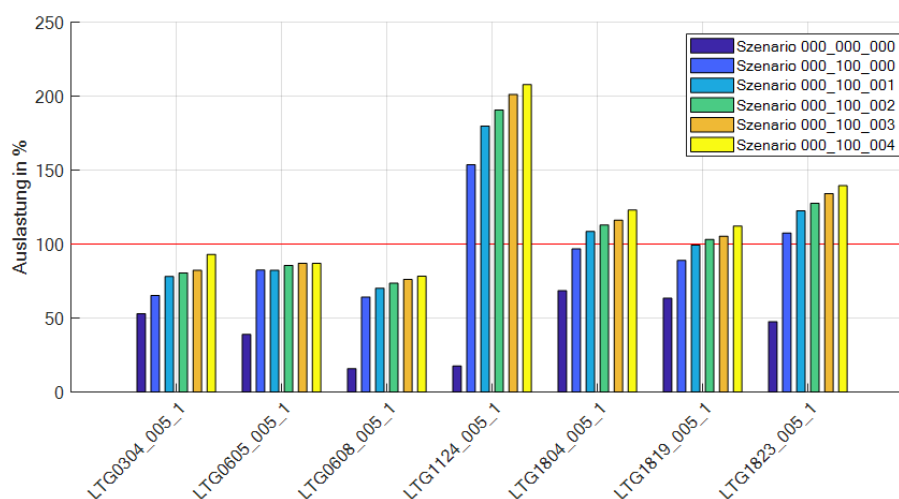


Abbildung 3-14: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen - unterschiedliche Ladeleistungen

Abbildung 3-15 zeigt die maximalen bzw. minimalen Knotenspannungen für ausgewählte Knoten. Bei einer gleichmäßigen Verteilung der Ladeleistung von 3,7 kW (Szenario 000_100_000) kann das Spannungsband eingehalten werden. Mit steigender Ladeleistung erhöhen sich, wie zu erwarten, die

Spannungsabfälle der betroffenen Knoten und ab Ladeleistungen von 11/22 kW (Szenario 000_100_002) kann für zwei Knoten das Spannungsband nicht mehr eingehalten werden. Eine Ausnahme stellt der Knoten K16_005 dar. Das für diese Zelle modellierte synthetische Lastprofil wird maßgeblich von der Nutzergruppe Hauptwohnsitze beeinflusst, die aufgrund einer durchschnittlichen Aufenthaltsdauer größer fünf Stunden immer mit der kleineren Ladeleistung berücksichtigt wird. Daher kann zwischen Szenario 000_100_000 und Szenario 000_100_001 kein Anstieg des maximalen Spannungsabfalls festgestellt werden. Des Weiteren wird die Ladedauer bei gleichbleibender benötigter Energiemenge mit steigender Ladeleistung verkürzt. Für die Zelle 16 sind mehr als die Hälfte aller zurückgelegten Wegstrecken kleiner 10 km, dies entspricht bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 17 kWh/100 km einem benötigten Energiebedarf kleiner 1,7 kWh pro Ladung. Bereits bei einer Ladeleistung von 3,7 kW entspricht dies lediglich einer Ladedauer von ~30 Minuten. Dies kann wie am Beispiel des Knotens K16_005 dazu führen, dass auch bei steigender Ladeleistung keine zusätzliche Netzbelastung entsteht. An dieser Stelle soll des Weiteren noch einmal darauf hingewiesen werden, dass sich diese Ergebnisse auf Lastflussberechnungen mit 15 Minuten Mittelwerten beziehen.

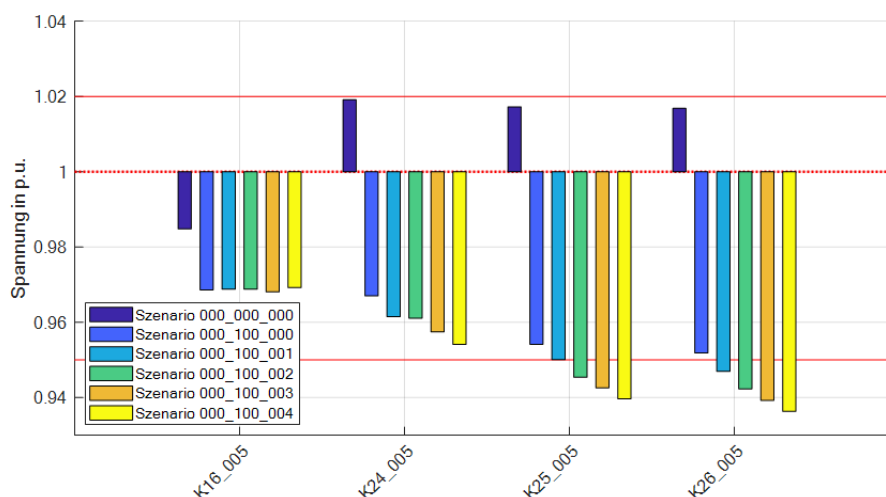


Abbildung 3-15: maximale/minimale Knotenspannung ausgewählter Knoten - unterschiedliche Ladeleistungen

Neben den maximalen Leistungsauslastungen sowie maximalen/minimalen Knotenspannungen erfolgt die Analyse der Dauer der auftretenden Überlastungen sowie die Betrachtung möglicher Überlastungen des 110 kV Transformators, siehe Tabelle 3-5. Hierfür werden geordnete Jahresdauerlinien der Auslastungen und des Leistungsverlaufs der Betriebsmittel erstellt. Zur besseren Darstellung des Bereichs der auftretenden Belastungen zeigen die nachstehenden Abbildungen (Abbildung 3-16 bis Abbildung 3-18) nur einen zeitlichen Ausschnitt der betreffenden Jahresdauerlinien.

Anhand der Tabelle 3-5, welche die Überladdungsdauer ausgewählter Betriebsmittel zeigt, sowie Abbildung 3-16 bis Abbildung 3-18 kann festgestellt werden, dass mit steigender Ladeleistung neben den maximalen Auslastungswerten auch die Dauer der Überlastungen ansteigt.

Für den 110 kV Transformator (siehe Abbildung 3-16) bedeutet dies eine Halbierung der Dauer der Überlastung von Ladeleistungen 22/100 kW (Szenario 000_100_004) im Vergleich zum Laden mit 3,7/11 kW (Szenario 000_100_001). Im Falle einer gleichmäßigen Ladeleistung von 3,7 kW über alle Nutzergruppen (Szenario 000_100_000) beträgt die Überlastung des Transformators auf das gesamte Jahr betrachtet 1 Stunde. Für das betrachtete elektrische Netz und den durchgeführten Simulationen

mit 15 Minuten Mittelwerten kann davon ausgegangen werden, dass die Investition in einen neuen Transformator nicht wirtschaftlich sein wird, sondern auf andere Maßnahmen zur Entlastung des Transformators gesetzt werden sollte (siehe Kapitel 3.2.6 und 3.2.7). Zudem gilt es anzumerken, dass aus Gründen der Redundanz ein zweiter Transformator vorhanden ist und gegebenenfalls kurzfristig eingesetzt werden kann, um eine thermische Beanspruchung und damit eine vorzeitige Alterung zu vermeiden.

Szenario	110 kV Transformator	LTG1124_005_1	LTG1823_005_1
000_000_000	0,00 h	0,00 h	0,00 h
000_100_000	1,00 h	170,25 h	24,75 h
000_100_001	65,25 h	249,75 h	84,00 h
000_100_002	97,75 h	327,00 h	98,00 h
000_100_003	112,00 h	382,75 h	123,25 h
000_100_004	125,75 h	412,25 h	144,00 h

Tabella 3-5: Übersicht: Überlastungsdauer ausgewählter Betriebsmittel in Stunden – unterschiedliche Ladeleistungen

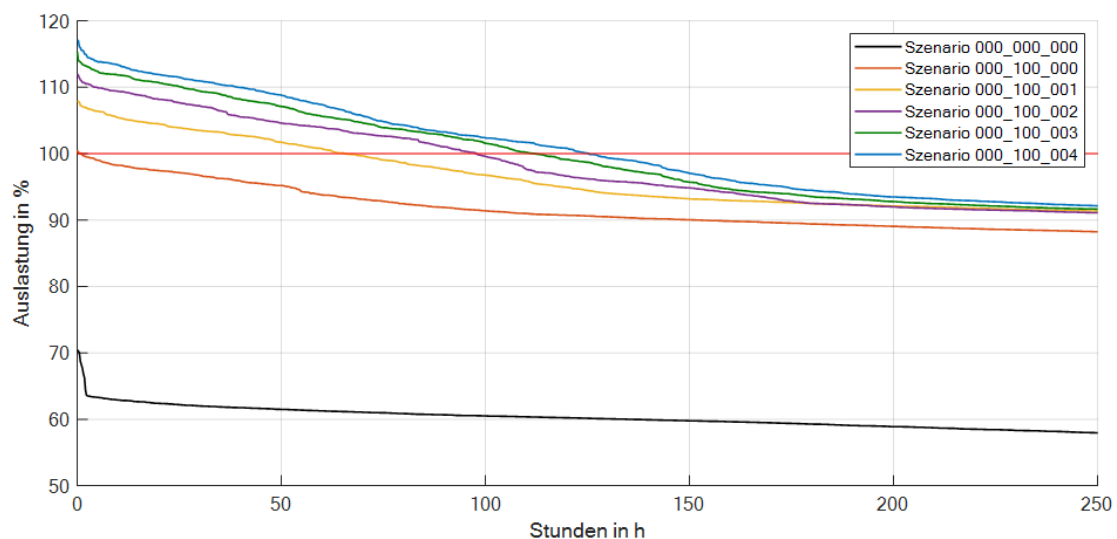


Abbildung 3-16: Dauerlinie: Auslastung 110 kV Transformator - unterschiedliche Ladeleistungen

Abbildung 3-17 zeigt den Ausschnitt der Auslastung der erstellten Jahresdauerlinie für die Leitung LTG1124_005_1 und Abbildung 3-18 für die Leitung LTG1823_005_1. Zur besseren Übersicht werden nur vier der sechs Szenarien abgebildet.

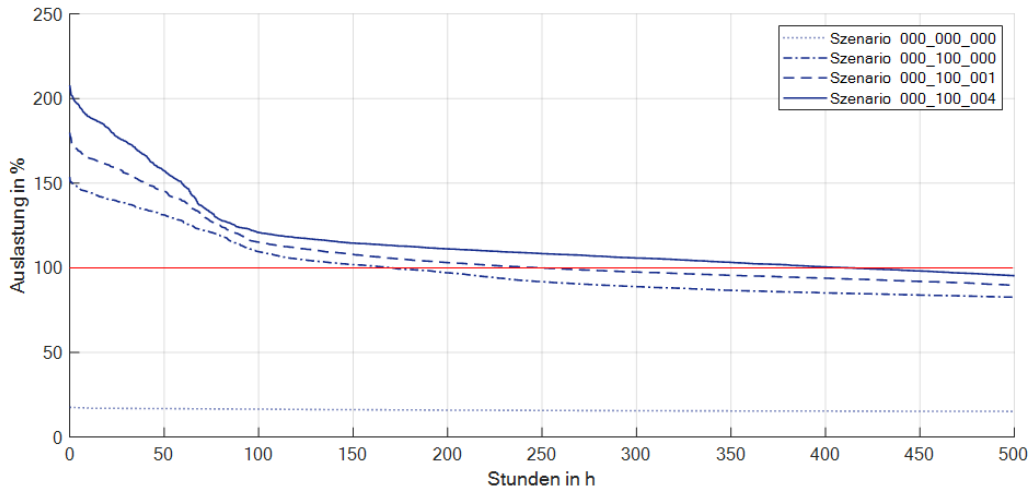


Abbildung 3-17: Dauerlinie: Leitung LGT1124_005_1 - unterschiedliche Ladeleistungen

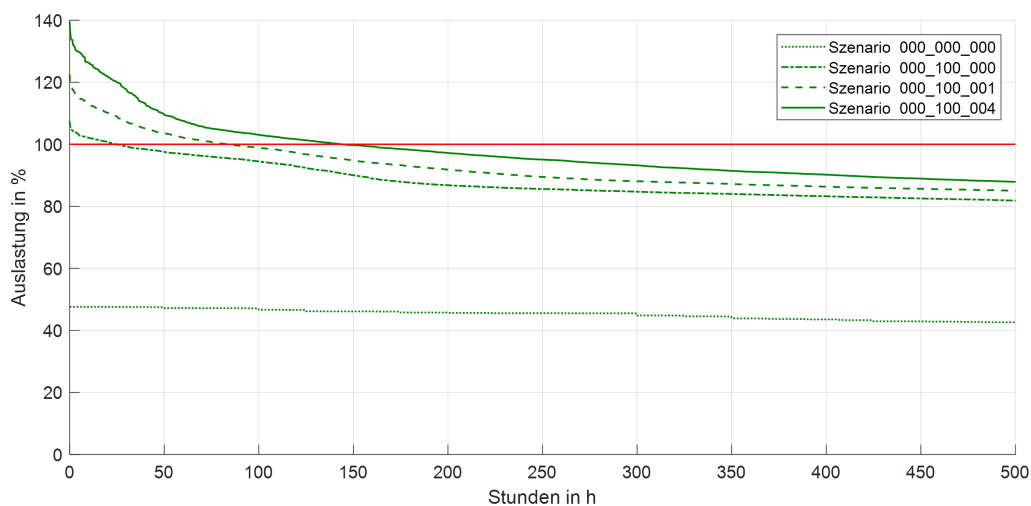


Abbildung 3-18: Dauerlinie: Leitung LGT1823_005_1 - unterschiedliche Ladeleistungen

3.2.5. Auswirkungen auf das Verteilnetz mit steigender Durchdringung PV und konstanter Durchdringung EV

Die anschließend diskutierten Ergebnisse aus den Lastflussberechnungen beziehen sich auf eine Durchdringung von 100 % EV und der Ladeleistung 001 (3,7/11 kW) und dienen der Untersuchung der Möglichkeit zur Netzentlastung durch die Nutzung von PV-Potentialen.

Wie in Abbildung 3-19 zu sehen, werden einerseits die maximalen Leitungsauslastungen durch die Integration von PV-Potentialen in das zellenbasierende Modell erhöht oder bleiben unverändert. Die jeweiligen PV-Potentiale für unterschiedliche Durchdringungen erzeugen teilweise Einspeisespitzen, welche im Vergleich zur Durchdringung von 100 % EV höher sind und daher zu einer höheren maximalen Leitungsauslastung führen. Für den Fall, dass die Einspeisespitze kleiner jener der Lastspitze der Elektromobilität ist, tritt keine Veränderung der maximalen Leitungsauslastung auf. Neben der in Abbildung 3-19 dargestellten Leitungen, zeigen auch alle weiteren im Modell vorhandenen Leitungen keine Reduzierung der maximalen Auslastung, weshalb darauf geschlossen werden kann, dass für jede Zelle eine Verschiebung der Einspeisespitze des PV-Potentials und der Lastspitze der Elektromobilität

vorliegt, dies soll anhand von Abbildung 3-21 veranschaulicht werden. Die Abbildung 3-21 zeigt den Leistungsverlauf des PV-Potentials für 25 % und 50 % Durchdringung, des EV-Bedarfs (100% EV) sowie des Verbrauchs der Zelle 23. Während die PV-Potentiale, wie zu erwarten, vor allem in den Mittagsstunden Leistung erzeugen, wird vor allem in den Abendstunden verstärkt Leistung zum Laden der E-Fahrzeuge benötigt. Abhängig vom jeweiligen Nutzerverhalten der einzelnen Zellen kann dieser Leistungsbedarf in den Abendstunden variieren. Abbildung 3-20 zeigt die minimalen/maximalen Knotenspannungen und weist dieselbe Charakteristik wie die Leitungsauslastung auf.

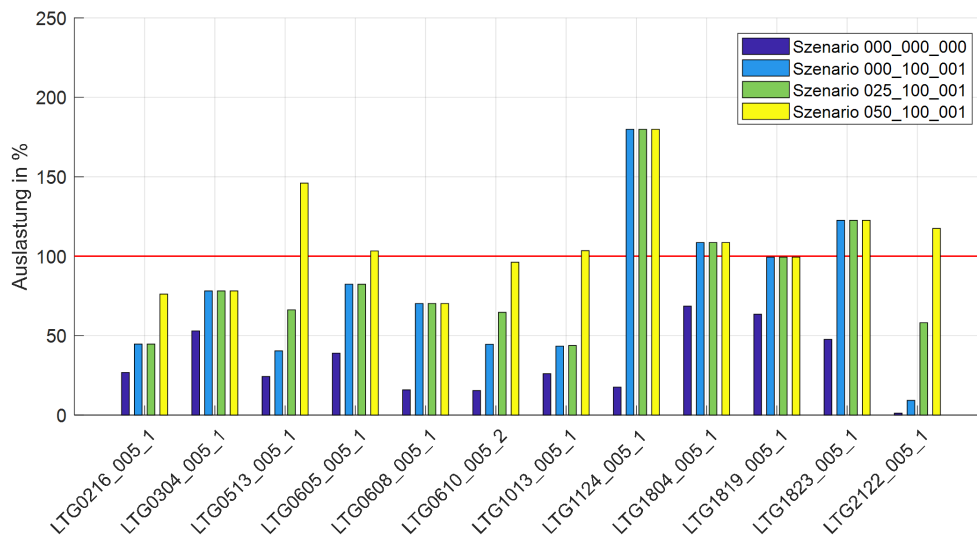


Abbildung 3-19: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen - unterschiedliche Nutzung des PV-Potentials

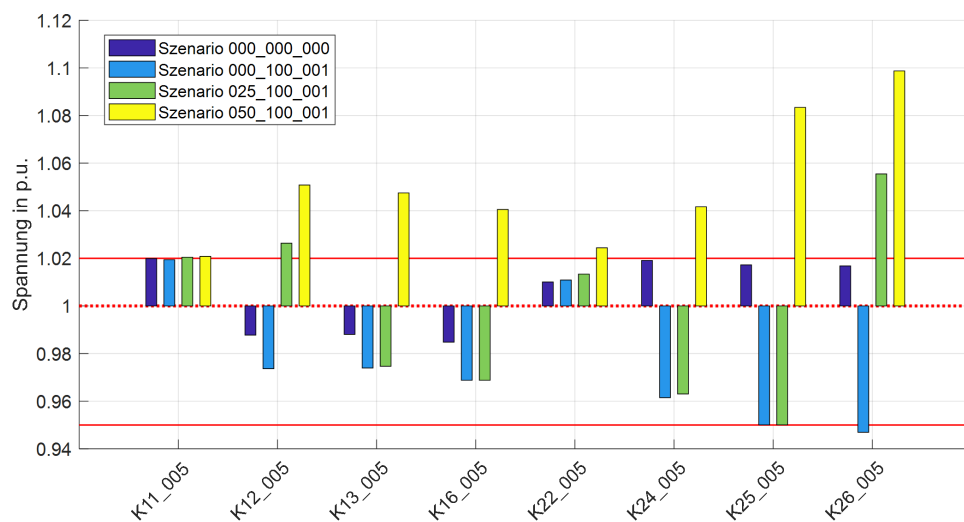


Abbildung 3-20: maximale/minimale Knotenspannung ausgewählter Knoten - unterschiedliche Nutzung des PV-Potentials

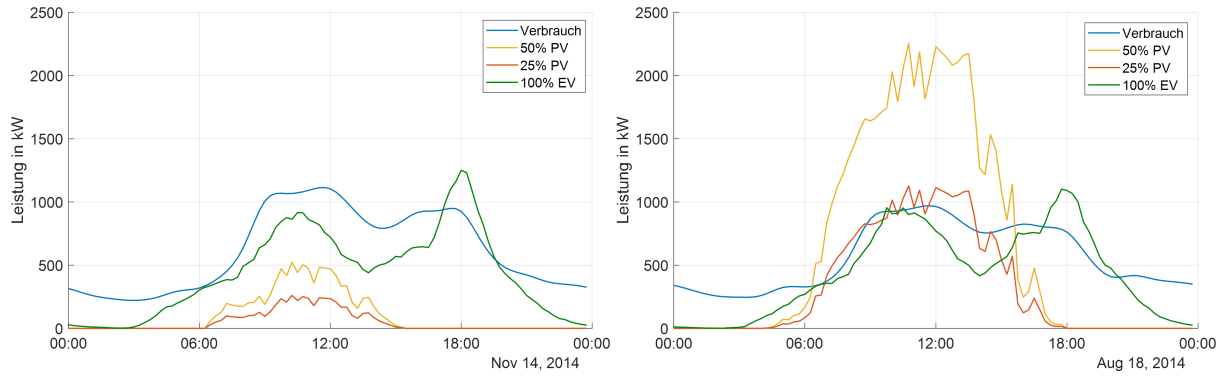


Abbildung 3-21: Leistungsverlauf der Zelle 23 – Links: Wintertag / Rechts: Sommertag

Anhand der Tabelle 3-6, welche die Überladungsdauer ausgewählter Betriebsmittel zeigt, kann eine Reduktion der Dauer mit steigender Nutzung des PV-Potentials für die Leitungen, welche durch den erhöhten Verbrauch der E-Mobilität überlastet werden, aufgezeigt werden.

Szenario	110 kV Transformator	LTG1124_005_1	LTG1823_005_1
000_000_000	0,00 h	0,00 h	0,00 h
000_100_001	65,25 h	249,75 h	84,00 h
025_100_001	65,25 h	170,75 h	52,00 h
050_100_001	65,25 h	175,00 h	49,25 h

Tabelle 3-6: Übersicht: Überladungsdauer ausgewählter Betriebsmittel in Stunden – unterschiedliche Nutzung des PV-Potentials

Wie in Tabelle 3-6 und Abbildung 3-22 erkennbar, kann die Dauer der Überlastung des 110 kV Transformators durch die Nutzung von PV-Potentials nicht reduziert werden, dies ist ebenfalls auf die zeitliche Verschiebung der Spitzenleistungen zurückzuführen. Währenddessen ist eine Reduzierung der Dauer der Leitungsüberlastungen durch eine Nutzung von PV-Potentials möglich, jedoch ebenfalls keine vollständige Vermeidung, siehe Tabelle 3-6 und Abbildung 3-23. Wie in Abbildung 3-21 erkennbar, kann aufgrund der längeren Tage im Sommer auch in den Abendstunden noch Leistung durch PV in das Netz eingespeist werden. Auch wenn diese Einspeisung im Vergleich zur Lastspitze der Elektromobilität gering ist, kann die benötigte Leistung der Zelle verringert und somit das Netz und die Leitung entlastet werden. Zur vollständigen Vermeidung der Überlastungen der Betriebsmittel in den Abendstunden ist es notwendig, Demand-Side-Maßnahmen oder den Einsatz von Speichern in Betracht zu ziehen.

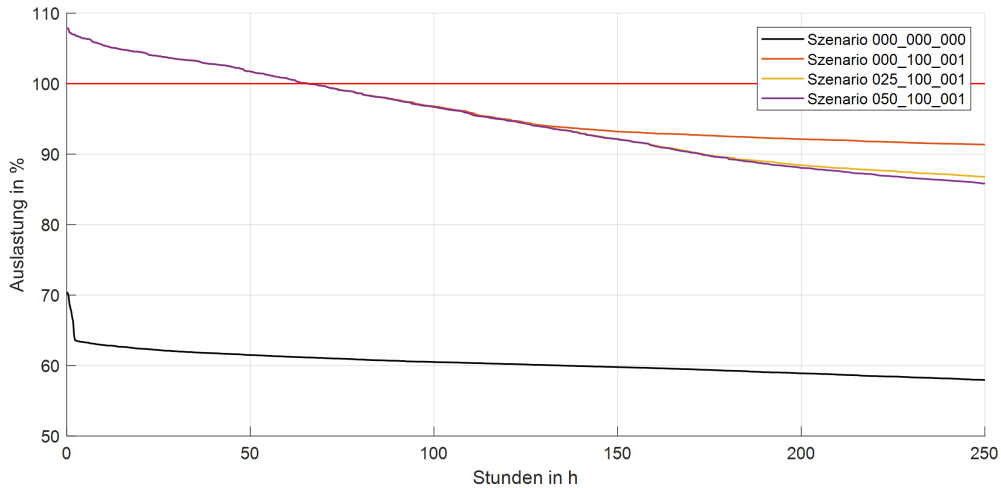


Abbildung 3-22: Dauerlinie: Auslastung 110 kV Transformator - unterschiedliche Nutzung des PV-Potentials

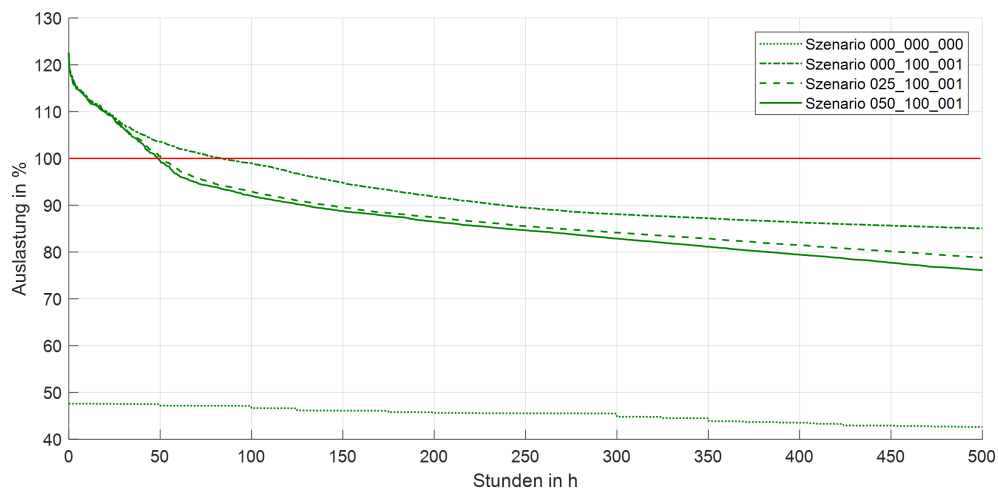


Abbildung 3-23: Dauerlinie: Leitung LTG1823_005_1 - unterschiedliche Nutzung des PV-Potentials

3.2.6. Reduzierung von Netzauswirkungen durch den Einsatz von gesteuertem Laden

Gesteuertes Laden wird für jene Nutzergruppen berücksichtigt, deren durchschnittliche Aufenthaltsdauer größer fünf Stunden ist. Dies gilt für die Nutzergruppen: NG1 Hauptwohnsitze, NG3 Arbeitsstätte - privat, NG4 Arbeitsstätte - dienst und NG5 Ausbildungsstätte. Die für jeden Ladevorgang benötigte Energie innerhalb dieser Nutzergruppen wird über deren Aufenthaltsdauer aufgeteilt. Für jeden Ladevorgang innerhalb dieser Nutzergruppen wird die benötigte Energie gleichmäßig über die zugehörige Aufenthaltsdauer verteilt, dadurch entsteht eine Reduktion der Ladespitzen innerhalb dieser Nutzergruppen. Abbildung 3-24 zeigt den durchschnittlichen Lastverlauf eines Werktages zweier modellierter Ladekurven für die Nutzergruppen NG1 sowie NG3 für den ungesteuerten und gesteuerten Fall. Wie in der Abbildung erkennbar, können die Spitzen für die dargestellten Nutzergruppen und Zellen auf rund 30 % reduziert werden. Diese Abnahme und deren Einfluss auf das synthetische Lastprofil, welches die Summe aller Nutzergruppen je Zelle beinhaltet, kann wiederum sehr unterschiedlich sein und ist abhängig vom jeweiligen Anteil der Nutzergruppe im synthetischen Lastprofil.

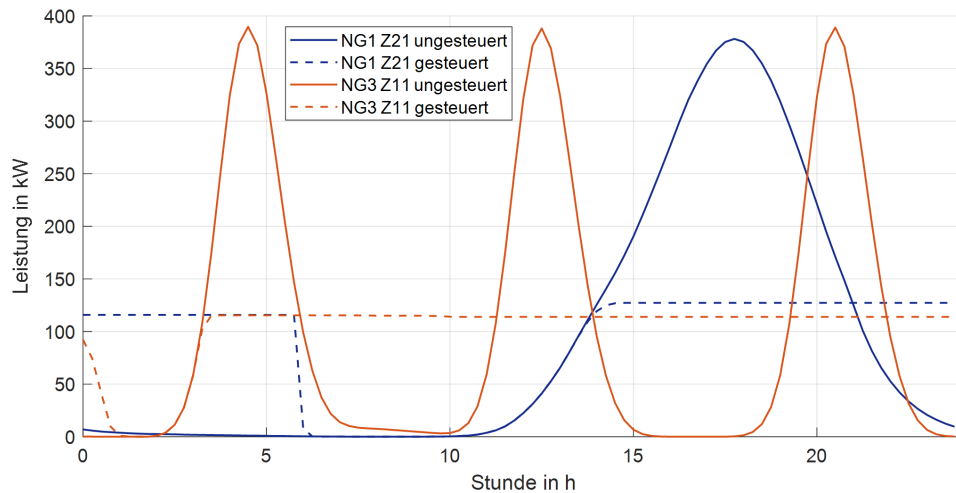


Abbildung 3-24: Beispiel: Lastverlauf E-Mobilität ungesteuertes vs. gesteuertes Laden für NG1 und NG3

Bevor die netztechnischen Berechnungen durchgeführt werden, wird dieser Einfluss näher untersucht, um mögliche negative Auswirkungen, z.B. eine Erhöhung der Leistungsspitze des synthetischen Lastprofils, auszuschließen. Wie in Abbildung 3-25 erkennbar, zeigen auch die synthetischen Lastprofile eine Abnahme der Leistungsspitze für Zelle 13 und Zelle 21. Anhand von Abbildung 3-26 kann jedoch aufgezeigt werden, dass es durch die Maßnahme von gesteuertem Laden einzelner Nutzergruppen auch zu Verschiebungen bzw. Erhöhungen von Leistungsspitzen kommen kann. Dieses Ergebnis muss in den nachfolgenden netztechnischen Berechnungen berücksichtigt werden.

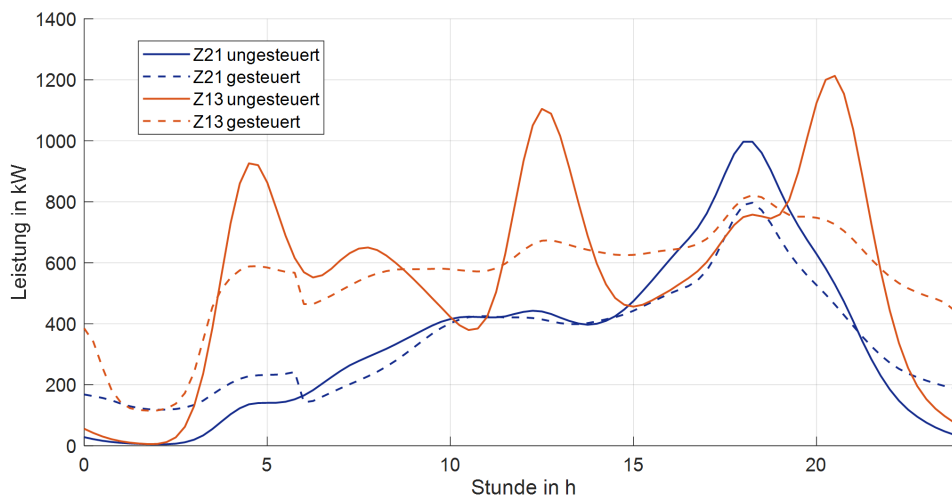


Abbildung 3-25: Lastverlauf E-Mobilität ungesteuert vs. gesteuertes Laden – Zelle 13 und 21

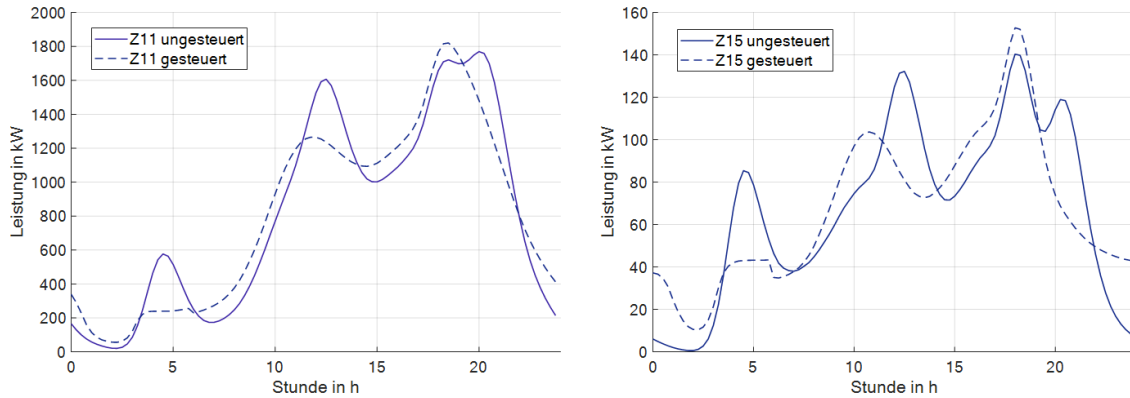


Abbildung 3-26: Lastverlauf E-Mobilität ungesteuert vs. gesteuertes Laden – Links: Zelle 11 und Rechts: Zelle 15

Tabelle 3-7 zeigt die Gegenüberstellung der Anzahl der Knoten und Leitungen, welche Grenzen überschreiten, für eine Durchdringung von 100 % EV bei unterschiedlichen Ladeleistung sowie Nutzung von PV-Potentialen. Während bei der Ladeleistung 002 (11/22 kW) eine Leitung weniger überlastet ist, verletzt bei gesteuertem Laden ein Knoten mehr das Spannungsband. Abbildung 3-27 zeigt die maximale/minimale Knotenspannung jener Knoten die mind. einmal das Spannungsband für die Ladeleistung 001 (3,7/11 kW) verletzen. Der Spannungsabfall für den Knoten K26_005 nimmt für gesteuertes Laden ohne Integration von PV-Potentialen ab, weshalb das Spannungsband eingehalten werden kann. Für den Fall von ungesteuertem Laden und einer Nutzung von 25 % PV entspricht der größte Spannungsabfall wieder jenem Wert ohne Nutzung des PV-Potentials. Durch die Maßnahme des gesteuerten Ladens können, wie in Abbildung 3-25 gezeigt, Leistungsspitzen reduziert werden, welche für diesen Zeitpunkt zum Sinken des Lastbedarfs der Zelle führen. Für eine Nutzung des PV-Potentials kann dieser sinkende Leistungsbedarf zu einer erhöhten Einspeisespitze führen, welche einen Anstieg der Spannung im Knoten verursacht. Dieser Spannungsanstieg führt in zwei der betrachteten Szenarien aus Tabelle 3-7 zur Überschreitung des Spannungsbandes in einem Knoten, welcher im Falle von ungesteuertem Laden die Grenzen einhalten könnte.

		Leitungen 005		Knoten 005	
		ungesteuert	gesteuert	ungesteuert	gesteuert
PV 000	_000	2	2	0	0
	_001	3	3	1	0
	_002	4	3	2	2
	_003	4	4	2	2
	_004	4	4	2	2
PV 025	_000	2	2	4	4
	_001	3	3	3	4
	_002	4	3	4	4
	_003	4	4	4	4
	_004	4	4	4	4
PV 050	_000	6	6	8	8
	_001	7	7	8	8
	_002	8	7	8	8
	_003	8	8	7	8
	_004	8	8	7	7

Tabelle 3-7: Übersicht – Anzahl Knoten und Leitungen, welche Grenzen überschreiten – Szenarien ungesteuertes vs. gesteuertes Laden bei einer Durchdringung von 100% EV

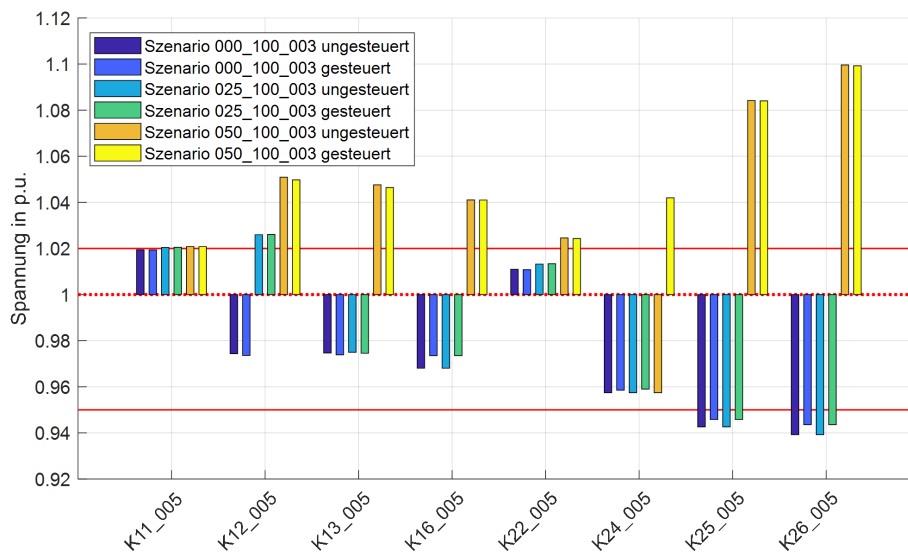


Abbildung 3-27: maximale/minimale Knotenspannung ausgewählter Knoten – ungesteuertes vs. gesteuertes Laden

Abbildung 3-28 zeigt für unterschiedliche Ladeleistungen bei einer Durchdringung von 100% EV und keine Nutzung des PV-Potentials die maximalen Leitungsauslastungen ausgewählter Leitungen. Der Vergleich zeigt, dass durch den Einsatz von gesteuertem Laden, der Wert der maximalen Auslastung sinkt oder annähernd konstant bleibt. Der Wert der maximalen Auslastung einer Leitung kann zum einen aufgrund einer Ring- sowie Maschentopologie des Netzes konstant bleiben, und zum anderen aufgrund des geringen Einflusses des gesteuerten Ladens auf das Summenlastprofil. Die Leitung LTG1823_005_1 zeigt für keine der dargestellten Szenarien in Abbildung 3-28 einen Einfluss bei gesteuertem Laden, da die Zelle 23, welche nur mit Zelle 18 verbunden ist, zu 85 % von der Nutzergruppe NG7 (Einkauf) beeinflusst wird und diese kein gesteuertes Laden berücksichtigt.

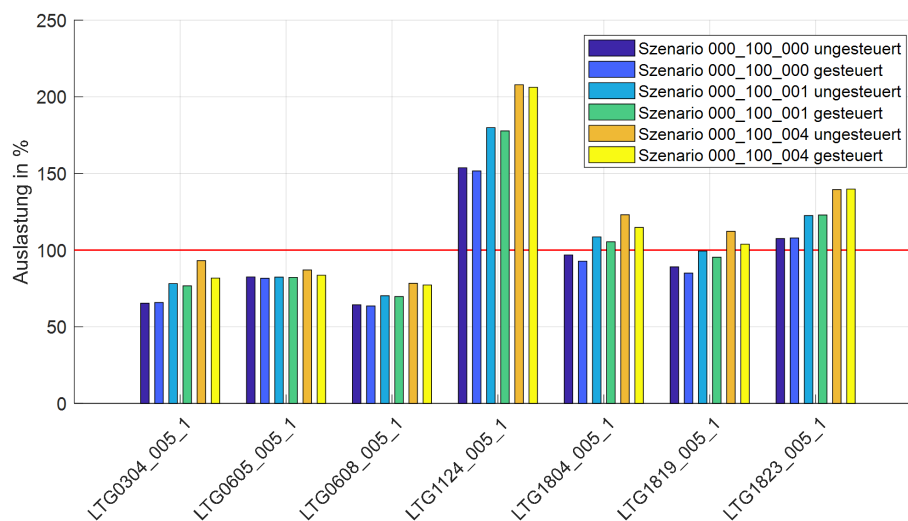


Abbildung 3-28: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen – ungesteuertes vs. gesteuertes Laden

Neben der Reduktion des Wertes der maximalen Auslastung der Betriebsmittel, kann auch die Überladungsdauer durch gesteuertes Laden reduziert werden, wie für ausgewählte Betriebsmittel in Tabelle 3-8 dargestellt. Diese Reduktion der Überladungsdauer soll anhand des 110 kV Transformators für unterschiedliche Ladeleistungen in Abbildung 3-29 veranschaulicht werden.

Szenario		110 kV Transformator	LTG1124_005_1	LTG1823_005_1
000_000_000	-	0,00 h	0,00 h	0,00 h
000_100_000	ungesteuert	1,00 h	170,25 h	24,75 h
000_100_000	gesteuert	0,00 h	167,25	28,50 h
000_100_001	ungesteuert	65,25 h	249,75 h	84,00 h
000_100_001	gesteuert	43,25 h	225,50 h	89,50 h
000_100_004	ungesteuert	125,75 h	412,25 h	144,00 h
000_100_004	gesteuert	102,75 h	388,00 h	207,75 h

Tabelle 3-8: Übersicht: Überladungsdauer ausgewählter Betriebsmittel in Stunden – ungesteuertes vs. gesteuertes Laden

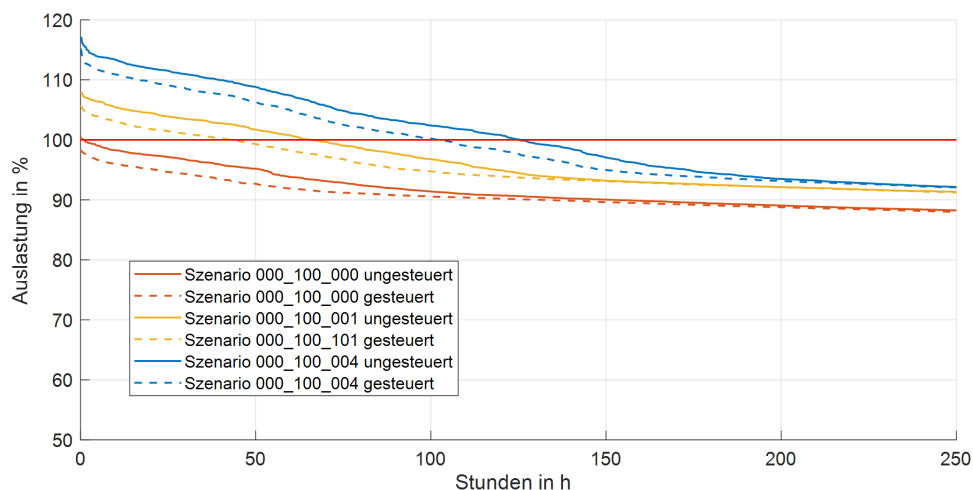


Abbildung 3-29: Dauerlinie: Auslastung 110 kV Transformator – ungesteuertes vs. gesteuertes Laden

Durch gesteuertes Laden (für jene Nutzergruppen mit einer durchschnittlichen Aufenthaltsdauer größer fünf Stunden) können Überlastungen reduziert, jedoch nicht vermieden werden. Um Ladespitzen und die damit verbundenen Überlastungen zu vermeiden, wird es daher notwendig sein, neben dem gesteuerten Laden auch jenen Nutzergruppen mit kurzer Aufenthaltsdauer Anreize zu bieten, mit geringer Ladeleistung zu laden (z.B. Laden im Shoppingcenter).

Eine Integration von PV-Potentialen unter der Berücksichtigung von gesteuertem Laden führt zur weiteren Reduktion der Überlastungsdauer, die Höhe der maximalen Auslastung sowie die Anzahl der betroffenen Betriebsmittel kann jedoch nicht weiter reduziert werden. Wie in Tabelle 3-9 zu sehen, nimmt die maximale Autarkie mit einer Durchdringung von 100 % EV bezogen auf das Szenario 000_000_000 (Status Quo) ab. Durch die Nutzung von gesteuertem Laden nimmt die maximale Autarkie weiter ab und steigt wieder durch die Integration von PV-Potentialen. Bei einer Durchdringung von 50 % des PV-Potentials steigt der Wert der maximalen Autarkie von 1,948 (Szenario 000_000_000) auf 3,179 (Szenario 050_100_001 ungesteuert). Durch gesteuertes Laden kann die Autarkie dieses Szenarios auf 3,188 angehoben werden. An dieser Stelle sei noch einmal erwähnt, dass für das gesteuerte Laden nur jene Nutzergruppen berücksichtigt werden, welche eine durchschnittliche Aufenthaltsdauer größer fünf Stunden aufweisen. Des Weiteren wird die benötigte Ladeenergie jedes Ladevorganges über deren Aufenthaltsdauer verteilt, wodurch z.B. für NG1 Hauptwohnsitze keine Verschiebung der Ladevorgänge in die Mittagsstunden stattfindet, sondern das Laden der E-Fahrzeuge gleichmäßig über die Nacht verteilt wird.

Szenario	000_000_000	000_100_001	000_100_001	050_100_001	050_100_101
	-	ungesteuert	gesteuert	ungesteuert	gesteuert
Maximale Autarkie	1,948	1,604	1,511	3,179	3,188
Minimale Autarkie	0,108	0,078	0,078	0,079	0,081

Tabelle 3-9: Vergleich maximale/minimale Autarkie der Stadt Leoben – ungesteuertes vs. gesteuertes Laden

3.2.7. Reduzierung von Netzauswirkungen durch den Einsatz von Speichern

Nach der Identifizierung des erforderlichen Netzausbaus werden stationäre Speicher an strategischen Punkten in das zellenbasierende Modell integriert, welche „netzdienlich“ geladen bzw. entladen werden und als Tagesspeicher dienen. Dies bedeutet, dass die Speicher so ausgelegt sind, um die verursachten Überlastungen der E-Mobilität bzw. der PV-Potentiale zu vermeiden. Tritt keine Überlastung am betreffenden Tag auf, werden PV-Überschüsse der jeweiligen Zelle geladen und in den Abendstunden zur Netzentlastung genutzt. Für den Fall einer Überlastung an einem Tag und nicht ausreichender Energiemenge werden Überschüsse der PV-Erzeugung aus den Nachbarzellen genutzt, um den Speicher weiter aufzuladen. Da vor allem im Winter bei geringer PV-Erzeugung die Eigendeckung der betreffenden Zellen oft kleiner 1 und kaum oder keine überschüssige PV-Erzeugung vorhanden ist, wird an solchen Tagen der erzeugte PV-Strom direkt geladen, um spätere Leistungsspitzen der E-Mobilität zu versorgen.

Bei der anschließenden Analyse wird als Ausgangsszenario das Szenario 050_100_001 herangezogen. In dieses Szenario werden sechs stationäre Speicher mit in Summe 36 MWh an strategischen Punkten in das zellenbasierende Modell integriert. Abbildung 3-30 zeigt die maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen für das betrachtete Szenario mit und ohne Speicher. Der Vergleich zeigt für den Großteil der Leitungen eine Reduktion der maximalen Auslastung, jedoch keine Vermeidung aller Überlastungen.

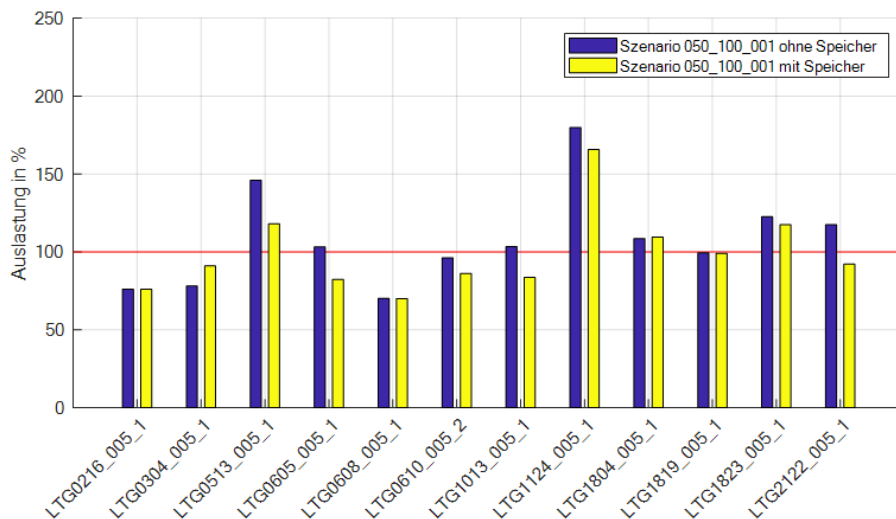


Abbildung 3-30: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen – Speicher

Tabelle 3-10 und Abbildung 3-31 zeigen die Reduktion der Überladungsdauer des 110 kV Transformators sowie der Leitungen LTG1124_005_1 und LTG1823_005_1. Da keine vollständige Vermeidung von Überlastungen möglich ist, wird in einem nächsten Schritt am Beispiel der Zelle 24 und LTG1124_005_1 nach den Ursachen gesucht. Des Weiteren wird angedacht, die Speicherleistung für das Laden und Entladen des Speichers sowie die Speicherkapazität zu erhöhen.

Szenario		110 kV Transformator	LTG1124_005_1	LTG1823_005_1
000_000_000	-	0,00 h	0,00 h	0,00 h
050_100_001	ohne Speicher	65,25 h	175,00 h	49,25 h
050_100_001	mit Speicher	39,75 h	106,00 h	33,50 h

Tabelle 3-10: Übersicht: Überlasterdauer ausgewählter Betriebsmittel in Stunden – mit und ohne Speicher

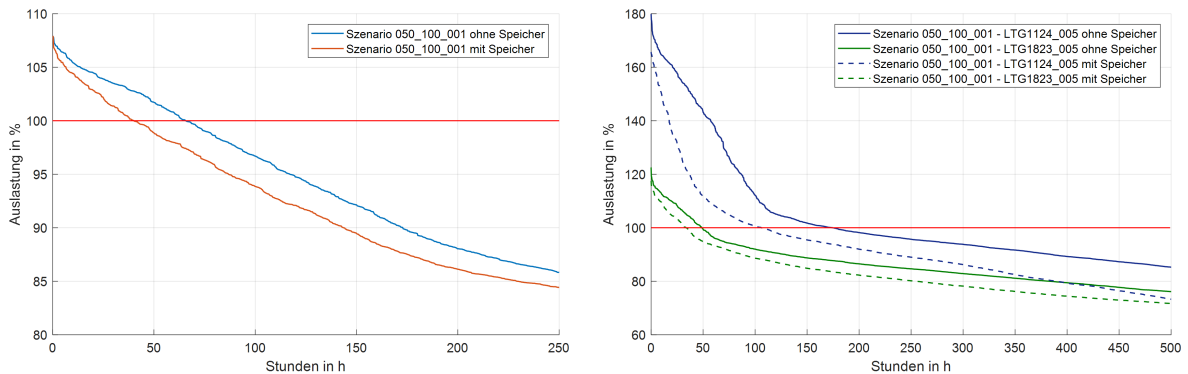


Abbildung 3-31: Dauerlinie: Auslastung 110 kV Transformator (links) und Leitung LTG1124_005_1 & LTG1823_005_1 (rechts) – mit und ohne Speicher

Die zeitliche Identifizierung der Überlastungen zeigt, dass diese vorwiegend an Samstagen auftreten. Basierend auf dieser Erkenntnis wird das synthetische Lastprofil der Zelle 24 für die durchschnittliche Leistung der unterschiedlichen Wochentage betrachtet, siehe Abbildung 3-32. Während für Nutzergruppen wie NG3 Arbeitsstätte - privat und NG5 Ausbildungsstätte an Samstagen die Anzahl der zurückgelegten Wegstrecken abnimmt, verdoppelt die Nutzergruppe NG7 Einkaufsmöglichkeiten ihre Anzahl. Wie in Abbildung 3-32 zu sehen, führt die Dominanz dieser Nutzergruppe in der Zelle 24 jedoch zu einem Anstieg der maximalen Leistung um rund 1100 kW. Dieser Anstieg verursacht wiederum die Überlastung der Leitung LTG1124_005_1 unabhängig vom betrachteten Szenario.

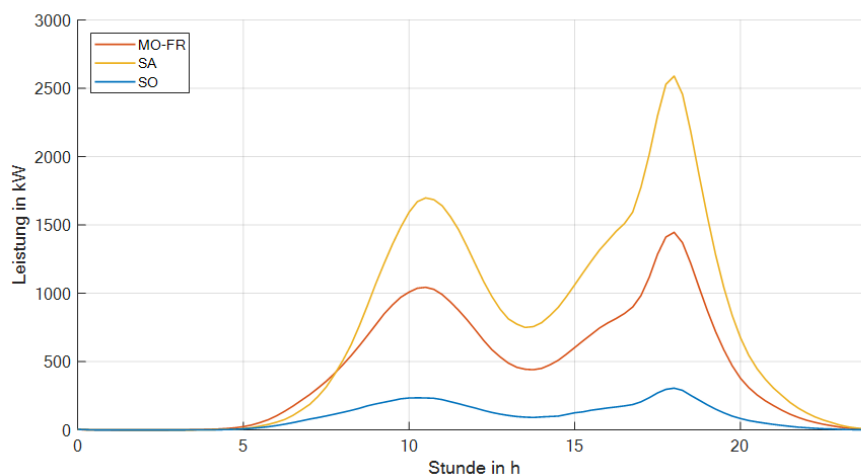


Abbildung 3-32: durchschnittlicher Lastverlauf der E-Mobilität Zelle 24

Der Großteil der noch bestehenden Überlastungen könnte auch durch Erhöhung der Speicherleistung und Speicherkapazität nicht vermieden werden. An diesen Tagen ist aufgrund des schlechten Wetters die Erzeugung der PV-Potentiale so gering, dass die gespeicherte Energiemenge nicht ausreicht, um die Leistungsspitze vollständig zu decken.

Durch den Einsatz der Speicher treten erneut Überlastungen zu Zeitpunkten auf, an denen Überlastungen für das Szenario 000_100_001 aufgetreten sind und die durch eine Durchdringung der PV-Potentiale von 50 % vermieden werden konnten. Die Ursache hierfür liegt darin, dass zur Deckung der Leistungsspitze der EV in den Abendstunden, die erzeugte PV-Leistung direkt gespeichert und nicht zur Deckung des aktuellen Verbrauchs der EV genutzt wird.

Tabelle 3-11 zeigt die Auslastung der Leitung LTG1124_005_1 für zwei unterschiedliche Zeitpunkte und drei Szenarien als Beispiel der oben genannten Ursachen der noch bestehenden Überlastungen. Neben jenem Szenario ohne PV werden die beiden Szenarien mit einer Durchdringung von 50 % PV mit und ohne Speicher dargestellt. Bei der Überlastung am 26.04.2014 18:00 kann nicht ausreichend Energie geladen werden, um die Leistungsspitze der EV zu decken und am 01.02.2014 10:45 wird die benötigte Leistung zur Vermeidung der Überlastung anstatt zur Versorgung der Elektromobilität zur Ladung des Speichers genutzt.

	Szenario 000_100_001	Szenario 050_100_001 o. SP	Szenario 050_100_001 m. SP
SA 26.04.2014 18:00:00	165,71 %	165,69 %	165,69 %
SA 01.02.2014 10:45:00	113,15 %	63,14 %	151,23 %

Tabelle 3-11: Vergleich Auslastung der Leitung LTG1124_005_1 für unterschiedliche Szenarien

3.3. Schicht „Geschäftsmodell und -prozesse“

3.3.1. Geschäftsmodell 1

Beschreibung des Geschäftsmodelles und der Beteiligten

Dieses Geschäftsmodell geht davon aus, dass die Informationen aus dem Netz vorhanden sind. Der Energielieferant stellt nur die nötige Software zur Verfügung. Der nötige Datenaustausch zwischen Energielieferanten und Verteilnetzbetreiber findet statt.

Bei diesem Geschäftsmodell gibt es folgende Beteiligte:

- Verteilnetzbetreiber
- Kunde (Elektrofahrzeugbesitzer)
- Energielieferant

Es wird davon ausgegangen, dass die Ladestation als unterbrechbarer Verbraucher so integriert ist, dass sie laut Vorgaben lädt. Dies bedeutet, dass zum einen mit gedrosselter Leistung geladen wird und zum anderen der Ladezeitpunkt innerhalb eines gewissen Zeitfensters variieren kann.

Für den Kunden muss es die Möglichkeit geben, bei Bedarf sofort mit erhöhter Ladeleistung laden zu können, entweder durch eine App, einen Knopfdruck o.Ä.

Produkt- und Leistungsangebot: Für die Umsetzung des Geschäftsmodell 1 wird eine entsprechende IKT (Steuerungsgeräte), Steuerungsoptionen und ein Steuerungsdatendienst benötigt. In Bezug auf die vier Ebenen der IKT-Basisinfrastruktur bedarf es im Kundenbereich an Empfängern und Akteuren (Ladestation), die auf die Signale des VNB (Verteilnetzbetreiber) bzw. Energielieferanten reagieren und einen entsprechenden Zähler.

Der VNB ist dafür verantwortlich, die nötigen Informationen aus dem Netz zu erfassen, ein IKT-Übertragungsnetz (Sendemanagementsystem) mit entsprechenden Sendern und einem Datenbanksystem zum Sammeln der Daten zur Verfügung zu stellen. Welche Art von Kommunikation für das IKT-Übertragungsnetz verwendet wird, ist dem VNB überlassen.

Der Energielieferant ermöglicht dem Kunden durch sein Angebot netzunterstützend zu laden. Durch das unterbrechbare Laden fallen niedrigere Systemnutzungsentgelte an.

Stimmt der Kunde zu, sein Elektrofahrzeug als unterbrechbaren Verbraucher ins Netz zu integrieren, kann dieser Befehle vom VNB (Reagieren auf die Netzsituation) und vom Energielieferanten (Berücksichtigen seines Fahrplanes) erhalten, wobei Befehle des VNB Vorrang gegenüber den Befehlen des Energielieferanten haben.

Außerdem sind Regelungen für die Dauer und Häufigkeit von Unterbrechungen vorzunehmen und diese evtl. zeitlich zu begrenzen. Zudem muss dem Kunden ein Tool zur Verfügung stehen, über welches dieser festlegen kann, wann und wie sein E-Fahrzeug verwendet wird. Dadurch lässt sich das Zeitfenster ermitteln, innerhalb dessen auf das EV regelnd zugegriffen werden kann. Dieses Tool muss auch die Möglichkeit des sofortigen Ladens mit erhöhter Ladeleistung beinhalten. Die Erfassung erfolgt entweder vom Energielieferanten oder vom VNB und wird im Sendemanagement berücksichtigt. Sollte diese Option gewählt werden, fallen höhere Netzgebühren und eventuell auch höhere Energiepreise für diesen Zeitraum an.

Kundensegment: Das Angebot richtet sich an private Hausbesitzer, die ein EV und eine geeignete Lademöglichkeit besitzen. Es soll außerdem dazu animieren, das EV netzfreundlich zu integrieren, damit steuernd eingegriffen werden kann. Da Elektromobilität nach wie vor nicht am Massenmarkt angekommen ist, werden hauptsächlich Early Adopters angesprochen, die sich für Umweltthemen interessieren und Interesse und Freude an der Technologie haben.

Geschäftsprozess

Der **Geschäftsprozess** besteht im Grunde genommen aus drei wesentlichen Prozessbausteinen: Registrierung, Ladevorgang und Abrechnung. Durch das Laden im Eigenheim und dem damit eindeutig zuordenbaren Zählpunkt entfällt die Authentifizierung.

Prozessablauf: Der VNB ist für das Engpassmanagement in seinem Netzgebiet zuständig und muss zunächst die nötige IKT-Infrastruktur aufbauen, die es ermöglicht, leistungsgedrosselt und zeitversetzt zu laden. Dies beinhaltet ein Sendemanagement, Empfänger und Informationen über den Netzzustand. Dies ist die Voraussetzung, dass der Kunde überhaupt netzgesteuert laden kann. Auf das Sendemanagement haben VNB und das EVU Zugriff, wobei die Befehle des VNB vorrangig

berücksichtigt werden. Somit kann der VNB Laststufendienste übertragen und das EVU Kostenstufendienste, welche im Zuge einer kostenoptimierten Ladung berücksichtigt werden können.

Tarife für das Lademanagement werden erstellt und ein Angebot durch das EVU formuliert. Das EVU nimmt die Anmeldedaten des Elektrofahrzeugbesitzers entgegen, der sein Fahrzeug netzunterstützend laden will, informiert ihn über die benötigten Komponenten und verweist ihn bei Bedarf an einen entsprechenden Installationsbetrieb. Der Kunde ist für die Installation einer geeigneten Ladeeinrichtung zuständig. Danach gibt das EVU die Kundendaten an den VNB weiter.

Der VNB nimmt die freiwilligen Anmeldungen und Daten von Elektrofahrzeugbesitzer entgegen, überprüft, ob beim EV-Besitzer alle technischen Voraussetzungen erfüllt sind und stattet ihn mit weiteren nötigen Informations- und Kommunikationskomponenten (z.B. Empfänger) aus. Der VNB informiert das EVU über die Integration des Kunden als intelligenten Verbraucher und integriert den Kunden in seinem Ladesteuerungsmanagementsystem. Das EVU erstellt ein Kundenkonto und fügt den Kunden ebenfalls in seinem Kundenmanagementsystem hinzu.

Der VNB erstellt einen Laststufenplan für das Laden der E-Fahrzeuge am kommenden Tag aufgrund von Informationen im Netz, Prognosen und Lastflusssimulationen. Der VNB übergibt die Daten an das Sendemanagementsystem.

Falls ein dynamischer Tarif von Seiten des EVU angewandt wird, wird ein Kostenstufenplan erstellt und ebenfalls an das Sendemanagement weitergegeben. VNB kann auch auf Gleichzeitigkeitseffekte durch marktpreisgetriebenes Laden von E-Fahrzeugen, sollten dynamische Tarife angewandt werden, oder aufgrund anderer Netzbedingungen durch kurzfristige Ladesteuerung reagieren.

Der Empfänger beim Kunden gibt die Informationen des VNB und EVU an den Akteur weiter. Das EV wird aufgrund der Informationen entsprechend geladen. Ein Messgerät zeichnet die Ladevorgänge auf.

Der VNB liest die Messwerte aus und kontrolliert die Einhaltung des Laststufenplans.

Messwerte werden vom VNB an das EVU weitergegeben. Das EVU nimmt die Abrechnung vor und versendet eine Rechnung an den Kunden. Der Kunde erhält die Rechnung und begleicht diese. Im Zuge der Abrechnung wird auch die Verrechnung der SNE (Systemnutzungsentgelt) und Steuern und Abgaben berücksichtigt.

Abbildung 3-33 zeigt, wer welche Aufgaben übernimmt und wie der Daten- und Informationsfluss unter den Beteiligten aussieht:

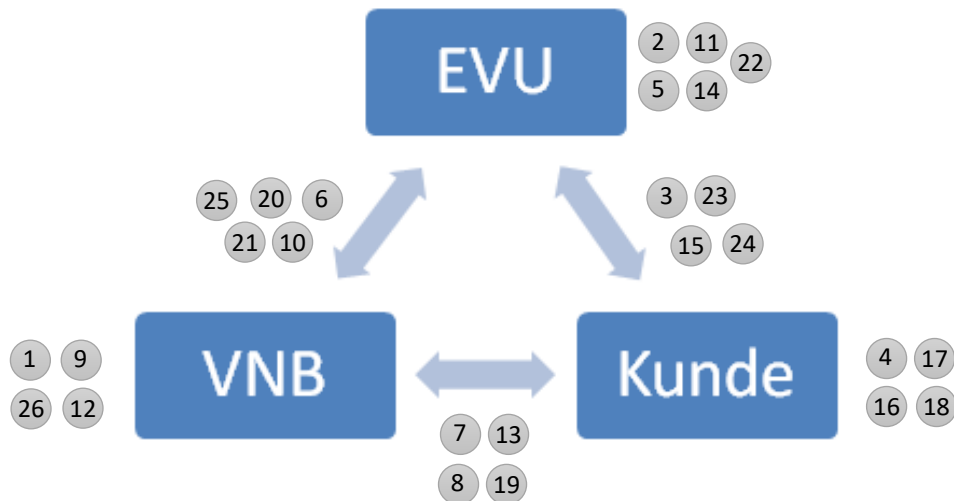


Abbildung 3-33: Prozessablauf leistungsgedrosseltes und zeitversetztes Laden

Die folgenden Schritte fallen nur bei der erstmaligen Inanspruchnahme des Angebots des EVU durch den Kunden an und beschreiben den Prozessbaustein der Registrierung:

1. VNB stellt nötige Infrastruktur zur Verfügung
2. EVU erstellt Angebot
3. Kunde meldet sich bei EVU und nimmt Angebot in Anspruch
4. Kunde stellt geeignete Lademöglichkeit zur Verfügung
5. EVU erfasst Kundendaten
6. EVU gibt Daten an VNB weiter
7. VNB überprüft Eignung des Kunden
8. Bei Eignung integriert VNB Kunden als intelligenten Verbraucher (Installation weiterer nötiger Kommunikationskomponenten z.B. Empfänger)
9. Erfassung des Kunden im Ladesteuerungsmanagement des VNB
10. VNB informiert EVU über Eignung des Kunden
11. EVU erstellt Kundenkonto und fügt Kunden zum Kundenmanagementsystem hinzu

Die folgenden Schritte fallen laufend im Zusammenhang mit dem Betrieb an und umfassen den Ladevorgang:

12. VNB erstellt Laststufenplan für kommenden Tag
13. Übergabe des Laststufenplans an Sendemanagementsystem
14. bei dynamischen Tarife: EVU erstellt Kostenstufenplan
15. Übergabe des Kostenstufenplans an Sendemanagementsystem
16. Empfänger beim Kunden gibt Information an Akteur weiter
17. EV lädt anhand der Vorgaben
18. Messgerät zeichnet Ladevorgänge auf

19. VNB kontrolliert Einhaltung des Laststufenplans und liest Messwerte aus
20. VNB übermittelt Messwerte an EVU

Folgende Schritte fallen im Zuge der Abrechnung an:

21. VNB ermittelt Systemnutzungsentgelte, Ökostrompauschale und stellt Rechnung an EVU
22. EVU weist Messwerte entsprechendem Kundenkonto zu
23. EVU nimmt Abrechnung (inkl. Ermittlung der Beträge für Steuern und Abgaben) vor und erstellt Rechnung an Kunden
24. Kunde begleicht Rechnung des EVU
25. EVU begleicht Rechnung des VNB und führt Steuern und Abgaben an die entsprechende Stelle ab
26. VNB führt Steuern und Abgaben an die entsprechende Stelle ab

Ist der Kunde einmal beim VNB als intelligenter Verbraucher erfasst und es kommt zu einem Lieferantenwechsel, entfallen die Prozessschritte 7 bis 9.

Finanzielle Betrachtung

Im Rahmen der finanziellen Betrachtung der aktuellen Situation wird zwischen zwei Fällen unterschieden. Entweder wird die Ladestation an denselben Zählpunkt (ZP) wie der Haushalt angeschlossen oder die Ladestation erhält einen eigenen Zählpunkt. Ist kein zweiter Zählpunkt vorhanden, wirkt das EV als zusätzlicher Verbraucher bzw. Belastung für das Netz. Durch das Vorhandensein eines zweiten Zählpunktes kann für diesen Zählpunkt ein anderer Tarif gewählt werden und zum anderen kann das EV einen unterbrechbaren Verbraucher darstellen. Für diesen Fall wird ein Doppeltarifzähler als zweiter ZP gewählt und somit auch ein Tarif mit Hoch- und Niedertarifzeiten. Ist die Ladeleistung z.B. mit 3,7 kW begrenzt, ist dies eine bedingte Erleichterung für das Netz. Durch Nutzung dieses Tarifes kann jedoch nicht auf die zeitliche Steuerung des Ladens eingegangen werden. Aufgrund der heutigen Tarifzeiten kann kostenoptimiertes Laden dennoch zu Lastspitzen aufgrund der Umschaltung um 22:00 Uhr von Hoch- auf Niedertarif führen, da schlagartig alle Kunden, welche diesen Tarif gewählt haben, gleichzeitig zu laden beginnen. Des Weiteren besteht für den Kunden keine Möglichkeit, bei Bedarf mit erhöhter Leistung zu laden.

Abbildung 3-34 zeigt die zusätzlichen Verbrauchskosten (inkl. Netzentgelten, Abgaben und Steuern), die für das EV beim Laden zuhause mit und ohne zweiten Zählpunkt anfallen:

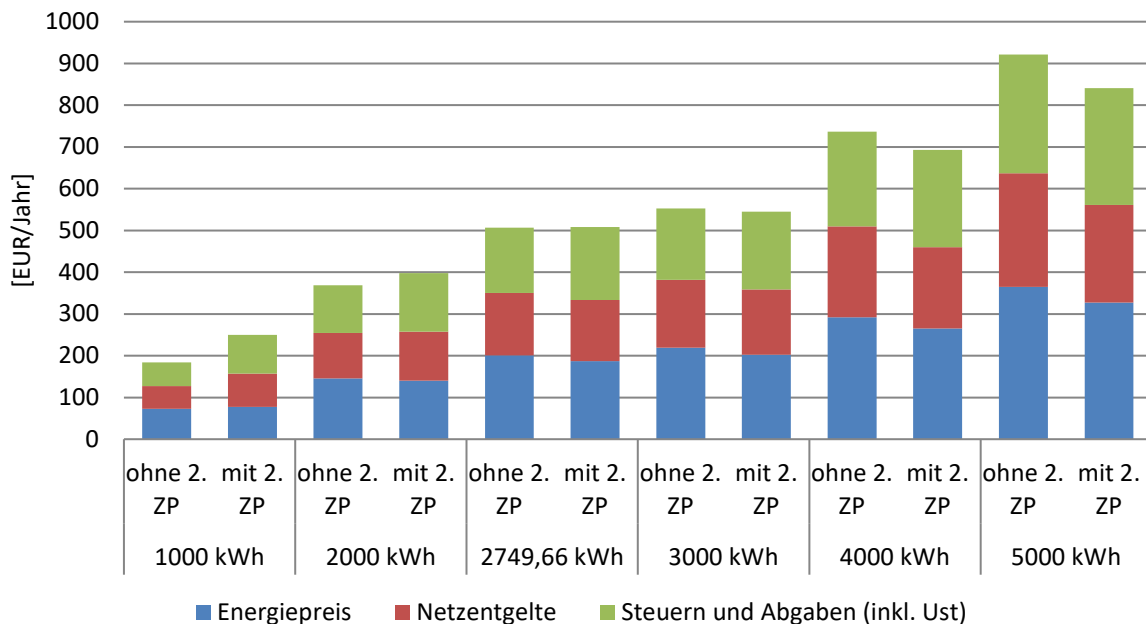


Abbildung 3-34: Jährliche Zusatzkosten EV mit und ohne zweiten Zählpunkt beim Laden zuhause

Für die Berechnung beider Fälle wird der Tarif „100% Naturstrom – regionale Energie für Umweltbewusste“ verwendet. Für den Doppeltarifzähler als zweiten ZP werden die Systemnutzungsentgelte für einen unterbrechbaren Verbraucher mit den vorgegebenen Tarifzeiten (Hochtarifzeit von 6:00 bis 22:00 Uhr und Niedertarifzeit von 22:00 bis 6:00 Uhr) herangezogen. Die Energiemenge 2.749,66 kWh/Jahr stammt aus dem Flottentest 1, der sich durch die Hochrechnung der gemessenen Ladevorgänge auf ein Jahr ergibt. Die verbrauchte Energiemenge steht in einem Verhältnis der Hochtarifzeit zur Niedertarifzeit von ca. 70:30. Dieses Verhältnis wird für den gesamten Vergleich herangezogen.

Anhand der Abbildung 3-34 ist erkennbar, dass nur Vielfahrer mit einem dementsprechend hohen Verbrauch monetäre Vorteile durch einen zweiten ZP haben würden, dies wäre jedoch nur bedingt netzentlastend. Erst bei ca. 3.000 kWh (ca. 20.000 km) Fahrleistung pro Jahr ergibt sich ein wirtschaftlicher Vorteil für den Kunden. Die durchschnittlichen Jahreskilometer pro PKW in Österreich betragen jedoch lt. Statistik Austria 11.312 km (ca. 1.700 kWh bei 15 kWh/100 km) und 12.586 km (ca. 1.900 kWh) für die Steiermark. [A48] D.h. für den durchschnittlichen Fahrer besteht bei aktueller Lage kein Anreiz, sein EV als herkömmlichen unterbrechbaren Verbraucher inkl. zweitem ZP zu integrieren.

Bei einem Verbrauch von 2.749,66 kWh fallen ohne zweiten ZP Kosten in Höhe von 506,49 € an. Dieser Wert wird in den folgenden Betrachtungen als Referenzwert herangezogen. Bei diesem Verbrauch würden bei Verwendung eines zweiten ZP Kosten in Höhe von 508,34 € anfallen.

Bei heutiger Lage braucht der Kunde einen zweiten Zählpunkt, um einen geeigneten Tarif für unterbrechbares Laden nutzen zu können. Jeglicher monetäre Vorteil wird aber durch die Netzentgelte, Abgaben und Steuern aufgezehrt. Die Lösung hierfür können neue Tarife, welche u.a. Anpassungen in der Netzentgeltstruktur enthalten, bilden. Um das Netz zu entlasten, stellt der Kunde sein EV zur Verfügung. Dieses lädt im Normalfall mit gedrosselter Leistung, kann aber im Bedarfsfall auch mit einer höheren Ladeleistung, d.h. schneller, geladen werden.

(1) Tarif Neu 1 - Umschaltgebühr

Beim Tarif Neu 1 wird ein Doppeltarifzähler für den Haushalt und das EV eingesetzt. Ein Zählwerk misst den Verbrauch des Haushaltes und das andere jenen des E-Fahrzeuges. Während für den Verbrauch des Haushaltes der standardmäßige Hochtarif (HT) verrechnet wird, wird für den Verbrauch des EV der Niedertarif (NT) verrechnet. Das E-Fahrzeug wird standardmäßig mit einer Ladeleistung von max. 3,7 kW geladen. Bei Bedarf kann das EV aber mit höherer Leistung geladen werden. Diese Leistung ist jedoch durch die Anschlussleistung des Haushaltes und im Rahmen der folgenden Berechnungen auf max. 11 kW begrenzt. Das Laden mit erhöhter Leistung beginnt, wenn der Kunde per App o.Ä. das sofortige Laden mit erhöhter Leistung wünscht. Die Leistung wird erhöht und die benötigte Energiemenge zur Ladung des EV wird mit dem Haushalt mitgemessen, d.h. es wird auf das andere Zählwerk umgeschaltet und ebenfalls der HT verrechnet. Zusätzlich gibt es eine Umschaltgebühr, die jedes Mal, wenn mit erhöhter Leistung geladen wird, verrechnet wird. Dafür ist es wichtig, dass die Anzahl der Umschaltungen dokumentiert wird. Diese Dokumentation muss nicht durch den NB erfasst werden, sondern kann auch durch den Energielieferanten erfasst werden, da die Anzahl der Umschaltungen nur die Verrechnung der Energiepreise betrifft und nicht die Systemnutzungsentgelte. Außerdem muss die Umschaltung begrenzt sein. Entweder zeitlich oder auf einen Ladevorgang beschränkt. Danach wird die Leistung wieder gedrosselt und auch wieder auf das Zählwerk, das den NT misst, zurückgeschaltet.

Bei der Verrechnung werden die SNE für einen Doppeltarif verwendet. Wobei das Entgelt für die Messleistung dem Haushalt zugerechnet wird und die Kosten für die Tarifumschaltung dem EV. Für den Energietarif wird der Tarif „100 % Naturstrom“ verwendet. Für den HT wird der normale Verbrauchspreis und für den NT der verringerte Preis der Niedertarifzeit herangezogen. Zusätzlich wird eine Umschaltgebühr verrechnet.

Der Tarif ist klar netzentlastend durch das gedrosselte Laden und geht auch auf das Kundenbedürfnis des sofortigen Ladens mit erhöhter Ladeleistung ein. Die Umschaltgebühr soll den Kunden animieren, hauptsächlich mit gedrosselter Leistung zu laden, da die Gesamtkosten stark von der Anzahl der Umschaltungen und der damit einhergehenden Umschaltgebühr abhängen.

Damit der Tarif umsetzbar ist, bräuchte es nur eine Änderung in der Regulierung: Die Tarifzeiten für Hoch- und Niedertarif müssten abgeschafft werden, um so Spielraum für Flexibilitätszwecke zu geben.

Abbildung 3-35 und Abbildung 3-36 zeigen die Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der Höhe der Umschaltgebühr und der Häufigkeit der Umschaltungen. Für eine Umschaltung wird von einem durchschnittlichen Verbrauch von 11 kWh ausgegangen, welcher dem Durchschnittswert einer Ladung im betrachteten Zeitraum entspricht. Für die benötigte Jahresenergiemenge zum Laden des E-Fahrzeuges werden wieder die 2.749,66 kWh/Jahr aus dem Flottentest 1 herangezogen. Wie in Abbildung 3-35 zu sehen, nehmen mit steigender Umschaltgebühr die Kosten für den Kunden, sollte dieser Umschaltungen vornehmen, stark zu. Die 506,49 € beziehen sich auf das Laden bei heutigen Bedingungen ohne zweiten ZP für das EV.

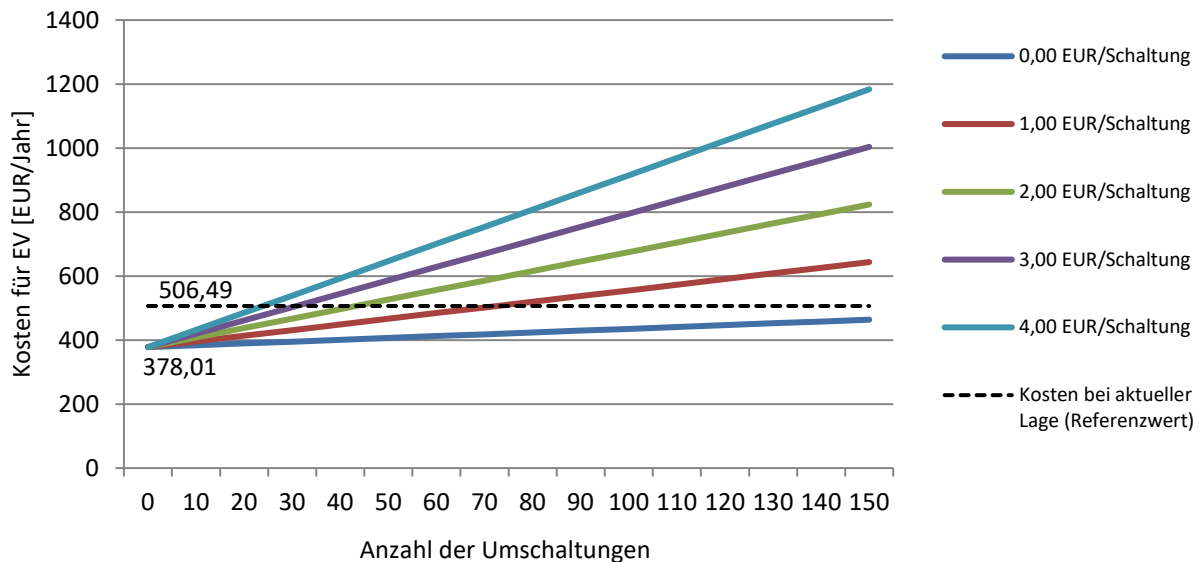


Abbildung 3-35: Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der Umschaltgebühr und Häufigkeit der Umschaltung

Der Break-Even-Point bezieht sich auf die Kosten für das Laden bei heutigen Bedingungen, d.h. bei aktueller Lage mit einem ZP für Haushalt und EV. Auch in Abbildung 3-36 ist erkennbar, wie stark die Gesamtkosten von der Anzahl der Schaltungen, also von der Anzahl der Ladungen mit erhöhter Ladeleistung, und der verrechneten Gebühr für die Umschaltung abhängig sind.

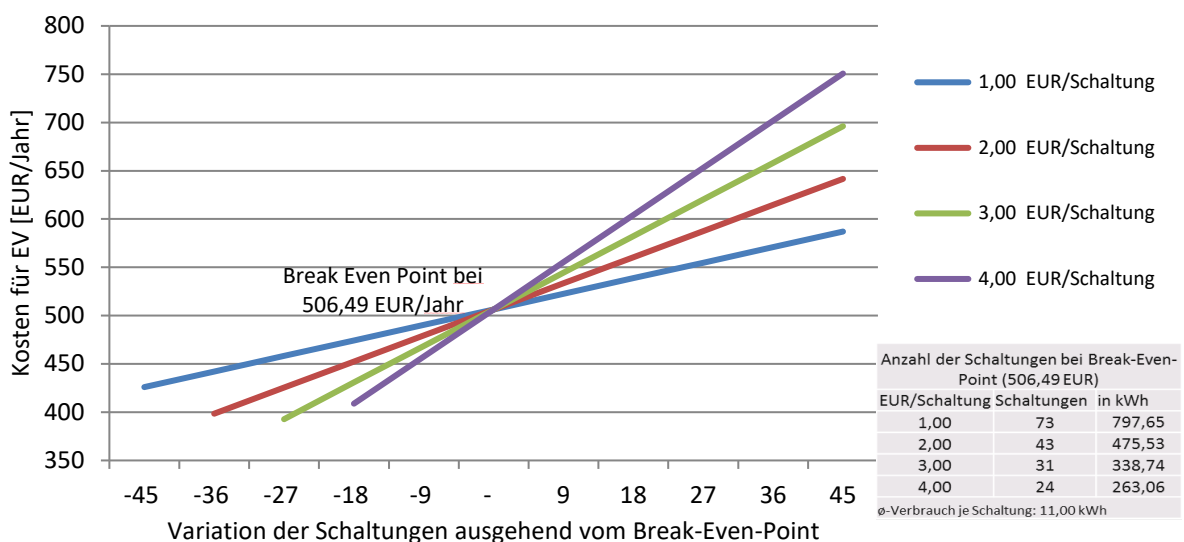


Abbildung 3-36: Break-Even-Point: Kosten für das Laden des EV bei variierenden Umschaltgebühren verglichen mit den Kosten bei aktueller Lage

(2) Tarif 2 Neu - neue Systementgeltkomponente

Für den Tarif 2 Neu wird das oben beschriebene Geschäftsmodell angewendet. Es ist ein zweiter Zählpunkt für das EV vorhanden, welcher als unterbrechbarer Verbraucher integriert ist und den oben beschriebenen Anforderungen entspricht. Es wird standardmäßig mit 3,7 kW geladen und bei Wunsch des Kunden besteht die Möglichkeit des Ladens mit höherer Leistung, d.h. es muss wieder die Möglichkeit für den Kunden geben, diese Option zu wählen und die Dauer des Ladens mit erhöhter Leistung zu begrenzen (zeitlich oder auf einen Ladevorgang). Im Vergleich zum Tarif 1 Neu muss die

Ladeleistung jedoch nicht durch die Anschlussleistung begrenzt sein, sondern kann von der jeweiligen Netzsituation abhängen. Dabei ist ein entsprechender Zähler wichtig, der die Ladeleistung und die geladene Energiemenge erfasst.

Der Tarif „100 % Naturstrom“ wird wieder für die Verrechnung herangezogen und für den Ladevorgang mit erhöhter Ladeleistung wird ein höheres Energieentgelt verrechnet. Zusätzlich gibt es größere Anpassungen bei den SNE. Es wird kein Messentgelt verrechnet und es gibt eine neue Systementgeltkomponente, die nur für das Laden mit erhöhter Leistung verrechnet wird und von der geladenen Leistung und der verbrauchten Energiemenge abhängt [€/((kW*kWh))]. Dies wird als HT bezeichnet. Für das gedrosselte Laden wurde eine Gebühr von 0,025 €/kWh für die Netznutzung angenommen und kein Entgelt für die Netzleistung verrechnet. Dies wurde als NT bezeichnet. Bei den Steuern und Abgaben gibt es keine Änderungen.

Bei der Verrechnung der neuen Netzentgeltkomponenten wird für den Leistungsteil die Differenz zwischen der tatsächlich geladenen Leistung und der max. gedrosselten Leistung von 3,7 kW herangezogen. Für eine Ladeleistung von 11 kW anstatt von 3,7 kW wird für die Berechnung die Differenz, also 7,3 kW, herangezogen. Der Tarif ist durch das gedrosselte Laden klar netzentlastend und geht auch auf das Kundenbedürfnis des sofortigen Ladens mit erhöhter Ladeleistung ein.

Abbildung 3-37 und Abbildung 3-38 zeigen den Zusammenhang zwischen den Kosten für das Laden des EV zuhause in Abhängigkeit der verbrauchten Energiemenge mit erhöhter Leistung, der tatsächlichen Ladeleistung und dem verrechneten Preis der neuen Netzentgeltkomponente. Für die tatsächliche Ladeleistung wurde das Laden mit 11 kW und das Laden mit 22 kW betrachtet. Findet kein Laden mit erhöhter Ladeleistung statt, betragen die Kosten der benötigten Energiemenge 400,98 €/Jahr.

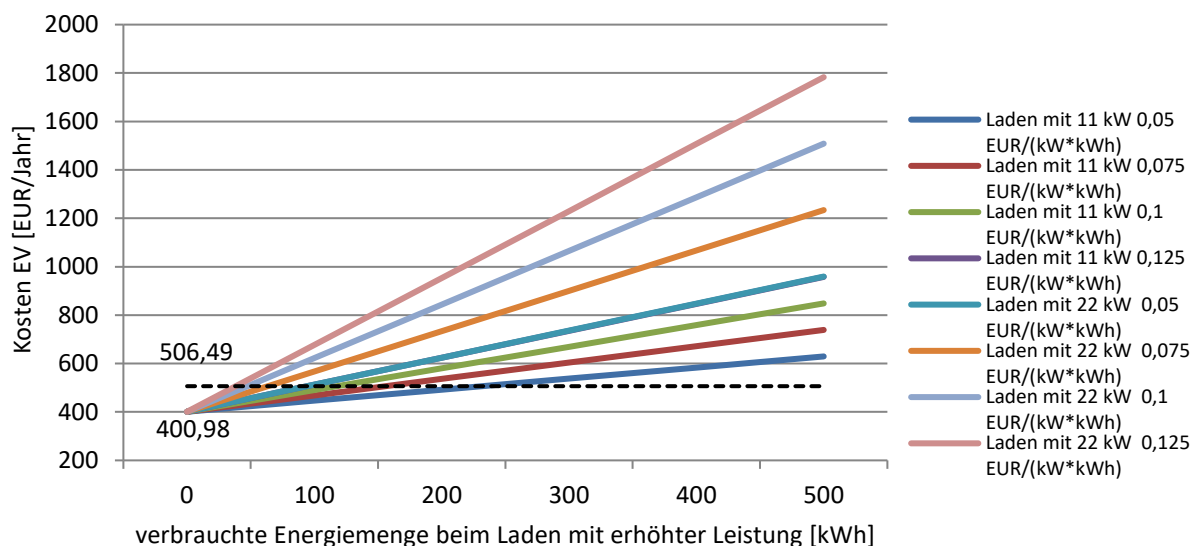


Abbildung 3-37: Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der neuen Netzentgeltkomponente

Der Break-Even-Point bezieht sich wieder auf das Laden bei heutigen Bedingungen, d.h. mit einem ZP für Haushalt und EV ohne gesonderten Tarif für das EV. Die Untersuchung wird ebenfalls wieder für einen Verbrauch von 2.749,66 kWh/Jahr durchgeführt. Abbildung 3-38 zeigt die starke Abhängigkeit der Gesamtkosten für den Kunden von der Ladeleistung und der verrechneten Netzentgeltkomponente und die geringe Energiemenge, die verbraucht werden muss, um den Break-Even-Point zu erreichen.

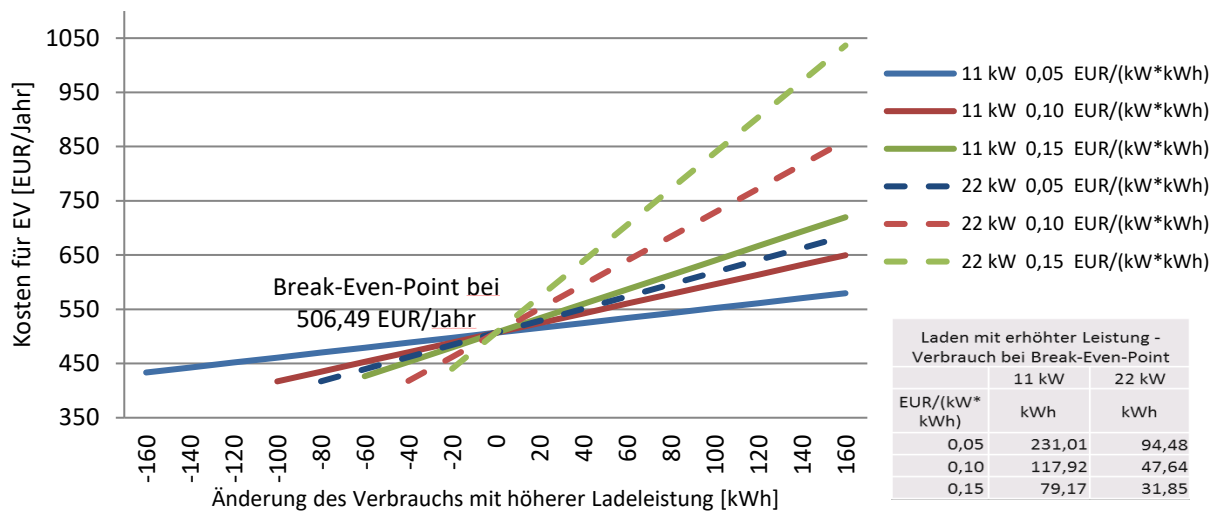


Abbildung 3-38: Break-Even-Point-Betrachtung: Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der neuen Netzentgeltkomponenten verglichen mit den Kosten bei aktueller Lage

3.3.2. Geschäftsmodell 2

Beschreibung des Geschäftsmodelles und der Beteiligten

Für dieses Modell müssen einige Voraussetzungen erfüllt sein. Der Energielieferant hat Lieferantenstatus und darf mit Energie handeln. Der Energielieferant bietet nur die Dienstleistung an, die es dem Kunden ermöglicht, beim Arbeitgeber den eigenen PV-Strom zu laden. Außerdem wird davon ausgegangen, dass der Kunde bereits eine PV-Anlage und ein E-Fahrzeug besitzt. Beim Arbeitgeber wird davon ausgegangen, dass dieser eine geeignete Ladestation errichtet bzw. bereits errichtet hat, dies ist jedoch nicht Teil des Angebots des Geschäftsmodells, sondern eine Art Zusatz, der bei der finanziellen Betrachtung des Arbeitgebers berücksichtigt wird. Außerdem wird ausgehend von der Lage an der Montanuniversität auch davon ausgegangen, dass der Arbeitgeber die Kosten für den Stromverbrauch durch das EV 1:1 – ohne Gewinnabsicht – weitergeben darf.

Bei diesem Geschäftsmodell gibt es folgende Beteiligte:

- Energielieferant/EVU
- Arbeitnehmer (Kunde/PV-Anlagen-Besitzer/EV-Besitzer)
- Arbeitgeber

Das Angebot ist nur nutzbar, wenn der Energielieferant auch den Haushaltsstrom an den Arbeitnehmer liefert.

Produkt- und Leistungsangebot: Das Geschäftsmodell 2 kombiniert einen virtuellen Energiespeicher mit Verrechnungsmöglichkeiten für das Laden beim Arbeitgeber. Der Kunde wird als Überschusseinspeiser betrachtet. Die überschüssige, eingespeiste Energiemenge wird dem Kunden auf einem Konto gutgeschrieben. D.h. der Kunde verkauft den Strom an den Energielieferanten, erhält jedoch anstatt einer reinen finanziellen Vergütung eine Gutschrift über eine definierte Energiemenge an einem bestimmten Ort außerhalb des Eigenheimes. Für die Kosten, die durch den Stromverbrauch an dem definierten Ort (Arbeitgeber) anfallen, kommt der Energielieferant auf. Die Speichergröße des virtuellen Energiespeichers ist unbegrenzt.

Außerdem wird dem Kunden ein Ausweismedium für die Authentifizierung beim Arbeitgeber zur Verfügung gestellt. Ein Übersichtsportal über den Stromverbrauch bzw. das -guthaben ist nur bei der Verwendung eines Smart Meters sowie bei einer regelmäßigen Erfassung des Verbrauchs der Ladestation durch den Energielieferanten sinnvoll und wird daher in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Durch die Authentifizierung beim Arbeitgeber kann die genaue Verbrauchsmenge der geladenen Energiemenge erfasst werden. Dem Energielieferanten muss die verbrauchte Energiemenge beim Arbeitgeber bekannt gegeben werden. Er vergütet dem Arbeitgeber die verbrauchte Energiemenge und zieht diese vom Konto des Kunden ab. Verbraucht der Kunde mehr Energie als am Konto gutgeschrieben, zahlt der Kunde für den zusätzlichen Verbrauch, der durch das EV am Arbeitsplatz entsteht, den dort verrechneten Preis durch den Arbeitgeber. Andersherum, sollte die Gutschrift am Kundenkonto größer sein, als die verbrauchte Energiemenge, erhält der Kunde vom Energielieferanten eine entsprechende Vergütung.

Der Kunde soll einen monetären Vorteil daraus ziehen. Der Arbeitgeber unternimmt etwas, um seine Mitarbeiter zu binden bzw. etwas für seine Mitarbeiter zu tun. Deshalb steht bei ihm nicht die Gewinnabsicht im Vordergrund, sondern eine nicht monetär messbare Dienstleistung an seinen Mitarbeitern. Der Energielieferant erhält für seine Dienstleistung eine Gebühr vom Arbeitgeber und vom Kunden.

Dieses Angebot kann mit den bereits am Markt etablierten Produkten umgesetzt werden. Neuartig dabei ist, dass Bereiche, die bis jetzt nicht verknüpft waren, verbunden werden, um so einen Mehrwert für den Kunden zu schaffen.

Die Preise für das Angebot orientieren sich an am Markt momentan erhältlichen Produkten/Dienstleistungen, die in diesem Zusammenhang relevant sind.

Kundensegmente: Das Angebot richtet sich an Privathaushalte, die ein EV und eine PV-Anlage besitzen und deren Arbeitgeber entweder bereits eine geeignete Ladestation errichtet haben bzw. bereit sind, eine solche zu errichten. Da Elektromobilität nach wie vor nicht am Massenmarkt angekommen ist, werden hauptsächlich Early Adopter angesprochen, die sich für Umweltthemen interessieren, Interesse und Freude an der Technologie haben und sich außerdem für wirtschaftliche Möglichkeiten, ihren eigenen Solarstrom zu verwenden, interessieren.

Geschäftsprozess

Der Vorgang des Ladens beim Arbeitgeber mit eigenem PV-Strom kann prinzipiell in vier wesentliche Prozessbausteine gegliedert werden: Registrierung, Authentifizierung, Ladevorgang und Abrechnung. Bei der Registrierung handelt es sich um ein einmaliges Event, während die anderen Prozessbausteine regelmäßig vorkommen.

Prozessablauf: Zunächst einmal müssen der Arbeitnehmer (PV-Anlage und EV) und der Arbeitgeber (Ladestation) die nötigen technischen Komponenten vorweisen. Der Energielieferant erstellt und bietet seine Dienstleistung an. Der Arbeitnehmer und der Arbeitgeber müssen sich beim Energielieferanten melden, damit die Daten erfasst und ein Vertrag abgeschlossen werden kann. Der Energielieferant erstellt für beide ein Kundenkonto. Für den Arbeitgeber müssen außerdem die Daten über die Ladestation erfasst werden.

Der Kunde erhält die Berechtigung, bei der jeweiligen Ladestation laden zu dürfen und bekommt ein Authentifizierungsmedium. Sollte es ein Online-Portal geben, werden seine Daten dort für ihn zugänglich gemacht und er erhält die Zugangsdaten dafür.

Der Ladevorgang beginnt mit einer erfolgreichen Authentifizierung mittels des Mediums, um den Ladevorgang starten zu können. Der Ladevorgang wird auch wieder durch das Ausweismedium beendet. Der Ladevorgang wird erfasst (Dauer und Energiemenge) und die Daten gespeichert.

Um eine Abrechnung vornehmen zu können, müssen die Zählerwerte bekannt sein. Die Daten werden durch den VNB bzw. den Ladestationenbetreiber ausgelesen und an den Energielieferanten weitergeleitet. Die Daten werden den Kundenkonten zugeordnet. Die Abrechnung wird vorgenommen und eine Rechnung erstellt. Die Rechnung wird an den Arbeitnehmer und an den Arbeitgeber versandt. Die Rechnungen werden durch den Arbeitnehmer und den Arbeitgeber beglichen.

Die Verrechnung wird einmal jährlich im Zuge der Jahresstromabrechnung vorgenommen.

Es werden nur die für das Geschäftsmodell relevanten Prozessschritte abgebildet. Die Betrachtung findet ohne Online-Portal statt. Abbildung 3-39 zeigt, wer welche Aufgaben übernimmt und in welcher Beziehung die Beteiligten stehen:

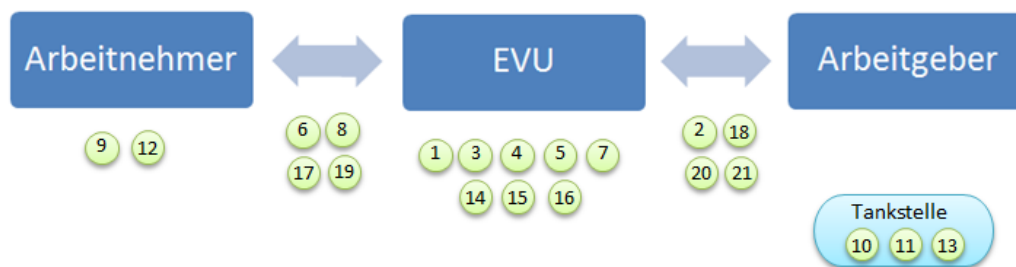


Abbildung 3-39: Prozessablauf Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber

Bei der erstmaligen Inanspruchnahme des Angebots durch den Arbeitgeber und Arbeitnehmer fallen folgende Schritte in Bezug auf die Registrierung an:

1. EVU erstellt Angebot
2. Arbeitgeber nimmt Angebot in Anspruch und stellt die Ladestation zur Verfügung
3. EVU erstellt Kundenkonto für Arbeitgeber
4. EVU erfasst Daten der Ladestation
5. EVU übernimmt Verwaltung der Ladevorgänge an der Ladestation
6. Arbeitnehmer mit PV-Anlage und EV nimmt Angebot in Anspruch
7. EVU erstellt Kundenkonto für Arbeitnehmer
8. Arbeitnehmer erhält Authentifizierungsmedium und wird für die Verwendung freigeschaltet

Die folgenden Schritte umfassen die Authentifizierung und den Ladevorgang

9. Arbeitnehmer authentifiziert sich mittels Medium an Ladestation
10. Ladevorgang wird gestartet

11. Daten des Ladevorgangs werden erfasst (Dauer und Energie)
12. Arbeitnehmer beendet Ladevorgang
13. Daten werden gespeichert

Im Zuge der Abrechnung fallen folgende Schritte an:

14. EVU erhält Messwerte von Ladevorgängen, PV-Produktion und Haushaltsstromverbrauch des Arbeitnehmers
15. EVU ordnet Messwerte den Kundenkonten (Arbeitnehmer und Arbeitgeber) zu
16. EVU nimmt Abrechnung vor
17. EVU erstellt Rechnung an Arbeitnehmer und versendet diese
18. EVU erstellt Rechnung an Arbeitgeber und versendet diese
19. Arbeitnehmer begleicht Rechnung
20. EVU erstattet Arbeitgeber Ladevorgänge zurück
21. Arbeitgeber begleicht Rechnung

Schritt 20 und 21 können auch gemeinsam durch das EVU abgerechnet werden.

Finanzielle Betrachtung

Als Ausgangslage für die finanzielle Betrachtung des Ladens beim Arbeitgeber dient der Flottentest 2. Der Arbeitgeber (Montanuniversität Leoben) besitzt zwei KEBA KeContract P30 Ladestationen (Typ 2, 32 A, 22 kW) in Master-/Slave-Ausführung, d.h. die Stationen können die Ladeleistung im Bedarfsfall automatisch drosseln. Die Identifikation bei den Ladesäulen erfolgt mittels RFID und die benötigten Energiemengen werden aufgezeichnet und an das EVU ermittelt. Dieses wiederum leitet die Daten an die Montanuniversität weiter und es erfolgt eine halbjährliche interne Verrechnung an die jeweiligen Mitarbeiter.

Seitens des Arbeitnehmers werden zwei unterschiedliche Gegebenheiten betrachtet. Zum einen erfolgt die Betrachtung der Kosten bei aktueller Lage und zum anderen erfolgt die Anwendung des beschriebenen Geschäftsmodells. Für die Verrechnung des Verbrauchs wird wieder der Tarif „100 % Naturstrom“ herangezogen und für die Überschusseinspeisung der Tarif „steirerSonne“.

Eine Überschusseinspeisung zu den Bedingungen des Energielieferanten betrifft v.a. Anlagen, die nie Mitglied in der Öko-Bilanzgruppe waren bzw. Altanlagen, bei denen die Tarifförderung ausläuft. Die Anzahl der Anlagen, die aufgrund des Erreichens des Endes der Vertragsdauer nicht mehr den geförderten Tarif erhalten, wird in den kommenden Jahren laufend zunehmen, weshalb in Abbildung 3-40 deshalb nur auf die Situation eingegangen wird, dass der Einspeisetarif „steirerSonne“ gewählt wird und das beschriebene Angebot für das Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber. Dabei werden die Auswirkungen von unterschiedlichen Gebühren für das Angebot auf die Gesamtkosten für den Haushalt (Haushalt, Überschusseinspeisung und Laden des EV beim Arbeitgeber) betrachtet.

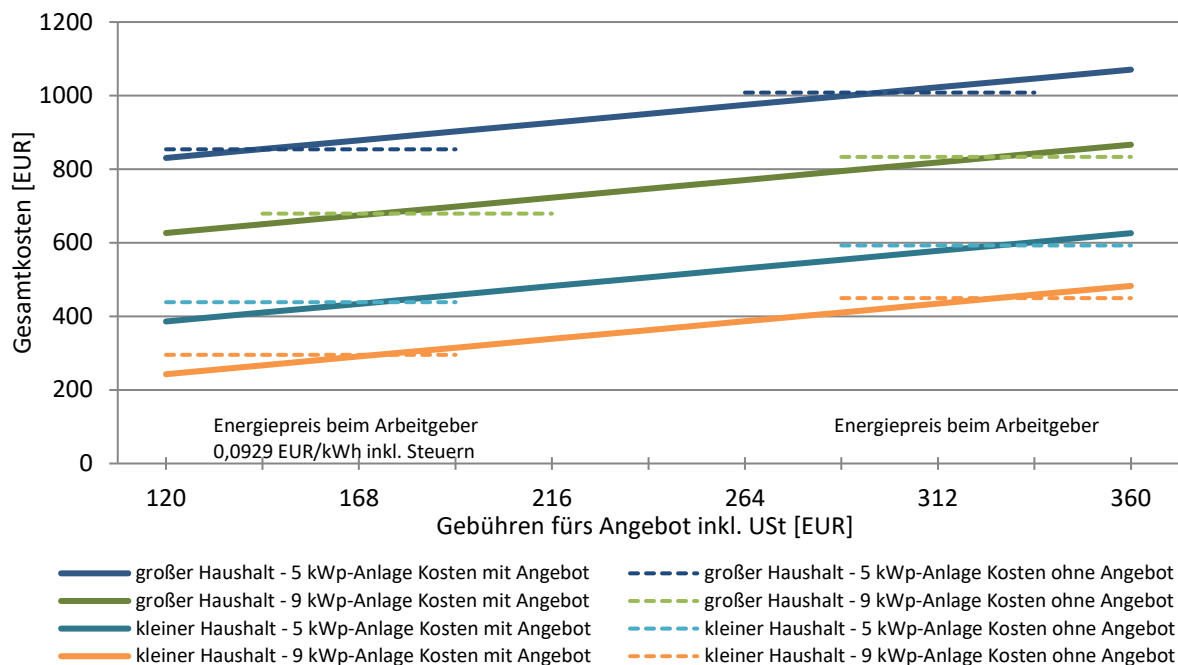


Abbildung 3-40: Jährliche Haushaltsstromkosten bei Überschusseinspeisung mit Laden des EV beim Arbeitgeber mit und ohne Angebot durch den Energielieferanten

Der Schnittpunkt der Linien in Abbildung 3-40 zeigt die maximale Gebühr, die durch das EVU verlangt werden darf, damit sich das Angebot für den Kunden finanziell rentiert. Die minimale Gebühr, die das EVU verlangen muss, um kostendeckend zu sein, ergibt sich aus den Differenzkosten zwischen dem Strompreis beim Arbeitgeber und dem Strompreis, der beim Tarif „steirerSonne“ für die entsprechende Energiemenge bezahlt werden würde.

Tabelle 3-12 vergleicht die maximalen Gebühren, die das EVU verlangen darf, damit es für den Kunden rentabel ist, und die minimalen Gebühren, die das EVU verlangen muss, damit es kostendeckend ist. Anhand der Tabelle 3-12 ist ersichtlich, dass diese Gebühren stark voneinander abweichen und dieses Geschäftsmodell mit den heutigen Tarifen nicht wirtschaftlich gestaltet werden kann bzw. eine Gestaltung, welche für Kunden und EVU vorteilhaft wäre, nicht möglich ist. Die Schwierigkeit liegt darin, dass beim Arbeitgeber für die Energiekosten ebenfalls alle Systemnutzentgelte sowie Abgaben und Steuern für die verbrauchte Energiemenge, welche aus dem Netz bezogen wird, zu verrichten sind.

	SICHT: Arbeitnehmer		SICHT: EVU	
	max. Gebühr durch EVU für Arbeitnehmer (inkl. USt)		min. Gebühr durch EVU für Arbeitnehmer (inkl. USt)	
Energiepreis beim Arbeitgeber	0,09 €/kWh	0,15 €/kWh	0,09 €/kWh	0,15 €/kWh
großer Haushalt – 5 kWp-Anlage	144,28 €	297,65 €	174,83 €	359,85 €
großer Haushalt – 9 kWp-Anlage	172,70 €	326,88 €	207,23 €	392,25 €
kleiner Haushalt – 5 kWp-Anlage	172,42 €	326,52 €	206,90 €	391,92 €
kleiner Haushalt – 9 kWp-Anlage	172,69 €	326,79 €	207,23 €	392,25 €
			Differenzkosten zwischen Strompreis beim Arbeitnehmer und Stromkosten bei Tarif steirerSonne	

Tabella 3-12: maximale bzw. minimale Gebühren für das Angebot des EVU aus Sicht des Arbeitnehmers und des EVU

3.4. Systematische Rahmenbedingungen

3.4.1. Analyse regionalwirtschaftliche Effekte (BIP, Beschäftigung) der Nutzung regional erzeugter erneuerbarer Energie in der E-Mobilität

Die Simulation der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der regionalen Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung mit PV-Anlage zeigt in beiden Szenarien (Methodik und Annahmen siehe Kapitel 2.4.1) einen positiven volkswirtschaftlichen Nutzen in Form einer Erhöhung des Bruttoregionalproduktes innerhalb des Betrachtungszeitraums auf. Die positiven volkswirtschaftlichen Entwicklungen basieren bei beiden Szenarien auf den folgenden Faktoren:

1. Investitionen der Unternehmen und Haushalte infolge der Installation der PV-Anlagen und Ladestationen sowie der Anschaffung der Elektrofahrzeuge;
2. Steigerung der lokalen Wertschöpfung durch zusätzliche Stromproduktion durch die PV-Anlagen;
3. einem Rückgang der energetischen Importe (Steigerung der Nettoexporte) infolge der zusätzlichen Stromproduktion;
4. Mehrrundeneffekten aus 1. – 3.

In den folgenden beiden Punkten wird auf die detaillierten Ergebnisse der beiden Szenarien eingegangen.

(1) Ergebnisse Szenario A (Ehrgeiziges Szenario)

Gegenüber einer Situation ohne regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung zeigt die makroökonomische Simulationsanalyse in Szenario A (ehrgeiziges Szenario mit ca. 9.600 Elektrofahrzeugen im Jahr 2030) eine Erhöhung des Bruttoregionalproduktes um ca. 8 Mio. € im Jahr

2020 und um 11 Mio. € im Jahr 2030. Dies entspricht einem um durchschnittlich 9 Mio. € höheren Bruttoregionalprodukt pro Jahr während der gesamten Beobachtungsperiode.

Die Treiber der zusätzlichen Wertschöpfung sind neben den Investitionsimpulsen für PV-Anlagen, der Ladestationen und Elektrofahrzeuge insbesondere die Substitution der Energieträgerimporte durch die zusätzliche Stromproduktion. Dadurch ergeben sich positive Effekte auf die Leistungsbilanz in der Höhe von durchschnittlich ca. 3,2 Mio. € pro Jahr.

Durch die Investitionen sowie das Wirtschaftswachstum wird auch der Produktionsfaktor Arbeit positiv beeinflusst, wodurch zusätzliche Beschäftigungsverhältnisse generiert werden. Die signifikantesten Beschäftigungseffekte in Form von zusätzlich ca. 160 Beschäftigten sind im Jahr 2030 als Resultat der Investitionstätigkeiten durch die Installation der PV-Anlagen und Ladestationen sowie Anschaffung der Elektrofahrzeuge zu verzeichnen. Zusätzliche Beschäftigungsverhältnisse führen zu einem höheren Konsum, sodass auf diesem Weg wiederum eine Ankurbelung der Volkswirtschaft stattfindet.

Das Wirtschaftswachstum bewirkt zudem eine Erhöhung der Exportquote nicht-energetischer Güter infolge einer erhöhten regionalen Produktion, sodass sich in Kombination mit der Reduktion der energetischen Importe eine Erhöhung der Nettoexporte ergibt.

	Bruttoregional- produkt	Investitionen	Konsum der Haushalte	Nettoexporte	Beschäftigte
	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Personen</i>
2018	+ 3,2	+ 2,8	+ 0,7	- 0,3	+ 31
2019	+ 5,8	+ 3,8	+ 1,6	+ 0,4	+ 66
2020	+ 8,0	+ 4,8	+ 2,4	+ 0,9	+ 99
2021	+ 9,8	+ 5,5	+ 3,0	+ 1,2	+ 127
2022	+ 10,8	+ 5,7	+ 3,4	+ 1,8	+ 147
2023	+ 11,0	+ 5,1	+ 3,2	+ 2,7	+ 154
2024	+ 10,9	+ 4,5	+ 3,0	+ 3,4	+ 157
2025	+ 10,1	+ 3,2	+ 2,4	+ 4,5	+ 149
2026	+ 10,1	+ 2,9	+ 2,5	+ 4,6	+ 152
2027	+ 10,3	+ 2,6	+ 2,7	+ 5,0	+ 155
2028	+ 10,5	+ 2,3	+ 2,8	+ 5,4	+ 158
2029	+ 10,7	+ 1,9	+ 2,9	+ 5,9	+ 159
2030	+ 11,0	+ 1,5	+ 3,0	+ 6,4	+ 161
Ø 2018 – 2030	+ 9,4	+ 3,6	+ 2,6	+ 3,2	+ 132

Tabelle 3-13: Volkswirtschaftliche Effekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario A, Simulationszeitraum: 2018-2030

Anmerkungen: Gerundete Werte. Inklusive Mehrrundeneffekte. Konsum der privaten Haushalte = energetischer + nicht-energetischer Konsum. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Energieinstitut an der JKU Linz, August 2018.

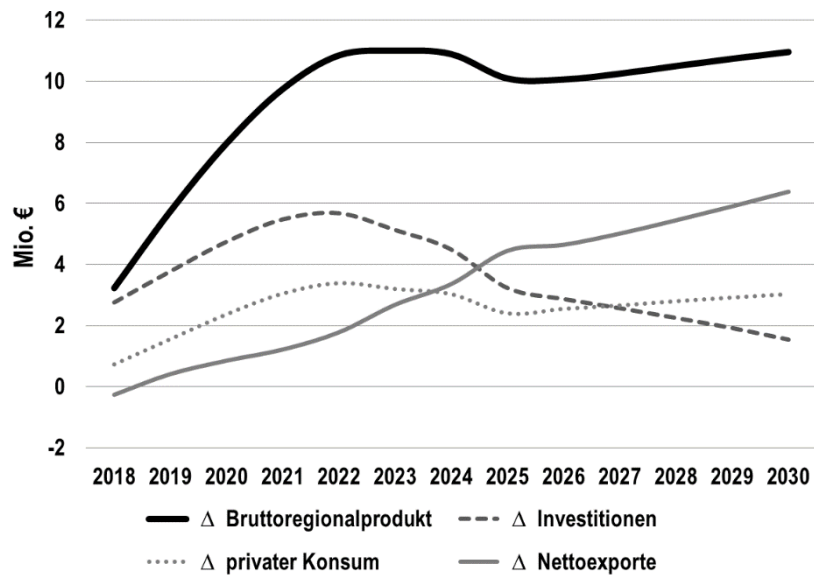


Abbildung 3-41: Volkswirtschaftliche Effekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario A, Simulationszeitraum: 2018-2030

Anmerkung: Inklusive Mehrrundeneffekte. Konsum der privaten Haushalte = energetischer + nicht-energetischer Konsum. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Energieinstitut an der JKU Linz, August 2018.

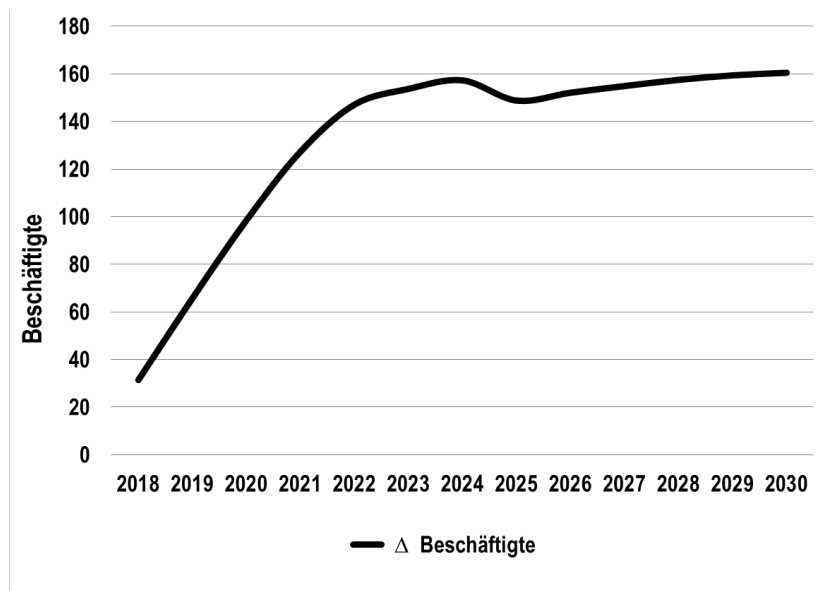


Abbildung 3-42: Beschäftigungseffekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario A, Simulationszeitraum: 2018-2030

Anmerkung: Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Energieinstitut an der JKU Linz, August 2018.

(2) Ergebnisse Szenario B (Moderates Szenario)

Gegenüber einer Situation ohne regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung zeigt die makroökonomische Simulationsanalyse in Szenario B (moderates Szenario mit ca. 4.800 Elektrofahrzeugen im Jahr 2030) eine Erhöhung des Bruttoregionalproduktes um ca. 7 Mio. € im Jahr 2020 und um 10 Mio. € im Jahr 2030. Dies entspricht einem um durchschnittlich 8 Mio. € höheren Bruttoregionalprodukt pro Jahr während der gesamten Beobachtungsperiode.

Die Treiber der zusätzlichen Wertschöpfung sind neben den Investitionsimpulsen für PV-Anlagen, der Ladestationen und Elektrofahrzeuge insbesondere die Substitution der Energieträgerimporte durch die zusätzliche Stromproduktion. Dadurch ergeben sich positive Effekte auf die Leistungsbilanz in der Höhe von durchschnittlich ca. 3,2 Mio. € pro Jahr.

Durch die Investitionen sowie das Wirtschaftswachstum wird auch der Produktionsfaktor Arbeit positiv beeinflusst, wodurch zusätzliche Beschäftigungsverhältnisse generiert werden. Die signifikantesten Beschäftigungseffekte in Form von zusätzlich ca. 110 Beschäftigten sind im Jahr 2030 als Resultat der Investitionstätigkeiten durch die Installation der PV-Anlagen und Ladestationen sowie Anschaffung der Elektrofahrzeuge zu verzeichnen. Zusätzliche Beschäftigungsverhältnisse führen wiederum zu einem höheren Konsum, sodass auf diesem Weg wiederum eine Ankurbelung der Volkswirtschaft stattfindet.

Das Wirtschaftswachstum bewirkt zudem eine Erhöhung der Exportquote nicht-energetischer Güter infolge einer erhöhten regionalen Produktion, sodass sich in Kombination mit der Reduktion der energetischen Importe eine Erhöhung der Nettoexporte ergibt.

	Bruttoregional- produkt	Investitionen	Konsum der Haushalte	Nettoexporte	Beschäftigte
	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Personen</i>
2018	+ 3,3	+ 2,8	+ 0,7	- 0,3	+ 32
2019	+ 5,5	+ 3,7	+ 1,2	+ 0,6	+ 62
2020	+ 7,3	+ 4,4	+ 1,7	+ 1,2	+ 87
2021	+ 8,5	+ 4,8	+ 2,0	+ 1,7	+ 108
2022	+ 9,2	+ 4,8	+ 2,2	+ 2,2	+ 122
2023	+ 9,3	+ 4,4	+ 2,1	+ 2,8	+ 128
2024	+ 9,3	+ 3,9	+ 2,1	+ 3,4	+ 131
2025	+ 8,9	+ 3,0	+ 1,8	+ 4,1	+ 127
2026	+ 9,0	+ 2,7	+ 1,9	+ 4,4	+ 129
2027	+ 9,3	+ 2,5	+ 2,0	+ 4,8	+ 129
2028	+ 9,6	+ 2,2	+ 2,2	+ 5,2	+ 130
2029	+ 9,9	+ 2,0	+ 2,3	+ 5,6	+ 129
2030	+ 10,2	+ 1,7	+ 2,4	+ 6,1	+ 129
Ø 2018 – 2030	+ 8,4	+ 3,3	+ 1,9	+ 3,2	+ 111

Tabelle 3-14: Volkswirtschaftliche Effekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario B, Simulationszeitraum: 2018-2030

Anmerkungen: Gerundete Werte. Inklusive Mehrrundeneffekte. Konsum der privaten Haushalte = energetischer + nicht-energetischer Konsum. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Energieinstitut an der JKU Linz, August 2018.

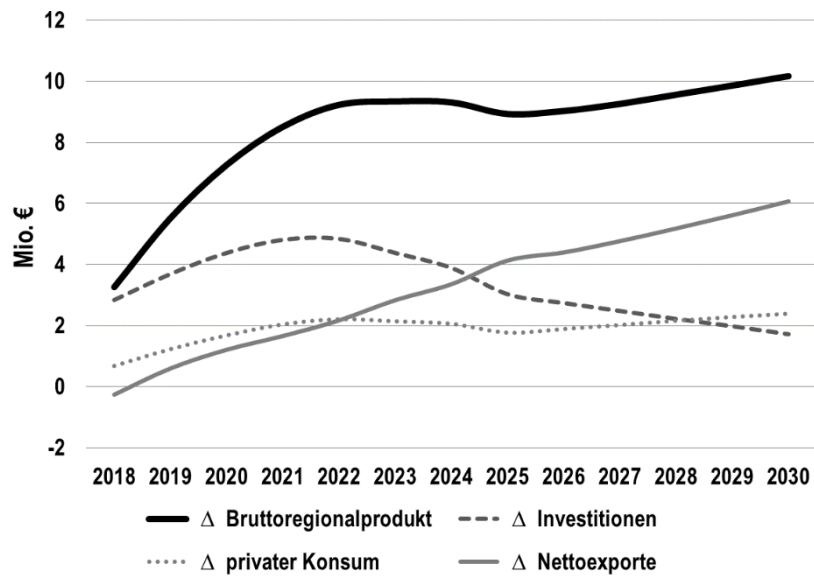


Abbildung 3-43: Volkswirtschaftliche Effekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario B, Simulationszeitraum: 2018-2030

Anmerkung: Inklusive Mehrrundeneffekte. Konsum der privaten Haushalte = energetische + nicht-energetischer Konsum. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Energieinstitut an der JKU Linz, August 2018.

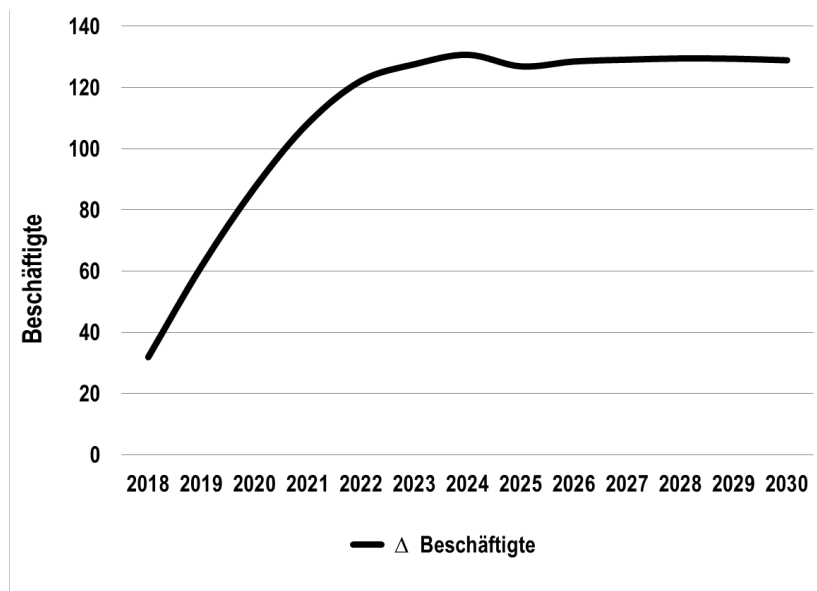


Abbildung 3-44: Beschäftigungseffekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario B, Simulationszeitraum: 2018-2030

Anmerkung: Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Energieinstitut an der JKU Linz, August 2018.

3.4.2. Rechtliche Aspekte im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb von Ladestationen

(3) Ausgewählte unionsrechtliche Vorgaben zum Ausbau der Elektromobilität

Nicht nur die **EE-RL 2009**⁵ begrüßt die Steigerung des Anteils an Elektrofahrzeugen⁶, sondern beispielsweise auch nach der **Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe**⁷ sind Elektroautos⁸ gut geeignet, zur Verbesserung der Luftqualität und zur Lärminderung sowie generell zur Erreichung der Klimaschutz- und Energieziele beizutragen.⁹

Daher haben die Mitgliedstaaten sicherzustellen¹⁰, dass bis Ende 2020 eine angemessene öffentlich zugängliche Infrastruktur in Form öffentlich zugänglicher Ladepunkte zur Versorgung der Elektroautos – mittels Normal¹¹- oder Schnellladepunkten¹² – errichtet wird¹³, um die Abhängigkeit vom Erdöl so weit wie möglich zu verringern und die Umweltbelastung durch den Verkehr zu begrenzen.¹⁴ Dies soll vorwiegend in städtischen bzw. vorstädtischen Ballungsräumen und anderen dicht besiedelten Gebieten erfolgen. Dabei sollten jedoch auch Möglichkeiten zum kabellosen Aufladen bzw. zum Batteriewechsel in Betracht gezogen werden.¹⁵ Die Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, mit den Betreibern der öffentlichen Ladepunkte in nichtdiskriminierender Weise zusammenzuarbeiten.¹⁶ Die erforderliche elektrische Energie können die Betreiber der öffentlichen Ladepunkte sodann von jedem Elektrizitätsunternehmen, also Lieferanten, in der Union beziehen.¹⁷ Dies muss somit nicht dasselbe Unternehmen sein, das auch für die Belieferung des Haushalts bzw. der Betriebsstätte des Betreibers des Ladepunktes zuständig ist.¹⁸

⁵ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. L 2009/140, 16 ff.

⁶ Erwägungsgrund 28 EE-RL 2009.

⁷ Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22.10.2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, ABl. L 2014/307, 1 ff. Ausführlich dazu: *Schweditsch*, Elektroauto, RdU 2016, 49 ff.; *Urbantschitsch*, Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, ZTR 2014, 152 ff.

⁸ Ein Elektrofahrzeug wird in Art. 2 Z 2 der RL 2014/94/EU definiert als ein Kraftfahrzeug mit einem Antriebsstrang, der mindestens einen nichtperipheren elektrischen Motor als Energiewandler mit einem elektrisch aufladbaren Energiespeichersystem, das extern aufgeladen werden kann, enthält. Weitere alternative Kraftstoffe neben Elektrizität sind Wasserstoff, Biokraftstoffe, synthetische und paraffinhaltige Kraftstoffe, Erdgas und Flüssiggas (Art. 2 Z 1 der RL 2014/94/EU).

⁹ Erwägungsgrund 27 der RL 2014/94/EU.

¹⁰ Im Rahmen dieser Richtlinie werden Mindestanforderungen u.a. für die Errichtung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge gemacht, die von den Mitgliedstaaten durch nationale Strategierahmen umzusetzen sind, Art. 1 i.V.m. Art. 3 und Art. 4 der RL 2014/94/EU.

¹¹ Ein Normalladepunkt ist ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von höchstens 22 kW an ein Elektrofahrzeug übertragen werden kann, mit Ausnahme von Vorrichtungen mit einer Ladeleistung von höchstens 3,7 kW, die in Privathaushalten installiert sind oder deren Hauptzweck nicht das Aufladen von Elektrofahrzeugen ist und die nicht öffentlich zugänglich sind, Art. 2 Z 4 der RL 2014/94/EU.

¹² Mit Schnellladestrom i.S.v. Art. 2 Z 5 der RL 2014/94/EU kann Strom mit einer Ladeleistung von mehr als 22 kW an ein Elektrofahrzeug übertragen werden.

¹³ Erwägungsgrund 24 der RL 2014/94/EU.

¹⁴ Art. 1 der RL 2014/94/EU.

¹⁵ Erwägungsgrund 25 der RL 2014/94/EU.

¹⁶ Art. 4 Abs. 11 der RL 2014/94/EU.

¹⁷ Art. 4 Abs. 8 der RL 2014/94/EU.

¹⁸ Art. 4 Abs. 12 der RL 2014/94/EU.

Zu diesem öffentlich zugänglichen Ladepunkt bzw. der öffentlich zugänglichen Tankstelle müssen alle Nutzer (also Fahrer von Elektroautos) aus der Union diskriminierungsfreien Zugang haben, wobei verschiedene Arten der Authentifizierung, Nutzung und Bezahlung vorgesehen werden können.¹⁹ Dabei²⁰ muss es den Nutzern von Elektroautos möglich sein, auch punktuell zu laden, ohne dass ein (Dauer-)Vertrag²¹ mit dem Elektrizitätsunternehmen oder dem Betreiber des Ladepunktes geschlossen werden muss.²² Aber auch in diesem Fall ist es erforderlich, dass die Preise angemessen, einfach und eindeutig vergleichbar, transparent und nichtdiskriminierend sind.²³ Zur besseren Orientierung der Nutzer stellen die Mitgliedstaaten nach Art. 7 Abs. 7 der RL 2014/94/EU sicher, dass die Ortsangaben für die öffentlichen Tankstellen und Ladepunkte zugänglich sind.²⁴

Sofern umsetzbar, sollte angestrebt werden, beim Aufladen von Elektroautos an Ladepunkten²⁵ intelligente Verbrauchserfassungssysteme²⁶ zu verwenden, damit dieser Vorgang möglichst dann erfolgt, wenn gerade eine geringe Nachfrage nach Elektrizität besteht, damit auf diese Weise zur Netzstabilität beigetragen werden kann. Langfristig soll auch eine Rückeinspeisung aus der Batterie eines Elektroautos ins Stromnetz zu diesem Zweck ermöglicht werden.²⁷

Alle ab dem 18.11.2017 errichteten öffentlichen Ladepunkte haben den technischen Spezifikationen im Sinne des Anhang II Z 1 Punkt 1.1 bzw. 1.2 zu entsprechen.

(4) Ausgewählte nationale Vorgaben im Zusammenhang mit der Elektromobilität

Aufgrund der Vorgabe der RL 2014/94/EU hatten die einzelnen Mitgliedstaaten bis November 2016 Zeit, einen **nationalen Strategierahmen** zu erstellen. Dieser Verpflichtung ist Österreich durch das BMVIT²⁸ in Zusammenarbeit mit dem BMLFUW²⁹ und dem BMWFW³⁰ sowie den Bundesländern und

¹⁹ Art. 2 Z 7 der RL 2014/94/EU.

²⁰ Eingehend zu diesen Voraussetzungen: *Urbantschitsch*, Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, ZTR 2014, 152, 153 f.

²¹ Mit *Urbantschitsch*, Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, ZTR 2014, 152, 154 ist davon auszugehen, dass damit lediglich Verträge in Form von Dauerschuldverhältnissen gemeint sind, nicht hingegen ein Vertrag, der für den (einmaligen) Bezug elektrischer Energie erforderlich ist. So auch *Schalle/Hilgenstock*, Aufladen von Elektromobilen, EnWZ 2017, 291.

²² Art. 4 Abs. 9 der RL 2014/94/EU.

²³ Art. 4 Abs. 10 der RL 2014/94/EU.

²⁴ Im Rahmen der Umsetzung dieser Richtlinie wurde in § 22a E-ControlG (Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz, BGBl. I 2017/108) verankert, dass die Betreiber ihre öffentlichen Ladepunkte der E-Control melden. Diese hat sodann ein öffentlich zugängliches Ladepunktregister zu führen. Von *Frankl-Templ* (Elektromobilität, S. 65) wird dazu angemerkt, dass es sinnvoll gewesen wäre, nicht nur die Örtlichkeit der Ladepunkte anzugeben, sondern auch in Echtzeit die aktuelle Nutzungs- bzw. Reservierungsmöglichkeit.

²⁵ Ein Ladepunkt stellt eine Schnittstelle dar, mit der zur selben Zeit entweder nur ein Elektrofahrzeug aufgeladen oder nur eine Batterie eines Elektrofahrzeugs ausgetauscht werden kann, Art. 1 Z 3 der RL 2014/94/EU.

²⁶ Darunter versteht man nach der Legaldefinition in Art. 2 Z 28 EnEff-RL 2012 (Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, Abl. L 315/2012, 1) ein elektronisches System zur Messung des Energieverbrauchs, wobei mehr Informationen angezeigt werden als bei einem herkömmlichen Zähler und Daten auf einem elektronischen Kommunikationsweg übertragen und empfangen werden können.

²⁷ Erwägungsgrund 28 i.V.m. Art. 4 Abs. 7 der RL 2014/94/EU.

²⁸ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

²⁹ Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.

³⁰ Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft.

dem österreichischen Städte- und dem österreichischen Gemeindebund in Form des Strategierahmens „Saubere Energie im Verkehr“ nachgekommen. Ziel dieses Strategierahmens ist, dass im österreichischen Verkehrsbereich eine Verlagerung auf CO₂-arme alternative Kraftstoffe sowie Strom aus erneuerbaren Energiequellen erfolgt. Zugleich soll dieser effizienter, sicherer, sozialer und umweltfreundlicher gestaltet werden.

Als wichtig wird bzw. wurde dabei beispielsweise erachtet, ein Halteverbotsschild mit Ausnahme des Zeitraums des Ladevorgangs in der StVO zu verankern³¹, klarzustellen, dass Ladestationen keine gewerberechtliche Betriebsanlagengenehmigung benötigen, öffentlich zugängliche Tankstellen und Ladepunkte zu veröffentlichen³², Genehmigungsverfahren zu vereinfachen bzw. zu vereinheitlichen und die Infrastruktur für Elektromobilität inklusive der Leerverrohrung – auch in mehrgeschossigen Bestandsbauten – zu schaffen bzw. zu erleichtern.³³ Zudem wurde beispielsweise in § 2 Abs. 1 Z 47 KFG 1967³⁴ normiert, dass Strom in allen Arten von Elektrofahrzeugen als alternativer Kraftstoff gilt. Die Kennzeichentafeln von Kraftfahrzeugen mit reinem Elektroantrieb sind nach § 49 Abs. 4 Z 5 KFG 1967 in Weiß mit grüner Schrift gestaltet und seit dem 01.04.2017 erhältlich. Aufgrund des Gewichts der im Auto verbauten Batterie wurde die höchstzulässige Gesamtmasse der Führerscheinklasse B unter Einhaltung gewisser Voraussetzungen auf max. 4.250 kg hinaufgesetzt.³⁵ Schließlich wurden steuerliche Anreize zur Anschaffung von Elektroautos gesetzt: So entfällt u.a. die motorbezogene Versicherungssteuer³⁶, die Kraftfahrzeugsteuer³⁷ sowie die Normverbrauchsabgabe (NoVA)³⁸. Zudem greift die Möglichkeit der Vorsteuerabzugsfähigkeit^{39, 40}. Wird ein firmeneigenes Elektroauto privat genutzt, stellt dies derzeit keinen Sachbezug dar, das gleiche gilt für das kostenlose Laden dieses Elektrofahrzeugs beim Arbeitgeber.⁴¹ Ebenfalls kein Sachbezug liegt aktuell vor, wenn der Arbeitnehmer sein privates/eigenes Elektrofahrzeug beim Arbeitgeber unentgeltlich/gratis laden kann.⁴²

Um ein Vertragsverletzungsverfahren zwischen der Europäischen Kommission und der Republik Österreich aufgrund der unzureichenden Umsetzung der RL 2014/94/EU zu beenden, wurde das **Bundesgesetz zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe**⁴³ erlassen. Darin werden – wie in der Unionsrichtlinie auch – u.a. die Begriffe „alternative

³¹ Dies ist im Rahmen von § 54 Abs. 5 lit. m StVO bereits erfolgt.

³² Dies ist im Rahmen von § 22a E-ControlG bereits erfolgt.

³³ S. 28 f.

³⁴ Bundesgesetz vom 23.06.1967 über das Kraftfahrwesen (Kraftfahrgesetz 1967 – KFG 1967), BGBl. I 2017/40.

³⁵ § 2 Abs. 1a FSG (Bundesgesetz über den Führerschein – Führerscheingesetz, BGBl. I 2017/15.

³⁶ § 4 Abs. 3 Z 6 Versicherungssteuergesetz 1953 (Bundesgesetz vom 08.07.1953, betreffend die Erhebung einer Versicherungssteuer, BGBl. I 2016/117.

³⁷ § 2 Abs. 1 Z 9 KfzStG 1992 (Bundesgesetz über die Erhebung einer Kraftfahrsteuer – Kraftfahrsteuergesetz, BGBl. I 2014/105.

³⁸ § 3 Z 2a NoVAG 1991 (Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe für den Normverbrauch von Kraftfahrzeugen eingeführt wird – Normverbrauchsabgabengesetz, BGBl. I 2017/89.

³⁹ § 12 Abs. 2 Z 2a UStG 1994 (Bundesgesetz über die Besteuerung der Umsätze (Umsatzsteuergesetz 1994, BGBl. I 2017/106.

⁴⁰ Eingehend zum gesamten: *BMVIT*, Elektromobilität, S. 1 ff.; *Frankl-Templ*, Elektromobilitätspaket, ZVR 2017, 156 ff.

⁴¹ § 4 Sachbezugswerteverordnung, BGBl. II 2018/237.

⁴² BMF-AV Nr. 2011/2016, Lohnsteuerrichtlinie 2002-Wartungserlass 2016, Rz. 175b.

⁴³ BGBl. I 2018/38.

Kraftstoffe⁴⁴, „Elektrofahrzeug“⁴⁵, „Ladepunkt“⁴⁶, „Normalladepunkt“⁴⁷, „Schnellladepunkt“⁴⁸ sowie „öffentlich zugänglicher Ladepunkt oder öffentlich zugängliche Tankstelle“⁴⁹ definiert.

Wie in weiterer Folge noch ausgeführt wird, war früher umstritten, ob der Betrieb einer Ladestation unter den Anwendungsbereich des EIWOG 2010⁵⁰ oder den der GewO 1994⁵¹ fällt. Nunmehr wurde zumindest in den Gesetzeserläuterungen klargestellt, dass der Betrieb von Ladepunkten nicht unter den Anwendungsbereich des EIWOG 2010, sondern den der GewO 1994 fällt.⁵² Zudem wurde der in Art. 4 Abs. 9 der RL 2014/94/EU etwas unglücklich formulierte Satz im Rahmen der Umsetzung in § 3 Abs. 4 dieses Gesetzes in der Weise präzisiert, dass die Betreiber der Ladepunkte auch das punktuelle Laden ermöglichen müssen, ohne dass dadurch ein Dauerschuldverhältnis zustande kommt. Hinsichtlich der technischen Spezifikation öffentlich zugänglicher Ladepunkte wird in § 4 Abs. 1 dieses Gesetzes auf die Vorgaben der RL 2014/94/EU verwiesen.

(5) Errichtung einer Ladestation (anlagenbezogen)

Die folgenden Ausführungen geben einen groben Überblick über die einschlägigen Bestimmungen, die bei der **Errichtung einer Ladestation**⁵³ zu berücksichtigen sind. Da jedoch in diesem Zusammenhang zahlreiche Rechtsmaterien tangiert sind und es sich dadurch um eine Querschnittsmaterie handelt, wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass lediglich auf ausgewählte Aspekte des öffentlichen Rechts und nicht auf das Privatrecht⁵⁴ (z.B. auf das Wohnungseigentums- oder das Mietrecht) eingegangen wird. Ferner wird davon ausgegangen, dass beispielsweise die Vorgaben der OIB-Richtlinien 2.2 und 3 sowie der einschlägigen ÖNORMEN und auch internationale Normen im Rahmen der Umsetzung eingehalten werden, die ebenfalls nicht untersucht werden.

⁴⁴ Dies sind nach § 2 Z 1 dieses Gesetzes Kraftstoffe oder Energiequellen, die zumindest teilweise als Ersatz für Erdöl als Energieträger für den Verkehrssektor dienen und die zur Reduzierung der CO₂-Emissionen beitragen und die Umweltverträglichkeit des Verkehrssektors erhöhen können, worunter u.a. Elektrizität fällt.

⁴⁵ Darunter versteht man nach § 2 Z 2 dieses Gesetzes ein Kraftfahrzeug mit einem Antriebsstrang, der mindestens einen nichtperipheren elektrischen Motor als Energiewandler mit einem elektrisch aufladbaren Energiespeichersystem, das extern aufgeladen werden kann, enthält.

⁴⁶ § 2 Z 3 dieses Gesetzes definiert einen Ladepunkt als eine Schnittstelle, mit der zu selben Zeit entweder nur ein Elektrofahrzeug aufgeladen oder nur eine Batterie eines Elektrofahrzeugs ausgetauscht werden kann.

⁴⁷ Ein Normalladepunkt ist nach § 2 Z 4 dieses Gesetzes ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von höchstens 22 kW an ein Elektrofahrzeug übertragen werden kann, mit Ausnahme von Vorrichtungen mit einer Ladeleistung von höchstens 3,7 kW, die in Privathaushalten installiert sind oder deren Hauptzweck nicht das Aufladen von Elektrofahrzeugen ist und die nicht öffentlich zugänglich sind.

⁴⁸ Darunter ist nach § 2 Z 5 dieses Gesetzes ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von mehr als 22 kW an ein Elektrofahrzeug übertragen werden kann, zu verstehen.

⁴⁹ Dies ist ein Ladepunkt oder eine Tankstelle, an der ein alternativer Kraftstoff angeboten wird und zu der alle Nutzer aus der Union nichtdiskriminierend Zugang haben. Der nichtdiskriminierende Zugang kann verschiedene Arten der Authentifizierung, Nutzung und Bezahlung umfassen, § 2 Z 6 dieses Gesetzes.

⁵⁰ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I 2017/108.

⁵¹ Gewerbeordnung 1994 – GewO 1994, BGBl. I 2017/107.

⁵² ErlRV 137 BlgNR XXVI. GP 1.

⁵³ Auf den Betrieb einer solchen Ladestation wird hingegen in weiterer Folge eingegangen.

⁵⁴ Dazu: *e7/WU Wien*, Nachrüstung von Ladestationen, S. 28 ff.; *Schweditsch*, Elektroauto, RdU 2016, 49, 54 ff.

a. Baurechtliche Vorgaben

Bei der Errichtung einer Ladestation müssen unter Umständen baurechtliche Vorgaben – die hinsichtlich der Gesetzgebung und der Vollziehung der Kompetenz der Länder unterliegen – eingehalten werden, die im Folgenden kurz für sämtliche Bundesländer dargestellt werden.⁵⁵

i. Burgenland

Die Errichtung einer Ladestation ist im Bgld. BauG⁵⁶ nicht ausdrücklich geregelt und daher auch nicht explizit vom Anwendungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen. Daher stellt sich die Frage, ob dieses Vorhaben von den Regelungen des gegenständlichen Gesetzes erfasst ist oder nicht. Nach § 1 Abs. 2 Z 4 Bgld. BauG sind Bauwerke im Zusammenhang mit Ver- und Entsorgungsleitungen vom Geltungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen, sofern es sich bei diesen Bauwerken nicht um Gebäude oder Abwasserreinigungsanlagen handelt. Unter einem **Bauwerk** versteht man nach § 2 Abs. 1 Bgld. BauG eine Anlage, die mit dem Boden in Verbindung steht und zu deren fachgerechter Herstellung bautechnische Kenntnisse erforderlich sind. Die erforderliche Verbindung mit dem Boden, also ein unmittelbares Aufliegen auf selbigem, ist dann gegeben, wenn die Anlage nicht ohne weiteres an einen anderen Ort verbracht werden kann.⁵⁷ Dies dürfte bei einer Ladestation, die außerhalb eines Gebäudes auf privatem oder öffentlichem Grund errichtet wird, durchaus der Fall sein. Ob bei der Errichtung einer solchen Ladestation bautechnische Kenntnisse notwendig sind, bedarf einer objektiven Betrachtung.⁵⁸ Dabei ist es auch unerheblich, ob diese Kenntnisse bereits bei der Herstellung oder aber erst im Zeitpunkt der Aufstellung erforderlich sind.⁵⁹ Dass bei beiden Schritten ein Maß an bautechnischen Kenntnissen erforderlich sein dürfte, um auch Gefahren für die Nutzer von Ladestationen abzuwenden, dürfte unstrittig sein. Daher handelt es sich bei einer Ladestation außerhalb eines Gebäudes um ein Bauwerk. Dieses müsste jedoch im Zusammenhang mit **Ver- und Entsorgungsleitungen** stehen. Darunter fallen beispielsweise Pumpstationen, Kanalschächte, Transformatorenstationen, Masten, Strom-, Wasser- und Gasleitungen.⁶⁰ Zwar wird sowohl in der Praxis als auch in der Literatur die Meinung vertreten, dass darunter auch eine Ladestation fällt⁶¹, allerdings muss bezweifelt werden, dass der Gesetzgeber bei der Schaffung der Ausnahme nach § 1 Abs. 2 Z 4 Bgld. BauG tatsächlich eine Ladestation vor Augen hatte. Verglichen mit den anderen Landesgesetzen liegt die Annahme nahe, dass darunter eher die Anlagen zu subsumieren sind, die unter den Anwendungsbereich anderer Gesetzesmaterien fallen, wie z.B. das Wasserrechtsgesetz, das Starkstromwegesgesetz oder das ElWOG 2010. Diese Frage müsste daher mit der burgenländischen Baubehörde geklärt werden.

Es ist jedoch eine Novelle des Burgenländischen Baugesetzes geplant: Darin sollen in § 1 Abs. 2 Z 19 Ladestationen für Elektrofahrzeuge als Ausnahme vom Geltungsbereich dieses Gesetzes verankert werden. In den Erläuterungen wird klargestellt, dass sie schon bisher als Bauwerke im Zusammenhang

⁵⁵ Dazu auch: *BMVIT, Leitfaden für Betriebe*, S. 4 f.; *BMVIT, Leitfaden für Private*, S. 3 f.; *Frankl-Templ, Elektromobilität*, S. 72 ff.

⁵⁶ Gesetz vom 20.11.1997, mit dem Bauvorschriften für das Burgenland erlassen werden (Burgenländisches Baugesetz 1997 – Bgld. BauG), LGBl. 2013/79.

⁵⁷ *Berl, F./Berl, S./Csillag-Wagner*, Burgenländisches Baurecht, § 2 Rz. 8 ff.

⁵⁸ *Berl, F./Berl, S./Csillag-Wagner*, Burgenländisches Baurecht, § 2 Rz. 14.

⁵⁹ *Berl, F./Berl, S./Csillag-Wagner*, Burgenländisches Baurecht, § 2 Rz. 17 m.w.N.

⁶⁰ *Berl, F./Berl, S./Csillag-Wagner*, Burgenländisches Baurecht, § 1 Rz. 154 m.w.N.

⁶¹ *BMVIT, Leitfaden für Betriebe*, S. 4; *BMVIT, Leitfaden für Private*, S. 3; *Frankl-Templ, Elektromobilität*, S. 77.

mit Ver- und Entsorgungsleitungen galten und daher nicht vom Anwendungsbereich des Baugesetzes erfasst werden. Die gesetzliche Regelung soll dennoch als Klarstellung dienen.

Für den Fall, dass die Ladestation jedoch in Verbindung mit einem bzw. in einem Gebäude errichtet wird (z.B. in Form einer Steckdose in der Garage), ist zwar das Gebäude baurechtlich bewilligungspflichtig, nicht jedoch die Ladestation.

Sofern von der Ladestation in einer Garage Emissionen in gefährlicher Konzentration ausgehen können, müssen beispielsweise Belüftungseinrichtungen oder Warngeräte vorgesehen werden.⁶²

Zudem ist auf § 40a Bgld. BauVO 2008 hinzuweisen. Dieser bestimmt, dass bei der Errichtung von PKW-Abstellplätzen mit jeweils mehr als 50 Stellplätzen, soweit dort nicht ohnehin entsprechende Elektroinstallationen errichtet werden, zumindest je 50 Stellplätze Vorkehrungen für eine nachträgliche Installation von Ladestationen für Elektrofahrzeuge (z.B. Leerverrohrungen) vorzusehen sind.

ii. Kärnten

Die K-BO 1996⁶³ regelt explizit, dass dieses Gesetz nicht für Ladepunkte für Elektrofahrzeuge – und damit auch nicht für deren Errichtung – gilt.⁶⁴ Damit unterliegt die Errichtung der Ladestation in Kärnten keiner baurechtlichen Bewilligungspflicht.

Sofern von der Ladestation in einer Garage Emissionen in gefährlicher Konzentration ausgehen können, müssen beispielsweise Belüftungseinrichtungen oder Warngeräte vorgesehen werden.⁶⁵

Gem. 18 Abs. 5 K-BO 1996 kann die Bewilligung eines Gebäudes mit der Auflage verbunden werden, Elektrotankstellen für Kraftfahrzeuge zu errichten.

iii. Niederösterreich

Zwar ist die Errichtung einer Ladestation nach der NÖ BO 1994⁶⁶ weder bewilligungs- noch anzeigepflichtig, jedoch bedarf es unter der Voraussetzung, dass die Ladepunkte bzw. Ladestationen zum beschleunigten Laden⁶⁷ von Elektrofahrzeugen geeignet sind, nach § 16 Abs. 1 Z 6 NÖ BO 2014 einer schriftlichen Meldung innerhalb von vier Wochen nach Fertigstellung an die Baubehörde. Dieser Meldung ist ein Elektroprüfbericht beizufügen.⁶⁸ Wird hingegen kein beschleunigtes Laden vorgenommen, entfällt diese Verpflichtung.

Nach § 13 NÖ BTV 2014⁶⁹ sind Ladestationen für elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge in Garagen nur dann zulässig, wenn entstehende Gase und Säuredämpfe gefahrlos abgeleitet werden.

⁶² § 18 Abs. 2 Bgld. BauVO 2008, Verordnung der Burgenländischen Landesregierung vom 24.06.2008, mit der Vorschriften über die technischen Anforderungen an Bauwerke erlassen werden (Burgenländische Bauverordnung 2008 – Bgld. BauVO 2008), LGBl. 2017/17.

⁶³ Kärntner Bauordnung 1996 (K-BO 1996), LGBl. 2017/66.

⁶⁴ § 2 Abs. 2 lit. f K-BO 1996.

⁶⁵ § 27 Abs. 2 K-BV (Gesetz vom 19.06.1985, mit dem Bauvorschriften für das Land Kärnten erlassen werden (Kärntner Bauvorschriften – K-BV), LGBl. 2017/66.

⁶⁶ NÖ Bauordnung 2014 (NÖ BO 2014), LGBl. 2018/12.

⁶⁷ Min. 20 kW Ladeleistung.

⁶⁸ § 16 Abs. 1 Z 6 i.V.m. § 16 Abs. 4 NÖ BO 2014.

⁶⁹ NÖ Bautechnikverordnung 2014 (NÖ BTV 2014), LGBl. 2016/25.

In § 64 Abs. 3 bis 8 NÖ BO 1994⁷⁰ ist die verpflichtende Vorsorge zur möglichen (nachträglichen) Errichtung von Ladepunkten bzw. Ladestationen sowohl im nicht öffentlich zugänglichen als auch im öffentlich zugänglichen Bereich je nach Anzahl der Pflichtstellplätze ausführlich geregelt. Dabei wird auch auf jeweilige Ladeleistung von mindestens 3 kW bzw. 20 kW eingegangen.⁷¹

iv. Oberösterreich

Die Oö. BauO 1994⁷² regelt die Errichtung einer Ladestation nicht explizit. Allerdings gilt dieses Gesetz nach § 1 Abs. 3 Z 5 Oö. BauO 1994 nicht für baulichen Anlagen, die der Leitung oder Umformung von Energie dienen⁷³, wie beispielsweise Freileitungen, Transformatorenstationen, Kabelstationen oder Pumpstationen, soweit es sich nicht um Gebäude⁷⁴ handelt. Zwar dürfte es sich bei einer Ladestation um eine bauliche Anlage handeln, jedoch stellt sich die Frage, ob sie tatsächlich der Leitung oder Umformung von Energie im gesetzlich gemeinten Sinn dienen. Dies dürften Teile sein, die der Aufrechterhaltung bzw. der Unterstützung des Netzbetriebs zu dienen bestimmt sind. Dies dürfte bei einer Ladestation nicht der Fall sein, da diese nicht Teil dessen ist, auch wenn in gewisser Weise elektrische Energie umgeformt und weitergeleitet wird. Dennoch gehen die Praxis und die Literatur davon aus, dass die Errichtung einer solchen Ladestation bewilligungs- und anzeigefrei erfolgen kann.⁷⁵ In der Praxis würde sich eine Rücksprache mit der Baubehörde empfehlen.

Nach § 20 Abs. 1 Oö. BauTV 2013⁷⁶ sind bei der Errichtung von öffentlich zugänglichen Stellplätzen für Kraftfahrzeuge und Fahrräder mit jeweils mehr als 50 Stellplätzen, soweit dort nicht ohnehin entsprechende Elektroinstallationen errichtet werden, zumindest je 50 Stellplätze Vorkehrungen für eine nachträgliche Installation von Ladestationen für Elektrofahrzeuge (z.B. Leerverrohrungen) vorzusehen. Die Stellplätze gemäß Abs. 1 sind bis spätestens 31. Dezember 2018 mit Ladestationen für Elektrofahrzeuge auszustatten.⁷⁷

v. Salzburg

Auch im Salzburger BaupolG⁷⁸ ist die Errichtung einer Ladestation nicht geregelt. In diesem Fall wird in der Praxis und der Literatur ebenfalls angenommen, dass es sich dabei grundsätzlich um ein bewilligungsfreies Vorhaben handelt.⁷⁹ Dies allerdings ohne weitere Begründung, sodass auch hier

⁷⁰ Ausführlich dazu: *Frankl-Templ*, Elektromobilität, S. 75 f.; *Schweditsch*, Elektroauto, RdU 2016, 49, 53.

⁷¹ *Frankl-Templ*, Elektromobilität, S. 57 weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass man zwischen langsamen Laden (3,7 kW), normalem Laden (11 kW), beschleunigtem Laden (22 kW) und Schnellladen (50 kW) unterscheidet. Die Ladeleistung sei zudem wichtig im Zusammenhang mit der jeweiligen Ladestation: So würden derzeit 90% der Ladevorgänge zu Hause oder am Arbeitsplatz in Form des Langsamladen über eine Wallbox bzw. eine Haushaltssteckdose erfolgen. Der Ladevorgang im öffentlichen Raum (z.B. in Garagen) wird hingegen über Wechselstrom-Ladestationen, und damit beschleunigt, vorgenommen. Das Schnellladen erfolge zumeist auf Autobahntankstellen mit einem CCS-Stecker.

⁷² Landesgesetz vom 05.05.1994, mit dem eine Bauordnung für Oberösterreich erlassen wird (Oö. Bauordnung 1994 – Oö. BauO 1994), LGBl. 2017/95.

⁷³ Vgl. nunmehr auch § 3 Z 7 Stmk. BauG.

⁷⁴ Ein Gebäude ist nach § 2 Z 12 Oö. BauTG 2013 (Landesgesetz über die bautechnischen Anforderungen an Bauwerke und Bauprodukte (Oö. Bautechnikgesetz 2013 – Oö. BauTG 2013), LGBl. 2017/38) ein überdecktes, allseits oder überwiegend umschlossenes Bauwerk, das von Personen betreten werden kann, was bei einer Ladestation nicht der Fall ist.

⁷⁵ *BMVIT*, Leitfaden für Betriebe, S. 4; *BMVIT*, Leitfaden für Private, S. 3; *Frankl-Templ*, Elektromobilität, S. 77.

⁷⁶ Verordnung der Oö. Landesregierung, mit der die Durchführungsvorschriften zum Oö. Bautechnikgesetz 2013 sowie betreffend den Bauplan erlassen werden (Oö. Bautechnikverordnung 2013 Oö. BauTV 2013), LGBl. 2017/39.

⁷⁷ § 20 Abs. 2 Oö. BauTV 2013.

⁷⁸ Baupolizeigesetz 1997 – BauPolG, LGBl. 2017/96.

⁷⁹ *BMVIT*, Leitfaden für Betriebe, S. 4; *BMVIT*, Leitfaden für Private, S. 3; *Frankl-Templ*, Elektromobilität, S. 79.

eine Rücksprache mit der Baubehörde erfolgen sollte. Allerdings sieht § 2 Abs. 1 Z 2 Salzburger BaupolG vor, dass eine Baubewilligung dann erforderlich ist, wenn durch das Vorhaben die Brandsicherheit beeinflusst wird oder sonstige Belange nach § 3 Abs. 1 Salzburger BauTG⁸⁰ erheblich beeinträchtigt werden. Ist dies bei der Errichtung und dem Betrieb einer Ladestation nicht der Fall, besteht keine baurechtliche Bewilligungspflicht.

Sofern bei Bauten mehr als 50 Stellplätze für Kraftfahrzeuge zu errichten sind, sind dabei gem. § 38 Abs. 4 Z 2 BauTG auch entsprechende Vorkehrungen für die (nachträgliche) Installation von Ladestationen für Elektrofahrzeuge, z.B. in Form von Leerverrohrungen, zu treffen.

vi. Steiermark

Die Errichtung einer Ladestation ist im Stmk. BauG⁸¹ inzwischen geregelt und vom Anwendungsbereich dieses Gesetzes ausgenommen. So unterfallen E-Ladestationen dem § 3 Z 7 Stmk. BauG und gelten ausdrücklich als bauliche Anlagen, die der Fortleitung oder Umformung von Energie dienen.

Sofern Emissionen in gefährlicher Konzentration beim Betrieb der Ladestation in einer Garage nicht ausgeschlossen werden können, müssen beispielsweise Belüftungseinrichtungen oder Warngeräte vorgesehen werden.⁸²

§ 92a Abs. 1 Stmk. BauG schreibt vor, dass bei der Errichtung von Einkaufszentren sowie bei Abstellanlagen für Kraftfahrzeuge und Fahrräder von mehr als 50 Abstellplätzen zumindest je 50 Abstellplätze Vorkehrungen für eine nachträgliche Installation für Elektrofahrzeuge (z.B. Leerverrohrung) vorzusehen haben. Darüber hinaus ist die Gemeinde nach § 92a Abs. 2 Stmk. BauG berechtigt, eine Verordnung zu erlassen, mit der die Anzahl der Abstellplätze geändert wird und weitere Vorkehrungen bezüglich der Ladestation festzulegen.

vii. Tirol

Die TBO 2011⁸³ sieht in § 28 Abs. 2 lit. g TBO 2011 vor, dass die Errichtung und Änderung von frei stehenden Ladestationen für Elektrofahrzeuge mit Ausnahme von Gebäuden der Behörde⁸⁴ anzuzeigen sind. Im Umkehrschluss gilt diese Anzeigepflicht im Falle der Errichtung innerhalb von Gebäuden (z.B. in Form einer Steckdose) jedoch nicht, sodass diese Vorhaben frei erfolgen können.

Zudem ist auf § 10 TBO 2011 hinzuweisen, der die Landesregierung ermächtigt, per Verordnung nähere Vorschriften über die im Zusammenhang mit der Schaffung von Abstellmöglichkeiten für Kraftfahrzeuge zu errichtenden Infrastrukturen zu erlassen. Dabei kann z.B. zwischen öffentlich und nicht öffentlich zugänglichen Ladestationen differenziert werden. Es können ferner entweder jene technischen Vorkehrungen bestimmt werden, die für die nachträgliche Installation der Ladestationen zu treffen sind, oder es kann bestimmt werden, dass Ladestationen zu installieren sind. Auch kann ein zahlenmäßiges Verhältnis zwischen den insgesamt zu schaffenden Abstellmöglichkeiten und der Anzahl jener Abstellmöglichkeiten festgelegt werden, hinsichtlich der entsprechende Vorkehrungen vorzusehen bzw. bei denen Ladestationen zu installieren sind.

⁸⁰ Gesetz vom 07.10.2015 über die technischen Bauvorschriften im Land Salzburg (Salzburger Bautechnikgesetz 2015 – BauTG 2015), LGBl. 2017/96.

⁸¹ Gesetz vom 04.04.1995, mit dem Bauvorschriften für das Land Steiermark erlassen werden (Steiermärkisches Baugesetz – Stmk. BauG), LGBl. 2018/63.

⁸² § 64 Abs. 2 Stmk. BauG.

⁸³ Kundmachung der Landesregierung vom 06.02.2018 über die Wiederverlautbarung der Tiroler Bauordnung 2011, LGBl. 2018/28.

⁸⁴ §§ 62, 63 TBO 2011.

viii. Vorarlberg

Im Vorarlberger BauG⁸⁵ ist in § 20 Abs. 3 BauG geregelt, dass die Errichtung und die Änderung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge sowie deren Einbau in bestehende Bauwerke frei sind, also weder einer Baubewilligung noch einer Bauanzeige bedürfen, sofern die Abstandsflächen und Mindestabstände⁸⁶ eingehalten werden.

Wenn Emissionen in gefährlichen Konzentrationen in Zusammenhang mit der Ladestation in einer Garage nicht ausgeschlossen werden können, müssen beispielsweise Belüftungseinrichtungen oder Warngeräte vorgesehen werden.⁸⁷

ix. Wien

Die BO für Wien⁸⁸ sieht vor, dass die Errichtung von Stromtankstellen auf öffentlichen Verkehrsplätzen und somit im Freien weder eine Baubewilligung noch eine Bauanzeige voraussetzt.⁸⁹ Greift diese Ausnahmeregelung nicht, erfolgt die Errichtung somit beispielsweise in einer Garage, ist davon auszugehen, dass eine Bauanzeige nach § 62 Abs. 1 Z 4 BO für Wien erforderlich ist.⁹⁰ Laut den Vorgaben der MA37 löst jedoch die bloße Ausstattung eines „normalen“ Stellplatzes mit einer „Steckdose“ keine Anzeigenpflicht aus.⁹¹

Während des Beladens der Fahrzeugbatterie innerhalb der Garage ist aufgrund des Schutzes der Gesundheit eine ausreichende Lüftung sicherzustellen. Dieses Erfordernis ist deutlich sichtbar auszuhängen.⁹²

§ 6 Abs. 3 GaragenG legt fest, dass bei der Errichtung von Garagen auf die Möglichkeit zur nachträglichen Schaffung von Ladeplätzen für elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge Bedacht zu nehmen ist.

x. Zwischenergebnis

Die Ausführungen zeigen, dass das geplante Vorhaben je nach Bundesland und Örtlichkeit der Errichtung sowie der Ausstattung der Ladestation eine baurechtliche Meldepflicht oder Anzeigepflicht voraussetzen kann. Unabhängig davon empfiehlt das *BMVIT*⁹³ generell, im Vorwege der Errichtung einer solchen Ladestation mit der zuständigen Behörde Kontakt aufzunehmen.⁹⁴

⁸⁵ LGBl. 2017/78.

⁸⁶ Die Abstandsflächen und Mindestabstände ergeben sich aus §§ 5 f. BauG.

⁸⁷ § 21 Abs. 2 BautechnikVO (Verordnung der Landesregierung über die technischen Erfordernisse von Bauwerken), LGBl. 2016/93.

⁸⁸ Wiener Stadtentwicklungs-, Stadtplanungs- und Baugesetzbuch (Bauordnung für Wien – BO für Wien), LGBl. 2016/27.

⁸⁹ § 62a Abs. 1 Z 10 BO für Wien.

⁹⁰ Sofern § 62 Abs. 1 Z 4 BO für Wien nicht greifen würde, käme § 3 Abs. 1 Z 4 WGarG 2008 (Gesetz über das Einstellen von Kraftfahrzeugen, kraftbetriebene Parkeinrichtungen und Tankstellen in Wien, Wiener Garagengesetz 2008 – WGarG 2008, LGBl. 2014/26) zur Anwendung.

⁹¹ MA37, Ladeplätze für Elektrofahrzeuge, S. 1.

⁹² § 20 Abs. 2 und 3 WGarG 2008.

⁹³ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Genehmigungsverfahren Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge.

⁹⁴ *BMVIT*, Leitfaden für Betriebe, S. 4; *BMVIT*, Leitfaden für Private, S. 4.

b. Straßenverkehrsrechtliche Vorgaben

Im Falle der Errichtung und Aufstellung der Ladestation **auf Straßen mit öffentlichem Verkehr** hat der Betreiber zusätzlich zur jeweiligen Bauordnung auch die Straßenverkehrsordnung (StVO)⁹⁵ zu berücksichtigen, zumal die Straße⁹⁶ (mit öffentlichem Verkehr) nicht zu Verkehrszwecken im engeren Sinn benutzt wird.⁹⁷ Die Errichtung einer Ladeinfrastruktur und der damit einhergehende Verkauf von elektrischer Energie im öffentlichen Straßenraum gehen über den Widmungszweck des Straßenverkehrs und den Gemeingebrauch hinaus (anders ist dies beim Parkvorgang, wenn das Fahrzeug aufgeladen wird). Folglich ist i.d.R. für die Ladestation eine straßenverkehrsrechtliche Bewilligung nach § 82 Abs. 1 StVO erforderlich, sofern keine Ausnahmeregelung nach § 82 Abs. 3 StVO einschlägig ist. In Zusammenhang mit der Ladestation könnte ausnahmsweise § 82 Abs. 3 lit. c StVO in Betracht kommen, wenn diese Tätigkeit ihrem Wesen nach auf der Straße ausgeübt wird. Allerdings ist die Errichtung und der Betrieb einer Ladestation – anders als es bei konventionellen Tankstellen der Fall ist⁹⁸ – nicht nur im öffentlichen Straßenraum, sondern z.B. auch auf privaten Plätzen bzw. in Garagen möglich, sodass diese Ausnahmeregelung nicht greift.⁹⁹ Die somit erforderliche Bewilligung ist durch die zuständige Behörde zu erteilen, wenn durch diese Art der Straßenbenützung die Sicherheit, Leichtigkeit und Flüssigkeit des Verkehrs nicht wesentlich beeinträchtigt wird oder eine über das gewöhnliche Maß hinausgehende Lärmentwicklung nicht zu erwarten ist. Bei der Errichtung der Ladestation ist auch darauf Bedacht zu nehmen, dass niemand durch die entsprechenden Kabel gefährdet wird.¹⁰⁰

Neben der straßenverkehrsrechtlichen Bewilligung bedarf es auch der schriftlichen Zustimmung der Straßenverwaltung zur Sondernutzung, da die Errichtung einer Ladestation über den Gemeingebrauch einer öffentlichen Straße hinausgeht.¹⁰¹

Nunmehr ist in § 54 Abs. 5 lit. m StVO eine Zusatztafel vorgesehen, die – unter dem Zeichen „Halten und Parken verboten“ angebracht – bedeutet, dass das Verbotsschild im Zeitraum des Ladevorgangs eines Elektrofahrzeugs nicht gilt.

c. Gewerberechtliche Vorgaben

Zu prüfen ist, ob die Errichtung und der Betrieb einer Ladestation zu **kommerziellen Zwecken** eine gewerbliche Betriebsanlagengenehmigung voraussetzt. Dazu müsste zunächst der Anwendungsbereich der GewO 1994 eröffnet sein, was vorliegend vorausgesetzt wird.¹⁰² Nach § 74 Abs. 1 GewO 1994 versteht man unter einer gewerblichen Betriebsanlage eine örtlich gebundene Betriebsanlage, die der Entfaltung einer gewerblichen Tätigkeit nicht bloß vorübergehend zu dienen bestimmt ist. Davon ist an dieser Stelle auszugehen. Sofern eine solche Ladestation wegen der Verwendung von Maschinen und Geräten, wegen ihrer Betriebsweise, wegen ihrer Ausstattung oder

⁹⁵ Bundesgesetz vom 06.07.1960, mit dem Vorschriften über die Straßenpolizei erlassen werden (Straßenverkehrsordnung 1960 - StVO 1960), BGBl. I 2017/68.

⁹⁶ Der Begriff Straße wird in § 2 Abs. 1 Z 1 StVO als eine für den Fußgänger- oder Fahrzeugverkehr bestimmte Landfläche samt den in ihrem Zuge befindlichen und diesem Verkehr dienenden baulichen Anlagen definiert.

⁹⁷ Ausführlich dazu: *Michaels/de Wyl/Ringwald*, Elektromobilitätsanlagen, DöV 2011, 831, 832 ff.

⁹⁸ VwGH 04.02.1994, 93/02/0219.

⁹⁹ So auch *Urbantschitsch*, Elektromobilität, ZVR 2010, 316, FN 38; a.A. *Bernegger/Mesecke*, „Elektro-Tankstellen“, RdU 2012, 193, 196.

¹⁰⁰ *Urbantschitsch*, Elektromobilität, ZVR 2010, 316, 318.

¹⁰¹ So z.B. § 37 Abs. 2 Burgenländisches Straßengesetz 2005; § 18 Abs. 1 Niederösterreichisches Straßengesetz 1999; § 7 Abs. 1 Oberösterreichisches Straßengesetz 1991.

¹⁰² Näher dazu weiter unten.

sonst geeignet ist, das Leben oder die Gesundheit des Gewerbetreibenden, der nicht unter die Bestimmungen des ArbeitnehmerInnenschutzgesetzes fällt, der Nachbarn¹⁰³ oder der Kunden, die die Betriebsanlage der Art des Betriebes gemäß aufsuchen, oder das Eigentum oder sonstige dingliche Rechte der Nachbarn zu gefährden¹⁰⁴ bzw. die Nachbarn durch Geruch, Lärm, Rauch, Staub, Erschütterung oder in anderer Weise zu belästigen¹⁰⁵, darf sie gem. § 74 Abs. 2 GewO 1994 nur mit Genehmigung der Behörde¹⁰⁶ errichtet oder betrieben werden. Zwar kann im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht abschließend beurteilt werden, ob derartige Gefährdungen bzw. Belästigungen tatsächlich von dem Betrieb einer konkreten Ladestation ausgehen, jedoch reicht aufgrund des Wortlauts bereits die bloße „Eignung“ aus und bedingt eine Genehmigungspflicht. Bei der Prüfung des jeweiligen Einzelfalls ist auch ein möglicherweise erhöhtes Verkehrsaufkommen und damit die verbundenen Emissionsbelastungen für die Nachbarn sowie die Beeinträchtigung der Sicherheit, Leichtigkeit und Flüssigkeit des Verkehrs zu berücksichtigen.¹⁰⁷

Allerdings wurde im Nationalen Strategierahmen „Saubere Energie im Verkehr“ gefordert, klarzustellen, „dass Ladestationen generell keine gewerberechtliche Betriebsanlagengenehmigung benötigen, solange nicht spezifische ungewöhnliche Ausführungsweisen für eine Genehmigungspflicht im konkreten Sonderfall sprechen.“¹⁰⁸ Auch aus dem Protokoll des Gewerbereferententages 2016 ist zu entnehmen, dass keine Gründe gefunden wurden, dass Ladestationen die in § 74 Abs. 2 Z 1 bis 5 GewO 1994 aufgelisteten geschützten Interessen generell beeinträchtigen.¹⁰⁹

Sofern also die Errichtung sowie der Betrieb einer Ladestation nicht doch im Einzelfall entsprechende Gefährdungen oder Belästigungen verursachen kann, bedarf das Vorhaben aufgrund des zuvor Ausgeführten grundsätzlich keine gewerberechtliche Betriebsanlagengenehmigung. Allerdings empfiehlt das BMVIT, „Kontakt mit der zuständigen Behörde aufzunehmen, um abzuklären, ob für das gegenständliche Vorhaben eine Genehmigungspflicht besteht und ob Unterlagen beizubringen sind.“¹¹⁰

d. Elektrotechnische Vorgaben

Generell müssen bei der Errichtung einer Ladestation die relevanten elektrotechnischen Vorgaben eingehalten werden. Diese sind vorwiegend im ETG 1992¹¹¹ sowie in der ElektrotechnikVO¹¹² verankert. So sieht beispielsweise § 3 Abs. 1 ETG 1992 vor, dass elektrische Betriebsmittel¹¹³ und

¹⁰³ Der Begriff des Nachbarn ist in § 75 Abs. 2 GewO 1994 legal definiert.

¹⁰⁴ § 74 Abs. 2 Z 1 GewO 1994.

¹⁰⁵ § 74 Abs. 2 Z 2 GewO 1994.

¹⁰⁶ Zuständige Behörde ist nach § 333 Abs. 1 GewO 1994 die Bezirksverwaltungsbehörde.

¹⁰⁷ *Bernegger/Mesecke*, „Elektro-Tankstellen“, RdU 2012, 141, 145 m.w.N.

¹⁰⁸ S. 28. So auch *BMNT/BMVIT*, Klima- und Energiestrategie, S. 68.

¹⁰⁹ *BMVIT*, Leitfaden für Betriebe, S. 2.

¹¹⁰ *BMVIT*, Leitfaden für Betriebe, S. 2.

¹¹¹ Bundesgesetz über Sicherheitsmaßnahmen, Normalisierung und Typisierung auf dem Gebiet der Elektrotechnik (Elektrotechnikgesetz 1992 – ETG 1992), BGBl. I 2017/27.

¹¹² Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit über Sicherheit, Normalisierung und Typisierung elektrischer Betriebsmittel und Anlagen sowie sonstiger Anlagen im Gefährdungs- und Störungsbereich elektrischer Anlagen (Elektrotechnikverordnung 2002 – ETV 2002), BGBl. II 2014/229.

¹¹³ Nach § 1 Abs. 1 S. 1 ETG 1992 fallen unter elektrische Betriebsmittel Gegenstände, die als Ganzes oder in einzelnen Teilen zur Gewinnung, Fortleitung oder zum Gebrauch elektrischer Energie bestimmt sind.

elektrische Anlagen¹¹⁴ so zu errichten und zu betreiben sind, dass u.a. ihre Betriebssicherheit, die Sicherheit von Personen und Sachen sowie der ungestörte Betrieb anderer elektrischer Anlagen gewährleistet ist. Dies gilt auch für die Betreiber von Ladestationen.

e. Elektrizitätsrechtliche Vorgaben

i. Netzanschluss

Damit die Ladestation überhaupt elektrische Energie beziehen und sodann im Wege des Ladevorgangs wiederum an Elektroautos abgeben kann, bedarf es zunächst des einmaligen Anschlusses an das öffentliche Verteilernetz.¹¹⁵ Der Netzanschluss stellt nach der Legaldefinition in § 7 Abs. 1 Z 48 EIWOG 2010¹¹⁶ (Grundsatzbestimmung) die physische Verbindung der Anlage eines Kunden oder Erzeugers von elektrischer Energie mit dem Netzsystem dar. Er ist somit die zwingende Voraussetzung für den anschließenden Netzzugang, mit dem erst die Nutzung des Netzes zwecks Entnahme von elektrischer Energie erfolgen kann. Nach der Grundsatzbestimmung des § 45 Z 2 EIWOG 2010 haben die Ausführungsgesetze die Betreiber von Verteilernetzen zu verpflichten, Allgemeine Bedingungen zu veröffentlichen und zu diesen Bedingungen mit Endverbrauchern und Erzeugern privatrechtliche Verträge über den Anschluss abzuschließen (Allgemeine Anschlusspflicht).¹¹⁷ Diese Netzanschlusspflicht umfasst jedoch auch zugleich ein Netzanschlussrecht der Verteilernetzbetreiber, da diese nach der Grundsatzbestimmung des § 44 Abs. 1 EIWOG 2010 berechtigt sind, grds. alle Endverbraucher und Erzeuger an das von ihrem jeweiligen Verteilernetz abgedeckten Gebiet an ihr Netz anzuschließen.¹¹⁸

1. Endverbraucher

Aufgrund des soeben Dargelegten stellt sich nun die Frage, ob der Betreiber einer Ladestation überhaupt von der Netzanschlusspflicht des Verteilernetzbetreibers umfasst ist. Dafür müsste er in dieser Funktion entweder als Endverbraucher oder als Erzeuger einzuordnen sein. Ein Endverbraucher ist eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft.¹¹⁹ Problematisch erscheint in diesem Kontext der Begriff des Eigenverbrauchs. Sinn und Zweck einer solchen Ladestation ist ja gerade nicht der eigene Verbrauch des bezogenen Stroms, sondern die Durchleitung zu einem Elektroauto, das wiederum erst das letzte Glied in der Kette ist. Auch die Einordnung als Erzeuger kommt nicht in Betracht, da eben keine Elektrizität erzeugt¹²⁰ wird.

¹¹⁴ Eine elektrische Anlage ist gem. § 1 Abs. 2 S. 1 ETG 1992 eine ortsfeste betriebsmäßige Zusammenfassung elektrischer Betriebsmittel, soweit diese Zusammenfassung nicht nach Abs. 1 als Betriebsmittel zu betrachten ist.

¹¹⁵ Dies betrifft vor allem öffentliche Ladestationen, die nicht über einen bereits bestehenden Netzanschluss mitversorgt werden.

¹¹⁶ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz – EIWOG 2010), BGBl. 2017/108.

¹¹⁷ So geschehen z.B. in § 34 Abs. 1 Bgl. EIWG 2006; § 40 Z 2 Oö. EIWOG 2006; § 50 Abs. 1 lit. e TEG 2012; § 33 Abs. 1 Vlb. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 40 Abs. 1 WelWG 2005.

¹¹⁸ Z.B. § 33 Abs. 1 Bgl. EIWG 2006; § 42 Abs. 1 K-EIWOG; § 20 Salzburger LEG; § 32 Abs. 1 Vlb. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 39 Abs. 1 WelWG 2005.

¹¹⁹ § 7 Abs. 1 Z 12 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹²⁰ § 7 Abs. 1 Z 17 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

Anders könnte jedoch dann argumentiert werden, wenn die elektrische Energie zwischen Bezug, also Kauf, und Abgabe, also Weiterverkauf, in der Ladestation gespeichert bzw. umgewandelt wird. So haben sowohl der OGH¹²¹ als auch der VfGH¹²² im Zusammenhang mit Pumpspeicherkraftwerken entschieden, dass es sich bei Speicherbetreibern nicht nur um Erzeuger und Einspeiser, sondern ebenfalls um Entnehmer und Endverbraucher handle, da auch sie zunächst elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz beziehen, also kaufen, müssten. Dabei sei es unerheblich, ob zeitlich verzögert wiederum Elektrizität erzeugt bzw. umgewandelt und nutzbar gemacht würde; der Verwendungszweck des Bezugs sei somit nicht ausschlaggebend, sondern allein die Nutzung des Netzes. Somit ist aufgrund der Judikatur auch die Entnahme zur Energieumwandlung, bei der die bezogene elektrische Energie zunächst verbraucht wird, als Eigenverbrauch zu qualifizieren. Im Falle der Ladestation findet auch eine gewisse Art der Umwandlung statt: So bezieht der Betreiber der Ladestation zunächst lediglich reine elektrische Energie, um diese sodann den Fahrern von Elektroautos in Form eines (erweiterten) Gesamtpakets bzw. eines Leistungsbündels aus Fahrstrom, Aufladetechnik, Parkmöglichkeit, Abrechnung, etc. zur Verfügung zu stellen.¹²³ Somit kann der Status eines Endverbrauchers auch dann vorliegen, wenn die bezogene elektrische Energie in einem weiteren Schritt in anderer Form weitergeleitet wird.

Alternativ ist zu prüfen, ob der Begriff des Kunden, wie ihn die Legaldefinition zum Netzanschluss in § 7 Abs. 1 Z 48 EIWOG 2010¹²⁴ verwendet, weiterhilft. Als Kunden gelten nämlich nicht nur Endverbraucher, sondern auch Stromhändler und Elektrizitätsunternehmen, wenn sie elektrische Energie kaufen.¹²⁵ Anders als beim Endverbraucher geht es dabei lediglich um den Kauf des Stroms, nicht auch um den eigenen Verbrauch. Der Stromhändler zeichnet sich sogar dadurch aus, dass er die Elektrizität in Gewinnabsicht (weiter) verkauft.¹²⁶ Die Einordnung als Stromhändler und damit auch als Elektrizitätsunternehmen¹²⁷ liegt somit nahe. Allerdings hat das ehemalige BMWFJ dieser Einschätzung eine Absage erteilt¹²⁸ und den erwerbsmäßigen Betrieb einer Ladestation dem Anwendungsbereich der GewO 1994 unterstellt. Auch wenn diese Aussage rechtlich nicht bindend ist, wird sich dieser Aussage dennoch angeschlossen. Damit ist die Einordnung als Stromhändler bzw. als Elektrizitätsunternehmen hinfällig, sodass weiterhin nur die Einordnung als Endverbraucher darstellbar erscheint.

Möglicherweise könnte ein Blick in die deutsche Rechtslage weiterhelfen. § 3 Z 25 EnWG¹²⁹ definiert den Begriff des Letztverbrauchers als eine natürliche oder juristische Person, die Energie für den eigenen Verbrauch kauft; auch der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile steht dem Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes und den auf Grund dieses

¹²¹ OGH 03.04.2013, 8 Ob 7/13g.

¹²² VfGH 12.03.2013, V 63/12.

¹²³ *Boesche*, Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, RdE 2015, 449, 450: Diese stellt zudem den Vergleich zum Hotel dar, das den Gästen auch ein Leistungsbündel an Übernachtungsmöglichkeit, Frühstück, Stromnutzung usw. zur Verfügung stellt; *Frankl-Templ*, Elektromobilität, S. 69 m.w.N.

¹²⁴ Grundsatzbestimmung.

¹²⁵ § 7 Abs. 1 Z 40 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹²⁶ § 7 Abs. 1 Z 65 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹²⁷ Nach § 7 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung) ist ein Elektrizitätsunternehmen eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher.

¹²⁸ Näher zu der Frage der Einordnung des gewerblichen Betriebs einer Ladestation in Punkt 5.2.

¹²⁹ Energiewirtschaftsgesetz vom 07.07.2005, zuletzt geändert durch Gesetz vom 20.07.2017, BGBl. I S. 2808.

Gesetzes erlassenen Verordnungen gleich.¹³⁰ Damit wurde vom Gesetzgeber klargestellt, dass die Betreiber von Ladepunkten beim Bezug der elektrischen Energie aus dem Netz nicht nur zum Zwecke der Versorgung ihres eigenen Betriebs/ihrer eigenen Ladepunkte, sondern auch bei der Abgabe an Elektroautos energierechtlich als Letztverbraucher gelten.¹³¹ Der Letztverbrauch erfolgt somit bereits an der Ladestation, wo auch das energierechtliche Regime endet und nicht erst beim Laden eines Elektroautos; dieser (zweite) Vorgang gilt somit nicht als Lieferung und auch nicht als Letztverbrauch im Sinne des EnWG.¹³² Begründet wird dies mit dem bereits zuvor angesprochenen Gesamtpaket: So wird an einer Ladestation nicht nur elektrische Energie an die Elektrofahrzeuge abgegeben, sondern auch Leistungen wie Abrechnung, Parkmöglichkeit, etc., was insgesamt gegen die Einordnung eines Stromlieferanten spricht. Als Letztverbraucher haben die Betreiber einer solchen Ladestation auch gegenüber dem Netzbetreiber einen Anspruch auf Netzanschluss. Dies wurde zusätzlich explizit in § 17 EnWG ergänzt.

2. Ladestation ist nicht Teil des öffentlichen Netzes

Mit der Einordnung der Ladestation als Endverbraucher¹³³ ist nunmehr nicht nur ausgeschlossen, dass die Betreiber einer solchen als Stromlieferant gelten, sondern es ist auch geklärt, dass die Ladestation nicht Teil des öffentlichen Netzes ist, was zuvor – zumindest für öffentliche Ladestationen – umstritten war.¹³⁴ Da die Ladestation somit der Abgabe von Elektrizität an ladende Elektroautos nicht aber der Verteilung von Elektrizität zum Zwecke der Versorgung der Netzbenutzer¹³⁵ und damit nicht dem regulierten Bereich unterfällt und die damit einhergehenden Verpflichtungen, wie beispielsweise die Gewährung von Netzanschluss und Netzzugang, Verrechnung von vorgegebenen Systemnutzungsentgelten und Entflechtungsvorgaben nicht eingehalten werden müssen, besteht die Möglichkeit, dass sich unterschiedliche Geschäftsmodelle entwickeln und sich gerade für private Betreiber, wie beispielsweise Arbeitgeber, Raststätten, Restaurants und Supermärkte, der Anreiz bietet, derartige Ladestationen zu errichten.¹³⁶

¹³⁰ Vgl. auch § 2 Z 8 MsbG (Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen, Messstellenbetriebsgesetz vom 29.08.2016 (BGBl. I S. 2034), zuletzt geändert durch Gesetz vom 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106), der als Letztverbraucher natürliche oder juristische Personen definiert, die Energie für den eigenen Verbrauch oder für den Betrieb von Ladepunkten zur Versorgung von Elektrofahrzeugnutzern beziehen.

¹³¹ BT-Drucks. 18/7317, S. 78. Das bedeutet somit, dass der Betreiber einer Ladestation als Letztverbraucher einzustufen ist und nicht erst der Nutzer eines Elektroautos im Rahmen des Tankvorgangs, zumal dafür auch der Wortlaut der Definition spricht: „Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile, nicht der Strombezug durch Elektromobile“, so *Schalle/Hilgenstock*, Aufladen von Elektromobilen, EnWZ 2017, 291, 292 f. Das ladende Elektroauto stellt ein Verbrauchsgerät dar, *Schweditsch*, Elektroauto, RdU 2016, 49, 51.

¹³² *Herz/Henning*, Mobile Energiespeicherung, ZNER 2016, 132, 134; *Schalle/Hilgenstock*, Aufladen von Elektromobilen, EnWZ 2017, 291. Zustimmend auch *Ludwigs/Huller*, Förderung von Elektromobilität, RdE 2017, 497, 501.

¹³³ Zu dem Streit über den möglichen Verstoß dieser Einordnung gegen das Unionsrecht: *Ludwigs/Huller*, Förderung von Elektromobilität, RdE 2017, 497, 501 f.

¹³⁴ Für die Einordnung der öffentlich zugänglichen Ladestation als Teil des öffentlichen Netzes: *Weis*, E-Mobility, S. 288; *Adam*, ZNER 2016, 189, 191 ff.; *Hartwig*, Öffentliche Ladestationen, ZNER 2013, 356 ff.; *von Hoff*, Elektromobilitätstankstellen, ZNER 2009, 341 ff.; für die Einordnung der Ladestation als Kundenanlage: *Feller/de Wyl/Missling*, Ladestationen, ZNER 2010, 240, 244; für die Einordnung der Ladestation als sui generis: *Keil/Schmelzer*, Systemintegration von Elektromobilität, ZNER 2010, 563, 566; für die Einordnung der Ladestation als Teil des Letztverbrauchs *Boesche*, Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, RdE 2015, 449, 450. Auch in Österreich wird vertreten, dass es sich sowohl bei der öffentlichen, als auch bei der privaten Ladestation um eine Kundenanlage und nicht um ein Netz handelt, zumal „die Funktion einer öffentlichen Ladestelle in der Abgabe von Elektrizität an eine unbestimmte sowie unbegrenzte Anzahl an Verbrauchsgeräten“ besteht und nicht dem Transport, so *Schweditsch*, Elektroauto, RdU 2016, 49, 51 f.

¹³⁵ *Feller/de Wyl/Missling*, Ladestationen, ZNER 2010, 240, 243.

¹³⁶ BT-Drucks. 18/7317, S. 117; *Ludwigs/Huller*, Förderung von Elektromobilität, RdE 2017, 497, 501.

3. Zwischenergebnis

Nach den vorherigen Ausführungen ist die Ladestation elektrizitätsrechtlich als Endverbraucher und in diesem Sinne auch letztes Glied in der Kette einzuordnen, zumal sich der weitere Verkauf des zuvor bezogenen Stroms nach gewerberechtlichen und eben nicht nach elektrizitätsrechtlichen Kriterien bemisst. Das bedeutet, das elektrizitätsrechtliche Regime endet bei der Ladestation mit dem Bezug des erforderlichen Stroms aus dem Netz. Die anschließende Abgabe an die Elektroautos bemisst sich hingegen nach gewerberechtlichen Kriterien. Somit ist der Betreiber der Ladestation im Gegensatz zu den unzähligen und stetig wechselnden Fahrern von Elektrofahrzeugen von der Netzanschlusspflicht¹³⁷ des Verteilernetzbetreibers umfasst.¹³⁸

ii. Netzzugang

Um das öffentliche Stromnetz zwecks Entnahme überhaupt nutzen zu können, bedarf es neben dem bestehenden Netzanschluss zudem des fortlaufenden Netzzugangs der Ladestation. Unter dem Netzzugang versteht man nach § 7 Abs. 1 Z 53 EIWOG 2010¹³⁹ die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes, was als entscheidendes Recht im Zuge der Liberalisierung angesehen wird.

Die Grundsatzbestimmung des § 15 EIWOG 2010 sieht vor, dass die Netzbetreiber durch die Ausführungsgesetze zu verpflichten sind, Netzzugangsberechtigten¹⁴⁰ den Netzzugang zu den Allgemeinen Bedingungen und bestimmten Systemnutzungsentgelten zu gewähren. Gleichzeitig haben die Netzzugangsberechtigten nach § 16 Abs. 1 EIWOG 2010¹⁴¹ einen dementsprechenden Anspruch auf Netzzugang gegen die Netzbetreiber (geregelt System). Dies wurde in den Landesausführungsgesetzen umgesetzt, sodass einerseits die Netzbetreiber zur Gewährung des Netzzugangs verpflichtet sind und andererseits die Netzzugangsberechtigten einen diesbezüglichen Rechtsanspruch haben.¹⁴² Zweck dieser Regelung ist es, Wettbewerb auf dem bestehenden öffentlichen Stromnetz zu schaffen, da die Kunden nunmehr berechtigt sind, dieses entgeltlich zu nutzen und ihren Stromlieferanten frei zu wählen und zu wechseln. Die Netzzugangsbedingungen dürfen nicht diskriminierend sein und keine missbräuchlichen Praktiken oder ungerechtfertigten Beschränkungen enthalten und weder die Versorgungssicherheit noch die Dienstleistungsqualität gefährden. Der Betreiber einer Ladestation als Netzzugangsberechtigter hat somit gegen den Netzbetreiber nicht nur einen Anspruch auf Netzanschluss, sondern auch auf Netzzugang und der damit verbundenen freien Wahl des Stromlieferanten.¹⁴³

f. Zwischenergebnis

Je nach Bundesland ist somit bei der Errichtung einer Ladestation von einer baurechtlichen Anzeige- oder Meldepflicht auszugehen. Darüber hinaus ist eine straßenverkehrsrechtliche Bewilligung

¹³⁷ Die Errichtung einer Ladestation ist dem Netzbetreiber nach TOR-Teil D1 (Version 2.0) zu melden.

¹³⁸ So auch *Urbantschitsch*, Elektromobilität, ZVR 2010, 316, der zudem auf die Ausstattung einer Messeinrichtung inkl. Zählpunkt hinweist.

¹³⁹ Grundsatzbestimmung.

¹⁴⁰ Dies sind natürliche oder juristische Personen bzw. eingetragene Personengesellschaften, die Netzzugang begehren, insbesondere Elektrizitätsunternehmen, soweit dies zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist, § 7 Abs. 1 Z 54 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹⁴¹ Grundsatzbestimmung.

¹⁴² Z.B. § 24 Bgld. ElWG 2006; § 22 Abs. 1 und Abs. 2 K-ElWOG; §§ 22 i.V.m. § 24 Oö. ElWOG 2006; § 20 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 30 Abs. 1 und Abs. 2 WeIWG 2005.

¹⁴³ Vgl. auch § 20 Abs. 1 EnWG.

erforderlich, sofern der öffentliche Straßenverkehrsraum genutzt wird. Eine gewerbsrechtliche Betriebsanlagengenehmigung ist hingegen derzeit grundsätzlich nicht erforderlich. Allerdings müssen stets die elektrotechnischen Vorgaben eingehalten werden. Im Rahmen des Elektrizitätsrechts hat der Betreiber der Ladestation als Endverbraucher einen Anspruch auf Netzanschluss und Netzzugang gegen den Verteilernetzbetreiber sowie die freie Wahl seines Stromlieferanten.

(6) Betrieb einer Ladestation (personenbezogen)

Nach den anlagenbezogenen Aspekten im Zusammenhang mit der Errichtung einer Ladestation soll nun auf die personenbezogenen Voraussetzungen im Zusammenhang mit dem **Betrieb einer Ladestation** eingegangen werden. Früher war umstritten, ob der **erwerbsmäßige Betrieb** einer Ladestation, also der Verkauf von elektrischer Energie an Fahrer eines Elektrofahrzeugs in Gewinnabsicht, den Elektrizitätsrechtlichen oder den gewerberechtlichen Vorgaben unterliegt.¹⁴⁴ Bei Privatpersonen oder Personen, die keine Gewinnerzielung bezwecken, wie möglicherweise Arbeitgeber, stellt sich dieses Problem hingegen nicht, da diese in dieser Hinsicht weder dem EIWOG 2010 noch der GewO 1994 unterliegen.

a. Variante 1: Elektrizitätsrechtliche Bewilligung

Beim Betrieb einer Ladestation und dem damit einhergehenden Verkauf von elektrischer Energie liegt nach einer Ansicht die Vermutung nahe, dass je nach Bundesland eine Elektrizitätsrechtliche Anzeige nach dem einschlägigen Landesausführungsgesetz erforderlich ist.¹⁴⁵ So definiert das EIWOG 2010 einen Stromhändler in § 7 Abs. 1 Z 65 EIWOG 2010¹⁴⁶ als eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in Gewinnabsicht verkauft. Zugleich kommt auch die Einordnung als Versorger¹⁴⁷ in Betracht, der als natürliche oder juristische Person bzw. als eingetragene Personengesellschaft die Versorgung¹⁴⁸, also den Verkauf einschließlich Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden, wahrnimmt. Sofern der Betreiber der Ladestation aufgrund des Kaufs von elektrischer Energie von seinem Stromlieferanten und des anschließenden Weiterverkaufs an die Fahrer eines Elektroautos als Stromhändler und Versorger und damit auch als Elektrizitätsunternehmen¹⁴⁹ gilt, bedarf die Ausübung dieser Tätigkeit je nach Bundesland der Anzeige bei der Behörde, also der Landesregierung.¹⁵⁰ Eine (zusätzliche) gewerberechtliche Bewilligung ist aufgrund der Bestimmung in § 2 Abs. 1 Z 20 GewO 1994 jedoch nicht erforderlich, da der Betrieb von

¹⁴⁴ Näher dazu: *Hauer*, in: Korinek et. al, B-VG Kommentar, Art. 12 Z 43; *Hauenschild*, E-Tankstellen, FÖE 2011 H 10, 33 ff.

¹⁴⁵ So *Hauer*, in: Korinek et. al, B-VG Kommentar, Art. 12 Z 43; *Riesz*, § 157 GewO, in: Ennöckl/Raschauer/Wessely, Kommentar zur GewO 157, Rz. 2, 5; *Bernegger/Mesecke*, „Elektro-Tankstellen“, RdU 2012, 141, 144; *Bernegger/Mesecke*, „Elektro-Tankstellen“, RdU 2012, 193, 194; *Storr*, Rahmen für Elektroautos, in: Stöger/Storr, Schwerpunkte, S. 47.

¹⁴⁶ Grundsatzbestimmung.

¹⁴⁷ § 7 Abs. 1 Z 74 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹⁴⁸ § 7 Abs. 1 Z 75 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹⁴⁹ Dies ist eine natürliche oder juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerziellen, technischen oder wartungsbezogenen Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher, § 7 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹⁵⁰ § 54 K-EIWOG; § 36 Abs. 1 Stmk. EIWOG 2005; § 46 Abs. 1 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 44 Abs. 1 WeiWG 2005.

Elektrizitätsunternehmen explizit vom Anwendungsbereich dieses Gesetzes, also der GewO 1994, ausgenommen ist.

Mit der Einordnung als Stromhändler bzw. Versorger gehen auch verschiedene Pflichten einher. So sind diese beispielsweise verpflichtet, u.U. Allgemeinen Bedingungen zu erstellen und der Regulierungsbehörde anzuzeigen¹⁵¹, gegenüber den Kunden ihren Versorgermix auszuweisen¹⁵² und die gelieferten Strommengen mit Nachweisen zu belegen¹⁵³. Sowohl die Rechnungen als auch das Informationsmaterial sind transparent und konsumentenfreundlich zu gestalten.¹⁵⁴

b. Variante 2: Gewerberechtliche Bewilligung

Eine andere Ansicht¹⁵⁵ kommt hingegen zu dem Ergebnis, dass der Betrieb einer Ladestation nicht den elektrizitätsrechtlichen Regelungen unterliegt, da zwar die Ladestation selber ununterbrochen an das öffentliche Netz angeschlossen sei¹⁵⁶, das Elektrofahrzeug an die Ladestation hingegen nur während des Ladevorgangs¹⁵⁷. Somit komme die GewO 1994 zur Anwendung. Die Gewerbeordnung gilt gem. § 1 Abs. 1 GewO 1994, soweit nicht die §§ 2 bis 4 GewO 1994 etwas anderes bestimmen, für alle gewerbsmäßig ausgeübten und nicht gesetzlich verbotenen Tätigkeiten. Eine Tätigkeit wird gewerbsmäßig ausgeübt, wenn sie selbständig, regelmäßig und in der Absicht betrieben wird, einen Ertrag oder sonstigen wirtschaftlichen Vorteil zu erzielen, gleichgültig für welche Zwecke dieser bestimmt ist; hierbei macht es keinen Unterschied, ob der durch die Tätigkeit beabsichtigte Ertrag oder sonstige wirtschaftliche Vorteil im Zusammenhang mit einer in den Anwendungsbereich der Gewerbeordnung fallenden Tätigkeit oder im Zusammenhang mit anderen Tätigkeit erzielt werden soll. Jede Tätigkeit, die diese Kriterien erfüllt, unterliegt den Bestimmungen der GewO 1994 und bedarf einer entsprechenden Gewerbeberechtigung. Nach § 5 Abs. 2 GewO 1994 werden die Gewerbe in reglementierte Gewerbe, Teilgewerbe und freie Gewerbe unterteilt. Da jedoch der Betrieb Ladestation weder von der taxativen Liste der reglementierten Gewerbe nach § 94 GewO 1994 umfasst ist noch als Teilgewerbe nach § 31 GewO 1994 einzuordnen ist, handelt sich dabei um ein freies Gewerbe, wie es auch bei konventionellen Tankstellen¹⁵⁸ der Fall ist. Zur Ausübung eines freien Gewerbes sind die allgemeinen Voraussetzungen, nicht jedoch besondere, zu erfüllen. Insbesondere bedarf es keines Befähigungsnachweises. Ab dem Zeitpunkt der Anmeldung darf das Gewerbe des Betriebs einer Ladestation ausgeübt werden.¹⁵⁹

¹⁵¹ § 39 Abs. 1 Bgld. ElWOG 2006; § 57 K-ElWOG; § 45 Abs. 1 NÖ ElWOG 2005; § 51a Abs. 1 Oö. ElWOG 2006; § 36a Abs. 1 Stmk. ElWOG 2005; § 66a Abs. 1 TEG 2012; § 45a Abs. 1 i.V.m. § 57a Abs. 1 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 44a Abs. 1 WeWOG 2005.

¹⁵² §§ 78 f. ElWOG 2010.

¹⁵³ § 79a ElWOG 2010.

¹⁵⁴ § 81 ElWOG 2010.

¹⁵⁵ *Urbantschitsch*, Elektromobilität, ZVR 2010, 316, 319.

¹⁵⁶ Daher hat der Betreiber der Ladestation auch mit dem Netzbetreiber einen Netznutzungsvertrag abgeschlossen.

¹⁵⁷ Der Fahrer des Fahrzeugs hat auch diesbezüglich keine vertragliche Beziehung zum Netzbetreiber.

¹⁵⁸ § 157 GewO 1994.

¹⁵⁹ § 339 GewO 1994.

c. Stellungnahme durch das ehemalige BMWFJ

Aufgrund dieser umstrittenen Einordnung der Ladestationen in das Energiesystem hat das frühere BMWFJ¹⁶⁰ per Rundschreiben vom 10.01.2014¹⁶¹ an die Ämter der Landesregierungen und Gewerbeabteilungen unter Hinweis auf die Tagung der Bundesgewerbereferenten im Jahr 2010 daran erinnert, dass „der Betrieb von Stromtankstellen keine Tätigkeit ist, die als Betrieb eines Elektrizitätsunternehmens im Sinne des § 7 Z 8 EIWOG zu qualifizieren ist.“ Sofern Stromtankstellen also gewerbsmäßig betrieben werden, unterliegen sie demnach dem Anwendungsbereich der GewO 1994 und nicht dem des EIWOG 2010.¹⁶² Damit war zumindest für die Praxis eine Vorgehensweise geschaffen. Nunmehr wird auch in den Erläuterungen zu § 3 des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe klargestellt, dass der Betrieb von Ladepunkten nicht unter den Anwendungsbereich des EIWOG 2010, sondern den der GewO 1994 fällt.¹⁶³

d. Zwischenergebnis

Der erwerbsmäßige Betrieb einer Ladestation unterfällt somit nicht den elektrizitätsrechtlichen Vorgaben, sondern unterliegt als freies Gewerbe der GewO 1994. Zwar wird der Betreiber der Ladestation in seiner Funktion als Endverbraucher, also für den erforderlichen Bezug der elektrischen Energie aus dem Netz, an das öffentliche Netz angeschlossen und hat gegenüber dem Netzbetreiber einen Anspruch auf Netzzugang inkl. der damit verbundenen freien Lieferantenwahl, die sich jeweils nach elektrizitätsrechtlichen Kriterien bemessen, jedoch ist an diesem Punkt der Regelungsbereich das Elektrizitätsrecht beendet, sodass im Rahmen des Betriebs und der Weiterverteilung des Stroms an tankende Elektroautos die GewO 1994 Anwendung findet. Dies ist deshalb folgerichtig, da der Fahrer eines Elektroautos eben im Falle des Ladevorgangs selber nicht an das Netz angeschlossen ist und somit weder vertragliche Beziehungen zum Netzbetreiber noch zum Stromlieferanten hat.

(7) Anfallende Kosten beim Bezug der Elektrizität aus dem öffentlichen Netz

Da die Ladestation – und zwar unabhängig von der damit möglicherweise bezweckten Gewinnerzielungsabsicht – als Endverbraucher an das öffentliche Netz angeschlossen ist und darüber – sofern der erforderliche Bedarf nicht mittels einer eigenen Erzeugungsanlage gedeckt werden kann – elektrische Energie bezieht, hat der Betreiber folgende Kosten zu tragen.

a. Systemnutzungsentgelte

Nach § 51 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 haben alle Netzbenutzer für die Erbringung aller Leistungen der Netzbetreiber und des Regelzonenführers ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten.¹⁶⁴ Dieses setzt sich gem. § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 aus folgenden Komponenten zusammen:¹⁶⁵

¹⁶⁰ Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend.

¹⁶¹ BMWFJ-30.553/0001-I/7/2014.

¹⁶² Auch nach der deutschen Rechtslage handelt es sich beim Betreiber von Ladepunkten nicht um ein Energieversorgungsunternehmen nach § 3 Z 18 EnWG.

¹⁶³ ErIRV 137 BlgNR XXVI. GP 1.

¹⁶⁴ Bei der Regelung der Systemnutzungsentgelte handelt es sich um unmittelbar anwendbares Bundesrecht. Daher gibt es diesbezüglich keine landesgesetzlichen Regelungen.

¹⁶⁵ Ausführlich zu den Systemnutzungstarifen im „alten“ EIWOG *Würthinger*, Systemnutzungstarife, S. 26 ff.

- Netznutzungsentgelt
- Netzverlustentgelt
- Netzzutrittsentgelt
- Netzbereitstellungsentgelt
- Systemdienstleistungsentgelt
- Entgelt für Messleistungen
- Entgelt für sonstige Leistungen
- ggf. Entgelt für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gem. § 113 Abs. 1 EIWOG 2010.

Diese einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten werden (bis auf das Netzzutrittsentgelt und das Entgelt für internationale Transaktionen) durch die Regulierungsbehörde per Verordnung¹⁶⁶ als Festpreise¹⁶⁷ bzw. als Höchstpreis¹⁶⁸ festgelegt, wobei die Entgelte in Euro bzw. Cent je Verrechnungseinheit anzugeben sind. Dabei bemisst sich die Höhe der Preise bei mehreren dieser genannten Systemnutzungsentgelte danach, an welcher Netzebene und in welchem Netzbereich die jeweilige Anlage angeschlossen ist. Das hat zur Folge, dass die durch die Regulierungsbehörde festgelegten Tarife verbindlich sind und (auch hinsichtlich der Höhe) nicht zur Disposition des Netzbetreibers oder der Netzbenutzer stehen. Eine über die in § 51 Abs. 2 Z 1 bis 8 EIWOG 2010 aufgelisteten Entgelte hinaus gehende Verrechnung durch den Netzbetreiber in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Netzbetrieb ist, sofern das EIWOG 2010 keine expliziten Ausnahmen vorsieht, ebenfalls unzulässig und würde dem Tatbestand der Preistreiberei nach § 102 EIWOG 2010 unterfallen.¹⁶⁹ Zudem hat das Systemnutzungsentgelt nach § 51 Abs. 1 S. 4 EIWOG 2010 dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Netzbenutzer, der Kostenorientierung und der weitest gehenden Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen und zu gewährleisten, dass elektrische Energie effizient genutzt und das Volumen der verteilten oder übertragenen elektrischen Energie nicht unnötig erhöht wird.

i. Netznutzungsentgelt

Das Netznutzungsentgelt nach § 52 EIWOG 2010 – das ausschließlich von den Entnehmern pro Zählpunkt und nicht von den Einspeisern zu entrichten ist – hat den Sinn, dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abzugelten. Es ist per Verordnung entweder arbeitsbezogen oder arbeits- und leistungsbezogen festzulegen und regelmäßig in Rechnung zu stellen. Da es sich bei der Ladestation aufgrund der Stromentnahme aus

¹⁶⁶ Derzeit gilt die Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018, SNE-V 2018), BGBl. II 2017/398.

¹⁶⁷ Als Festpreise werden das Netznutzungsentgelt, das Netzverlustentgelt, das Netzbereitstellungsentgelt, das Systemdienstleistungsentgelt und das Entgelt für sonstige Leistungen festgelegt. Mit Festpreisen soll im Vergleich zu Höchstpreisen allfälligen Missbräuchen entgegengewirkt werden, sodass ausgeschlossen ist, dass manche Netzbenutzer Tarife zahlen, die unter den jeweiligen Höchstpreisen liegen. Damit wird im öffentlichen Interesse zur Funktionsfähigkeit eines fairen und transparenten Netzbetriebs beigetragen, *Oberndorfer, K.*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 25 Rz. 41.

¹⁶⁸ Das Entgelt für Messleistungen wird als Höchstpreis bestimmt.

¹⁶⁹ § 51 Abs. 1 S. 3 EIWOG 2010.

dem öffentlichen Stromnetz um einen Entnehmer i.S.v. § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG 2010¹⁷⁰ handelt, hat der Betreiber der Ladestation das Netznutzungsentgelt grundsätzlich zu entrichten.

Die genaue Höhe des jeweiligen Netznutzungsentgeltes richtet sich nach der Netzebene und dem Netzbereich und ist in § 5 SNE-V 2018 festgelegt.

An dieser Stelle der Untersuchung soll ein kurzer Exkurs in die deutsche Rechtslage vorgenommen werden: So ist in § 14a S. 1 EnWG verankert, dass Verteilernetzbetreiber den Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen haben, wenn ihnen im Gegenzug zum Zwecke der Netzentlastung die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, sofern diese über einen separaten Zählpunkt verfügen, gestattet wird.¹⁷¹ Nach § 14a S. 2 EnWG sind Elektromobile ausdrücklich von dieser Regelung umfasst. Hintergrund dieser Regelung ist der, dass die Netzbetreiber aufgrund des Zuwachses an Elektroautos künftig vor dem Problem des Netzengpasses stehen können, wenn viele Autos gleichzeitig geladen werden.¹⁷² Konsequenz wäre, dass diese Netzbetreiber sodann verpflichtet wären, ihre Netze entsprechend auszubauen, um eben diese Netzengpässe zu beheben und das Laden zu ermöglichen.¹⁷³ Mit dieser Regelung soll nunmehr versucht werden, einen anderen Weg zu finden, derartigen Engpässen und Lastspitzen zu reduzieren, in dem die Ladevorgänge beispielsweise nachts oder während der Arbeitszeit zeitlich hintereinander und eben nicht gleichzeitig vorgenommen werden.¹⁷⁴ Diese Vorgangsweise dient dem Netzbetreiber als Form der intelligenten Netzsteuerung zur Entlastung seines Netzes, in dem er den Ladezyklus der teilnehmenden Elektroautos als verbrauchsseitige Flexibilität steuern kann.¹⁷⁵ Als Gegenleistung für die Zurverfügungstellung der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung zu Zeiten hoher Nachfrage und der dadurch entstehenden Netzengpässe wird ein geringeres Netzentgelt verrechnet.

Fraglich ist jedoch, ob von diesem reduzierten Netzentgelt der Ladestellenbetreiber bzw. der Lieferant oder aber der Fahrer des Elektroautos profitiert. Zwar wird in § 14a S. 2 EnWG der Begriff „Elektromobile“ und nicht „Ladestelle“ verwendet. Jedoch ist dabei zu berücksichtigen, dass zwar das Elektroauto vorübergehend nicht geladen wird und damit zur Reduzierung von Lastspitzen beiträgt, der Fahrer eines Elektroautos aber selber gar nicht an das Netz angeschlossen ist und daher mangels vertraglicher Beziehung zum Netzbetreiber auch kein Netzentgelt entrichtet.¹⁷⁶ Die einzelnen Fahrer von Elektroautos und damit die Nutzer der Ladestationen sind dem Netzbetreiber gar nicht bekannt und wechseln zudem ständig, wie es bei konventionellen Tankstellen auch der Fall ist. Daher kann nur der Ladestellenbetreiber (bzw. je nach vertraglicher Ausgestaltung dessen Lieferant) von dieser Regelung umfasst sein, der mit allen weiteren Rechten und Pflichten als Vertragspartner des Verteilernetzbetreibers vor allem den erforderlichen Strom über seinen Netzanschlusspunkt bezieht. Es steht ihm allerdings frei, diese Preisreduktion an seine jeweiligen Kunden weiterzugeben.¹⁷⁷ Aufgrund der Flexibilität bei der Standzeit des Elektroautos und des damit verbundenen zeitlichen Ladevorgangs werden jedoch vorwiegend die Betreiber bzw. Benutzer privater Ladestationen von dieser Regelung und dem damit verbundenen reduzierten Netzentgelt profitieren und nicht die von öffentlich zugänglichen Ladestationen.¹⁷⁸

In Österreich gibt es hingegen den unterbrechbaren Tarif. Als unterbrechbar wird der Preisansatz für Entnehmer nach der Legaldefinition in § 2 Abs. 1 Z 13 SNE-V 2018 dann bezeichnet, wenn der Netzbetreiber berechtigt und technisch dazu in der Lage ist, die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vertraglich vorherbestimmten Zeiten zu unterbrechen. Dieser unterbrechbare Tarif kann auf Wunsch des Entnehmers in allen Netzbereichen der Netzebene 7 verrechnet werden, sofern eine

¹⁷⁰ Grundsatzbestimmung.

¹⁷¹ In diesem Zusammenhang ist ergänzend auf § 14a S. 3 EnWG hinzuweisen, nach dem die Steuerung für den Letztverbraucher bzw. Lieferanten zumutbar sein muss. Die Steuerung erfolgt entweder durch den Netzbetreiber oder einen Dritten auf Geheiß des Netzbetreibers. Weitere Einzelheiten zu § 14a EnWG soll eine Verordnung regeln.

¹⁷² *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 14a Rz. 2.

¹⁷³ *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 14a Rz. 2.

¹⁷⁴ *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 14a Rz. 2; *Herz/Henning*, Mobile Energiespeicherung, ZNER 2016, 132, 135; *Boesche*, Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, RdE 2015, 449, 451.

¹⁷⁵ BT-Drucks. 17/6072, S. 73; *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 14a Rz. 3.

¹⁷⁶ So auch *Ludwigs/Huller*, Förderung von Elektromobilität, RdE 2017, 497, 503.

¹⁷⁷ *Boesche*, Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, RdE 2015, 449, 452.

¹⁷⁸ *Ludwigs/Huller*, Förderung von Elektromobilität, RdE 2017, 497, 503.

unterbrechbare Lieferung z.B. für elektrische Warmwasseraufbereitung, Elektroheizung oder Wärmepumpen beim jeweiligen Entnehmer möglich ist. Denkbar und sinnvoll scheint es allerdings darüber hinaus auch, dass sich der Netzbetreiber und der Entnehmer, der z.B. ein Kühlhaus oder eine Ladestation hat, vertraglich einigen, dass der Netzbetreiber (in Abhängigkeit der Lastsituation im Netz) entweder jederzeit oder aber zu festgelegten Zeiten für eine zuvor vereinbarte Zeitspanne auf die Einrichtungen des Netzbenutzers zugreifen darf, um mittels eines möglichen Lastabwurfs eine Lastspitze zu vermeiden. Voraussetzung für die Verrechnung des unterbrechbaren Tarifs ist somit zunächst eine Berechtigung des Netzbetreibers, also eine vertragliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Entnehmer hinsichtlich der zeitlichen Unterbrechbarkeit (jederzeit oder nur zu vorherbestimmten Zeiten), das Vorhandensein einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung sowie das Vorhandensein einer zusätzlichen technischen Zähler- und Schalteinrichtung, über die der Netzbetreiber die entsprechende Einrichtung ansteuern kann. Dieser Tarif ist – verglichen mit dem Netznutzungsentgelt bei nicht gemessener Leistung – preislich begünstigt, was sich aufgrund der potenziellen Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber und der daraus resultierenden möglichen Unterbrechung der Stromzufuhr ergibt. Sinn und Zweck ist es, „dass die Unterbrechung bestimmter Anlagen dem Netzbetreiber in Spitzenlastzeiten einen wirtschaftlich und technisch effizienteren Betrieb des Netzes ermöglichen soll¹⁷⁹.“ Im Gegenzug dazu erhält der Verbraucher den unterbrechbaren Tarif, der im Vergleich zum „Normaltarif“ anreizfördernd und damit günstiger sein sollte.¹⁸⁰ Allerdings wird sich dieser Tarif aufgrund der Kosten für einen eventuell notwendigen zweiten Zähler erst ab einem gewissen Mindestverbrauch wirtschaftlich rechnen.

ii. Netzverlustentgelt

Mit dem Netzverlustentgelt nach § 53 EIWOG 2010 werden sowohl von den Entnehmern als auch von den Einspeisern über 5 MW Anschlussleistung die Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Das Netzverlustentgelt ist arbeitsbezogen festzulegen und regelmäßig – auch dem Betreiber einer Ladestation – in Rechnung zu stellen.

In § 6 SNE-V 2018 sind sämtliche von den Entnehmern und Einspeisern über 5 MW pro Zählpunkt zu zahlenden Netzverlustentgelte unterteilt nach Netzbereich und Netzebene aufgelistet.

iii. Netzzutrittsentgelt

Mit dem Netzzutrittsentgelt nach § 54 EIWOG 2010 werden dem Netzbetreiber einmalig sämtliche angemessenen Aufwendungen erstattet, die mit der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusses bzw. der Abänderung eines Anschlusses infolge einer Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind, sofern diese den marktüblichen Preisen entsprechen. Das Netzzutrittsentgelt ist aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer je Netzebene möglich ist. Da das Netzzutrittsentgelt sämtlicher Netzbenutzer durch den Netzbetreiber je nach Aufwand des jeweiligen Netzanschlusses eigenständig ermittelt und verrechnet wird, gibt es keine Festlegung der Tarife durch die Regulierungsbehörde im Rahmen der jeweils geltenden SNE-V.

¹⁷⁹ ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

¹⁸⁰ ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

iv. Netzbereitstellungsentgelt

Das Netzbereitstellungsentgelt wird nach § 55 EIWOG 2010 nur den Entnehmern bei der Erstellung des Netzanschlusses oder bei Überschreitung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung einmalig als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie den notwendigen Ausbau des (vorgelagerten) Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses verrechnet. Die Höhe des Netzbereitstellungsentgeltes bemisst sich nach dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung bzw. dem tatsächlichen Ausmaß der Netznutzung und wird durch die Regulierungsbehörde per Verordnung bestimmt. § 7 SNE-V 2018 legt das durch den Betreiber einer Ladestation zu entrichtende Netzbereitstellungsentgelt je Netzbereich und Netzebene fest.

v. Systemdienstleistungsentgelt

Das Systemdienstleistungsentgelt nach § 56 EIWOG 2010 dient dazu, dem Regelzonenführer durch die Einspeiser über 5 MW Anschlussleistung die Kosten abzugelten, die sich daraus ergeben, Lastschwankungen durch eine Sekundärregelung auszugleichen zu müssen. Da die Ladestation jedoch lediglich aus dem Stromnetz entnimmt, wird dieser Kostenfaktor nicht schlagend.

vi. Entgelt für Messleistungen

Mit dem Entgelt für Messleistungen werden dem Netzbetreiber durch die Netzbenutzer nach § 57 EIWOG 2010 die Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen (inkl. Wandler, Eichung und Datenauslesung) verbunden sind. Die per Verordnung festgesetzten Entgelte sind Höchstpreise, die regelmäßig (monatlich) und grundsätzlich aufwandsorientiert verrechnet werden. Das zu entrichtende Entgelt für Messleistungen ergibt sich je nach Messart aus § 10 Abs. 1 SNE-V 2018. Sofern eine Zählung mittels eines intelligenten Messgerätes erfolgt, kommen die entsprechenden Entgelte der ersetzten Messleistungen bzw. zusätzlichen Funktionen zur Anwendung. § 10 Abs. 2 SNE-V 2018 legt darüber hinaus Entgelte für zusätzliche Funktionen (Tarifschaltung und Prepaymentzählung) fest. Als Entnehmer hat der Ladestationsbetreiber das Entgelt für Messleistungen zu zahlen.

vii. Entgelt für sonstige Leistungen

Sofern notwendig, sind die Netzbetreiber berechtigt, nach § 58 EIWOG 2010 den Netzbenutzern für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht unter die anderen Systemnutzungsentgeltkomponenten fallen, und vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden, das Entgelt für sonstige Leistungen in Rechnung zu stellen. Diese Entgelte werden durch die Regulierungsbehörde per Verordnung in angemessener Höhe festgelegt. Die möglichen Verrechnungskomponenten im Zusammenhang mit den Entgelten für sonstige Leistungen ergeben sich als Festpreis aus § 11 SNE-V 2018; hier werden beispielsweise Entgelte für Mahnungen oder für vom Netzbenutzer veranlasste Arbeiten am Zähler angeführt. Sofern erforderlich, kann das Entgelt für sonstige Leistungen sowohl den Entnehmern als auch den Einspeisern verrechnet werden. Somit ist bei Bedarf auch das Entgelt für sonstige Leistungen durch den Betreiber der Ladestation als Entnehmer zu entrichten.

b. Strompreis

Neben den Systemnutzungsentgelten an den Netzbetreiber ist an den Stromlieferanten der Preis für die elektrische Energie zu bezahlen. Im Gegensatz zu den Systemnutzungsentgelten unterliegt dieser Kostenfaktor jedoch nicht der Regulierung, sondern dem freien Wettbewerb und kann somit zwischen den Parteien frei vereinbart werden.¹⁸¹

c. Umlagen zur Förderung erneuerbarer Energien

Die Fördermittel für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die die Ökostromabwicklungsstelle den entsprechenden Anlagenbetreibern zu zahlen hat, werden hauptsächlich durch die Ökostrompauschale und den Ökostromförderbeitrag aufgebracht. So sind die Ökostrompauschale nach § 45 ÖSG 2012¹⁸² und der Ökostromförderbeitrag nach § 48 ÖSG 2012 allen an das öffentliche Stromnetz angeschlossenen Endverbrauchern – und damit auch dem Betreiber der Ladestation – durch den Netzbetreiber in Rechnung zu stellen und von diesen zu leisten.

Die Höhe der Ökostrompauschale ergibt sich nach § 45 Abs. 4 ÖSG 2012 je Netzebene aus der Ökostrompauschale-Verordnung 2018¹⁸³ des BMWFW; die Höhe des Ökostromförderbeitrags ergibt sich nach § 48 Abs. 2 ÖSG 2012 je Netzebene aus der Ökostromförderbeitragsverordnung 2018 des BMWFW.¹⁸⁴

d. KWK-Pauschale

Zum Zwecke der Förderung hocheffizienter KWK-Anlagen durch Investitionszuschüsse haben alle an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbraucher nach § 10 Abs. 2 KWK-Gesetz¹⁸⁵ eine KWK-Pauschale pro Zählpunkt zu leisten, was somit auch für den Betreiber der Ladestation der Fall ist. Die genaue Höhe der KWK-Pauschale je Netzebene ist in § 10 Abs. 3 KWK-Gesetz festgelegt.

e. Elektrizitätsabgabe

Die Lieferung elektrischer Energie unterliegt nach § 1 Abs. 1 Elektrizitätsabgabegesetz¹⁸⁶ grds. der Elektrizitätsabgabe.¹⁸⁷ Die Höhe dieser Abgabe beträgt derzeit 0,015 Euro je kWh.¹⁸⁸ Der Bezug von Elektrizität durch die Ladestation aus dem öffentlichen Stromnetz zum Zwecke der Weiterleitung an Elektroautos ist zunächst als Lieferung von elektrischer Energie und somit als steuerbarer Tatbestand zu qualifizieren. Abgabenschuldner ist nach § 3 Abs. 1 Z 1 Elektrizitätsabgabegesetz vorerst der Lieferant, der die Elektrizitätsabgabe im Verhältnis zu der von ihm gelieferten Energie selbst zu

¹⁸¹ Vgl. *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, *ElWOG Kommentar*, § 45 Rz. 10.

¹⁸² Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (*Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012*), BGBl. 2017/108.

¹⁸³ Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft über die Bestimmung der Ökostrompauschale für die Kalenderjahre 2018 bis 2020, BGBl. II 2017/382.

¹⁸⁴ Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft über die Bestimmung des Ökostromförderbeitrags für das Kalenderjahr 2018, BGBl. II 2017/381.

¹⁸⁵ Bundesgesetz, mit dem Bestimmungen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung neu erlassen werden (*KWK-Gesetz*), BGBl. I 2015/27.

¹⁸⁶ Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch elektrischer Energie eingeführt wird (*Elektrizitätsabgabegesetz*), BGBl. I 2014/64.

¹⁸⁷ Das Steuergebiet nach diesem Gesetz umfasst das Bundesgebiet mit Ausnahme der Ortsgemeinden Jungholz in Tirol und Mittelberg in Vorarlberg, § 1 Abs. 3 Elektrizitätsabgabegesetz.

¹⁸⁸ § 4 Abs. 2 Elektrizitätsabgabegesetz.

berechnen und an das zuständige Finanzamt zu entrichten hat. Spätestens im Rahmen der Jahresrechnung stellt der Lieferant wiederum dem Empfänger der elektrischen Energie die von diesem zu leistende Elektrizitätsabgabe in Rechnung, die dieser sodann zu begleichen hat, so § 6 Abs. 2 und 3 Elektrizitätsabgabegesetz. Diese Vorgehensweise gilt auch für den Betreiber einer Ladestation als Empfänger der durch den Lieferanten gelieferten elektrischen Energie, sodass dieser die Elektrizitätsabgabe zu zahlen hat, zumal eine Steuerbefreiung nicht ersichtlich ist.

f. Gebrauchsabgabe

Die Gemeinden sind befugt¹⁸⁹, die über den Gemeingebrauch hinausgehende Benutzung von öffentlichem Gemeindegrund sowie des darüber befindlichen Luftraums durch Energieversorgungsunternehmen (z.B. für die Elektrizitätsnetze) u.a. von einer Abgabe abhängig zu machen.¹⁹⁰ Bei der Gebrauchsabgabe handelt es sich somit um eine kommunale Abgabe, die die Gemeinden per Verordnung festlegen können, wobei die Gebrauchsabgabegesetze der Länder¹⁹¹ die wesentlichen Merkmale dieser Abgaben, insbesondere auch ihr zulässiges Höchstausmaß bestimmen.¹⁹² Festzustellen ist, dass im Burgenland und in Vorarlberg keine landesgesetzlichen Regelungen hinsichtlich der Gebrauchsabgabe bestehen. Darüber hinaus kann an dieser Stelle keine generelle Aussage darüber getroffen werden, ob und in welcher Höhe die Gemeinden die Gebrauchsabgabe gegenüber den Energieversorgern geltend machen, da dies von Gemeinde zu Gemeinde verschieden ist. Sofern dies jedoch der Fall ist, ist davon auszugehen, dass die Energieversorgungsunternehmen die Höhe der von ihnen zu leistenden Abgabe in ihre Kalkulation gegenüber ihren Netzbenutzern einbeziehen und diese somit überwälzen werden. Dies kann entweder separat von den Systemnutzungsentgelten erfolgen, oder, indem diese Überwälzung in die Systemnutzungsentgelte eingerechnet wird. Wenn die Ladestation Elektrizität aus dem öffentlichen Netz bezieht, muss sie zumindest damit rechnen, mit diesem Kostenfaktor belastet zu werden.

g. Umsatzsteuer

Nach § 1 Abs. 1 Z 1 UStG 1994 unterliegt die Lieferung, die ein Unternehmer im Inland gegen Entgelt im Rahmen seines Unternehmens ausführt, der Umsatzsteuer in Höhe von

¹⁸⁹ Nach § 16 Abs. 1 Z 13 FAG 2017 (Bundesgesetz, mit dem der Finanzausgleich für die Jahre 2017 bis 2021 geregelt wird und sonstige finanzausgleichsrechtliche Bestimmungen getroffen werden, BGBl. I 2017/144) handelt es sich bei den Abgaben für den Gebrauch von öffentlichem Grund in den Gemeinden und des darüber befindlichen Luftraumes um eine ausschließliche Landes-(Gemeinde)abgabe.

¹⁹⁰ *Raschauer*, Energierecht, S. 162.

¹⁹¹ Kärntner Gemeindegrund-Benützungsabgabegesetz (K-GGBG), LGBl. 2013/85; NÖ Gebrauchsabgabegesetz 1973, LGBl. 2015/17; Gesetz vom 14.12.1966 über die Abgabe für den Gebrauch von öffentlichem Gemeindegrund und des darüber befindlichen Luftraumes durch gemeindeeigene Unternehmungen (Oö. Gebrauchsabgabegesetz), LGBl. 1967/9; Gesetz vom 11.12.1991 über die Erhebung einer Abgabe für den Gebrauch von öffentlichem Gemeindegrund und des darüber befindlichen Luftraumes durch gemeindeeigene Unternehmungen (Salzburger Gebrauchsabgabegesetz), LGBl. 2013/107; Gesetz vom 19.12.1953 über die Einhebung einer Abgabe für die Benützung von öffentlichem Gemeindegrund und des darüber befindlichen Luftraumes (Steiermärkisches Benützungsabgabegesetz), LGBl. 2013/87; Gesetz vom 07.10.1992 über die Erhebung einer Abgabe für den Gebrauch von öffentlichem Gemeindegrund und des darüber befindlichen Luftraums (Tiroler Gebrauchsabgabegesetz), LGBl. 2002/110; Gesetz über die Erteilung von Erlaubnissen zum Gebrauch von öffentlichem Gemeindegrund und die Einhebung einer Abgabe hierfür (Wiener Gebrauchsabgabegesetz), LGBl. 2016/61.

¹⁹² § 8 Abs. 5 F-VG 1948 (Bundesverfassungsgesetz über die Regelung der finanziellen Beziehung zwischen dem Bund und den übrigen Gebietskörperschaften, Finanz-Verfassungsgesetz 1948, BGBl. I 2012/51).

20 %. Dies ist hier zweifelsohne der Fall, sodass auf sämtliche Preisbestandteile 20 % Umsatzsteuer aufgeschlagen werden.

h. Zwischenergebnis

Der Betreiber einer Ladestation hat in seiner Funktion des Endverbrauchers sämtliche anfallenden Kosten (im Ausmaß der Nutzung des öffentlichen Netzes) zu tragen. Dies sind neben dem Systemnutzungsentgelt und dem reinen Strompreis, die Umlagen zur Förderung des Ökostroms, die KWK-Pauschale, die Elektrizitätsabgabe sowie eventuell die Gebrauchsabgabe und die Umsatzsteuer. An dieser Kostentragungspflicht ändert sich auch dann nichts, wenn regional erzeugte elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Sofern es rechtspolitisch gewünscht ist, den Bezug von regionaler Energie zu fördern, bedürfte es beispielsweise einer Änderung der Systemnutzungsentgelte, wenn der Strom lediglich über kurze Strecken durch das Netz transportiert wird.

(8) Relevante Akteure

Im Rahmen des gegenständlichen Projekts treten folgende relevante Akteure auf, wobei beispielsweise der Betreiber der PV-Anlage und der Betreiber der Ladestation auch identisch sein können:

- Betreiber einer PV-Anlage
 - Recht zum Netzanschluss und Netzzugang gegenüber dem Verteilernetzbetreiber
 - Recht der freien Lieferantenwahl bezüglich der Überschusseinspeisung bzw. des Bezugs des Reststroms
- Betreiber der Ladestation
 - Recht zum Netzanschluss und Netzzugang gegenüber dem Verteilernetzbetreiber
 - Recht der freien Lieferantenwahl hinsichtlich des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz
 - Wenn gewerblicher Betrieb: freies, aber anzeigepflichtiges Gewerbe
 - Diskriminierungsfreie Zurverfügungstellung öffentlicher Ladestationen an die Fahrer von Elektroautos
- Fahrer von Elektroautos
 - Kein Anspruch auf Netzanschluss und Netzzugang gegenüber dem Verteilernetzbetreiber
 - Keine freie Lieferantenwahl beim Ladevorgang und somit Bezug vom Lieferanten des Ladestellenbetreibers (Ausnahme: der gewünschte Lieferant betreibt selber eine Ladestation)
 - Anspruch auf Nutzung öffentlicher Ladestationen
- Verteilernetzbetreiber
 - Pflicht zum Netzanschluss und Netzzugang der PV-Anlage
 - Pflicht zum Netzanschluss und Netzzugang der Ladestation
- Stromlieferant
 - Belieferung der Ladestation
 - Belieferung des Betreibers der PV-Anlage mit Reststrom

(9) Vertragsverhältnisse

Beim Betrieb einer Ladestation zum Zwecke des Weiterverkaufs (auch regionaler) elektrischer Energie an Fahrer eines Elektrofahrzeugs bestehen mehrere Vertragsverhältnisse, die im Folgenden kurz aufgelistet werden, wobei der Betreiber der PV-Anlage außer Acht gelassen wird. Dabei muss beachtet werden, dass im Rahmen des liberalisierten Strommarktes das Recht auf freie Lieferantenwahl besteht, der Netzbetreiber hingegen nicht gewechselt werden kann. Dies gilt auch bei der Nutzung regional erzeugter Elektrizität.

a. Ladestationsbetreiber – Netzbetreiber

Zunächst ist erforderlich, dass die Ladestation als Endverbraucher an das öffentliche Netz angeschlossen¹⁹³ wird und sie dieses zum Zwecke der Entnahme nutzen¹⁹⁴ kann. In diesem Zusammenhang schließen der Netzbetreiber und der Betreiber der Ladestation einen Netzzugangsvertrag ab.

b. Ladestationsbetreiber – Stromlieferant

Zusätzlich bedarf es eines Stromlieferungsvertrages des Betreibers der Ladestation mit einem Energielieferanten seiner Wahl. Auf diese Weise ist es dem Betreiber der Ladestation möglich, Energie aus dem öffentlichen Netz zu kaufen, sofern er die erforderliche Elektrizität nicht selber z.B. mittels einer PV-Anlage erzeugt.

c. Ladestationsbetreiber – Autofahrer

Mit jedem Fahrer eines Elektrofahrzeugs schließt der Betreiber der Ladestation sodann einen gemischten Vertrag *sui generis*¹⁹⁵, sobald dieser beginnt, sein Auto zu laden. In diesem Moment verkauft der Betreiber der Ladestation den bezogenen (und mit allen für Entnehmer anfallenden Kosten bezahlten) Strom mit einem Aufschlag weiter und gestattet dabei auch, seinen Netzanschluss zu nutzen, wobei diese vertragliche Regelung nicht dem EIWOG 2010¹⁹⁶ unterfällt.¹⁹⁷ Neben der elektrischen Energie zum Aufladen der Autobatterie ist u.a. die entsprechende Parkmöglichkeit, die Abrechnung etc. von diesem Gesamtpaket umfasst. Im Rahmen dieses Vertrages ist zu beachten, dass der Fahrer des Elektrofahrzeugs sich den eigentlichen Stromlieferanten nicht aussuchen kann, da dieser mittelbar der Lieferant des Ladestellenbetreibers ist.¹⁹⁸ Fraglich ist somit, ob dies einen Verstoß gegen die freie Lieferantenwahl darstellt. Allerdings ist in diesem Zusammenhang auf die Vorgabe des Art. 4 Abs. 8 der RL 2014/94/EU hinzuweisen, die besagt, dass die Betreiber der öffentlichen Ladestationen von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrer Wahl den erforderlichen Strom beziehen können. Diese Regelung hat jedoch zur Folge, dass eben der Betreiber der Ladestation, der über einen eigenen Zählpunkt an das öffentliche Netz angeschlossen ist, nicht aber jeder einzelne Nutzer, also Fahrer eines Elektroautos, von seinem Wahlrecht hinsichtlich des Stromlieferanten

¹⁹³ Der Netzanschluss stellt die physische Verbindung der Anlage eines Kunden oder Erzeugers von elektrischer Energie mit dem Netzsystem dar, § 7 Abs. 1 Z 48 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹⁹⁴ Die Nutzung des Netzsystems wird als Netzzugang bezeichnet, § 7 Abs. 1 Z 53 EIWOG 2010.

¹⁹⁵ *Schalle/Hilgenstock*, Aufladen von Elektromobilen, EnWZ 2017, 291, 294.

¹⁹⁶ Die Vorgaben des EIWOG 2010 mit allen Rechten und Pflichten greifen nur zwischen dem Betreiber der Ladestation und dem Netzbetreiber einerseits sowie seinem Stromlieferanten andererseits.

¹⁹⁷ Der Fahrzeugnutzer ist somit quasi Nutzer einer Steckdose, so *Boesche*, Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, RdE 2015, 449, 453.

¹⁹⁸ *Urbantschitsch*, Elektromobilität, ZVR 2010, 316, 319 f.

Gebrauch machen kann.¹⁹⁹ Ein solches Wahlrecht besteht nur dann, wenn die Ladestationen von den Lieferanten selber betrieben werden. Im Gegenzug steht auch den anderen Stromlieferanten kein Recht auf Zugang zu eben dieser Ladestation zu.

Da der Ladestellenbetreiber somit gegenüber dem Fahrzeugnutzer nicht als Stromlieferant auftritt, unterfällt die Rechnungslegung auch nicht den hohen Erfordernissen des EIWOG 2010. Das hat zur Folge, dass er beispielsweise den Strommix nicht belegen und auch die weiterverrechneten Systemnutzungsentgelte, Steuern und Abgaben sowie den Strompreis nicht getrennt ausweisen muss.

Die Abrechnung erfolgt in bekannten bzw. angedachten Modellen beispielsweise nach kWh²⁰⁰, Ladezeit, Parkdauer²⁰¹ oder als Pauschalgebühr/Flatrate. Die Abrechnung über die Dauer des Parkens hat den Hintergrund, dass gerade im (halb-) öffentlichen Raum nicht nur die elektrische Energie, sondern auch die Nutzung der Infrastruktur (Parkplatz, etc.) zur Verfügung gestellt wird und der Fahrzeugnutzer auf diese Weise animiert werden soll, den Parkplatz nach dem Ladevorgang möglichst schnell für andere Nutzer wieder zu räumen.

d. Zwischenergebnis

Im Gegensatz zum Betreiber der Ladestation hat der Fahrer des Elektroautos im Zeitpunkt des Ladevorgangs keine vertragliche Bindung zum Netzbetreiber und Stromlieferanten, es sei denn, sein gewünschter Stromlieferant betreibt und beliefert die Ladestation selber.²⁰² Der Autofahrer schließt daher nur einen Vertrag mit dem Ladestellenbetreiber hinsichtlich des Bezugsstroms (darin sind sodann Abrechnung, Parkplatz etc. inkludiert).

(10) Angedachte Geschäftsmodelle

Im Rahmen des folgenden Abschnitts sollen rechtliche Aspekte und Fragen bezüglich der angedachten Geschäftsmodelle dargelegt bzw. beantwortet werden.

a. Basismodell 1

Als Basismodell wurde im Projekt Move2Grid festgelegt, dass der Eigentümer eines Einfamilienhauses (A) auf seinem Dach eine PV-Anlage errichtet, in seiner Garage eine Ladestation installiert und sich ein Elektroauto kauft. In diesem Fall sind somit der Betreiber der Ladestation und der Fahrer des Elektroautos identisch.

i. Errichtung der Ladestation

Bei der Errichtung der Ladestation sind vor allem die dargelegten einschlägigen baurechtlichen, elektrotechnischen und elektrizitätsrechtlichen Ausführungen relevant. Da die Ladestation nicht im öffentlichen Straßenraum installiert wird, sind die straßenverkehrsrechtlichen Aspekte hingegen

¹⁹⁹ So auch *Ludwigs/Huller*, Förderung von Elektromobilität, RdE 2017, 497, 502. Der Fahrer des Elektroautos kann sich aber natürlich die öffentliche Ladestation, an der er tankt, aussuchen.

²⁰⁰ Wird die elektrische Energie verrechnet, bedarf es eines geeichten Zählers.

²⁰¹ Dies soll die Fahrer von Elektroautos animieren, die Ladestation nach dem Tankvorgang möglichst schnell zu verlassen und diese für andere Nutzer frei zu machen.

²⁰² Aber auch dann unterliegt der Stromlieferant in diesem Zusammenhang nicht den Vorgaben des EIWOG 2010 bezüglich der Rechnungslegung etc.

obsolet. Das gleiche gilt für die gewerberechtlichen Vorgaben, da die Ladestation im vorliegenden Modell nicht in Gewinnerzielungsabsicht betrieben wird, sondern nur der Eigenversorgung dient.

Möglicherweise wird zum Laden des Elektroautos in der eigenen Garage keine Ladestation mit separatem Zählpunkt und Netzanschluss errichtet, sondern dafür die Haushaltssteckdose verwendet. Das hätte zur Folge, dass der bestehende Netzanschluss und Netzzugang auch für die Ladetätigkeit genutzt werden.

ii. Ladestation bezieht erforderliche Elektrizität aus dem öffentlichen Netz

Im Ausmaß der Nutzung des öffentlichen Netzes fallen für die Entnahme des (Haushalts- und) Ladestroms sämtliche Entnehmer-relevanten Systemnutzungsentgelte samt Steuern und Abgaben sowie der Strompreis an.

iii. Ladestation nutzt den selbst erzeugten PV-Strom

Sofern A eine eigene PV-Anlage betreibt und nutzt, fallen im Ausmaß der Nutzung des selbst erzeugten Stroms keine Systemnutzungsentgelte, keine Ökostromumlage und KWK-Pauschale, keine Elektrizitätsabgabe sowie keine Gebrauchsabgabe an. Auch der reine Strompreis entfällt. Es handelt sich somit um einen Fall der Eigenversorgung, zumal das öffentliche Netz zum Zwecke des Bezugs nicht genutzt wird. Voraussetzungen der Nutzung des PV-Stroms auch für die Ladestation bzw. die Haushaltssteckdose ist, dass diese nicht über einen eigenen Zähler an das Netz angeschlossen ist, sondern dass derselbe Zähler für Erzeugung und Verbrauch genutzt wird. Das gleiche gilt für eine mögliche Zwischenspeicherung im Heimspeicher.

b. Basismodell 2

Während das Basismodell 1 in der dargestellten Form umsetzbar ist, stellt sich nunmehr die Frage nach der Errichtung einer PV-Anlage in Verbindung mit einer Ladestation im Mehrparteienhaus – allerdings ausschließlich aus elektrizitätsrechtlicher Sicht. Während früher die Errichtung und der Betrieb einer Stromerzeugungsanlage zum Zwecke der Versorgung der einzelnen Hausbewohner mit rechtlichen Hindernissen konfrontiert war (so war u.a. unklar, wie die Leitungen von einer Erzeugungsanlage zu den einzelnen Wohneinheiten elektrizitätsrechtlich einzuordnen waren, sodass eine Stromverteilung darüber grundsätzlich nicht darstellbar war) wurde im Sommer 2017 im Rahmen der Kleinen Ökostrom-Novelle auch das EIWOG 2010 überarbeitet und u.a. um § 16a EIWOG 2010 ergänzt. Dieser ermöglicht nunmehr auch die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen im urbanen Raum mittels gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen. Relevante Auszüge dieser Regelung²⁰³ werden im Folgenden unter Zuhilfenahme der Gesetzeserläuterungen zur Regierungsvorlage²⁰⁴ kurz zusammengefasst²⁰⁵:

²⁰³ Im Gegensatz zur Regierungsvorlage wurde § 16a EIWOG 2010 in die Verfassungsbestimmung des § 1 EIWOG 2010 aufgenommen, sodass es sich dabei um unmittelbar anwendbares Bundesrecht handelt und eine Umsetzung in die jeweiligen Landesausführungsgesetze nicht erfolgt. Anders sieht dies hingegen bei den Begriffsbestimmungen in § 7 EIWOG 2010 aus.

²⁰⁴ ErIRV 1519 BlgNR XXV. GP 10 ff.

²⁰⁵ Ausführlich dazu auch: *Ennser*, Energierecht für (inter)aktive Kunden, in: Paulus, Jahrbuch Regulierungsrecht 2017, S. 168 ff.; *Oberndorfer/Pichler*, Betrieb von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen, ZTR 2017, 108, 110 ff.; *Rabl/Brenner*, Neues Energierecht, eolex 2017, 1023, 1026 f.; *Stöger*, „Kleine Ökostromnovelle“, ÖZW 2018, 8, 12 ff.

- Begründung eines Rechtsanspruchs der Netzzugangsberechtigten zum Betrieb einer **gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage**²⁰⁶ (z.B. PV-Anlagen, KWK-Anlagen, Speicher). Definiert wird die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage als eine Erzeugungsanlage, die elektrische Energie zur Deckung des Verbrauchs der teilnehmenden Berechtigten²⁰⁷ erzeugt.²⁰⁸
- Diese gemeinschaftliche Erzeugungsanlage – die sowohl der privaten als auch der gewerblichen Nutzung dienen kann – wird über einen eigenen Zählpunkt an die Hauptleitung (Steigleitung)²⁰⁹ und nicht direkt an das öffentliche Netz angeschlossen.²¹⁰ Die Hauptleitung stellt nach § 7 Abs. 1 Z 24a ElWOG 2010²¹¹ die Verbindungsleitung zwischen dem Hausanschlusskasten und den Zugangsklemmen der Vorzählersicherung dar. Diese steht im Eigentum und der Erhaltungspflicht des/der Hauseigentümer und nicht des Verteilernetzbetreibers. Da somit bei der Verteilung der Elektrizität aus der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage keine Durchleitung durch das öffentliche Netz stattfindet und auch nicht stattfinden darf, fallen diesbezüglich keine Systemnutzungsentgelte sowie damit verbundene Steuern und Abgaben an.
- § 16a ElWOG 2010 gilt somit nur für derartige gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen, die an die Hauptleitung im „**Nahebereich**“ der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Berechtigten angeschlossen sind, sodass dieses Modell auf das Gebäudes/die Liegenschaft bzw. eben auf die Reichweite der jeweiligen Hauptleitung begrenzt ist.²¹²
- Die **freie Lieferantenwahl** der Endverbraucher hinsichtlich der zusätzlichen Versorgung über das öffentliche Netz bleibt bestehen und darf auch nicht eingeschränkt werden.
- Die teilnehmenden Berechtigten können einen **Betreiber** der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage bestimmen, sodass der Betrieb der Anlage nicht zwingend durch die teilnehmenden Berechtigten erfolgen muss. Der Betreiber vertritt die teilnehmenden Berechtigten z.B. gegenüber dem Netzbetreiber, teilt diesem den vereinbarten Aufteilungsschlüssel sowie ein- und austretende teilnehmende Berechtigte mit und koordiniert die Überschusseinspeisung.
- Die teilnehmenden Berechtigten und evtl. der Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage schließen untereinander einen zivilrechtlichen **Errichtungs- und Betriebsvertrag** mit vorgegebenen Mindestinhalten ab (darin werden u.a. der jeweilige ideelle

²⁰⁶ Die Anlage gilt deshalb als „gemeinschaftlich“, da sie z.B. auf einem Objekt errichtet wird, in dem mehrere Wohn- oder Geschäftseinheiten mit der erzeugten Energie versorgt werden sollen, *Stöger*, „Kleine Ökostromnovelle“, *ÖZW* 2018, 8, 12.

²⁰⁷ Ein teilnehmender Berechtigter ist gem. § 7 Abs. 1 Z 66a ElWOG 2010 (Grundsatzbestimmung) eine juristische oder natürliche Person oder eingetragene Personengesellschaft, die mit ihrer Verbrauchsanlage einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage zugeordnet ist. Dabei ist es unerheblich, ob der teilnehmende Berechtigte z.B. Mieter oder Eigentümer ist. Unerheblich dürften dabei auch die Eigentumsverhältnisse an der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage sein, so *Oberndorfer/Pichler*, Betrieb von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen, *ZTR* 2017, 108, 115.

²⁰⁸ § 7 Abs. 1 Z 23a ElWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

²⁰⁹ Nach ÖVE/ÖNORM E 8001-1 ist dies die „Verteilung, einschließlich aller zugehörigen elektrischen Betriebsmittel ab dem Hausanschluss bis zu den Messeinrichtungen“.

²¹⁰ An diese Hauptleitung sind neben der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage auch die teilnehmenden Berechtigten mit ihren Verbrauchsanlagen angeschlossen. Parallel zur Versorgung über die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage wird jeder teilnehmende Berechtigte über das öffentliche Verteilernetz versorgt. Dafür fallen Systemnutzungsentgelte an.

²¹¹ Grundsatzbestimmung.

²¹² Der Begriff des Nahebereichs wird allerdings nicht näher dargelegt.

Anteil²¹³ der teilnehmenden Berechtigten an der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, die Kostentragung, die Haftung, die Aufteilung der erzeugten Energie, sowie das Aufnehmen und Ausscheiden teilnehmender Berechtigter geregelt).

- Der Netzbetreiber hat die Verbrauchsanlagen möglichst innerhalb von sechs Monaten mit einem **intelligenten Messgerät** auszustatten. Ferner hat er die **Viertelstundenwerte** der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage sowie der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Berechtigten zu messen, auszulesen und der jeweiligen Rechnungslegung zu Grunde zu legen und den Lieferanten und dem Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage zur Verfügung zu stellen.²¹⁴ Der Netzbetreiber teilt somit die erzeugte Energie je Viertelstunde entsprechend der vertraglichen Vereinbarung – statisch oder dynamisch – den teilnehmenden Berechtigten zu und nimmt dabei eine Saldierung zwischen Erzeugung und Verbrauch vor. Durch die Aufteilung der gemeinsam erzeugten Energie auf die teilnehmenden Berechtigten entsteht eine kollektive Eigenversorgung.²¹⁵
- Der Netzbetreiber hat somit – je nach vertraglicher Regelung – den **statischen oder dynamischen Anteil** der erzeugten Energie den Anlagen der teilnehmenden Berechtigten zuzuordnen. Im Rahmen der statischen Zuordnung kann der teilnehmende Berechtigte nur über seinen entsprechenden ideellen Anteil an der Erzeugungsanlage verfügen. Benötigt er die ihm zustehende Energie in der gemessenen Viertelstunde nicht, gilt dieser Anteil als ins öffentliche Netz eingespeist. Bei der dynamischen Zuordnung kann hingegen der Eigenverbrauch sämtlicher teilnehmender Berechtigter dahingehend erhöht werden, dass der nicht gebrauchte ideelle Anteil eines Teilnehmers nicht als ins öffentliche Netz eingespeist gilt, sondern von anderen Teilnehmern genutzt werden kann.

Sofern die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage, die Ladestation und die teilnehmenden Berechtigten und evtl. ein Speicher an dieselbe Hauptleitung angeschlossen sind, liegt ebenfalls ein Fall der anteiligen Eigenversorgung vor, sodass auch die Ladestation als Verbrauchseinheit – je nach vertraglicher Ausgestaltung – mit dem PV-Strom vom Dach versorgt werden kann, ohne dass die netzgebundenen Kosten und Abgaben anfallen. Je nach Betreibermodell werden jedoch möglicherweise der reine Strompreis, die Elektrizitätsabgabe sowie die Umsatzsteuer schlagend. Wenn es rechtspolitisch gewünscht ist, das Modell gem. § 16a ElWOG 2010 über das Mehrparteiengebäude hinaus (z.B. auf ein Quartier) auszudehnen und damit möglicherweise die Nutzung von selbst bzw. regional erzeugter Energie zu erhöhen, bedürfte es einer entsprechenden gesetzlichen Anpassung.

c. Referenzmodell

Die erste Abwandlung vom Basismodell 1 sieht vor, dass A sein Elektroauto nicht daheim lädt, sondern bei seinem Arbeitgeber an dessen Ladestation.

²¹³ Der ideelle Anteil legt fest, wie hoch der Anteil ist, den die jeweiligen teilnehmenden Berechtigten aus der Erzeugungsanlage beziehen dürfen.

²¹⁴ Ohne Auslesung und Verwendung der Viertelstundenwerte ist die Teilnahme an einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage nicht möglich.

²¹⁵ *Ennser*, Energierecht für (inter)aktive Kunden, in: Paulus, Jahrbuch Regulierungsrecht 2017, S. 171.

i. Für den Ladevorgang wird durch den Arbeitgeber das öffentliche Netz genutzt

Sofern der Arbeitgeber keine eigene Stromerzeugungsanlage hat und den erforderlichen Ladestrom aus dem Netz bezieht, muss der Arbeitgeber im Rahmen der Errichtung und des Betriebs der Ladestation zunächst die zuvor dargelegten einschlägigen Voraussetzungen erfüllen.²¹⁶

Da der Arbeitgeber den Ladestrom selber kostenpflichtig aus dem öffentlichen Netz bezieht, ist davon auszugehen, dass er diesen ggf. inkl. eines Aufschlags an den A weiterverkaufen wird.

ii. Für den Ladevorgang wird der vom Arbeitgeber erzeugte PV-Strom verwendet

Im Falle des Betriebs einer eigenen Stromerzeugungsanlage durch den Arbeitgeber kann er den erzeugten Strom entweder zu einem festgelegten Preis an den A verkaufen oder er stellt diesen Strom seinen Mitarbeitern kostenfrei oder vergünstigt zur Verfügung. In der Praxis wird derzeit diskutiert, ob der Arbeitgeber²¹⁷ im Fall der Weitergabe seines selbst erzeugten Stroms an A zum Zwecke des Ladens möglicherweise zum Stromhändler bzw. Stromlieferant wird und anders als beim Bezug der elektrischen Energie aus dem öffentlichen Netz daher den strengeren Anforderungen des EIWOG 2010 sowie der Landesausführungsgesetze unterliegt. Dies würde allerdings einen hohen organisatorischen Aufwand bedeuten und könnte zur Folge haben, dass ein Arbeitgeber dieses Modell entweder gar nicht umsetzt²¹⁸ oder den erforderlichen Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht²¹⁹. Daher erscheint eine gesetzliche Klarstellung sinnvoll, dass der Betreiber einer Ladestation, und damit auch der Arbeitgeber, allenfalls den Vorgaben der GewO 1994 unterliegt, sofern er diese zu erwerbsmäßigen Zwecken betreibt, generell in diesem Zusammenhang jedoch nicht den Elektrizitätsrechtlichen Vorschriften, zumal es der Ladestation egal ist, ob der Strom aus einer eigenen Erzeugungsanlage oder dem öffentlichen Netz kommt.²²⁰ Auf diese Weise könnte eine einheitliche Vorgangsweise erzielt werden, in dem der Betrieb einer Ladestation und damit die Abgabe des Ladestroms an Elektroautos der GewO 1994 unterfällt.

Im Fall der kostenfreien Zurverfügungstellung des Ladestroms könnte dies einen steuerrechtlichen Sachbezug darstellen. Allerdings wurde in den Lohnsteuerrichtlinien klargestellt, dass auch das kostenlose Laden des privaten Elektroautos zumindest aktuell keinen Sachbezug darstellt.

iii. Für den Ladevorgang wird der PV-Strom des A verwendet

Bei diesem Modell stellt sich die Frage, ob A den auf seinem Hausdach erzeugten PV-Strom auch ortsversetzt, nämlich bei seinem Arbeitgeber für die Ladezwecke nutzen kann.

Problematisch an dieser Vorgehensweise ist, dass der erzeugte Strom an einem anderen Zählpunkt verwendet wird. Dies widerspricht grundsätzlich dem Prinzip der Eigenversorgung. Zur Veranschaulichung soll eine entsprechende Definition aus dem deutschen Recht herangezogen

²¹⁶ Hinsichtlich der GewO 1994 könnte dies auch ein Nebenrecht sein.

²¹⁷ Dies dürfte generell für den Betreiber einer Ladestation gelten.

²¹⁸ Damit würde er sich weder am Ausbau der Energie aus erneuerbaren Quellen noch am Ausbau der Elektromobilität beteiligen.

²¹⁹ Diese Vorgehensweise unterliegt, wie zuvor ausgeführt, den Vorgaben der GewO 1994.

²²⁰ Sofern die PV-Anlage keine elektrische Energie erzeugt, müsste der Ladestrom ohnehin zuvor aus dem öffentlichen Netz bezogen werden.

werden. So zeichnet sich nach § 3 Z 19 EEG 2017²²¹ die Eigenversorgung dadurch aus, dass jemand selber Strom erzeugt und diesen ohne Nutzung des Netzes in unmittelbarer räumlicher Nähe²²² zur Erzeugungsanlage selber verbraucht. Im vorliegend angedachten Modell fehlt es jedoch an der räumlichen Nähe: Der selbst erzeugte Strom wird somit nicht vor Ort verbraucht, sodass das öffentliche Netz genutzt werden muss. Das bedeutet, dass A seinen PV-Strom in das öffentliche Netz einspeisen und beim Arbeitgeber wieder aus dem öffentlichen Netz entnehmen muss – mit all den mit der Nutzung des Systems verbundenen Kosten. Schließlich ist dabei zu bedenken, dass die Ladestation des Arbeitgebers mit einem vom Arbeitgeber ausgewählten Stromlieferanten versorgt wird. Die Lieferung des PV-Stroms von A zu seiner Arbeitsstätte müsste vertraglich zwischen ihm, seinem Arbeitgeber sowie den Lieferanten des A und des Arbeitgebers geregelt werden. Diese Vorgehensweise erscheint zwar möglich, jedoch äußerst komplex.

d. Wie erfolgt die Authentifizierung bzw. ist eine solche erforderlich?

Sofern mit Bargeld gezahlt wird oder aber der Strom (beispielsweise aufgrund von Marketingzwecken) verschenkt wird, bedarf es keiner Authentifizierung (z.B. über Kundenkarte oder einen mobilen Dienst inkl. Benutzername und Kennwort). Eine solche ist somit nur beim bargeldlosen Bezahlen erforderlich.

e. Wie erfolgt die Verrechnung des Ladestroms?

Für die Bezahlung sind Modelle zu erwarten, in denen der Kunde entweder am Ende des Monats eine Rechnung erhält oder sich ein Pre-Paid-Konto einrichtet, auf das er zuvor einen Betrag einzahlt, den er sodann in Folge verrechnen kann. Es wird entweder nach kWh, Ladezeit oder Parkdauer verrechnet.

f. Voraussetzungen eines Energielieferanten

Ein Lieferant ist nach § 7 Abs. 1 Z 45 EIWOG 2010²²³ eine natürliche oder juristische Person bzw. eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt. Aufgrund des Wortlauts ist eine Gewinnabsicht beim Lieferanten nicht erforderlich, obwohl eine solche im Rahmen der Begriffsdefinition des Elektrizitätsunternehmens²²⁴ als Oberbegriff gefordert wird. Für den Begriff des Lieferanten reicht es somit aus, dass jemand einem anderen (zumeist unter Nutzung des öffentlichen Netzes) Strom zur Verfügung stellt, egal, ob mittels Tausch, Schenkung oder Verkaufs.²²⁵ Im Gegensatz zum Netzbetreiber kann der Lieferant aufgrund der Liberalisierung frei gewählt und gewechselt werden. Die Frist dafür beträgt gem. § 76 Abs. 1 EIWOG 2010 zwei Wochen, sofern keine vertragliche Bindungsfrist vereinbart ist. Eine kürzere Kündigungsfrist

²²¹ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) vom 17.07.2017, BGBl. I S. 2532.

²²² Dazu: *Bundesnetzagentur*, Leitfaden, S. 35 ff.

²²³ Grundsatzbestimmung.

²²⁴ Nach der Grundsatzbestimmung in § 7 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010 handelt es sich bei einem Elektrizitätsunternehmen um eine natürliche oder juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerziellen, technischen oder wartungsbezogenen Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher.

²²⁵ *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 45 Rz. 2 m.w.N.; *Oberndorfer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 43 Rz. 4.

bzw. ein ständiger Lieferantenwechsel (möglicherweise auch in Abhängigkeit regionaler Stromerzeugung) ist rechtlich nicht möglich.

Je nach Bundesland setzt die Tätigkeit des Lieferanten bzw. des Stromhändlers eine Anzeige bei der Behörde, also der Landesregierung, voraus.²²⁶

Der Lieferant ist sodann beispielsweise verpflichtet²²⁷,

- einmal jährlich in Verbindung mit der Stromrechnung oder relevantem Informationsmaterial seinen Versorgermix und die damit verbundenen Umweltauswirkungen auszuweisen, §§ 78 ff. EIWOG 2010,
- Allgemeine Bedingungen zu erstellen und diese der Regulierungsbehörde anzuzeigen, § 80 Abs. 1 EIWOG 2010,
- Rechnungen transparent und konsumentenfreundlich zu gestalten, § 81 Abs. 1 EIWOG 2010. Dabei sind die Komponenten des Systemnutzungsentgeltes, die Steuern und Abgaben sowie der Preis für die elektrische Energie getrennt auszuweisen.
- die Verbrauchs- und Abrechnungsdaten für drei Jahre aufzubewahren, § 81 Abs. 4 EIWOG 2010,
- je nach Größe des Unternehmens eine Anlauf- und Beratungsstelle einzurichten, § 82 Abs. 7 EIWOG 2010,
- Registrierung bei der Wechselpattform, § 76 EIWOG 2010,
- die Preise seiner Standardprodukte der Regulierungsbehörde zum Zwecke der Einstellung beim Tarifikulator mitzuteilen, § 65 Abs. 2 EIWOG 2010 sowie
- Anschluss einer bestehenden Bilanzgruppe oder Bildung einer eigenen.

(11) Ausblick auf das sog. Winterpaket

Nunmehr nimmt sich auch das sog. Winterpaket („Clean Energy for all Europeans“) des Themas Elektromobilität sowie des Themas Stromaustausch an. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass die Unionsrichtlinien nach ihrem in Kraft treten von den Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt werden müssen.

So sieht die neu geplante **Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie**²²⁸ die Elektromobilität als wichtigen Baustein zur Reduzierung der verkehrsbedingten Emissionen v.a. im städtischen Bereich und im Rahmen der Energiewende an. Aus diesem Grund sollen öffentlich zugängliche sowie private Ladepunkte für Elektrofahrzeuge ausgebaut und ins System integriert werden, ohne dass die nationalen Rechtsvorschriften den Ausbau der Elektromobilität übermäßig behindern.²²⁹ Unter dem Begriff „Ladepunkt“ versteht man nach Art. 2 Z 27 des Vorschlags eine Schnittstelle, an der zur selben Zeit nur ein Elektrofahrzeug aufgeladen oder eine Batterie eines Elektrofahrzeugs ausgetauscht werden kann.

²²⁶ § 54 K-EIWOG; § 36 Stmk. EIWOG 2005; § 46 VlbG. Elektrizitätswirtschaftsgesetz; § 44 WelWG 2005.

²²⁷ Ausführlich dazu: *E-Control*, Leitfaden für Markteintritt, S. 3 ff.

²²⁸ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, COM(2016) 864 final. Es wird an dieser Stelle nicht auf diskutierte Änderungen zu diesem Vorschlag eingegangen.

²²⁹ Erwägungsgrund 27 i.V.m. Art. 3 Z 1 des Vorschlags.

Nach dem Vorschlag zur neuen Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie sind nunmehr die Verteilernetzbetreiber ebenfalls verpflichtet, einen Netzentwicklungsplan zu erstellen. Darin müssen sie u.a. darlegen, welche Investitionen sie in den nächsten 5 bis 10 Jahren planen, um Ladepunkte für Elektrofahrzeuge anzuschließen (Art. 32 Abs. 2 des Vorschlags). Art. 33 Abs. 1 des Vorschlags sieht im Rahmen der Einbindung der Elektromobilität in das Stromnetz vor, dass die Mitgliedstaaten einen Rechtsrahmen schaffen, um den Anschluss von öffentlichen und privaten Ladepunkten an das Verteilernetz zu erleichtern. Unter gewissen Voraussetzungen können die Mitgliedstaaten nach Art. 33 Abs. 2 des Vorschlags auch den Verteilernetzbetreibern gestatten, Eigentümer von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge zu werden, diese zu errichten, zu betreiben oder zu verwalten. Diese Voraussetzungen beinhalten, dass bei einem Ausschreibungsverfahren andere Parteien kein Interesse bekundet haben, Eigentümer von Ladepunkten zu werden bzw. diese zu betreiben und dass die Regulierungsbehörde ihre Zustimmung erteilt hat. Im Rahmen der Errichtung und des Betriebs von Ladepunkten haben die Verteilernetzbetreiber sodann die Vorgaben zur Entflechtung nach den Art. 35 und 56 einzuhalten. Die Mitgliedstaaten führen mindestens alle 5 Jahre eine öffentliche Konsultation durch, um das mögliche Interesse anderer Marktteilnehmer an den Ladepunkten erneut zu prüfen. Ist dies der Fall, stellen sie sicher, dass die diesbezüglichen Tätigkeiten der Verteilernetzbetreiber schrittweise eingestellt werden.²³⁰

Künftig sollten nach dem Vorschlag zur Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie auch alle Verbraucher unmittelbar am Strommarkt teilnehmen können. Als aktive Kunden steht es ihnen frei, auch als Gruppe, ihren selbst erzeugten Strom zu verbrauchen, zu speichern oder zu verkaufen. Dabei sollen sie auch ihren Verbrauch an Marktsignale anpassen können, um in den Genuss von niedrigeren Strompreisen oder Anreizzahlungen zu kommen. Diese Vorzüge sollen sich beispielsweise mit zunehmender Wettbewerbsfähigkeit von Elektrofahrzeugen steigern. Auch soll die freiwillige Teilnahme an einer lokalen Energiegemeinschaft möglich werden, um an der Erzeugung, dem Verbrauch sowie dem Austausch von Energie (aus erneuerbaren Quellen) in einem geografisch begrenzten gemeinschaftlichen Netz mitzuwirken.

Auch die neu geplante **Erneuerbare-Energien-Richtlinie** sieht die Stärkung und Ausdehnung der Möglichkeiten des Eigenverbrauchs sowie die Einführung von Erneuerbarer-Energien-Gemeinschaften vor.

Aber auch in der bereits erlassenen **Gebäude-Richtlinie**²³¹ findet das Thema der Elektromobilität Platz. Um die Umsetzung der EU-Strategie für eine emissionsarme Mobilität und die vermehrte Nutzung der Elektrizität im Verkehr zu fördern, wird die vereinfachte und kosteneffiziente Installation elektrischer Ladestationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Voraussetzungen gefordert, was u.a. Teil der jeweiligen Bauvorschriften sein kann. So sieht Art. 8 Abs. 2 der Gebäude-Richtlinie vor, dass bei neuen bzw. umfangreich renovierten Nichtwohngebäuden mindestens ein Ladepunkt im Sinne der Richtlinie 2014/94/EU installiert wird, sofern das Gebäude über mehr als zehn Stellplätze verfügt. Zudem ist für mindestens jeden fünften Stellplatz die Leitungsinfrastruktur zu ermöglichen. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass sich der Parkplatz im Gebäude befindet bzw. an dieses angrenzt und die Renovierung den Parkplatz oder die elektrische Infrastruktur mitumfasst. Im Falle von neuen Wohngebäuden und solchen, die umfangreich renoviert werden, sind nach Art. 8 Abs. 5 der Gebäude-Richtlinie

²³⁰ Art. 33 Abs. 4 des Vorschlags.

²³¹ Richtlinie (EU) 2018/844 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30.05.2018 zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamteffizienz von Gebäuden und der Richtlinie 2012/27/EU über Energieeffizienz, ABl. L 2018/156, S. 75 ff.

grundsätzlich – sofern mehr als zehn Stellplätze vorhanden sind – für jeden Stellplatz Vorverkabelungen vorzunehmen, sodass die spätere Errichtung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge möglich ist. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass sich der Parkplatz im Gebäude befindet bzw. an dieses angrenzt und die Renovierung den Parkplatz oder die elektrische Infrastruktur mitumfasst. Nach Art. 8 Abs. 7 der Gebäude-Richtlinie haben die Mitgliedstaaten Maßnahmen zur Vereinfachung der Errichtung von Ladepunkten sowohl in bestehenden als auch in neuen Nicht- und Wohngebäuden vorzusehen und regulatorische Hindernisse zu beheben.

3.5. Verschneidung der Schichten

Aufgrund der unterschiedlichen Aufenthaltsdauern erfolgt eine Überlagerung der Nutzergruppe für Aufenthaltsdauern größer bzw. kleiner fünf Stunden in Anlehnung an die Überlagerung aller Nutzergruppen in Kapitel 3.1. Anschließend erfolgt für diese Unterscheidung eine Validierung der Zelleneignung als potentieller Standort für Ladestationen stundenfein. Diese Identifizierung ist in Abbildung 3-45 für Nutzergruppen mit einer Aufenthaltsdauer kleiner fünf Stunden (Freizeitmöglichkeiten, Erledigungen, Einkaufsmöglichkeiten) und in Abbildung 3-46 größer fünf Stunden (Hauptwohnsitz, Arbeitsstätten privat sowie dienst und Ausbildungsstätten) für vier unterschiedliche Stunden dargestellt. Anhand dieser Abbildungen kann aufgezeigt werden, dass bei einer Durchdringung von 100 % E-Mobility im dichtbesiedelten Bereich eine flächendeckende Infrastruktur an öffentlichen Ladestationen erforderlich sein wird, während in den Randzellen aufgezeigt werden kann, dass diese eine geringere Priorität besitzen. Hierzu gilt es anzumerken, dass im dichtbesiedelten Bereich der Stadt Leoben neben den wichtigsten öffentlichen Einrichtungen, Freizeitangebote oder das Einkaufszentrum angesiedelt sind. Des Weiteren bestehen in diesem Raum kaum Möglichkeiten zur Installation von privaten Ladesäulen, da im innerstädtischen Bereich z.B. keine Tiefgaragen für die Nutzergruppen Hauptwohnsitz vorhanden sind. In den Randzellen werden basierend auf den stündlich aufgelösten Ergebnissen hauptsächlich Ladestationen für jene Nutzergruppen mit durchschnittlichen Aufenthaltsdauern größer fünf Stunden benötigt. Ein Großteil dieser Ladestationen wird privaten Ladestationen zur Ladung des eigenen E-Autos entsprechen bzw. privaten oder halböffentlichen Ladestationen beim Arbeitgeber. Zudem wird für diese Nutzergruppen in den meisten Fällen langsames Laden mit 3,7 kW ausreichend sein.

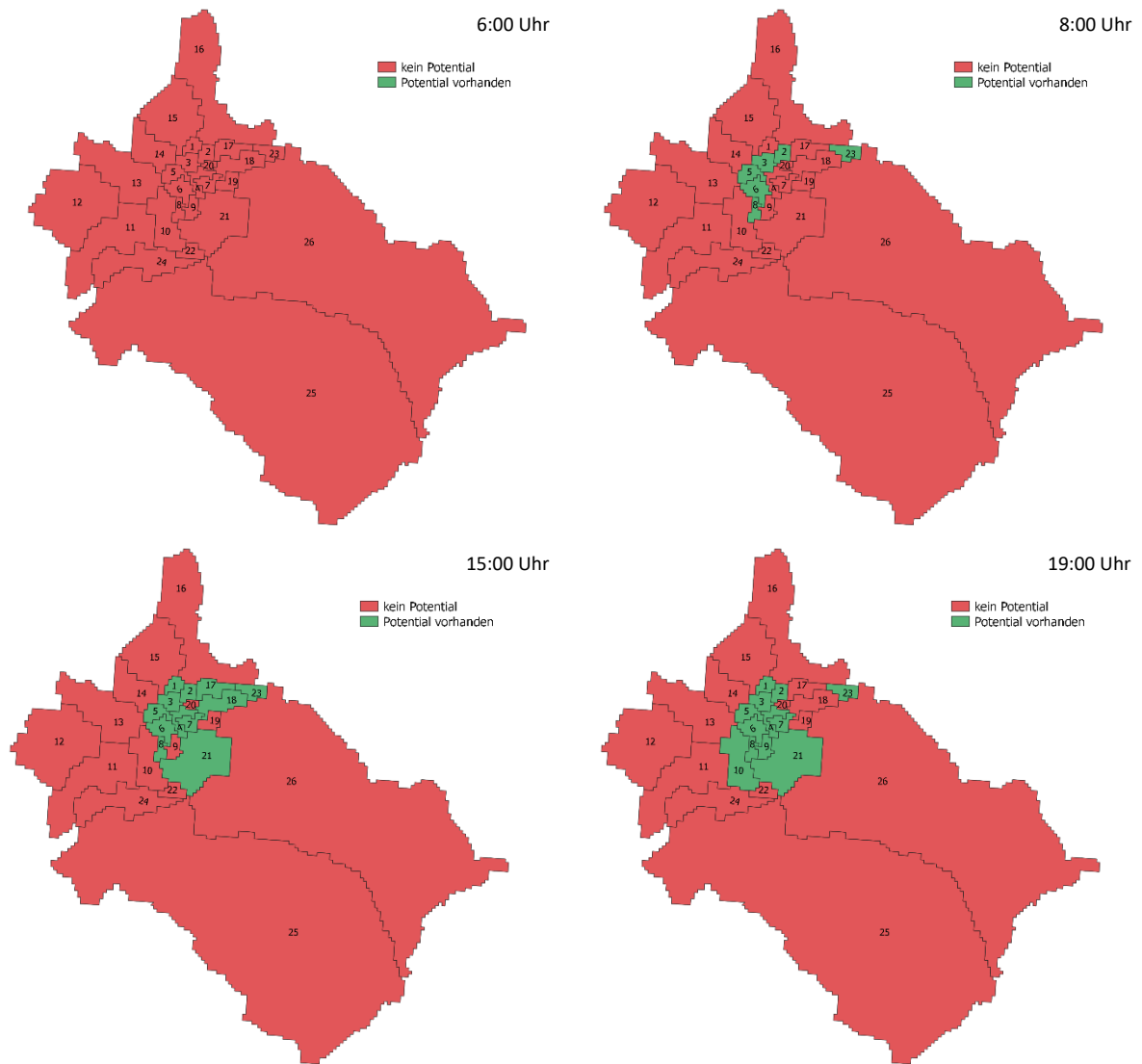


Abbildung 3-45: Überlagerung Nutzergruppen durchschnittliche Aufenthaltsdauer kleiner fünf Stunden, potentielle Zellen für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 19:00 Uhr

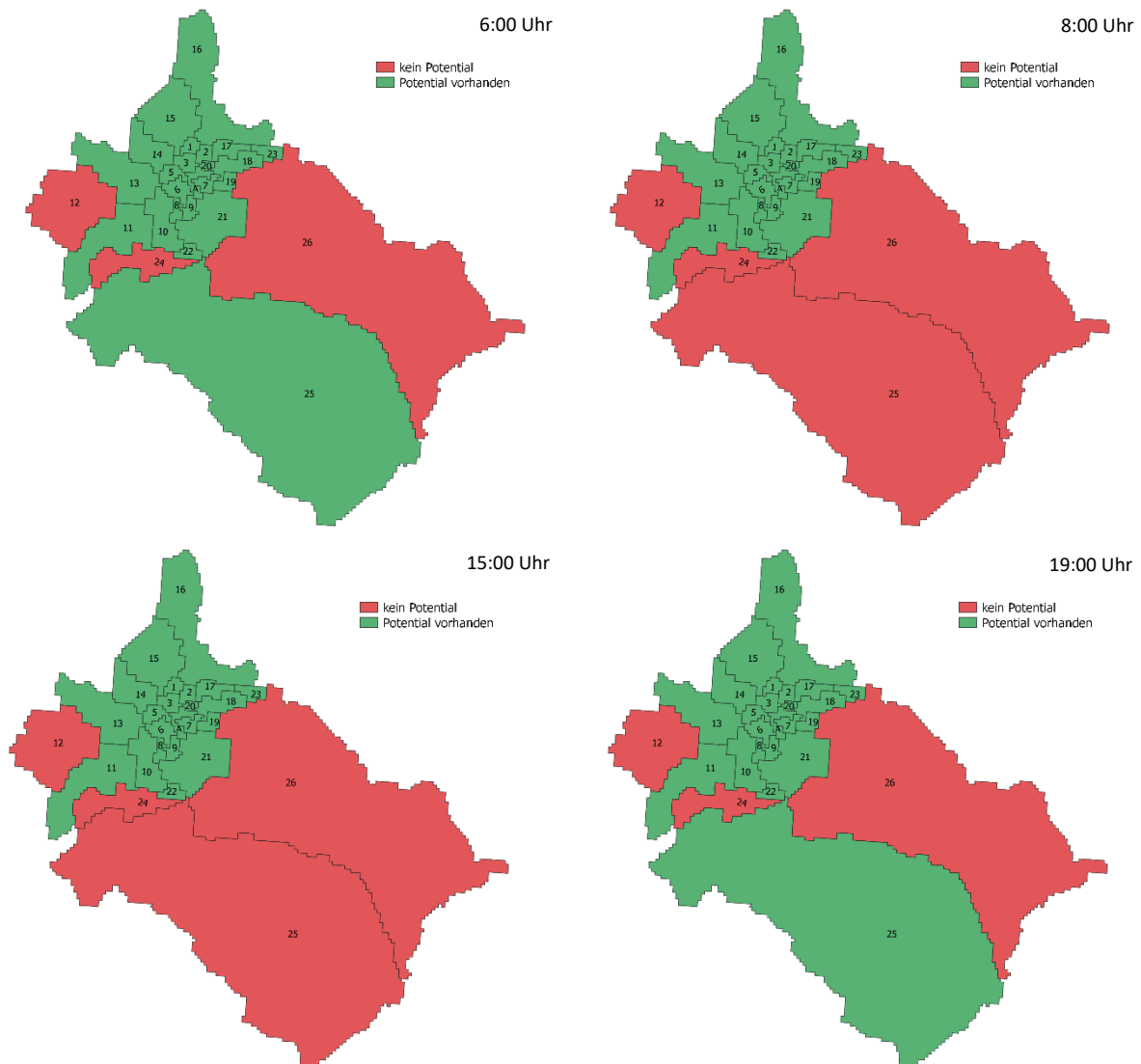


Abbildung 3-46: Überlagerung Nutzergruppen durchschnittliche Aufenthaltsdauer größer fünf Stunden, potentielle Zellen für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 19:00 Uhr

Um eine Aussage treffen zu können, wie E-Mobility durch die Nutzung von PV-Potentialen gedeckt werden kann, wird die Eigendeckung nach Formel (3-1) berechnet, wobei für die Berücksichtigung des Energiebedarfs der E-Mobility die jeweilige Summe der betreffenden Nutzergruppen berücksichtigt wird. Während für eine durchschnittliche Aufenthaltsdauer kleiner fünf Stunden der Energiebedarf der Nutzergruppen Freizeitmöglichkeiten, Erledigung und Einkaufsmöglichkeiten berücksichtigt wird, entspricht der Energiebedarf für eine durchschnittliche Aufenthaltsdauer größer fünf Stunden der Summe der Nutzergruppen: Hauptwohnsitz, Arbeitsstätten privat und dienst sowie Ausbildungsstätten. Die ermittelte Eigendeckung_{NGspezifisch} wird in Abbildung 3-47 für eine Aufenthaltsdauer kleiner fünf Stunden und in Abbildung 3-48 größer fünf Stunden für einen durchschnittlichen Wochentag im Winter (links) und Sommer (rechts) dargestellt.

$$Eigendeckung_{NGspezifisch} = \frac{E_{PV}}{E_{EV_{NGspezifisch}}} \quad (3-1)$$

Die Nutzergruppen Freizeitmöglichkeiten, Erledigung und Einkaufsmöglichkeiten sind in den Zellen 12 und 25 nicht vorhanden, weshalb die Eigendeckung dieser Zellen in Abbildung 3-47 Null entspricht. Vor allem im Bereich der Randzellen (z.B. Zelle 13 bis 16 und 26) können im Winter sowie im Sommer

hohe Eigendeckungen zur Versorgung dieser Nutzergruppen erreicht werden. Das im städtischen Bereich höhere Verkehrsaufkommen, mit verschuldet durch die strukturellen Gegebenheiten der Stadt Leoben (meisten öffentlichen Einrichtungen, Freizeitangebote sowie das Einkaufszentrum befinden sich im Zentrum), führt in diesem Bereich zu Eigendeckungen kleiner 1.

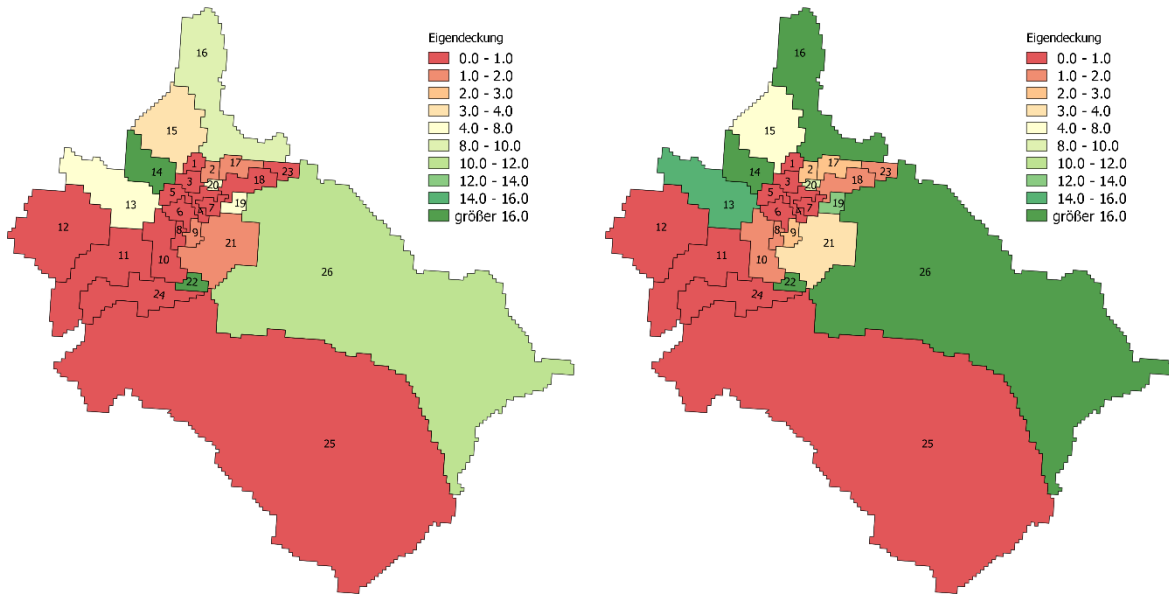


Abbildung 3-47: durchschnittliche Eigendeckung_NG_spezifisch (durchschnittliche Aufenthaltsdauer kleiner fünf Stunden) eines Wochentages auf Zellenebene für das Szenario 050_100_001 – Links: Winter / Rechts: Sommer

Wie in Abbildung 3-48 zu sehen, kann an einem durchschnittlichen Tag im Sommer mit Ausnahme der Zelle 1 der Energiebedarf für die Nutzergruppen (Hauptwohnsitz, Arbeitsstätten privat sowie dienst und Ausbildungsstätten) bei einer Durchdringung der PV-Potentiale von 50 % vollständig gedeckt werden. Im Winter sinkt die Eigendeckung in Summe in fünf Zellen unter 1.

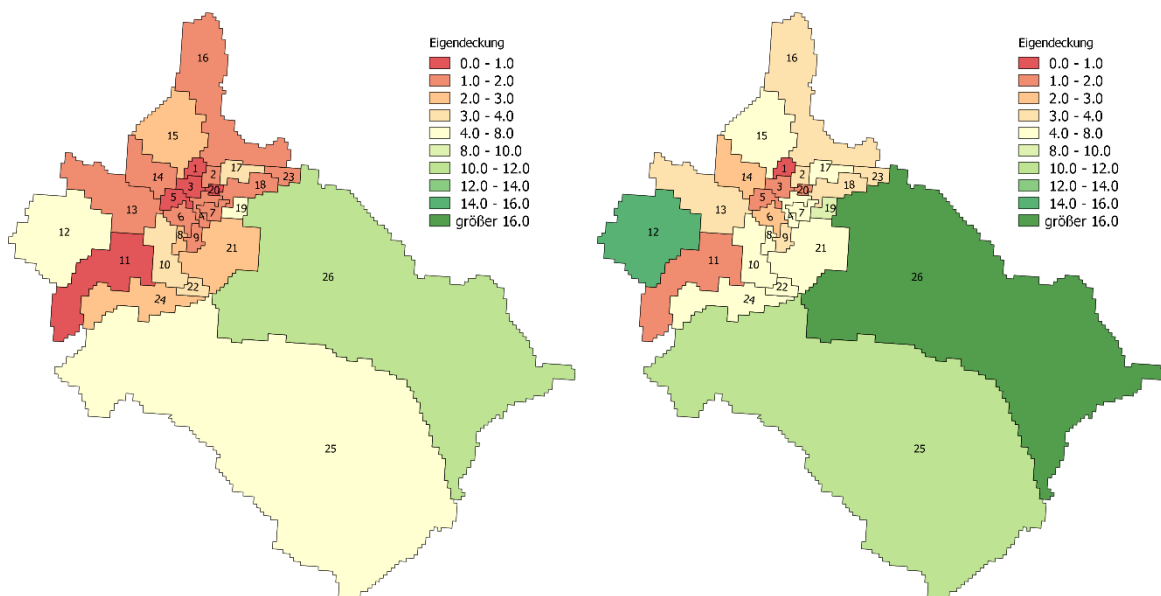


Abbildung 3-48: durchschnittliche Eigendeckung_NG_spezifisch (durchschnittliche Aufenthaltsdauer größer fünf Stunden) eines Wochentages auf Zellenebene für das Szenario 050_100_001 – Links: Winter / Rechts: Sommer

Die Überlagerung aller Nutzergruppen und die daraus berechnete Eigendeckung (siehe Abbildung 3-9) verdeutlicht die geringe Eigendeckung der dicht besiedelten Zellen. Um dennoch möglichst viel erzeugte Energie aus den PV-Potentialen ohne zusätzliche Speicherintegration nutzen zu können, ist es wichtig, für jene Nutzergruppen (z.B. Arbeitsstätte), welche tagsüber geladen werden können, Anreize zu erzeugen. Basierend auf dieser Tatsache wird das Geschäftsmodell 2 (Erzeugung PV-Strom am Hauptwohnsitz und laden beim Arbeitgeber) entwickelt und hinsichtlich Umsetzung und rechtlichen Rahmenbedingungen untersucht. Weitere Analysen zeigen jedoch, dass vor allem an Sommertagen mehr Energie erzeugt wird, als dieser Nutzergruppe benötigt, weshalb bei der aktuellen Situation Speicher von Nöten sind. Ob mit oder ohne den Einsatz von Speichern kann durch die Verschiebung der Ladevorgänge das Netz entlastet werden. Die Speicher können anschließend genutzt werden, um die Abendspitze der Nutzergruppen (Hauptwohnsitz, Freizeitmöglichkeiten, Erledigung und Einkaufsmöglichkeiten) zumindest teilweise zu decken bzw. das Netz durch Reduktion der Lastspitze – verursacht durch EV – zu entlasten. Eine weitere Möglichkeit zur Netzentlastung und zur Reduktion des Netzausbaus stellt der Einsatz des entwickelten Geschäftsmodells 1 dar. Mit Hilfe dieses Geschäftsmodells soll E-Fahrzeugbesitzern ein Anreiz geboten werden, ihr Fahrzeug mit einer Ladeleistung von 3,7 kW zu laden und nur bei Bedarf auf 11 kW umzuschalten. Die geringere Ladeleistung führt wie in den Ergebnissen in Kapitel 3.2.4 bzw. 3.2.6 gezeigt, zur Reduktion der Überlastungen in Höhe und Dauer. Anzumerken gilt es, dass die in Kapitel 3.2.6 beschriebenen Ergebnisse gesteuertes Laden berücksichtigen, bei welchem die benötigte Energiemenge über die gesamte Aufenthaltsdauer verteilt wird, weshalb Ladeleistungen auch kleiner 3,7 kW vorkommen können.

3.6. Leitfaden

Es folgt eine Zusammenfassung des im Rahmen des Projektes Move2grid entstandenen Leitfadens, welcher dazu dienen soll, die entwickelte Methodik auf andere Mittelzentren umzulegen. Die Langfassung befindet sich im Anhang (Kapitel 7).

Zu Beginn erfolgt im Rahmen der Schicht „energiebezogene Mobilitätsaspekte“ einerseits eine ausführliche Analyse zu den strukturellen Gegebenheiten der Stadt Leoben und andererseits zum Mobilitätsverhalten. Das Mobilitätsverhalten unterscheidet je nach Aufenthaltszweck am Zielort zwischen sieben Nutzergruppen. Zur Beschreibung der einzelnen Nutzergruppen und deren Verhalten wird auf standardisierte Verhaltensdaten sowie auf den Verkehrsentwicklungsplan Leoben 2025 (Band 1) zurückgegriffen. Zudem wird zur Ergänzung und Verifizierung der vorhandenen Daten eine Befragung im Stadtgebiet durchgeführt. Die standardisierten Verhaltensdaten ermöglichen das Erstellen von Fahrprofilen und Aufenthaltsprofilen, welche anhand der Tagesganglinie von Quell- und Zielverkehr einschlägiger Literatur (Bosserhoff [A38]) für jede Nutzergruppe ermittelt werden. Des Weiteren unterscheiden die Nutzergruppen Arbeitsstätte – privat und Arbeitsstätte – dienst zwischen der jeweiligen Branche der Unternehmen und berücksichtigen unterschiedliche Arbeitszeitmodelle. Anschließend erfolgt eine GIS-basierte Analyse des Stadtgebietes zur Identifizierung potentieller Standorte für Ladesäulen für die einzelnen Nutzergruppen. Für eine detaillierte Betrachtung des Stadtgebietes werden die Verkehrszellen in ein Raster von 100 x 100 m eingeteilt. Für jeden Rasterpunkt erfolgt eine Bewertung hinsichtlich potentiellem Standort für Ladestationen mit Hilfe von Tagesganglinien der verschiedenen Nutzergruppen stundenfein. Durch die stundenfeine Auflösung sind gleichzeitig stehende Fahrzeuge je Nutzergruppe erkennbar. Somit kann die benötigte Anzahl an Anschlüssen, die zeitgleiche Nachfrage nach Energieentnahme und in weiterer Folge die Möglichkeit von Demand Side Maßnahmen für die einzelnen Nutzergruppen abgeschätzt werden. Die erforderliche

Energiemenge der stehenden Fahrzeuge kann mit den mittleren Fahrtweiten je Nutzergruppen abgeschätzt werden. Parallel zur Analyse des Mobilitätsverhaltens und Identifizierung potentieller Standorte für Ladesäulen wird in der Schicht „Energie“ ein zellenbasierendes Modell für das elektrische Verteilernetz der Stadt Leoben, welches den Status Quo abbildet, entwickelt. Bei der Zelleneinteilung wird zum einen auf die ursprüngliche Netztopologie des Verteilernetzes, um eine möglichst hohe Abbildungsgenauigkeit zu gewährleisten, und andererseits auf die Rastereinteilung aus den Verkehrsanalysen geachtet. Als Schnittstelle zwischen der Schicht „energiebezogene Mobilitätsaspekte“ und der Schicht „Energie“ wird eine GIS basierende Datenbank verwendet. Die erhaltenen Ergebnisse aus den Analysen des Mobilitätsverhaltens und die identifizierten potentiellen Standorte werden mit den Zellen der Schicht „Energie“ verschnitten. Im Anschluss an die Verschneidung erfolgt, basierend auf den jeweiligen Verhalten der Nutzergruppen aus den Verkehrsdaten sowie deren zurückgelegten Wegstrecken und Aufenthaltsdauern durch Anwendung von probabilistischen Ansätzen, die Modellierung von synthetischen Lastprofilen. Neben der Modellierung synthetischer Lastprofile auf Zellebene werden mögliche PV-Potentiale, welche auf Temperatur- und Einstrahlungsdaten beruhen, ermittelt, um aufzuzeigen, wie E-Mobility durch Photovoltaik versorgt werden kann. Im Anschluss an die Modellierung der Last- und Erzeugungsprofile erfolgt die netztechnische Berechnung unterschiedlicher E-Mobility Szenarien. Basierend auf diesen wird der Worst-Case Netzausbau, welcher die Überlastungen elektrischer Betriebsmittel sowie die Überschreitung des Spannungsbandes berücksichtigt, ermittelt. Basierend auf diesen Ergebnissen werden Gegenmaßnahmen, welche einen Netzausbau vermeiden oder gar verhindern sollen, wie gesteuertes bzw. geregeltes Laden und der Einsatz von Speichern, genauer untersucht und simuliert. Die Simulationen zeigen, dass zur Umsetzung von Demand Side Maßnahmen, E-Fahrzeugbesitzern Anreize geboten werden müssen, damit diese ihre E-Fahrzeuge mit geringeren Ladeleistungen laden. Hierfür wird im Rahmen der Schicht „Geschäftsmodelle und -prozess“ für die Nutzergruppe Hauptwohnsitz und Arbeitsstätte – privat jeweils ein Geschäftsmodell sowie ein Geschäftsprozess entwickelt. Für die Entwicklung der Geschäftsmodelle und -prozesse wird die aktuelle Rechtsgrundlage berücksichtigt und erforderliche Änderungen zur Umsetzung der Modelle werden angedacht. Basierend auf den Ergebnissen der verschnittenen Schichten erfolgt eine volkswirtschaftliche Analyse. Diese fokussiert die Frage, welcher makroökonomische Beitrag in Form von zusätzlichem Bruttoregionalprodukt, Konsum (der privaten Haushalte), Investitionen (der Unternehmen), Nettoexporten (Exporte – Importe) und zusätzlichen Beschäftigten durch die regionale Umsetzung einer hybriden Kopplung von Elektromobilitätsversorgung mit PV-Anlagen entsteht.

3.7. Test und Validierung

Die Testung und Validierung unterschiedlicher Ladestrategien (ungesteuert, gesteuert) erfolgte durch die Erprobung von drei Flottentests (Kapitel 3.7.1), der darauf aufbauenden szenario-abhängigen Simulation (Kapitel 3.7.2) sowie der anschließenden Validierung des in Schicht „Geschäftsmodelle und -prozesse“ ausgewählten Geschäftsmodells (3.7.3).

3.7.1. Flottentests

(1) Messergebnisse Flottentest 1

Flottentest 1 berücksichtigt privates Laden an einer Wohnsiedlung innerhalb eines urbanen Niederspannungsnetzes am Stadtrand. Die Messergebnisse aus Flottentest 1 beinhalten

phasenbezogene Lastprofile des gesamten Transformators (M1), eines Niederspannungsabganges (M2) sowie eines Haushalts inklusive Elektrofahrzeug (M3). Die aufgezeichneten Wirkleistungsprofile der drei Messpunkte sind für einen Zeitraum von zwei Wochen in Abbildung 3-49 abgebildet. Anhand der Messergebnisse für einen Abgang (Mitte) und einen Haushalt (unten) sind phasenunsymmetrische Netzbelastungen zu erkennen.

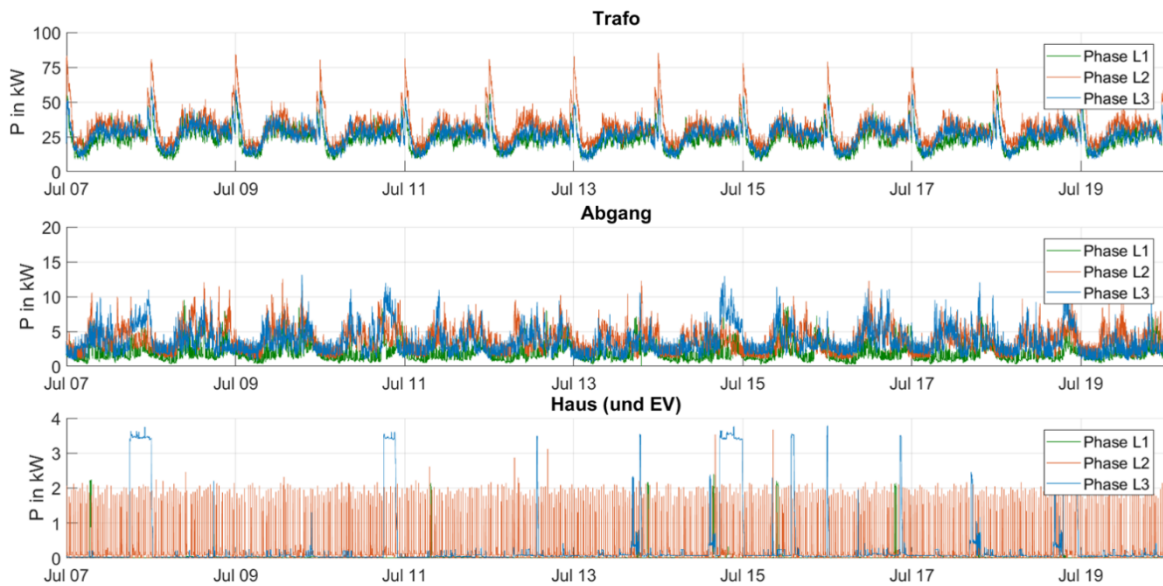


Abbildung 3-49: Ergebnisse der Messung im Rahmen von Flottentest 1

Verstärkt wird die unsymmetrische Belastung der Netzphasen durch das einphasige Laden von Elektrofahrzeugen, ersichtlich in Abbildung 3-49 (unten). Gemäß IEC 62196-2 [A19] finden einphasige Ladevorgänge zwischen Phase L1 der Ladesäule und Nullleiter statt. Phase L1 der Ladesäule wurde bei der Installation an Netzphase L3 angeschlossen, weshalb einphasige Ladevorgänge (Abbildung 3-50) auf dieser Phase aufgezeichnet wurden. Diese weisen charakteristische Konstantstrom- (A) und Konstantspannungsphasen (B), gekennzeichnet durch einen exponentiell abklingenden Leistungsverlauf, gemäß Kapitel 1.3.1 auf. Zusätzlich lassen sich Ladeleistung (C) und Ladeschlussleistung (D) – jene Leistung kurz vor Abbruch des Ladevorganges – anhand der gemessenen Ladekurven ermitteln. Der ermittelte Wert der Ladeschlussleistung von 0,7 kW stimmt mit den Werten für Lithium-Ionen Batterien aus [A40] überein.

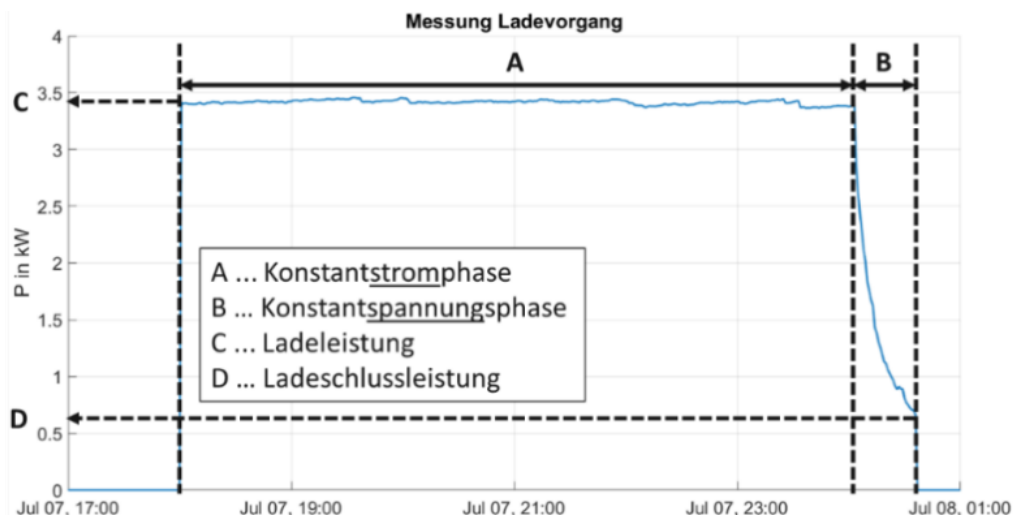


Abbildung 3-50: Gemessener Ladevorgang eines BMW i3

Der Ladestrom bzw. die Ladeleistung während des einphasigen Ladevorganges des BMW i3 liegt innerhalb der Konstantstromphase in etwa bei 14,8 A bzw. 3,4 kW. Dies entspricht einem Ladewirkungsgrad von 92,5 %, welcher mit geringer Abweichung mit jenem in [A49] von 93 % übereinstimmt.

(2) Messergebnisse Flottentest 2

Flottentest 2 dient der Analyse halb-öffentlicher Ladevorgänge an zwei verfügbaren Ladesäulen der Montanuniversität Leoben. Die phasenaufgelösten Messergebnisse in Form von Strom- und Leistungsprofilen des Flottentests 2 sind für einen Zeitraum von fünf Wochen in Abbildung 3-51 abgebildet. Die ermittelten einphasigen Ladevorgänge zeigen, dass trotz der geringen Ladeleistung von 2,3 kW bzw. 7,4 kW die Fahrzeuge fast an allen Tagen vollständig geladen wurden. Dementsprechend ermöglichen lange Stehzeiten der Elektrofahrzeuge am Arbeitsplatz das netzschonende Laden mit geringer Ladeleistung. Selbst eine Ladeleistung von 2,3 kW reicht aus, um die auf dem Weg zur Arbeit verbrauchte Energiemenge wieder vollständig und vor Antritt der Heimfahrt nachzuladen.

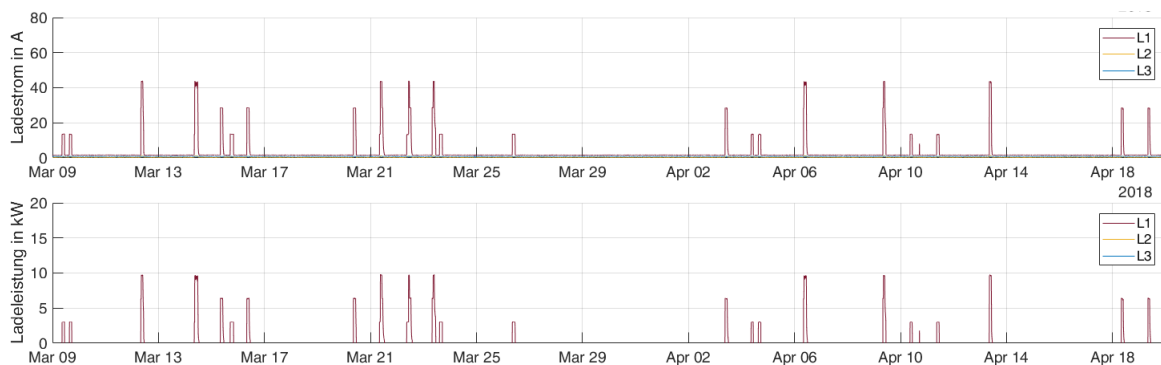


Abbildung 3-51: Ergebnisse der Messung im Rahmen von Flottentest 2

Zusätzlich erlauben lange Stehzeiten die zeitliche Verschiebung der Ladevorgänge in Zeiten mit hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien. Ladevorgänge am Arbeitsplatz lassen sich in Mittagsstunden zeitlich verschieben und ermöglichen die Nutzung hoher PV-Einspeisung. Die Auswertung der im Laufe der Messung (Flottentest 2) getätigten Ladevorgänge liefert eine detaillierte Analyse des Nutzer- bzw. Ladeverhaltens einzelner Fahrzeugbesitzer. Charakteristisch für das Laden am Arbeitsplatz finden die meisten Ladevorgänge in den Morgenstunden nach Ankunft bei der Arbeit statt (Abbildung 3-52). Dennoch finden vereinzelte Ladevorgänge zu Mittag oder in den frühen Abendstunden statt.

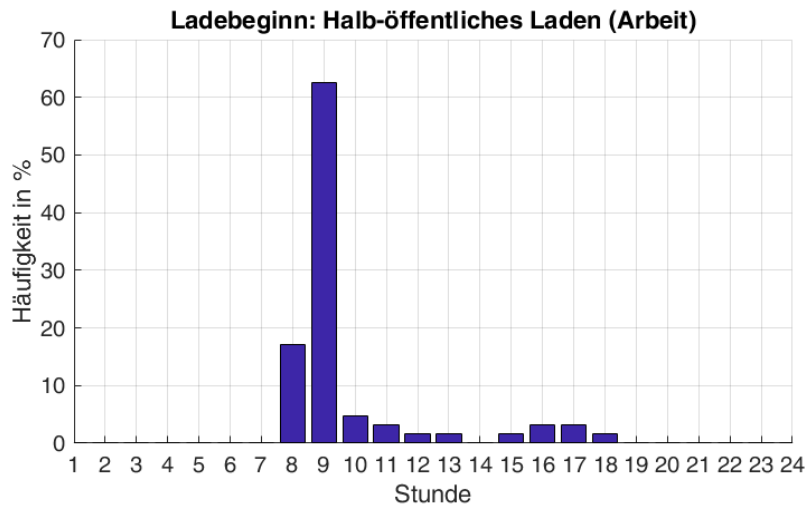


Abbildung 3-52: Häufigkeitsverteilung des Ladebeginns im Rahmen des Flottentests 2

(3) Messergebnisse Flottentest 3

Flottentest 3 ist charakterisiert durch öffentliches Laden mit Ladeleistungen zwischen 2,3 kW und 22 kW. Durch die Messung einer öffentlichen Ladestation lassen sich Ladevorgänge einer breiten Fahrzeugflotte aufzeichnen und für weitere Untersuchungen heranziehen. Die ermittelten Strom- und Leistungsprofile sind für einen Zeitraum von zwei Monaten in Abbildung 3-53 ersichtlich.

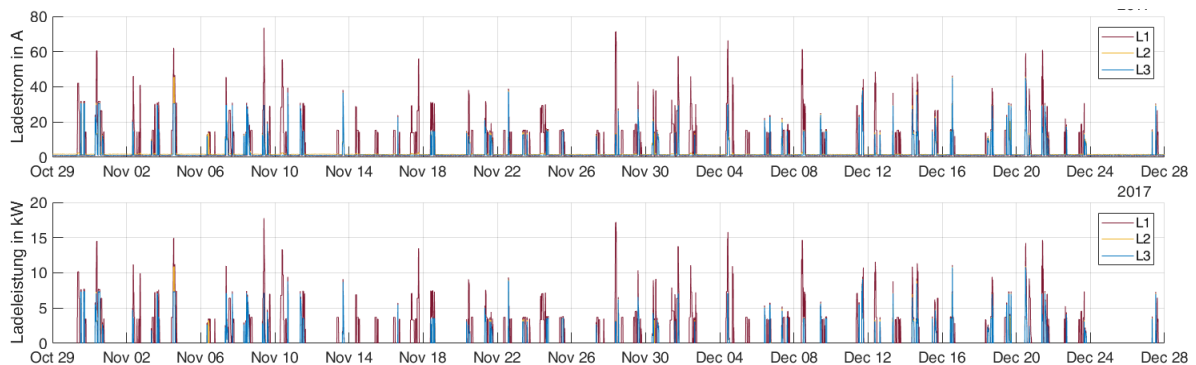


Abbildung 3-53: Ergebnisse der Messung im Rahmen von Flottentest 3

Analog zu Flottentest 2 ermöglicht die Auswertung sämtlicher Ladevorgänge eine genaue Aufschlüsselung der Ladevorgänge in Bezug auf Ladebeginn (Abbildung 3-54, links) und -leistung (Abbildung 3-54, rechts). Anhand der Häufigkeitsverteilung des Ladebeginns lassen sich vermehrte Ladungen in der Früh und zu Mittag innerhalb der Geschäftszeiten erkennen.

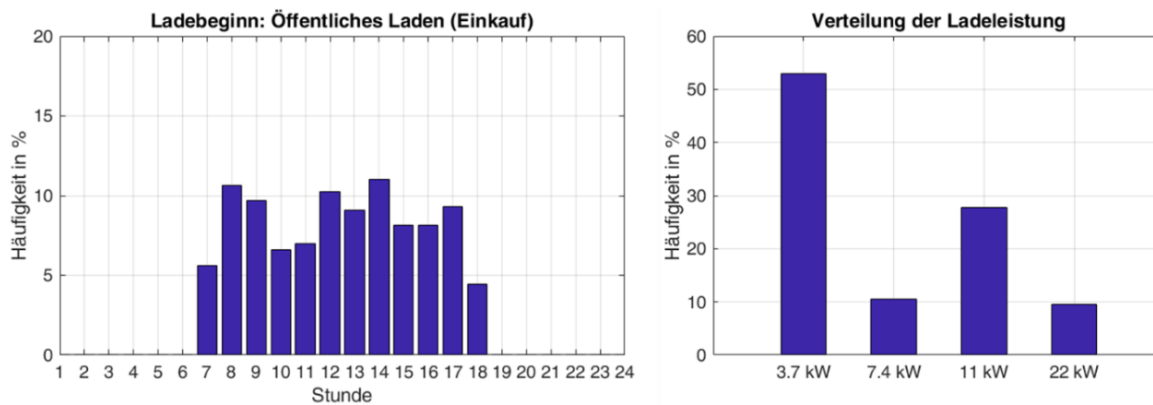


Abbildung 3-54: Häufigkeitsverteilung des Ladebeginns und der Ladeleistung im Rahmen des Flottentests 3

Gleichzeitig zeigt die Verteilung Ladeleistung, dass ein Großteil der EV (53 %) ausschließlich einphasig geladen werden kann. Auf die Analyse unsymmetrischer Netzbelastungen, hervorgerufen durch einphasig ladende EV, wird daher im Rahmen der Simulation besonderes Augenmerk gelegt.

3.7.2. Simulation

Die Ermittlung der Auslastung des regionalen Energieverteilernetzes aufgrund unterschiedlicher Belastungen durch das zukünftige Laden von E-Fahrzeugen basiert auf der Simulation verschiedener Szenarien. Nach erfolgreicher Erprobung unterschiedlicher Ladestrategien anhand von drei Flottentests werden deren Netzzrückwirkungen in Form von Spannungsbandabweichungen, Spannungsunsymmetrie und thermischer Betriebsmittelauslastung analysiert. Neben einer Worst-Case Betrachtung der EV-induzierten Netzauswirkungen für die Ermittlung kritischer Netzelemente wird die zeitliche Steuerung von Ladevorgängen, die Reduktion der Ladeleistung sowie der Einsatz von Speichereinheiten in Kombination von PV-Einspeisung untersucht. Zu diesem Zweck werden die im Flottentest 1 ermittelten Netzlasten für zukünftige Ausbauszenarien hochgerechnet und anhand des Netzmodells eines bestehenden Niederspannungsnetzes angewandt. Die Analyse der Netzknoten erfolgt zum einen anhand der minimalen Spannung jedes Knotens innerhalb der Simulationsperiode. Zum anderen wird der maximale Unsymmetriegrad für jeden Netzknoten mittels symmetrischer Komponenten ermittelt. Um die Auswirkungen auf die Leitungen innerhalb des Netzes zu beurteilen, wird die maximale Auslastung innerhalb der Simulationsperiode jeder Leitung herangezogen.

Das ausgewählte Niederspannungsnetz am Stadtrand weist eine hohe Aufnahmefähigkeit in Hinblick auf steigende EV-Durchdringungen auf. In Abbildung 3-55 sind die minimalen Spannungswerte aller Netzknoten in p.u. sowie die untere Grenze des zulässigen Spannungsbandes gemäß EN 50160 dargestellt. Einphasiges Laden mit einer Leistung von 3,7 kW führt ab einer EV-Durchdringung von 60 % zu unzulässigen Spannungsabsenkungen in mehreren Knoten. Diese befinden sich am Ende langer Netzausläufer des strahlenförmig aufgebauten Niederspannungsnetzes. Dieselbe Durchdringung an Elektrofahrzeugen (60 %) resultiert in thermischer Überlastung einer Netzleitung (Abbildung 3-56), hervorgerufen durch eine hohe Gleichzeitigkeit ladender EV.

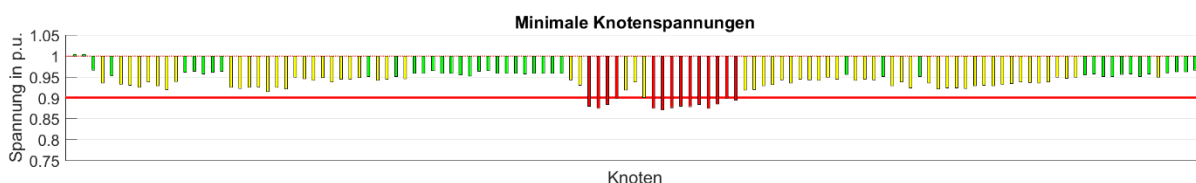


Abbildung 3-55: Spannungsbandabweichungen bei einer EV-Durchdringung von 60 %

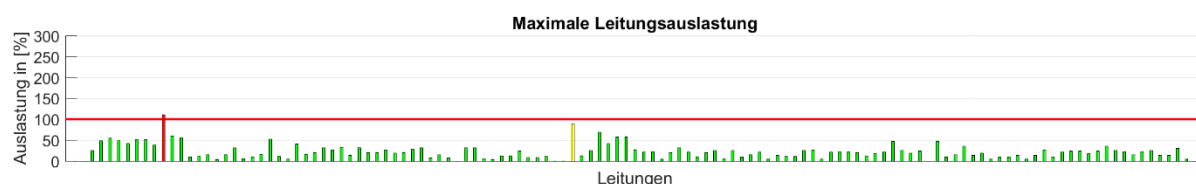


Abbildung 3-56: Thermische Leitungsauslastungen bei einer EV-Durchdringung von 60 %

Im Fall des flächendeckenden einphasigen Ladens an Phase L1, die gemäß Norm für einphasige Ladevorgänge herangezogen wird, treten bereits bei Durchdringungsraten von 20 % unzulässige Spannungsunsymmetrien ($k_u > 2\%$) in mehreren Netzknoten auf (Abbildung 3-57). Diese lassen sich durch die gleichmäßige Verteilung der Ladevorgänge auf alle drei Netzphasen selbst bei vollständiger Durchdringung (100 % DG) vermeiden. Dieser Aspekt muss in die Planung der Installation heimischer und öffentlicher Ladestationen miteinbezogen werden, falls ein Großteil der Elektrofahrzeuge weiterhin einphasig lädt.

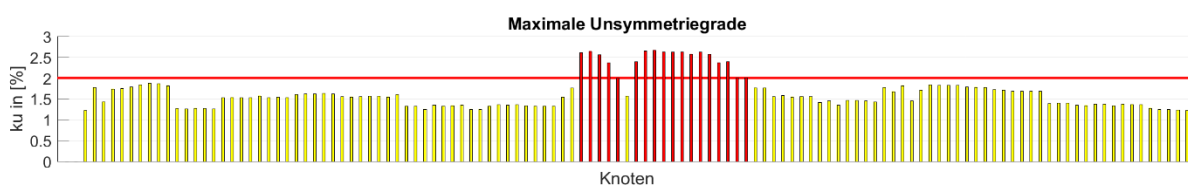


Abbildung 3-57: Spannungsunsymmetrie bei einer EV-Durchdringung von 20 %

Den ermittelten Netzauswirkungen lässt sich mit Hilfe von Demand-Side-Maßnahmen erfolgreich entgegenwirken. Zeitliches Lademanagement in Form der zeitlichen Steuerung von Ladevorgängen ermöglicht eine Reduktion der Spannungsabfälle, wenngleich Unterschreitungen der unteren Spannungsbandgrenze nicht verhindert werden. Dennoch lässt sich die Dauer unzulässiger Spannungszustände um 4 % reduzieren. Der bedarfsorientierte Einsatz von Speichereinheiten in Kombination mit PV-Einspeisung ermöglicht die Integration einer sechzigprozentigen EV-Durchdringung ohne Unterschreitung der unteren Spannungsbandgrenze gemäß EN 50160. Als wirksamste Maßnahme für die Entlastung kritischer Leitungen und Vermeidung unzulässiger Spannungswerte erweist sich jedoch die Reduktion der verfügbaren Ladeleistung. Das Laden mit reduzierter Leistung (2,3 kW) schont die Netzkapazität und lässt sich ohne Komfortverlust für Fahrzeugbesitzer gewährleisten. Diese Erkenntnisse werden in weiterer Folge als Basis für die prototypische Auswahl des zu erprobenden Geschäftsmodelles herangezogen.

3.7.3. Validierung des ausgewählten Geschäftsmodells

Die Erprobung des in Geschäftsmodell 1 definierten Nutzerverhaltens (allgemeines Laden mit reduzierter Ladeleistung mit bedarfsorientierter Erhöhung der bezogenen Leistung) erfolgte analog zu Flottentest 1 im Bereich des privaten Ladens. Das vorwiegende Laden mit gedrosselter Ladeleistung im Niedertarif (3,7 kW) führt zu einer entscheidenden Entlastung des analysierten Netzes. Kurzzeitige

Lastspitzen aufgrund von Kunden erwünschter, beschleunigter Ladung im Hochtarif (11 kW) stellen auch ohne Netzausbau keinen limitierenden Faktor dar. Neben der netzentlastenden Wirkung werden ökonomische Anreize des gewählten Geschäftsmodells für Kunden evaluiert. Zu diesem Zweck werden die Kosten für die Ladung eines privaten EV gemäß Geschäftsmodell 1 für unterschiedliche Nutzertypen für eine Umschaltgebühr von 2,50 €/Umschaltung ermittelt und den Kosten bei Anwendung des derzeitigen Kostenmodells (erläutert in Kapitel 3.3.1) gegenübergestellt (Abbildung 3-58). Die vier betrachteten Nutzertypen unterscheiden sich in Bezug auf die Anzahl der Umschaltungen pro Jahr (0, 4, 27 und 104) sowie der geladenen Jahresenergiemenge (2.750 kWh, 2.885 kWh, 3.115 kWh und 3.493 kWh). Aufgrund der unterschiedlichen Energiemengen werden in Abbildung 3-58 die entstandenen Kosten auf die verbrauchte kWh bezogen, umso eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen.

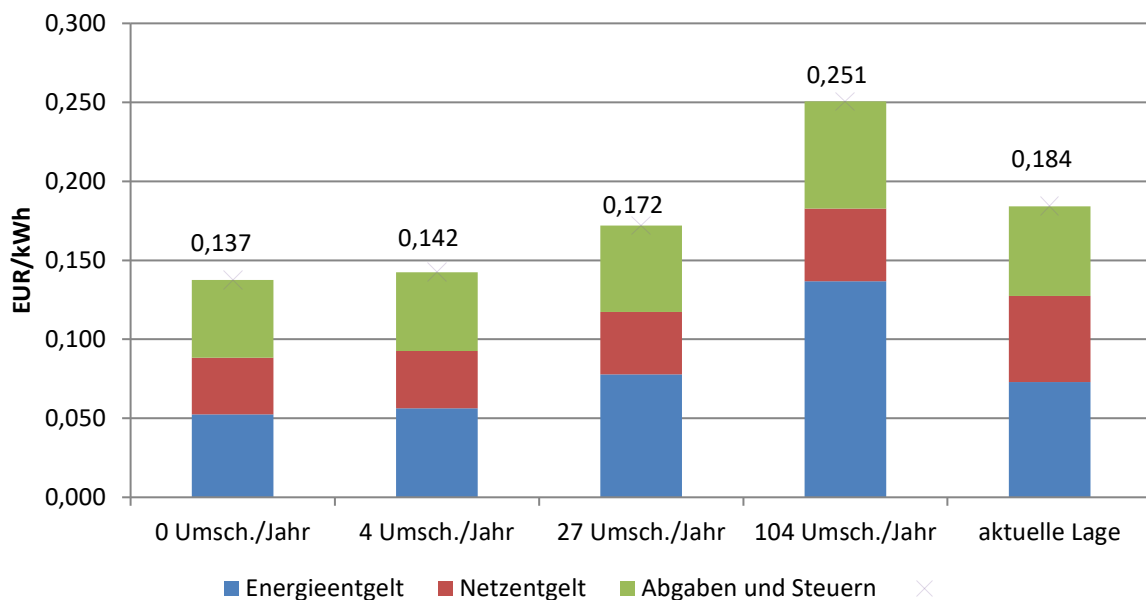


Abbildung 3-58: Gegenüberstellung der Kosten pro geladener Energiemenge [kWh] für Geschäftsmodell 1 und dem aktuellen Kostenmodell

Anhand der Gegenüberstellung unterschiedlicher Nutzertypen lässt sich die Relevanz der Anzahl an Umschaltungen ableiten. Das Laden gemäß Geschäftsmodell 1 bietet bis zu einer Anzahl von 27 Umschaltungen pro Jahr ökonomische Anreize für Elektrofahrzeugbesitzer. Im Falle einer steigenden Umschaltungsrate müssen höhere Kosten für die Ladung der EV in Kauf genommen werden. Die Bepreisung der EV-Ladung in Abhängigkeit der bezogenen Ladeleistung könnte zu einem Umdenken der Fahrzeugbesitzer führen. In Folge werden Umschaltungen zu höheren Ladeleistungen je nach Umschaltgebühr nur in entsprechend notwendigen Situationen durchgeführt.

Trotz netztechnischer und ökonomischer Vorteile des ausgewählten Geschäftsmodells lässt es sich aufgrund heutiger Rahmenbedingungen aus Sicht der Kunden nur bedingt und organisatorisch in bestehende Geschäftsprozesse integrieren. Für die Etablierung des analysierten Geschäftsmodells bedarf es einer Adaptierung der netzentgeltlichen Rahmenbedingungen in Richtung höherer Tarif-Flexibilität (zwischen Nieder- und Hochtarif) sowie einer flächendeckenden, kundenfreundlichen Schnittstelle zwischen Ladestation, Elektrofahrzeug und Kunde z.B. in Form einer Handy-App.

4. Schlussfolgerungen

Die Aufbereitung der energierelevanten Mobilitätsaspekte für die Entwicklung von Geschäftsmodellen für erneuerbare Energien in Zusammenhang mit V2Grid-Ansätzen bietet enormen Wissensgewinn für die Weiterentwicklung von übergreifenden gesamtheitlichen Energie- und Mobilitätskonzepten insbesondere mit alternativen Energieträgern. Die Verknüpfung von Mobilitätsdaten, hier besonders der Daten zum Mobilitätsverhalten mit den Anforderungen der Energieversorgung für E-Mobilität, stellt eine völlig neue Herangehensweise zur Entwicklung von Geschäftsmodellen im Sektor erneuerbarer Energie dar.

Die Basis der Fahrprofile des Wirtschaftsverkehrs differenziert nach verschiedenen Branchen stellt eine neue Grundlage für Mobilitätsdaten dieser besonderen Nutzergruppe dar. Bisher waren für diese Nutzergruppe keine ausreichenden Daten vorhanden, mit denen Aussagen bezüglich energiebezogener Mobilitätsaspekte getroffen werden konnten. Auch die Verknüpfung und Hinterlegung verschiedener GIS-Daten in Rasterpunkten (100 x 100 m) und der zur Beurteilung des Potentials entwickelte Auswahlalgorithmus stellen eine neue Herangehensweise dar, welche Aussagen bezüglich potentieller Standorte für jeden Bereich innerhalb der Stadt Leoben erlaubt. Mit der Kenntnis des spezifischen Mobilitätsverhaltens bestimmter Nutzergruppen sind Aussagen zu Fahrtlänge vor und nach dem Aufenthalt, aber insbesondere für die mittlere Aufenthaltsdauer an einem potentiellen Ladepunkt möglich. Aufgrund der zeitlichen Auflösung des Modellansatzes können diese Aussagen auch stundenfein und damit die Verfügbarkeit von Photovoltaik-Strom getätigt werden.

Die zeitliche und örtliche Auflösung der Mobilitätsdaten für die Stadt Leoben ermöglichen die Entwicklung einer Methodik für die Modellierung von synthetischen Lastprofilen für Ladevorgänge, welche auf diesen Mobilitätsdaten basieren. Abhängig vom Nutzerverhalten entstehen individuelle Lastprofile, welche das Nutzerverhalten wiedergeben.

Die netztechnischen Berechnungen zeigen, dass das Verteilnetz der Stadt Leoben auch für eine Durchdringung von 100 % EV robust ist und Überlastungen örtlich sowie zeitlich nur selten auftreten. Maßnahmen, wie gesteuertes bzw. geregeltes Laden und der Einsatz von Speichern, führen zur Reduktion der Überlastungen in Dauer und Höhe, jedoch nicht zur vollständigen Vermeidung. Basierend auf der relativ kurzen Dauer der Überlastungen wird jedoch die Frage der Notwendigkeit eines teuren Netzausbaus aufgeworfen. Dieser ist dem Schaffen von Anreizen zu vermehrtem Laden mit geringen Ladeleistungen oder direkt mit PV-Strom gegenüberzustellen.

Das entwickelte Geschäftsmodell 1 untersucht netzdienliches Laden an einer privaten Ladestation der Nutzergruppe Hauptwohnsitz. Es kann aufgezeigt werden, dass bei heutiger Situation (markttechnisch und rechtlich) mit den bestehenden Tarifen für den Kunden kein Anreiz besteht, mit geringer Ladeleistung und damit netzdienlich zu laden. Durch die Entwicklung zweier Tarife kann aufgezeigt werden, dass eine Umsetzung dieser jeweils durch eine Änderung möglich wäre. Während bei Tarif Neu 1 eine Anpassung bei den zeitlichen Vorgaben der Hoch- und Niedertarifzeiten notwendig wäre, umso Spielraum für Flexibilität zu schaffen, müsste bei Tarif Neu 2 eine Änderung in der Entgeltstruktur vorgenommen werden.

Das entwickelte Geschäftsmodell 2 zum Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber versucht regionale erneuerbare Energien mit Elektromobilität zu verknüpfen. Bei der heutigen Situation stellen

die Netzentgelte, Abgaben und Steuern eine große Hürde dar, die letztendlich auch ausschlaggebend dafür ist, dass betrachtete Geschäftsmodelle bei heutiger Lage nicht wirtschaftlich gestaltet werden können. Eine Möglichkeit, um das Problem der hohen anfallenden Netzentgelte zu lösen bzw. den Eigenverbrauch zu erhöhen, sind die sogenannten lokalen Energiegemeinschaften. Im Paket „Clean Energy for All Europeans“ wird auch auf die Schaffung von lokalen Energiegemeinschaften eingegangen, die dabei helfen sollen, die Eigenversorgung auf der Verteilerebene zu erleichtern. Es gibt dabei aber noch sehr viele offene Fragen, angefangen bei der Abgrenzung der lokalen Energiegemeinschaft (z.B. Größe, eindeutige geografische-lokale Abgrenzung), Möglichkeit für Endkunden, sich einer lokalen Energiegemeinschaft anzuschließen und wieder auszusteigen, Ausklammern aus dem Regulierungssystem (Verzicht auf grundlegende Verbraucherrechte) usw. zu klären. Deshalb muss sichergestellt sein, dass die Versorgungssicherheit der öffentlichen Netze nicht durch private Netze gefährdet wird. Für private Netze müssen darum dieselben Anforderungen bzgl. Betriebssicherheit, Schutz, Kundenservice und Verbraucherrechte gelten, wie für das öffentliche Netz.

Der Vergleich dieser aus verkehrsplanerischer Sicht neuen Herangehensweisen mit klassischen Ansätzen zur Entwicklung von Mobilitätskonzepten eröffnet im Bereich der Elektromobilität neue Perspektiven der Planung. Den beteiligten Personen ermöglicht dies Wissensvorteile und eröffnet im Feld der nachhaltigen Verkehrsplanung die Möglichkeit zu Publikationen.

Vor allem der Wissensaustausch und die Wissensvernetzung mit dem Forschungsprojekt Move2Grid ist eine gute Startposition für weitere Projekte respektive die Weiterentwicklung bestehender Projekte im jungen Arbeitsfeld der E-Mobilität.

5. Ausblick und Empfehlungen

Basierend auf den erhaltenen Ergebnissen ergeben sich neue Forschungsfragen im Bereich Veränderungen im Nutzerverhalten durch E-Mobilität, Weiterentwicklung der Methodik zu Modellierung von synthetischen Lastprofilen, Auswirkungen auf weitere Verteilernetze, weitere Untersuchungen im Bereich Demand Response oder auch die Entwicklung weiterer Geschäftsmodelle und -prozesse.

Für die Modellierung der synthetischen Lastprofile wird bei heutigem Nutzerverhalten davon ausgegangen, dass jeder Parkvorgang genutzt wird, um das E-Fahrzeug wieder aufzuladen. Erste Erfahrungswerte von E-Fahrzeugbesitzern zeigen jedoch, dass sich dieses Verhalten dahingehend ändert, dass bei Vorhandensein einer eigenen Ladestation hauptsächlich zu Hause und nur noch, wenn notwendig, bei kurzen Aufenthalten (kleiner 1 Stunde) unterwegs geladen wird. Hierdurch würde es Änderungen im Mobilitätsverhalten geben, welche wiederum Einfluss auf die Modellierung der synthetischen Lastprofile für Ladevorgänge bzw. auf das elektrische Netz besitzen. Aufgrund der nutzergruppenspezifischen Betrachtungsweise stellt sich hierbei die Frage, wie die nicht geladene Energiemenge auf die anderen Nutzergruppen verteilt werden kann, auch die örtliche Betrachtungsweise spielt hierbei eine wichtige Rolle.

Aufgrund der erhaltenen Ergebnisse sind des weiteren Forschungsfragen im Bereich des Einsatzes von Demand Side Management und Speichern zur Steigerung der leistungsmäßigen Autarkie aufgetreten. Insbesondere ist eine genauere Untersuchung der Nutzergruppe „Arbeitsstätte“ geplant. Ziel ist es, zu ermitteln, wie die Ladung am Arbeitsplatz optimal gestaltet werden kann, um die im Netz gleichzeitig auftretende PV-Spitze möglichst zur Ladung der Fahrzeuge zu verwenden, um so eine PV-bezogene Netzbelastung zu reduzieren. Des Weiteren sollen für jene Nutzergruppen, welche aufgrund des Nutzerverhaltens hauptsächlich abends laden (z.B. Einkaufsmöglichkeiten), Speicherszenarien mit dem Fokus der Steigerung der Autarkie entwickelt werden, um diese Spitzen mit PV-Strom zu reduzieren.

Die geringe Anzahl und vor allem die kurze Dauer der Überlastungen zeigt auf, dass auch eine Weiterentwicklung im Bereich Geschäftsmodelle und -prozesse notwendig ist. Vor allem für jene Nutzergruppen (z.B. Einkaufsmöglichkeiten), welche eine kurze Aufenthaltsdauer aufweisen und deren Ankunftszeitpunkt nur schwer beeinflussbar ist. Um gesteuertes bzw. geregeltes Laden einzusetzen, sind Anreize notwendig, damit diese Nutzergruppen zu geringeren Ladeleistungen greifen und nur im Bedarfsfall mit hoher Ladeleistung laden.

Zudem stellt sich die Forschungsfrage, inwieweit die erhaltenen Ergebnisse im Bereich der Netzausbaumaßnahmen repräsentativ sind. Können basierend auf dem zellularen Ansatz für weitere Verteilernetze Ergebnisse in derselben Größenordnung identifiziert werden?

6. Verzeichnisse

6.1. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: HEUTE: Punktuelle Betrachtung von Handlungsfeldern im regionalen Energiesystem	9
Abbildung 1-2: Hybrides MOVE2GRID Schichtenmodell	10
Abbildung 1-3: Gegenüberstellung Bruttoinlandsverbrauch sowie heutige und potentielle Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen [A2]	11
Abbildung 1-4: Entwicklung der österreichischen verkehrsbezogenen CO ₂ -Emissionen seit 1990 sowie Ziele bis 2050 [A3]	12
Abbildung 1-5: Spez. Energiebedarf und spez. CO ₂ -Emissionen unterschiedlicher Antriebskonzepte [A4]	12
Abbildung 1-6: Bestand Elektrofahrzeuge und Plug-in-Hybrid in Österreich [A7]	13
Abbildung 1-7: Beispiel für die Aufteilung des Spannungsbandes für Spannungssenkungen und -anhebungen im Mittel- und Niederspannungsnetz [A17]	18
Abbildung 2-1: Fahrzweck Wohnen – tageszeitliche Relativverteilung für einen Wohnstandort im Ziel- und Quellverkehr	24
Abbildung 2-2: Fahrzweck Wohnen – tageszeitliche Relativverteilung der Aufenthalte an einem Wohnstandort	24
Abbildung 2-3: Fahrzweck Arbeiten – tageszeitliche Relativverteilung der Aufenthalte am Arbeitsort	25
Abbildung 2-4: Fahrprofil eines Fahrzeugs eines Taxiunternehmens im tageszeitlichen Verlauf	26
Abbildung 2-5: Definition Verkehrszelle, Raster, Rasterpunkt, Cluster	28
Abbildung 2-6: Clusterung in zwei Stufen zur Ermittlung potentieller Rasterpunkte	29
Abbildung 2-7: Klassifizierung der Rasterpunkte	30
Abbildung 2-8: Vorgehensweise zur Identifizierung potentieller Standorte und verkehrliche Kenngrößen für die Dimensionierung	31
Abbildung 2-9: Nomenklatur der Szenarienbezeichnung	34
Abbildung 2-10: Methodik zellenbasierende Modellierung - elektrisches Verteilernetz	35
Abbildung 2-11: Zelleneinteilung für Leoben	36
Abbildung 2-12: Zellenbasierendes Modell für das Verteilernetz Leoben	37
Abbildung 2-13: Modellierung synthetisches Lastprofil für Ladevorgänge	38
Abbildung 2-14: Erster Teilschritt Modellierung synthetisches Lastprofil – 1 Nutzergruppe: Links: vor Aggregation / Rechts: nach Aggregation	39
Abbildung 2-15: Zweiter Teilschritt Modellierung synthetisches Lastprofil – alle Nutzergruppen: Links: vor Aggregation / Rechts: nach Aggregation	40
Abbildung 2-16: Übersicht zu den MOVE2-Modulen [B1]	42
Abbildung 2-17: Abgebildete Energieträger in MOVE2 [B1]	43
Abbildung 2-18: Abgebildete Wirtschaftssektoren in MOVE2 [B1]	43
Abbildung 2-19: Bestand an Elektrofahrzeugen und die Verteilung hinsichtlich Unternehmen und Haushalte in Szenario A in Leoben – Quelle: Eigene Darstellung.	47

Abbildung 2-20: Messkonzept (links) und schematischer Messaufbau (rechts) der Dauermessung im Rahmen von Flottentest 1.....	52
Abbildung 2-21: Messaufbau (links: M1 und M2, rechts: M3) im Rahmen von Flottentest 1	53
Abbildung 2-22: Eingesetzte Messinstrumente: DEWE-638-PNA (links, [A44]) und MiniFlex MA193 (rechts, [A45])	53
Abbildung 2-23: Messaufbau im Rahmen von Flottentest 2	55
Abbildung 2-24: Modell der Niederspannungsebene (Flottentest 1)	57
Abbildung 3-1: Überlagerung aller Personengruppen, potentielle Standorte für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 19:00 Uhr	58
Abbildung 3-2: Personengruppe Anwohner, potentielle Standorte für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 20:00 Uhr	59
Abbildung 3-3: Personengruppe Arbeitnehmer, potentielle Standorte für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 19:00 Uhr	60
Abbildung 3-4: Personengruppe Einkäufer, potentielle Standorte für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 19:00 Uhr	61
Abbildung 3-5: Eigendeckung 1 für unterschiedliche Szenarien der Stadt Leoben	63
Abbildung 3-6: Autarkie als geordnete Jahresdauerlinie für unterschiedliche Szenarien der Stadt Leoben	63
Abbildung 3-7: Gegenüberstellung der Autarkie für eine Sommer- und Winterwoche der Stadt Leoben	64
Abbildung 3-8: Gegenüberstellung der Autarkie für eine Sommer- und Winterwoche der Stadt Leoben	64
Abbildung 3-9: durchschnittliche Eigendeckung eines Wochentages auf Zellenebene für das Szenario 050_100_001 – Links: Winter / Rechts: Sommer.....	65
Abbildung 3-10: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen - steigende DG EV & Ladeleistung 000 (3,7 kW).....	68
Abbildung 3-11: maximale/minimale Knotenspannung ausgewählter Knoten - steigende DG EV & Ladeleistung 000 (3,7 kW).....	68
Abbildung 3-12: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen - steigende DG EV & Ladeleistung 001 (3,7/11 kW).....	68
Abbildung 3-13: maximale/minimale Knotenspannung ausgewählter Knoten - steigende DG EV & Ladeleistung 001 (3,7/11 kW).....	69
Abbildung 3-14: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen - unterschiedliche Ladeleistungen	69
Abbildung 3-15: maximale/minimale Knotenspannung ausgewählter Knoten - unterschiedliche Ladeleistungen	70
Abbildung 3-16: Dauerlinie: Auslastung 110 kV Transformator - unterschiedliche Ladeleistungen	71
Abbildung 3-17: Dauerlinie: Leitung LTG1124_005_1 - unterschiedliche Ladeleistungen	72
Abbildung 3-18: Dauerlinie: Leitung LTG1823_005_1 - unterschiedliche Ladeleistungen	72
Abbildung 3-19: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen - unterschiedliche Nutzung des PV-Potentials.....	73

Abbildung 3-20: maximale/minimale Knotenspannung ausgewählter Knoten - unterschiedliche Nutzung des PV-Potentials	73
Abbildung 3-21: Leistungsverlauf der Zelle 23 – Links: Wintertag / Rechts: Sommertag.....	74
Abbildung 3-22: Dauerlinie: Auslastung 110 kV Transformator - unterschiedliche Nutzung des PV-Potentials	75
Abbildung 3-23: Dauerlinie: Leitung LTG1823_005_1 - unterschiedliche Nutzung des PV-Potentials ..	75
Abbildung 3-24: Beispiel: Lastverlauf E-Mobilität ungesteuertes vs. gesteuertes Laden für NG1 und NG3.....	76
Abbildung 3-25: Lastverlauf E-Mobilität ungesteuert vs. gesteuertes Laden – Zelle 13 und 21	76
Abbildung 3-26: Lastverlauf E-Mobilität ungesteuert vs. gesteuertes Laden – Links: Zelle 11 und Rechts: Zelle 15	77
Abbildung 3-27: maximale/minimale Knotenspannung ausgewählter Knoten – ungesteuertes vs. gesteuertes Laden	78
Abbildung 3-28: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen – ungesteuertes vs. gesteuertes Laden	79
Abbildung 3-29: Dauerlinie: Auslastung 110 kV Transformator – ungesteuertes vs. gesteuertes Laden	80
Abbildung 3-30: maximale Leitungsauslastung ausgewählter Leitungen – Speicher	81
Abbildung 3-31: Dauerlinie: Auslastung 110 kV Transformator (links) und Leitung LTG1124_005_1 & LTG1823_005_1 (rechts) – mit und ohne Speicher	82
Abbildung 3-32: durchschnittlicher Lastverlauf der E-Mobilität Zelle 24	82
Abbildung 3-33: Prozessablauf leistungsgedrosseltes und zeitversetztes Laden.....	86
Abbildung 3-34: Jährliche Zusatzkosten EV mit und ohne zweiten Zählpunkt beim Laden zuhause ...	88
Abbildung 3-35: Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der Umschaltgebühr und Häufigkeit der Umschaltung.....	90
Abbildung 3-36: Break-Even-Point: Kosten für das Laden des EV bei variierenden Umschaltgebühren verglichen mit den Kosten bei aktueller Lage	90
Abbildung 3-37: Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der neuen Netzentgeltkomponente ..	91
Abbildung 3-38: Break-Even-Point-Betrachtung: Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der neuen Netzentgeltkomponenten verglichen mit den Kosten bei aktueller Lage.....	92
Abbildung 3-39: Prozessablauf Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber	94
Abbildung 3-40: Jährliche Haushaltsstromkosten bei Überschusseinspeisung mit Laden des EV beim Arbeitgeber mit und ohne Angebot durch den Energielieferanten.....	96
Abbildung 3-41: Volkswirtschaftliche Effekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario A, Simulationszeitraum: 2018-2030	100
Abbildung 3-42: Beschäftigungseffekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario A, Simulationszeitraum: 2018-2030	100

Abbildung 3-43: Volkswirtschaftliche Effekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario B, Simulationszeitraum: 2018-2030	103
Abbildung 3-44: Beschäftigungseffekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario B, Simulationszeitraum: 2018-2030	103
Abbildung 3-45: Überlagerung Nutzergruppen durchschnittliche Aufenthaltsdauer kleiner fünf Stunden, potentielle Zellen für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 19:00 Uhr.....	139
Abbildung 3-46: Überlagerung Nutzergruppen durchschnittliche Aufenthaltsdauer größer fünf Stunden, potentielle Zellen für Ladesäulen um 6:00, 8:00, 15:00 und 19:00 Uhr.....	140
Abbildung 3-47: durchschnittliche Eigendeckung_NG_spezifisch (durchschnittliche Aufenthaltsdauer kleiner fünf Stunden) eines Wochentages auf Zellenebene für das Szenario 050_100_001 – Links: Winter / Rechts: Sommer	141
Abbildung 3-48: durchschnittliche Eigendeckung_NG_spezifisch (durchschnittliche Aufenthaltsdauer größer fünf Stunden) eines Wochentages auf Zellenebene für das Szenario 050_100_001 – Links: Winter / Rechts: Sommer	141
Abbildung 3-49: Ergebnisse der Messung im Rahmen von Flottentest 1	144
Abbildung 3-50: Gemessener Ladevorgang eines BMW i3.....	144
Abbildung 3-51: Ergebnisse der Messung im Rahmen von Flottentest 2	145
Abbildung 3-52: Häufigkeitsverteilung des Ladebeginns im Rahmen des Flottentests 2.....	146
Abbildung 3-53: Ergebnisse der Messung im Rahmen von Flottentest 3	146
Abbildung 3-54: Häufigkeitsverteilung des Ladebeginns und der Ladeleistung im Rahmen des Flottentests 3	147
Abbildung 3-55: Spannungsbandabweichungen bei einer EV-Durchdringung von 60 %	148
Abbildung 3-56: Thermische Leitungsauslastungen bei einer EV-Durchdringung von 60 %.....	148
Abbildung 3-57: Spannungsunsymmetrie bei einer EV-Durchdringung von 20 %	148
Abbildung 3-58: Gegenüberstellung der Kosten pro geladener Energiemenge [kWh] für Geschäftsmodell 1 und dem aktuellen Kostenmodell	149
Abbildung 7-1: Hybrides MOVE2GRID Schichtenmodell.....	165

6.2. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Übersicht verfügbare E-Fahrzeugmodelle in Österreich in eigener Darstellung nach [A8]	15
Tabelle 2-1: Grenzwerte zur Identifizierung interessanter Rasterpunkte.....	31
Tabelle 2-2: Übersicht Ladeleistungen auf Nutzergruppenebene	32
Tabelle 2-3: Übersicht der Szenarien für die netztechnischen Berechnungen	34
Tabelle 2-4: Geschätzte Investitionskosten zur Errichtung der PV-Anlagen in Leoben im Jahr 2020, 2025 und 2030	45

Tabelle 2-5: Jährliche Betriebs- und Nebenkosten sowie Einsparung der Netztarife durch die Errichtung der PV-Anlagen im Jahr 2020, 2025 und 2030	45
Tabelle 2-6: Jährliche Stromproduktion und Erlöse durch die Errichtung der PV-Anlagen im Jahr 2020, 2025 und 2030	45
Tabelle 2-7: Übersicht dreistufiger Flottentest	51
Tabelle 2-8: Messpunkte der Dauermessung im Rahmen von Flottentest 1	52
Tabelle 2-9: Kenndaten des analysierten Niederspannungsnetzes	56
Tabelle 3-1: Übersicht für Erweiterungspotential der Kunden im Bereich ELMO	62
Tabelle 3-2: Übersicht der Jahresenergiemengen für die Stadt Leoben.....	63
Tabelle 3-3: Übersicht – Anzahl Knoten, welche Spannungsbandgrenzen verletzen	66
Tabelle 3-4: Übersicht – Anzahl Leitungen, welche von Überlastungen betroffen sind	67
Tabelle 3-5: Übersicht: Überlastungsdauer ausgewählter Betriebsmittel in Stunden – unterschiedliche Ladeleistungen	71
Tabelle 3-6: Übersicht: Überlastungsdauer ausgewählter Betriebsmittel in Stunden – unterschiedliche Nutzung des PV-Potentials.....	74
Tabelle 3-7: Übersicht – Anzahl Knoten und Leitungen, welche Grenzen überschreiten – Szenarien ungesteuertes vs. gesteuertes Laden bei einer Durchdringung von 100% EV.....	78
Tabelle 3-8: Übersicht: Überlastungsdauer ausgewählter Betriebsmittel in Stunden – ungesteuertes vs. gesteuertes Laden	79
Tabelle 3-9: Vergleich maximale/minimale Autarkie der Stadt Leoben – ungesteuertes vs. gesteuertes Laden	80
Tabelle 3-10: Übersicht: Überlastungsdauer ausgewählter Betriebsmittel in Stunden – mit und ohne Speicher	82
Tabelle 3-11: Vergleich Auslastung der Leitung LTG1124_005_1 für unterschiedliche Szenarien	83
Tabelle 3-12: maximale bzw. minimale Gebühren für das Angebot des EVU aus Sicht des Arbeitnehmers und des EVU	97
Tabelle 3-13: Volkswirtschaftliche Effekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario A, Simulationszeitraum: 2018-2030	99
Tabelle 3-14: Volkswirtschaftliche Effekte in der Steiermark durch regionale Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung in Leoben in Szenario B, Simulationszeitraum: 2018-2030	102

6.3. Literaturverzeichnis

6.3.1. Netztechnische Betrachtung und Entwicklung Geschäftsmodell

- [A1] BUNDESMINISTERIUM FÜR WISSENSCHAFT, FORSCHUNG UND WIRTSCHAFT (Hrsg.): *Energie in Österreich : Zahlen, Daten, Fakten*. Wien, 2017
- [A2] STREICHER, Wolfgang ; SCHNITZER, Hans ; TITZ, Michaela ; TATZBER, Florian ; HEIMRATH, Richard ; WETZ, Ina ; HAUSBERGER, Stefan ; HAAS, Reinhard ; KALT, Gerald ; DAMM, Andrea ; STEINIGER, Karl ; OBLASSER, Stephan: *Energieautarkie für Österreich 2050 : Feasibility Study. Endbericht*. Dezember 2010
- [A3] ANDERL, Michael ; FRIEDRICH, Angela ; HAIDER, Simone ; KRIECH, Martin ; LAMPERT, Christoph ; MOOSMANN, Lorenz ; PAZDERNIK, Katja ; PFAFF, Günter ; PINTERITS, Marion ; POUPA, Stephan ; PURZNER, Maria ; SCHMID, Carmen ; SCHMIDT, Günther ; SCHODL, Barbara ; STRANNER, Gudrun ; SCHWAIGER, Elisabeth ; SCHWARZL, Bettina ; TITZ, Michaela ; WEISS, Peter ; ZECHMEISTER, Andreas: *Austria's National Inventory Report 2017 : Submission under the United Nations Framework - Convention on climate Change and under the Kyoto Protocol*
- [A4] VCÖ (Hrsg.): *VCÖ-Factsheet 2017-02 : Energie für erdölfreie Mobilität der Zukunft*
- [A5] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE; ASFINAG; ÖSTERREICHISCHE BUNDESBAHNEN INFRASTRUKTUR AG; LAND BURGENLAND; LAND NIEDERÖSTERREICH; LAND STEIERMARK; LAND TIROL: *Österreich unterwegs 2013/2014 : Ergebnisbericht zur österreichweiten Mobilitätserhebung „Österreich unterwegs 2013/2014“*. Juni 2016
- [A6] STATISTIK AUSTRIA: *Nutzenergieanalyse (NEA) 2017*. URL http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html – Überprüfungsdatum 2018-01-18
- [A7] STATISTIK AUSTRIA: *Kraftfahrzeuge - Bestand*. URL https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/trasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html – Überprüfungsdatum 2018-11-26
- [A8] AUSTRIAN MOBILE POWER: *Factsheet #12 - Elektroauto - Ladedauer & Anschlussstypen* (August 2018) – Überprüfungsdatum 2018-12-03
- [A9] IEC 61851-1:2017: *Electric vehicle conductive charging system - Part 1: General requirements*. URL <https://webstore.iec.ch/publication/33644> – Überprüfungsdatum 2018-11-12
- [A10] EP EMN LADEINFRASTRUKTUR DES AK VERTEILERNETZE: *Abschlussbericht des EP EMN Ladeinfrastruktur*
- [A11] LAN, Liu: *Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze*
- [A12] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme : Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012
- [A13] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2012
- [A14] *DIN EN 50160 - 2011-02 : Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*

- [A15] PROBST, Alexander: *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*. Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik. 2014
- [A16] WERTH, Torsten: *Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen : Grundlagen, Berechnung, Anwendung*. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2016
- [A17] RUSBEH REZANIA ; WOLFGANG PRÜGGLER ; MARKUS LITZLBAUER ; ANDREAS SCHUSTER ; WOLFGANG GAWLIK ; HANS-JÜRGEN BACHER ; THOMAS RIEDER ; RUDOLF POINTNER ; DANIEL BURNIER DE CASTRO ; HELFRIED BRUNNER: *V2G-Strategien - Konzeption von Vehicle to Grid bezogenen Entwicklungsstrategien für österreichische Entscheidungsträger : NEUE ENERGIEN 2020 - Publizierbarer Endbericht*
- [A18] E-CONTROL: *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen : Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen*
- [A19] IEC 62196-2. 2012-07. *Stecker, Steckdosen, Fahrzeugkupplungen und Fahrzeugstecker - Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen; Teil 2*
- [A20] MÖLLER, F. ; MEYER, J. ; RADAUER, M.: *Impact of a High Penetration of Electric Vehicles and Photovoltaic Inverters on Power Quality in an Urban Residential Grid Part I – Unbalance*. In: *Renewable Energy and Power Quality Journal* (2016), S. 817–822
- [A21] PREGGER, Thomas ; LUCA DE TENA, Diego ; SCHMID, Stephan ; WILLE-HAUSSMANN, Bernhard ; POLLOK, Thomas ; SOWA, Torsten: *Optimierte Integration der Elektromobilität in das Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (2013), Nr. 4, S. 297–306
- [A22] PROBST, Alexander ; TENBOHLEN, Stefan: *Herausforderungen und Chancen für das Stromnetz durch Elektromobilität*
- [A23] POLLOK, Thomas ; SZCZECZOWICZ, Eva ; MATROSE, Claas ; INSTITUT FÜR HOCHSPANNUNGSTECHNIK, RWTH AACHEN, DEUTSCHLAND: *Flottenversuch Elektromobilität - Netzmanagementstrategien mittels elektrifizierter Fahrzeugflotten : E-Mobility: Technologien - Infrastruktur - Märkte*
- [A24] ACATECH ; DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN ; ARBEITSKREIS SMART SERVICE WELT: *Smart Service Welt: Umsetzungsempfehlungen für das Zukunftsprojekt Internetbasierte Dienste für die Wirtschaft* (März 2014)
- [A25] ÖSTERLE, Hubert ; WINTER, Robert: *Business Engineering : Auf dem Weg zum Unternehmen des Informationszeitalters*. Zweite, vollständig neu bearbeitete und erweiterte Auflage : Springer; Springer Berlin Heidelberg, 2003
- [A26] GLITSCH, Simone: *Wie Sie eine Prozesslandkarte erstellen*. URL <https://prozessoptimierung-sprung.de/> – Überprüfungsdatum 2018-08-15
- [A27] DELFIN ; DIENSTLEISTUNG FÜR ELEKTROMOBILITÄT: *Geschäftsmodelle für Elektromobilität mit dezentral erzeugtem Ökostrom mit dem Ziel eines CO2-armen Individualverkehrs in mittelgroßen Städten und ländlichen Regionen*. URL http://www.elektromobilitaet-dienstleistungen.de/?page_id=3782 – Überprüfungsdatum 2018-11-26
- [A28] SMART MOBILITY THÜRINGEN ; SMOBILITY: *Projektidee : Kommunikation in der Elektromobilität*. URL <http://www.smart-mobility-thueringen.de/idee> – Überprüfungsdatum 2018-11-26

- [A29] SMOBILITY ; SMART MOBILITY THÜRINGEN: *Ergebnisbericht (2016) – Überprüfungsdatum 2018-11-26*
- [A30] AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY: *DG DemoNet - Smart LV Grid : Regelungskonzepte für einen aktiven Betrieb von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentralen Energieerzeugern – Überprüfungsdatum 2018-11-26*
- [A31] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK (Hrsg.): *Der zellulare Ansatz : Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. 2015*
- [A32] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (Hrsg.): *BDEW/VKU/GEODE - Leitfaden : Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. 2015*
- [A33] E-CONTROL (Hrsg.): *Sonstige Marktregeln Strom : Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile. Wien, 2012*
- [A34] AMT DER STEIERMÄRKISCHEN LANDESREGIERUNG: *Solardachkataster Steiermark. URL <http://www.gis.steiermark.at/cms/beitrag/11864478/73081691/>. – Aktualisierungsdatum: 05/2013 – Überprüfungsdatum 2017-10-23*
- [A35] ZAMG: *Einstrahlungsmessdaten und Temperaturmesswerte des Jahres 2014 für Leoben und Kapfenberg*
- [A36] KLIMA- UND ENERGIEFONDS: *Smart Exergy Leoben : Exergetische Optimierung der Energieflüsse für einen smarten Industriestandort Leoben. URL <http://www.smartcities.at/stadtprojekte/smart-cities/smart-exergy-leoben/> – Überprüfungsdatum 2016-02-15*
- [A37] THOMAS KIENBERGER: *Energieschwamm Bruck an der Mur. URL <http://www.hausderzukunft.at/results.html/id8155> – Überprüfungsdatum 2016-02-15*
- [A38] BOSSERHOFF, Dietmar: *Integration von Verkehrsplanung und räumlicher Planung, Teil 2: Abschätzung der Verkehrserzeugung durch Vorhaben der Bauleitplanung. Wiesbaden, 2000*
- [A39] WIELAND, Thomas ; REITER, Michael ; SCHMAUTZER, Ernst ; FICKERT, Lothar ; FABIAN, Jürgen ; SCHMIED, Robert: *Probabilistische Methode zur Modellierung des Ladeverhaltens von Elektroautos anhand gemessener Daten elektrischer Ladestationen – Auslastungsanalysen von Ladestationen unter Berücksichtigung des Standorts zur Planung von elektrischen Stromnetzen. In: e & i Elektrotechnik und Informationstechnik 132 (2015), Nr. 3, S. 160–167*
- [A40] SCHUSTER, Andreas: *Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen. Wien – Überprüfungsdatum 2018-12-03*
- [A41] VERBAND DER AUTOMOBILINDUSTRIE ; VERBAND DER INTERNATIONALEN KRAFTFAHRZEUGHERSTELLER: *Leitfaden über den Kraftstoffverbrauch, die CO2-Emissionen und den Stromverbrauch : aller neuen Personenkraftwagenmodelle, die in Deutschland zum Verkauf angeboten werden – Überprüfungsdatum 2018-12-11*
- [A42] NAGL, Anna ; BOZEM, Karlheinz: *Geschäftsmodelle 4.0 : Business Model Building mit Checklisten und Fallbeispielen. Wiesbaden : Springer Gabler, 2018*
- [A43] TECHNIKUM WIEN ACADEMY: *Digitale Transformation: Was ist das - Technikum Wien Academy. URL <https://academy.technikum-wien.at/ratgeber/digitale-transformation-was-ist-das/> – Überprüfungsdatum 2018-12-18*
- [A44] DEWETRON GESMBH, Austria: *DEWE-x38-PNA Benutzerhandbuch*

- [A45] CHAUVIN ARNOUX GROUP, France: *MiniFlex MA193 User Manual : Flexible AC-Stromwandler*
- [A46] DEWETRON GESMBH, Austria: *Power Network Analyzer and Fault Recorder : DEWE-638-PNA and DEWE-838-PNA*
- [A47] BMW i3 : *Technische Daten*. URL <http://www.bmw.at/de/neufahrzeuge/bmw-i3/2016/technische-daten.html> – Überprüfungsdatum 2017-06-26
- [A48] STATISTIK AUSTRIA: *Energieeinsatz der Haushalte - Fahrleistungen und Treibstoffeinsatz privater Pkw* – Überprüfungsdatum 2018-12-18
- [A49] SIEMENS INNOVATION DAY 2011: *Induktives Laden für Elektroautos : Energy - Smart Grid Applications*

6.3.2. Analyse regionalwirtschaftliche Effekte

- [B1] BARESCH, Martin; GOERS, Sebastian; TICHLER, Robert; SCHNEIDER, Friedrich (2014) *MOVE2 - Modell zur Simulation der (ober)österreichischen Volkswirtschaft mit einem speziellen Schwerpunkt auf Energie - inkl. Zusatzmodul MOVE2social: Integration von Einkommen, Alter und Geschlecht*. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.
- [B2] TICHLER, Robert (2009) *Optimale Energiepreise und Auswirkungen von Energiepreisveränderungen auf die öö. Volkswirtschaft. Analyse unter Verwendung des neu entwickelten Simulationsmodells MOVE*, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, *Energiewissenschaftliche Studien, Band 4*, ISBN 978-3-99008-016-0.
- [B3] STEINMÜLLER, Horst, TICHLER, Robert, KIENBERGER, Thomas, GAWLIK, Wolfgang, LEHNER, Markus, MUGGENHUMER, Gerold, KRIECHBAUM, Lukas, BÖCKL, Benjamin, WINTER, Alexander, BIEGGER, Philipp, FAZENI, Karin, GOERS, Sebastian, VOPAVA, Julia, ELLERSDORFER, Manuel, MEDVED, Ana, MAYRHOFER, Julia (2016) *Smart Exergy Leoben. Exergetische Optimierung der Energieflüsse für eine smarte Industriestadt Leoben. Publizierbarer Endbericht Smart Cities Demo - 5. Ausschreibung*.
- [B4] UMWELTBUNDESAMT (2015) *Energiewirtschaftliche Szenarien im Hinblick auf die Klimaziele 2030 und 2050. Synthesebericht 2015.REP-0534*, Wien.
- [B5] DENA (DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR) UND LBST (LUDWIG BÖLKOW SYSTEMTECHNIK) (2017) *«E-FUELS» STUDY. The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU. An expertise by LBST and dena*.
- [B6] ÖAMTC (ÖSTERREICHISCHER AUTOMOBIL-, MOTORRAD- UND TOURING CLUB) UND ARBÖ (AUTO-, MOTOR- UND RADFAHRERBUND ÖSTERREICH) (2018) *Expertenbericht: Mobilität & Klimaschutz 2030*.
- [B7] VCÖ (VERKEHRSCLUB ÖSTERREICH) (2018) *Faktencheck E-Mobilität - Was das Elektroauto tatsächlich bringt. Antworten auf die 10 wichtigsten Fragen zur E-Mobilität*. Wien. Update 2018. - Überprüfungsdatum 2018-06-13
- [B8] STATISTIK AUSTRIA (2018) *Kfz-Zulassungen 2017, Pressekonferenz 10. Jänner 2018. Unterlagen zur Pressekonferenz*. - Überprüfungsdatum 2018-07-10
- [B9] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2017) *Global EV Outlook 2017*.

6.3.3. Rechtliche Aspekte

ADAM, Markus, *Öffentlich zugängliche Ladestationen für E-Fahrzeuge – Ein Plädoyer für Regulierung – Teil 1*, ZNER 2016, S. 189-198

BERL, Florian; BERL, Sonja; CSILLAG-WAGNER, Franz, *Burgenländisches Baurecht, Kommentar*, Wien 2017

BERNEGGER, Andreas; MESECKE, Sebastian, *Voraussetzungen zur Genehmigung und zum Betrieb von „Elektro-Tankstellen“ (Teil 1)*, RdU 2012, S. 141-147

BERNEGGER, Andreas; MESECKE, Sebastian *Voraussetzungen zur Genehmigung und zum Betrieb von „Elektro-Tankstellen“ (Teil 2)*, RdU 2012, S. 193-199

BOESCHE, Katharina Vera, *Sind Ladepunkte für Elektrofahrzeuge Letztverbraucher?* RdE 2015, S. 449-455

BRITZ, Gabriele; HELLERMANN, Johannes; HERMES, Georg, *Energiewirtschaftsgesetz Kommentar, 3. Auflage*, München 2015

BUNDESMINISTERIUM FÜR NACHHALTIGKEIT UND TOURISMUS; BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE, *Die österreichische Klima- und Energiestrategie*, Wien 2018, abrufbar unter: <https://mission2030.info/wp-content/uploads/2018/06/Klima-Energiestrategie.pdf>

BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE, *Factsheet Elektromobilität*, Wien 2017, abrufbar unter: <https://www.bmvit.gv.at/verkehr/elektromobilitaet/downloads/factsheet.pdf>

BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE, *Genehmigungsverfahren Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, Leitfaden für Betriebe*, Wien 2017, abrufbar unter: https://www.bmvit.gv.at/verkehr/elektromobilitaet/downloads/eTankstelle_leitfaden_betriebe.pdf

BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE, *Genehmigungsverfahren Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, Leitfaden für Private*, Wien 2017, abrufbar unter: https://www.bmvit.gv.at/verkehr/elektromobilitaet/downloads/eTankstelle_leitfaden_private.pdf

BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE, *Nationaler Strategierahmen „Saubere Energie im Verkehr“*, Wien 2016, abrufbar unter: <https://www.bmvit.gv.at/verkehr/elektromobilitaet/downloads/strategierahmen.pdf>

BUNDESNETZAGENTUR, *Leitfaden zur Eigenversorgung*, Bonn 2016, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2

E7 ENERGIE MARKT ANALYSE GMBH; WIRTSCHAFTSUNIVERSITÄT WIEN – INSTITUT FÜR ZIVIL- UND UNTERNEHMENSRECHT, *Nachrüstung von Ladestationen in bestehenden großvolumigen Wohngebäuden*, Wien 2017, abrufbar unter: https://www.bmvit.gv.at/service/publikationen/verkehr/elektromobilitaet/downloads/nachruistung_ladestationen.pdf

E-CONTROL, *Leitfaden für Markteintritt als Stromhändler und Lieferant*, Wien 2016, abrufbar unter: <https://www.e->

control.at/documents/20903/388512/Leitfaden+f%C3%BCr+Markteintritt+Strom+H%C3%A4ndler+und+Lieferanten+AKTUELL/fab40ea1-bf90-4916-b9f3-3b5f558e04e7?version=1.1

ENNSER, Benedikt, *Energierrecht für (inter)aktive Kunden: Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen im EIWOG 2010 und andere Modelle der kollektiven Marktteilnahme*, in: Eduard Paulus (Hrsg.), *Jahrbuch Regulierungsrecht 2017*, S. 167-183

FELLER, Diane; DE WYL, Christian; MISSLING, Stefan, *Ladestationen für Elektromobilität – regulierter Netzbereich oder Wettbewerb*, *ZNER 2010*, S. 240-246

FRANKL-TEMPL, Daphne, *Das Elektromobilitätspaket 2017 – Ein wichtiger Impuls für die Elektromobilität*, *ZVR 2017*, S. 156-161

FRANKL-TEMPL, Daphne, *Elektromobilität und Recht*, Wien 2018

HARTWIG, Matthias, *Öffentliche Ladestationen als Teil des öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 1*, *ZNER 2013*, S. 356-363

HAUENSCHILD, Herwig, *E-Tankstellen – welches Regime ist anwendbar?*, *FÖE 2011 H 10*, S. 33-34

HAUER, Andreas; OBERNDORFER, Klaus; *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) Kommentar*, Linz 2007

HERZ, Steffen; HENNING, Bettina; *Ausgewählte Rechtsfragen dezentraler Energiekonzepte – Teil 2: Mobile Energiespeicherung*, *ZNER 2016*, S. 132-136

VON HOFF, Stefanie; *Zugangsanspruch zu Elektromobilitätstankstellen*, *ZNER 2009*, S. 341-345

KEIL, Eric; SCHMELZER, Knut; *Systemintegration von Elektromobilität, Herausforderung an das Energiewirtschaftsrecht, eine Standortbestimmung – Teil 2*, *ZNER 2010*, S. 563-567

KORINEK, Karl, et. al; *Österreichisches Bundesverfassungsrecht, Kommentar*, Wien 2018

LUDWIGS, Markus; HULLER, Felix, *Energierrechtliche Implikationen der Förderung von Elektromobilität als Baustein der Energiewende*, *RdE 2017*, S. 497-505

MA37, *Ladeplätze für Elektrofahrzeuge einschließlich Ladestationen*, Wien 2016, abrufbar unter: <https://www.wien.gv.at/wohnen/baupolizei/pdf/stellplaetze-elektro.pdf>

MICHAELS, Sascha; DE WYL, Christian; RINGWALD, Roman; *Rechtsprobleme im Zusammenhang mit der Nutzung des öffentlichen Straßenraums für Elektromobilitätsanlagen*, *DöV 2011*, S. 831-840

OBERNDORFER, Paul; PICHLER, Harald; *§ 16a EIWOG 2010: Rechtliche Fragestellungen im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen*, *ZTR 2017*, S. 108-117

RABL, Thomas; BRENNER, Wolfgang; *Neues Energierrecht 2017: Zur sogenannten „kleinen“ Ökostrom(gesetz)novelle*, *ecolex 2017*, S. 1023-1028

RASCHAUER, Bernhard; *Handbuch Energierrecht*, Wien 2006

SCHALLE, Heidrun; HILGENSTOCK, Niels; *Einordnung der Stomlieferung beim Aufladen von Elektromobilen*, *EnWZ 2017*, S. 291-295

SCHWEDITSCH, Meinhardt; *Das Elektroauto – Die gesetzliche Steuerung der Revolution der Massenmobilität*, RdU 2016, S. 49-56

STÖGER, Karl; *Die (nicht so) „Kleine Ökostromnovelle“ 2017*, ÖZW 2018, S. 8-15

STORR, Stefan; *Der rechtliche Rahmen für Elektroautos*, in: Stöger, Karl / Storr, Stefan, *Schwerpunkte Energieeffizienz und Verfahrensrecht*, Wien 2013

URBANTSCHITSCH, Wolfgang; *Rechtsgrundlagen der Elektromobilität*, ZVR 2010, S. 316-321

URBANTSCHITSCH, Wolfgang; *Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe – Anmerkungen zur Auslegung und Umsetzung*, ZTR 2014, S. 152-158

WEIS, Eva; *E-Mobility Energierechtliche Modellierung einer integrationsfähigen IKT-Infrastruktur für öffentliche Ladestationen*, Dissertation, Baden-Baden 2014

Würthinger, Elisabeth; *Systemnutzungsentgelte für Elektrizitätsnetze*, Linz 2005

7. Anhang

Der anschließende Leitfaden umfasst die wesentlichen Projektschritte des „Stadt der Zukunft“-Projektes „Move2Grid“, welche notwendig sind, um die Einzelfelder Verkehrssimulation, Energieverteilnetz, Geschäftsmodell und -prozesse, Standortanalyse erneuerbare Energieträger und Ladesäulen unter Berücksichtigung gesamtsystematischer Rahmenbedingungen mit einander zu verschneiden. Am Ende liegt ein hybrides, zellenaufgelöstes Schichtenmodell vor, wie in Abbildung 7-1 dargestellt.

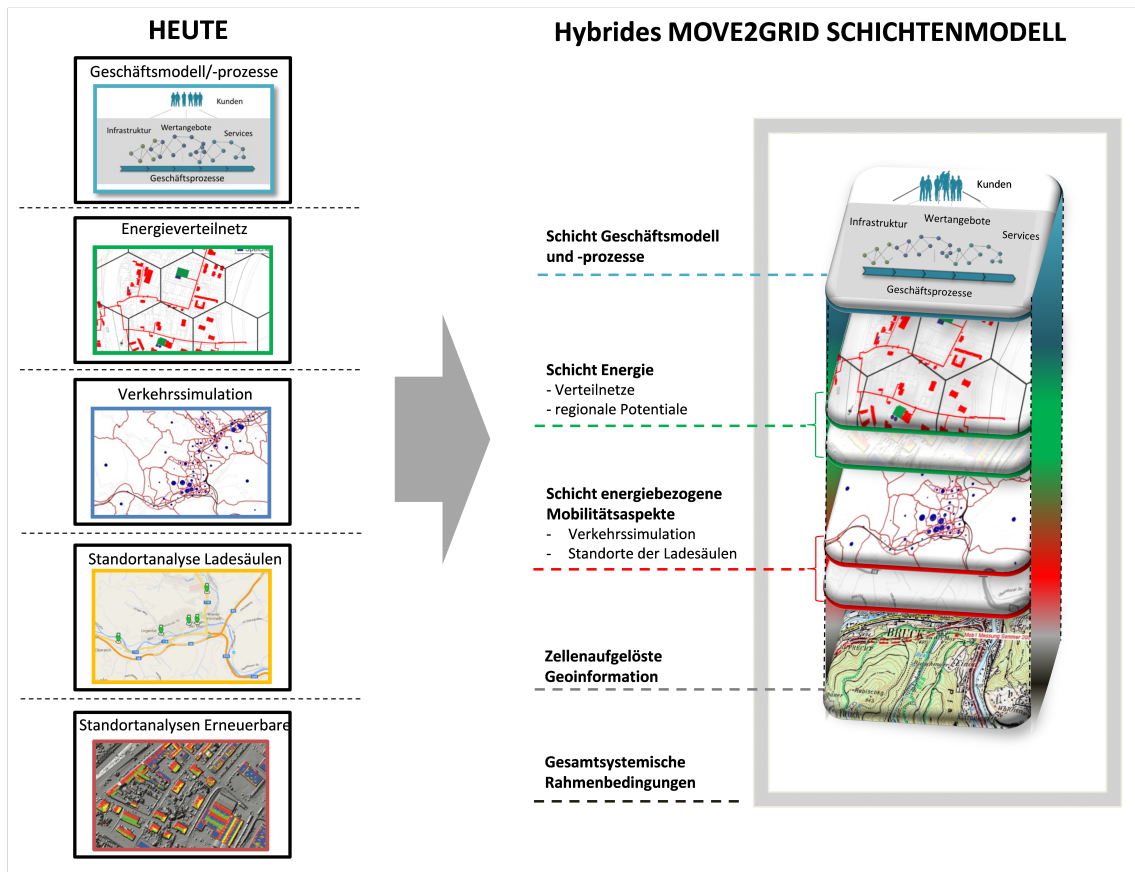


Abbildung 7-1: Hybrides MOVE2GRID Schichtenmodell

Zu Beginn erfolgt im Rahmen der Schicht „**energiebezogene Mobilitätsaspekte**“ einerseits eine ausführliche Analyse zu den strukturellen Gegebenheiten der Stadt Leoben und andererseits zum Mobilitätsverhalten. Das Mobilitätsverhalten unterscheidet je nach Aufenthaltszweck am Zielort zwischen sieben Nutzergruppen.

- Hauptwohnsitze
- Arbeitsstätten – privat PKW
- Arbeitsstätten – dienst PKW
- Einkaufsmöglichkeiten
- Erledigungen
- Freizeitmöglichkeiten
- Ausbildungsstätten (Universität)

Zur Beschreibung der einzelnen Nutzergruppen und deren Verhalten wird auf standardisierte Verhaltensdaten sowie auf den Verkehrsentwicklungsplan Leoben 2025 (Band 1) zurückgegriffen. Zudem wird zur Ergänzung und Verifizierung der vorhandenen Daten eine Befragung im Stadtgebiet durchgeführt. Die standardisierten Verhaltensdaten ermöglichen das Erstellen von Fahrprofilen und Aufenthaltsprofilen, welche anhand der Tagesganglinie von Quell- und Zielverkehr einschlägiger Literatur (Bosserhoff [A38]) für jede Nutzergruppe ermittelt werden. Des Weiteren unterscheiden die Nutzergruppen Arbeitsstätte – privat und Arbeitsstätte – dienst zwischen der jeweiligen Branche der Unternehmen und berücksichtigen unterschiedliche Arbeitszeitmodelle. Durch diese Herangehensweise konnte im Rahmen des Projektes Move2Grid ein spezifisches Mobilitätsverhalten bestimmter Nutzergruppen bestimmt werden, durch welche Aussagen zu Fahrtränge vor und nach dem Aufenthalt, aber insbesondere für die mittlere Aufenthaltsdauer an einem potentiellen Ladepunkt möglich sind.

Anschließend erfolgt eine GIS-basierte Analyse des Stadtgebietes zur Identifizierung potentieller Standorte für Ladesäulen für die einzelnen Nutzergruppen. Für eine detaillierte Betrachtung des Stadtgebietes werden die Verkehrszellen in ein Raster von 100 x 100 m eingeteilt. Für jeden Rasterpunkt erfolgt eine Bewertung hinsichtlich potentiellen Standort für Ladestationen mit Hilfe von Tagesganglinien der verschiedenen Nutzergruppen stundenfein. Durch die stundenfeine Auflösung sind gleichzeitig stehende Fahrzeuge je Nutzergruppe erkennbar. Somit kann die benötigte Anzahl an Anschlüssen, die zeitgleiche Nachfrage nach Energieentnahme und in weiterer Folge die Möglichkeit von Demand Side Maßnahmen für die einzelnen Nutzergruppen abgeschätzt werden. Die erforderliche Energiemenge der stehenden Fahrzeuge kann mit den mittleren Fahrtweiten je Nutzergruppen abgeschätzt werden.

Parallel zur Analyse des Mobilitätsverhaltens und Identifizierung potentieller Standorte für Ladesäulen wird in der **Schicht „Energie“** ein zellenbasierendes Modell für das elektrische Verteilernetz der Stadt Leoben, welches den Status Quo abbildet, entwickelt. Bei der Zelleneinteilung wird zum einen auf die ursprüngliche Netztopologie des Verteilernetzes geachtet, um eine möglichst hohe Abbildungsgenauigkeit zu gewährleisten, und andererseits auf die Rastereinteilung aus den Verkehrsanalysen. Anschließend werden alle elektrischen Betriebsmittel (Transformatoren, Leitungen, Kabel, usw.) sowie Verbraucher-, Erzeuger- und Speicherstrukturen identifiziert und den jeweiligen Zellen zugeordnet. Im Anschluss an die Identifizierung der bestehenden Infrastruktur erfolgt die Aggregation der einzelnen Last-, Erzeuger-, und Speicherstrukturen in den Netzknoten. Dies erfolgt entweder in zeitlich aufgelöster Form mithilfe von Messdaten oder unter Anwendung der Standardlastprofile des VDEW [A32] bzw. der standardisierten Lastprofile der E-Control [A33].

Als Schnittstelle zwischen der Schicht „energiebezogene Mobilitätsaspekte“ und der Schicht „Energie“ wird eine GIS basierende Datenbank verwendet. Die erhaltenen Ergebnisse aus den Analysen des Mobilitätsverhaltens und die identifizierten potentiellen Standorte werden mit den Zellen der Schicht „Energie“ verschnitten. Die zeitliche und örtliche Auflösung der Mobilitätsdaten für die Stadt Leoben ermöglicht die Entwicklung einer Methodik für die Modellierung von synthetischen Lastprofilen für Ladevorgänge, welche auf diesen spezifischen Mobilitätsdaten basieren. Die Modellierung erfolgt im Anschluss an die Verschneidung und basiert auf den jeweiligen Verhalten der Nutzergruppen aus den Verkehrsdaten sowie deren zurückgelegten Wegstrecken und Aufenthaltsdauern durch Anwendung von probabilistischen Ansätzen und ist in vier wesentliche Schritte unterteilt:

1. **Aufbereitung verkehrsbezogene Daten**

- Input: Mobilitätsverhalten + Tagesganglinien f. Ziel- und Quellverkehr
- Output: Verteilungsfunktionen zurückgelegte Wegstrecke, Ankunfts- und Abfahrtszeit, Anzahl zurückgelegte Wegstrecken (= Anzahl Ladevorgänge)
- Auflösung: für jede Nutzergruppe und Zelle

2. **Definition eines Ladevorganges durch Nutzung probabilistischer Ansätze**

- Input: Verteilungsfunktionen zurückgelegte Wegstrecke, Ankunfts- und Abfahrtszeit, Anzahl zurückgelegte Wegstrecken (= Anzahl Ladevorgänge), Simulationszeitraum, durchschnittlicher Verbrauch, Batteriekapazität
- Output: benötigte Ladeenergie, Beginn und Ende des Ladevorganges
- Auflösung: für jeden Ladevorgang innerhalb einer Nutzergruppe und Zelle

3. **Modellierung einer Ladekurve für einen Ladevorgang**

- Input: benötigte Ladeenergie, Beginn und Ende des Ladevorganges, Ladeleistung
- Output: zeitlich aufgelöster Ladevorgang
- Auflösung: für jeden Ladevorgang innerhalb einer Nutzergruppe und Zelle

4. **Aggregation Ladekurve**

- Input: zeitlich aufgelöster Ladevorgang
- 1. Teilschritt: Aggregation aller Ladevorgänge innerhalb einer Zelle und Nutzergruppe
- 2. Teilschritt: Aggregation aller Lastprofile innerhalb einer Zelle aus 1. Teilschritt
- Output: synthetisches Lastprofil
- Auflösung: für jede Zelle

Durch die gewählte Vorgehensweise im Rahmen der Modellierung der synthetischen Lastprofile für Ladevorgänge hat sich für das Projekt Move2Grid die Durchführung der Aggregation in zwei Teilschritten als vorteilhaft herausgestellt. So können im späteren Verlauf des Projektes z.B. für gesteuertes bzw. geregeltes Laden die notwendigen Änderungen rasch für die betreffenden Nutzergruppen vorgenommen werden, ohne eine Modellierung für alle Nutzergruppen wiederholen zu müssen. Des Weiteren wird basierend auf den Nutzergruppen und deren durchschnittliche Aufenthaltsdauer zwischen zwei Gruppen entschieden – jener Gruppe mit einer Aufenthaltsdauer kleiner fünf Stunden (Freizeitmöglichkeiten, Erledigungen, Einkaufsmöglichkeiten) und jener größer fünf Stunden (Hauptwohnsitz, Arbeitsstätten privat sowie dienst und Ausbildungsstätten).

Neben der Modellierung synthetischer Lastprofile auf Zellenebene werden mögliche Erzeugungsprofile für PV-Potentiale, welche auf den Daten des 2013 veröffentlichten Solardachkatasters des Landes Steiermark [A34] sowie den Einstrahlungs- und Temperaturdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) [A35] basieren, modelliert. Das hierzu angewendete Tool wurde im Rahmen der Projekte „Smart Exergy Leoben“ [A36] und „Energieschwamm Bruck“ [A37] entwickelt.

Alle Erzeuger- und Verbraucherprofile für den Status Quo sowie für die synthetischen Lastprofile und die Erzeugungsprofile der PV-Potentiale liegen als zeitlich aufgelöste Jahreslastprofile mit 15-Minuten Mittelwerten vor. Basierend auf diesen Lastprofilen erfolgt einerseits die Berechnung energetischer Kennzahlen sowie die Bestimmung, wie E-Mobility durch Photovoltaik versorgt werden kann und andererseits werden unter Anwendung des Zellenmodells für das Verteilnetz netztechnische Berechnungen für unterschiedlicher E-Mobility Szenarien durchgeführt. Basierend auf diesen wird der Worst-Case Netzausbau, welcher die Überlastungen elektrischer Betriebsmittel sowie die Überschreitung des Spannungsbandes berücksichtigt, ermittelt. Die unterschiedlichen E-Mobility

Szenarien berücksichtigen neben unterschiedlichen Durchdringungen von EV auch unterschiedliche Ladeleistungen. Während im ersten E-Mobility Szenario alle Nutzergruppen mit der gleichen Ladeleistung laden, wird im weiteren Projektverlauf für jene Nutzergruppen mit einer Aufenthaltsdauer kleiner fünf Stunden eine höhere Ladeleistung gewählt, als für jene mit einer längeren Aufenthaltsdauer. Die Ergebnisse aus der netztechnischen Berechnung zeigen, dass bei einer Durchdringung von 50 % EV bei einer Ladeleistung von 22/100 kW nur eine Leitung überlastet ist und kein Knoten das Spannungsband verletzt. Basierend auf diesen Ergebnissen werden Gegenmaßnahmen, welche einen Netzausbau vermeiden oder gar verhindern sollen, wie gesteuertes bzw. geregeltes Laden und der Einsatz von Speichern, genauer untersucht und simuliert. Die Simulationen zeigen, dass Laden mit geringerer Ladeleistung sowie gesteuertes bzw. geregeltes Laden das Verteilnetz entlasten und die Überlastungen in Höhe und Dauer reduziert, jedoch nicht vermieden werden können. Damit E-Fahrzeugbesitzer auch tatsächlich mit geringeren Ladeleistungen laden, müssen diesen Anreize geboten werden.


Zur Schaffung von Anreizen, welche Elektromobilität netzdienlich bzw. gezielt mit regionalen erneuerbaren Energiequellen versorgen, wird im Rahmen der **Schicht „Geschäftsmodelle und -prozesse“** zu Beginn ein Überblick erarbeitet, wie der Energiesektor und die damit verbundene netzdienliche Integration von Elektromobilität derzeit in Österreich aussehen und welche Geschäftsmodelle derzeit verfolgt werden. In diesem Zusammenhang werden auch aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen betrachtet und kurz die PV-Produktion in Österreich hinsichtlich möglicher Geschäftsmodelle und -prozesse beleuchtet. Des Weiteren werden für die Entwicklung der Geschäftsmodelle und -prozesse die aktuellen **rechtlichen Rahmenbedingungen** berücksichtigt und erforderliche Änderungen zur Umsetzung der Modelle angedacht. Bei der Untersuchung der rechtlichen Rahmenbedingungen für Ladestationen wurde zunächst ein Überblick über ausgewählte unionsrechtliche und nationale Vorgaben gegeben. Im Anschluss daran wird untersucht, welche anlagenrechtlichen Bestimmungen des öffentlichen Rechts möglicherweise bei der Errichtung einer Ladestation zu beachten sind. Diese Bestimmungen stammen u.a. aus dem Baurecht, dem Straßenverkehrsrecht, dem Elektrotechnikrecht, sowie dem Elektrizitätsrecht. Sodann wurde darauf eingegangen, welche personenbezogenen Voraussetzungen beim erwerbsmäßigen Betrieb einer solchen Ladestation erfüllt sein müssen. Es ist davon auszugehen, dass diese Tätigkeit dem Anwendungsbereich der Gewerbeordnung unterfällt, sodass der Betreiber nicht zum Elektrizitätsunternehmen wird. Sofern die erforderliche elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen wird (unabhängig davon, ob dies regional erzeugter Strom ist), ist dies mit folgenden Kosten verbunden: Systemnutzungsentgelte, Strompreis, Ökostrompauschale, Ökostromförderbeitrag, KWK-Pauschale, Elektrizitätsabgabe, u.U. Gebrauchsabgabe sowie der Umsatzsteuer. Diese Kosten gibt der Betreiber der Ladestation in Form eines Gesamtpakets (inkl. Parkmöglichkeit, Abrechnung, etc.) beim Tankvorgang an die Fahrer von Elektroautos weiter; in diesem Zusammenhang wird auch auf die einzelnen Vertragsverhältnisse eingegangen. Die Geschäftsmodelle werden rechtlich bewertet und auch der Unterschied dargelegt, wenn der Strom nicht über das öffentliche Netz bezogen wird. Abschließend erfolgt ein kurzer Ausblick auf das sog. Winterpaket.

Bezugnehmend auf die Daten der „Schichten Energie und energiebezogene Mobilitätsaspekte“ wird der Prozess zur Entwicklung der Geschäftsmodelle und Geschäftsprozesse erläutert und relevante, aktuelle Angebote sowie Tarife erfasst und analysiert. Business Model Builder [A42]. Neben der Bereitstellung von Flexibilität durch den Endverbraucher der Elektromobilität fokussieren die Betrachtungen auf die Verknüpfung von regional erzeugter Energie aus PV-Anlagen mit der Elektromobilität. Daraus werden zwei näher zu betrachtende Geschäftsmodellvarianten abgeleitet.

Zum einen das leistungsgedrosselte und zeitversetzte (netzdienliche) Laden am privaten Stellplatz und zum anderen das Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber. Für jede Geschäftsmodellvariante wird das Geschäftsmodell inkl. der Beteiligten und der notwendige Geschäftsprozess näher untersucht, beschrieben und definiert und darauf aufbauend mögliche Varianten einer tariflichen Gestaltung ausgearbeitet.

Basierend auf den Ergebnissen der verschnittenen Schichten erfolgt eine **volkswirtschaftliche Analyse**. Diese fokussiert die Frage, welcher makroökonomische Beitrag in Form von zusätzlichem Brutto regionalprodukt, Konsum (der privaten Haushalte), Investitionen (der Unternehmen), Nettoexporten (Exporte – Importe) und zusätzlichen Beschäftigten durch die regionale Umsetzung einer hybriden Kopplung von Elektromobilitätsversorgung mit PV-Anlagen entsteht. Im Mittelpunkt dieser Analyse stand dabei also nicht die Mikroebene (Endverbraucher, Unternehmen), sondern die gesamte Volkswirtschaft der Steiermark.

Als Instrument der volkswirtschaftlichen Analyse diente das am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz entwickelte Simulationsmodell MOVE2, welches zur detaillierten Analyse ökonomischer (wirtschaftspolitischer, energiepolitischer und struktureller) Veränderungen sowie insbesondere Veränderungen am Energiemarkt in Österreich konzipiert wurde.



Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien
[bmvit.gv.at](https://www.bmvit.gv.at)