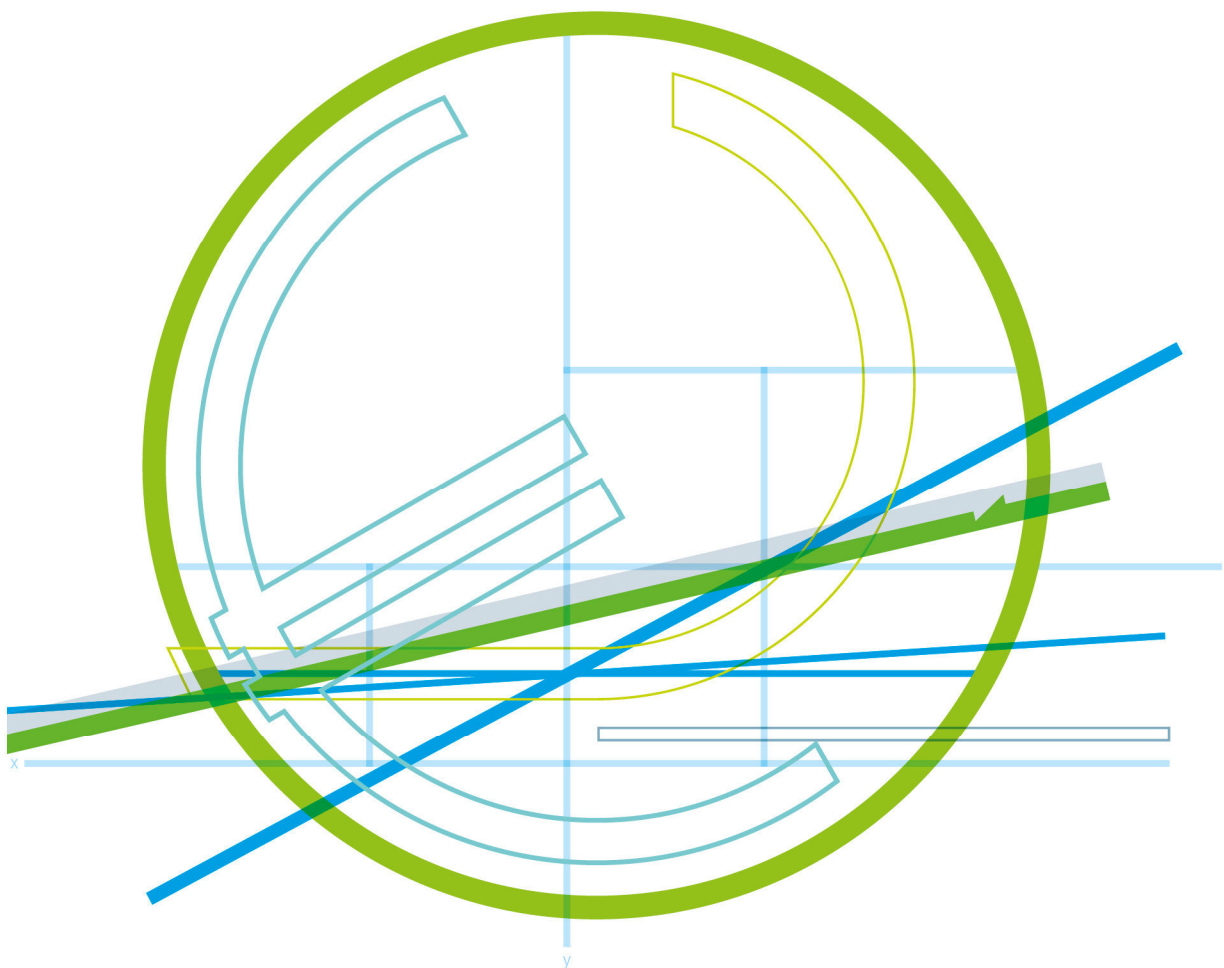


V2G-Strategies

Development of vehicle to grid related e-mobility deployment strategies for Austrian decision makers



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds



Konzeption von Vehicle to Grid bezogenen Entwicklungsstrategien für österreichische Entscheidungsträger

AutorInnen:

Projektleiter:

Dr. Wolfgang Prügler, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe – Energy Economics Group

Projektmitarbeiter:

Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Dipl.-Ing. RusbehRezania

Dipl.-Ing. Markus Litzlbauer

Dipl.-Ing. Andreas Schuster

Dr.ChristophLeitinger

Dr. Maximilian Kloess

Austrian Institute of Technology

Dipl.-Ing. Daniel Burnier De Castro

Dipl.-Ing. Helfried Brunner, MSc

Salzburg Netz GmbH

Dipl.-Ing. Thomas Rieder, MBA

Dipl.-Ing. Rudolf Pointner

Kurzfassung

Damit die österreichischen Klima- und Energieziele erreicht werden können, ist eine koordinierte Beteiligung aller Sektoren (Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr) unerlässlich. Ein substantieller Beitrag dazu kann im Energieversorgungs- und Verkehrssektor durch den Einsatz erneuerbarer und emissionsarmer Energieformen entstehen. Entsprechend könnte eine hohe Durchdringung von Elektromobilität im Verkehrssektor in signifikanten CO₂-Reduktionen resultieren.

Im Projekt V2G-Strategies wurde diese Substitution um eine Analyse der technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen der E-Mobilitätsintegration ins Stromversorgungssystem (Stromnetze und Strommarkt) erweitert. Dabei konnte ein Rahmen zur Integration der E-Mobilität ins Energiesystem vom ungesteuerten Laden über das gesteuerte Laden bis hin zum geregelten Laden identifiziert, gegliedert und definiert werden.

Unter dem Begriff „**ungesteuertes Laden**“ wird das Laden der Fahrzeugbatterie unmittelbar nach Erreichen eines definierten, mit Ladeinfrastruktur ausgestatteten Standorts bezeichnet. In diesem Fall beginnt der Ladeprozess sofort nach dem Anstecken und endet, wenn die Batterie vollständig geladen ist oder vorzeitig ausgesteckt wird.

Die Strategie des „**gesteuerten Ladens bzw. Entladens**“ sieht die Vorgabe von Fahrplänen für den Lade- bzw. Entladeprozess vor. Diese Fahrpläne dienen dabei der Erfüllung einzelner Zielfunktionen eines im Projekt V2G-Strategies definierten marktorientiert, lastorientiert oder erzeugungsorientiert gesteuerten Ladens. Zeitnahe Zustandswerte (z.B. des Stromnetzes oder Ladezustands des Fahrzeugs) können in dieser Strategie zwar noch nicht in die Fahrpläne miteinbezogen werden, jedoch sind diese auf Basis von Erfahrungswerten in der Fahrplanvorgabe implizit berücksichtigt und es wird damit eine bedeutend effizientere Systemintegration im Vergleich zum ungesteuerten Laden ermöglicht.

„**Geregeltes Laden**“ bietet schließlich durch zeitnahe Informationen (z.B. Messwerte aus dem Netz, Preisänderungen am Energiemarkt oder Erzeugungsabweichungen von PV-Anlagen) die Möglichkeit, aus unterschiedlichen Zielfunktionen für jeden Systemzustand ein Gesamtoptimum der Systemintegration der E-Mobilität zu erreichen. Die Ermittlung dieser mehrdimensionalen Strategie kann dabei einerseits manuell (z.B. durch Abstimmung der Einzelfahrpläne im Lastverteiler von Energieversorgern) oder alternativ automatisiert (z.B. durch „Smart Grid“-Algorithmen) erfolgen.

Auf Basis dieser Definition wurden einerseits die Auswirkungen auf reale Mittel- und Niederspannungsnetze im Projekt V2G-Strategies untersucht und andererseits wirtschaftliche Analysen zur Marktintegration durchgeführt. Die Projektergebnisse zeigen, dass die Auswirkungen der Integration der Elektromobilität für unterschiedliche Ladestrategien vor allem im Niederspannungsnetz am höchsten sind. In Niederspannungsnetzen sind daher zuerst Engpässe zu erwarten, weshalb in erster Linie in dieser Netzebene Handlungsbedarf besteht.

Allgemein betrachtet ist ungesteuertes Laden für den Netzbetrieb generell günstiger als marktorientiert gesteuertes Laden, da marktorientiert gesteuertes Laden eine sehr hohe Gleichzeitigkeit der Ladeprozesse bewirkt. Jedoch führt auch das ungesteuerte Laden ab einem Durchdringungsgrad der E-Mobilität > 40 % zu „flächendeckenden“ Netzengpässen in NS-Netzen (für das gewählte

Durchdringungsszenario ab etwa 2030). Durch geeignete Maßnahmen (z.B. Laden mit geringer Ladeleistung und deren symmetrische Aufteilung durch dreiphasige Anschlüsse) ist ein breiter Einsatz von E-Mobilität jedoch im Sinne der Systemeffizienz von vorn herein zu optimieren, da ansonsten im hohen Maße vorhandene Netzreserven verbraucht werden. Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass in ausgedehnten Netzteilen (Netze mit bereits hoher Auslastung vor allem an Netzknoten am Ende von langgezogenen Leitungen) etwaige Netzengpässe bereits früher auftreten können. Beispielsweise ist dies, abhängig von der betrachteten Ladeleistung, in 7 % (3,5 kW) bzw. 35 % (10,5 kW) der Salzburger NS-Strängeder Fall.

Verstärkt werden diese Netzengpässe durch nachvollziehbare Bestrebungen von Elektromobilitätsdienstleistern, die ein möglichst marktorientiertes Laden zur Optimierung des Stromeinkaufs realisieren wollen. Dies bewirkt, dass die erwähnten Netzrestriktionen durch höhere Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge bereits ab Durchdringungsraten von 25 % auftreten und den vorhandenen Infrastrukturen weitere Reserven für zukünftige Last- (z.B. neue Haushalte) und Erzeugungszuwächse (z.B. neue PV-Anlagen) nehmen.

Gesteuertes Laden kann zwar den erwähnten Verbrauch der Netzreserven um z.B. 15 % für lastorientiert gesteuertes Laden in einem stark ausgelastetem Niederspannungsnetz verringern, bietet jedoch nicht die Möglichkeit, ein abgestimmtes Gesamtoptimum zu realisieren. Folglich kann durch gesteuertes Laden zwar der negative Einfluss, nämlich verbrauchte Netzreserven, kurzfristig reduziert werden, wirklich wirksam behoben wird er aber erst durch geregeltes Laden.

Daher empfiehlt das Konsortium des Projekt V2G-Strategies, dass die effiziente Integration der Elektromobilität ins Energiesystem die Bedürfnisse von Kunde, Fahrzeug, Energiemarkt und Netz gleichermaßen berücksichtigen und daher ein „**geregeltes Laden**“ **entwickelt werden muss**. Nur damit kann das oben beschriebene Gesamtoptimum der Systemintegration aus technischer und wirtschaftlicher Sicht erreicht werden. Dies setzt jedoch die Schaffung einer geeigneten Infrastruktur (z.B. Smart Grid zur Ermittlung von Eingangsgrößen für geregeltes Laden oder dem Aufbau regelbarer Ladeinfrastruktur) sowie einer Regelungsarchitektur voraus, welche unterschiedliche Vermarktungsstrategien am Energiemarkt unter Berücksichtigung etwaiger Netzrestriktionen umsetzen kann.

Übergeordnet unterstützt geregeltes Laden somit die zentralen Empfehlungen des Projekts V2G-Strategies, welche wie folgt subsumiert werden können:

- Um die bestehenden Netzstrukturen möglichst lange und effizient nutzen zu können, wird das Laden mit niedrigen Anschlussleistungen (z.B. 3,5 kW) empfohlen. Dabei ist eine symmetrische Lastaufteilung durch dreiphasiges Laden zu bevorzugen.
- Rein marktorientiert gesteuertes Laden mit hoher Gleichzeitigkeit der Ladeprozesse ist generell zu vermeiden. Gesteuertes Laden (markt-, last- und erzeugungsorientiert) ist daher von Beginn an mit geringer Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge auszuführen, um Marktaspekte umsetzen und die vorhandene Netzinfrastruktur effizient nutzen zu können. Im Sinne der Systemeffizienz wird jedoch empfohlen, parallel dazu mit der Vorbereitung des geregelten Ladens zu beginnen. Der Einsatz von geregeltem Laden ist vorzusehen, sobald geeignete Funktionalitäten in den Netzen existieren (z.B. durch Smart Grids) bzw. die im Projekt V2G-Strategies untersuchten Stufen des gesteuerten Ladens zur Integration der Elektromobilität ins Energiesystem nicht mehr ausreichen.
- Die Rückspeisung von Energie aus den Fahrzeugen (Vehicle to Grid) ist zu aktuellen Marktkonditionen und für die untersuchten Fälle nicht sinnvoll, da die derzeitigen Kosten um den Faktor 2 über dem erreichbaren Nutzen liegen.

Ergänzend dazu wurden im Projekt V2G-Strategies offene Forschungsfragen identifiziert, welche für die Vorbereitung des geregelten Ladens zentral sind:

- Es ist zu prüfen, ob die anrechenbaren Kosten des Systemaufbaus (anteilig Smart Grid, Lade- und Regelungsarchitektur, höhere Ladekosten für Kunden) für geregeltes Laden langfristig geringer ausfallen als die erreichbaren Nutzeneffekte (z.B. Zusatzerlöse der Mobilitätsdienstleister, Einsparungen im Netz, vermiedene Regelkraftwerke). In diesem Zusammenhang ist aus volkswirtschaftlicher Sicht abzuschätzen und zu bewerten, ob zur Optimierung des Gesamtsystems mehr Aufwand für die Auslegung der Stecker- und Ladeinfrastruktur vorgesehen (z.B. durch dreiphasige Ladeinfrastruktur für Anschlussleistung von 3,5 kW) oder ob die aufgezeigten Auswirkungen unsymmetrischen Ladens durch Mehrinvestitionen in die Netzinfrastruktur bewältigt werden sollten. Diese Diskussion ist vor allem auch durch und mit den Normengebern zu führen und nicht unter alleiniger Zugrundelegung der individuellen betriebswirtschaftlichen Sicht der betroffenen Stakeholder.
- Es muss geklärt werden, wie ein Flexibilitätsoperator gestaltet werden kann (z.B. technische Lösung in Form lokaler Agenten oder Notwendigkeit einer neuen Marktrolle), um die unterschiedlichen Zielfunktionen einzelner Akteure (z.B. Mobilitätsdienstleister, Netzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortlicher etc.) für ein Gesamtoptimum zu kombinieren. Dazu ist ein Datenmodell zu entwickeln, welches den Zugriff auf die notwendigen Eingangswerte für geregeltes Laden sowie die korrespondierenden Regelvorgaben an die Ladeinfrastruktur steuert.

Die nächsten Schritte zur effizienten Systemintegration von E-Mobilität sind daher:

- Um dreiphasiges Laden mit geringer Anschlussleistung zu realisieren, sind Abstimmungsprozesse zwischen den betroffenen Akteuren (z.B. Netzbetreiber, Kfz-, Ladestationshersteller, Mobilitätsdienstleister) vorzunehmen sowie entsprechende technische und organisatorische Regeln zu vereinbaren.
- Wenn der Nutzen geregelten Ladens die Kosten übersteigt, muss die Ladeinfrastruktur geregeltes Laden unterstützen. Die Gremien zur Definition der dafür notwendigen Standards (z.B. IEC 15118) sind dazu entsprechend zu informieren.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
1.1	Ausgangslage	7
1.2	Zentrale Fragestellung und Forschungsschwerpunkte	8
1.3	Einordnung in das Programm „Neue Energien 2020“	8
1.4	Aufbau des Berichts	9
1.5	Arbeitsschritte	9
2	Inhaltliche Darstellung	11
2.1	Definitionen der im Projekt erkannten Lade- und Entladestrategien	11
2.1.1	Ungesteuertes Laden (Stufe 1).....	11
2.1.2	Gesteuertes Laden/Entladen (fahrplanorientiert, Stufe 2a-c).....	13
2.1.3	Geregeltes Laden/Entladen (Stufe 3)	16
2.2	Datengrundlage.....	18
2.2.1	Durchdringungsszenario für E-Mobilität.....	18
2.2.2	Ausgewählte Netze und Vorgaben zur Ladeinfrastruktur	22
2.2.3	Verbrauchs- und Fahrprofile	26
2.2.4	Simulationsumgebung für die Netzanalysen	28
2.2.5	Batterieeigenschaften.....	29
2.2.6	Energie- und Regelenergiemärkte.....	31
2.3	Bewertungsmethode	33
2.3.1	Ungesteuertes Laden	33
2.3.2	Marktorientiert gesteuertes Laden/ Entladen (Stufe 2a).....	37
2.3.3	Last- und erzeugungsorientiert gesteuertes Laden/ Entladen (Stufe 2b/ 2c).....	39
3	Technische und ökonomische Ergebnisse	44
3.1	Ungesteuertes Laden (Stufe 1).....	44
3.2	Gesteuertes Laden (Stufe 2a-c)	49
3.2.1	Marktorientiert gesteuertes Laden	49
3.2.2	Last- und erzeugungsorientiert gesteuertes Laden/Entladen	54
4	Schlussfolgerungen	58
4.1	Ungesteuertes Laden (Stufe 1).....	58
4.2	Marktorientiert gesteuertes Laden/Entladen (Stufe 2a).....	59
4.3	Last- und erzeugungsorientiert gesteuertes Laden/Entladen (Stufen 2b und 2c).....	60
4.4	Geregeltes Laden (Stufe 3)	61
5	Empfehlungen für Elektromobilität in Österreich.....	63
5.1	Projektempfehlungen und offene Forschungsfragen	63
5.2	Das Projekt im Kontext weiterer österreichischer strategischer Dokumente und Leitfäden	64
	Literaturverzeichnis	66
	Anhang.....	69

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Das individuelle Transportwesen wurde weltweit vor allem während des 20. Jahrhunderts maßgeblich aufgebaut. Der Anstieg der Anzahl der Personen- und Lastkraftwagen (PKW und LKW) ist jedoch mit negativen Umwelteffekten (Emission von Luftschadstoffen und Treibhausgasen) und einer Abhängigkeit von fossilen Energieträgern verbunden. [Dargay, 2007] schätzt die Durchdringung des weltweiten PKW-Bestandes auf rund 2 Milliarden Fahrzeuge im Jahr 2030 (800 Millionen Fahrzeuge im Jahr 2002), wobei 56 % der zugelassenen Fahrzeuge im Jahr 2030 in Nicht-OECD-Ländern sowie China und Indien zu finden sein werden. Da die derzeit angewendeten Technologien in den Fahrzeugen fast ausschließlich auf Verbrennungsmotoren basieren, wird der prognostizierte Anstieg des Fahrzeugbestandes die Auswirkung der erwähnten negativen Effekte verschärfen.

Die Europäische Union (EU) hat diese Problematik erkannt und versucht, mit gezielten regulatorischen Eingriffen, Verordnungen und Leitfäden Gegenmaßnahmen gegen die Umweltbelastung und Abhängigkeit von fossilen Energieträgern innerhalb der Mitgliedsstaaten zu starten und zu fördern. Die Verordnung 510/2011 [EU, 2011] beispielsweise begrenzt die CO₂-Emissionen für Leichtlastkraftwagen (maximales Gewicht bis 3,5 Tonnen) mit 147 Gramm CO₂ pro Kilometer ab 2020. Die erlaubten CO₂-Emissionen von PKW werden ab 2020 mit 95 Gramm CO₂ pro Kilometer durch die Verordnung 443/2009 [EU, 2009] herabgesetzt. Im Rahmen der „Europe 2020“ wurde im Jahr 2010 die Strategie für saubere und energieeffiziente Fahrzeuge „Green vehicles“ vorgestellt, welche die Unterstützung und Förderung der Entwicklung und Marktdurchdringung dieser Fahrzeuge vorsieht. Diese Initiative deckt unterschiedliche Fahrzeugkategorien ab, die aus Fahrzeugen mit Verbrennungsmotortechnologie, Fahrzeugen mit alternativen Brennstoffen (Biogas, Gas), E-Fahrzeugen (auch Plug-In) und Brennstoffzellenfahrzeugen bestehen.

Die Einführung von Elektrofahrzeugen (E-Fahrzeugen) kann daher als eine Option zur Entschärfung der Umwelt-Problematik und Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern argumentiert werden. Diese Sichtweise stellt auch für Österreich ein wichtiges Entwicklungsvorhaben dar, da das Transportwesen fast zur Gänze von fossilen Produkten abhängig ist. Insgesamt wird rund 91 % der genutzten Energie im Verkehrswesen vom Straßenverkehr benötigt (vgl. [Herry, 2007]).

Warum Elektromobilität?

Eine hohe Durchdringung von Elektromobilität (E-Mobilität) im Verkehrssektor kann in signifikanten CO₂-Reduktionen resultieren. Beispielsweise hätte eine 100 % Substitution der in Österreich bestehenden PKW Flotte mit erneuerbar geladenen E-Fahrzeugen eine Emissionsreduktion von rund 75 % bzw. jährlich 93 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent zur Folge (vgl. [Kloess, 2011a]). Im Projekt V2G-Strategies wurde diese Substitution um eine Analyse der technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen der E-Mobilitätsintegration ins Stromversorgungssystem (Stromnetze und Strommarkt) erweitert und bildet den zentralen Inhalt dieses Berichts.

1.2 Zentrale Fragestellung und Forschungsschwerpunkte

Die zentrale Intention dieses Berichts liegt in der Ableitung von Erkenntnissen und Empfehlungen, die langfristig eine effiziente Integration der E-Mobilität im österreichischen Energiesystem ermöglichen. Dazu wurden detaillierte technische und wirtschaftliche Analysen als Schwerpunkte des Projekts V2G-Strategien durchgeführt. Die technischen Analysen behandeln die Auswirkung hoher Durchdringungsgrade der E-Mobilität auf die derzeitigen Strukturen der Nieder- und Mittelspannungsnetze (NS- und MS-Netze), wobei die E-Fahrzeuge mit definierten Lade- und Entladestrategien abgebildet werden. Die wirtschaftlichen Analysen konzentrieren sich auf die Erhebung der Kosten und erreichbarer Erlöse einzelner Lade- und Entladestrategien für unterschiedliche Geschäftsmodelle. Um eine strukturierte Analyse der betrachteten Strategien zu ermöglichen, wurden diese in ungesteuerte, gesteuerte und geregelte Varianten gegliedert.

Die Forschungsschwerpunkte des Projekts V2G-Strategien:

- Welchen Einfluss haben erhöhte Elektromobilitätsdurchdringungen und Ladestrategien auf die derzeitigen Stromnetze (Mittel- und Niederspannungsnetze) sowie das Energiesystem?
- Wie können innovative Geschäftsmodelle gestaltet werden, um durch GridtoVehicle (G2V) und VehicletoGrid (V2G) Konzepte die Systemintegration und das Zusammenspiel zwischen den Marktteilnehmer zu erleichtern?
- Welche strategischen Entscheidungen sind heute von Politik, Fördergebern und Marktteilnehmern zu treffen, um mit der gezielten und verstärkten Einführung der Elektromobilität langfristig erfolgreich zu sein?

1.3 Einordnung in das Programm „Neue Energien 2020“

Das Projekt V2G-Strategien adressiert zwei Hauptpunkte des Leitfadens der 3. Ausschreibung der Programmlinie Neue Energie 2020 (vgl. [Neue Energien 2020, 2009]). Vor allem die Kapitel 3.1.4 als Beitrag zur Realisierung von Smart-Grid-Modellregionen sowie Kapitel 3.9.3 zur Technologiefolgeabschätzung einer massiven Einführung von E-Mobilität für das österreichische Energiesystem werden angesprochen.

Der Beitrag des Projekts V2G-Strategien zur Realisierung von Smart-Grid-Modellregionen bezieht sich auf innovative, klimafreundliche und ressourcenschonende Konzepte. Diese Strategien, die sich in adäquaten Geschäftsmodellen für E-Mobilität widerspiegeln, berücksichtigen dabei die Wechselwirkungen zwischen den involvierten regionalen Stakeholdern wie z.B. Verteilnetzbetreiber, Verbraucher, Erzeuger, Lieferanten oder Regellenergie- und Energiemärkte. Die erwähnte Technologiefolgeabschätzung wird durch die Ermittlung der Auswirkung einer massiven Durchdringung der E-Mobilität auf derzeitige Strukturen der Niederspannungs- (NS-) und Mittelspannungsnetze (MS-Netze) in ländlichen und städtischen Regionen behandelt.

Aus den daraus gesammelten Erkenntnissen werden Empfehlungen abgeleitet, welche die notwendigen Schritte für eine effiziente Integration der E-Mobilität im österreichischen Energiesystem beschreiben.

1.4 Aufbau des Berichts

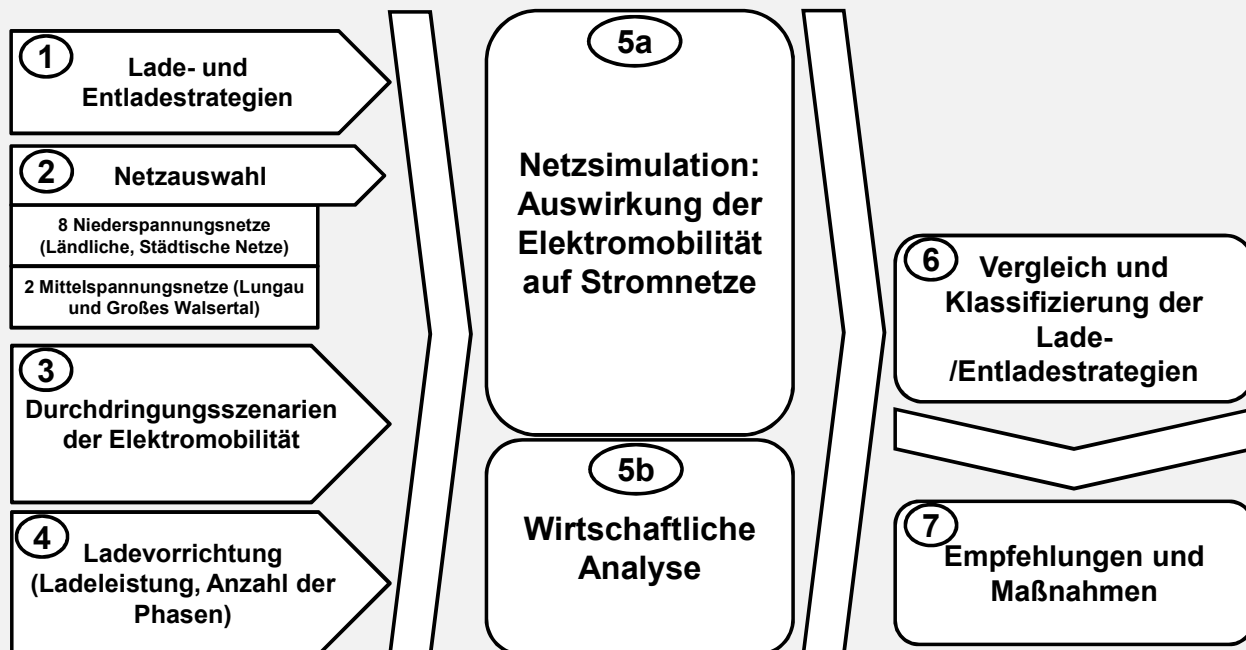
Im Sinne einer gezielten Beantwortung der zentralen Fragestellungen des Projekts V2G-Strategies wurde der gegenständliche Bericht wie folgt aufgebaut: Kapitel 1.5 gibt einen Überblick zu den einzelnen Arbeitsschritten des Projekts V2G-Strategies. Kapitel 2 umfasst die inhaltliche Projektdarstellung, wobei die Definition der im Projekt erkannten Lade- und Entladestrategien vorgenommen sowie die Datengrundlage und Bewertungsmethode beschrieben wird. Die Diskussion der Ergebnisse der technischen und wirtschaftlichen Analysen wird im dritten Kapitel behandelt. Die daraus abgeleiteten Empfehlungen und offenen Forschungsfragen werden schließlich in Kapitel 5 dargelegt.

1.5 Arbeitsschritte

Der erste Arbeitsschritt im Projekt V2G-Strategies besteht in der Definition der zu analysierenden Lade- und Entladestrategien, für welche die erwähnten technischen und wirtschaftlichen Analysen vorgenommen werden. Für die technischen Analysen werden dazu jene Netzabschnitte aus dem Nieder- (8 NS-Netze) und Mittelspannungsbereich (2 MS-Netze) ausgewählt, die sich für die Analyse hinsichtlich deren Auslastung und Struktur (ländliche oder städtische Struktur für NS-Netze) besonders eignen. In die ausgewählten Netze wird im nächsten Schritt eine entsprechende Anzahl an Elektrofahrzeugen basierend auf einem ermittelten Durchdringungsszenario eingefügt. Ergänzt werden diese technischen Parameter um die Art der Ladevorrichtung (Ladeleistung, Anzahl der Phasen), damit die vordefinierten Lade-/Entladestrategien in den Netzanalysen berücksichtigt werden können. Abbildung 1 gibt einen allgemeinen Überblick zu diesen Arbeitsschritten.

Die wirtschaftliche Bewertung der Lade-/Entladestrategien sieht die Ermittlung der Ladekosten für Fahrzeugnutzer und eventuell erzielbare Erlöse für involvierte Marktteilnehmer sowie E-Mobilitätsdienstleister vor. Es ist zu erwähnen, dass für jede Art der Lade-/Entladestrategie immer die Erfüllung der Mobilitätsbedürfnisse des Fahrzeugnutzers im Vordergrund steht. Diese werden in den technischen und ökonomischen Analysen entsprechend berücksichtigt und ein Ranking der Integrationsmöglichkeiten vorgenommen. Im letzten Arbeitsschritt werden schließlich Empfehlungen für notwendige Maßnahmen abgeleitet, die eine systemeffiziente Integration der E-Mobilität ermöglichen.

Abbildung 1: Überblick zu Arbeitsschritten und Eingangsparametern im Projekt



2 Inhaltliche Darstellung

2.1 Definitionen der im Projekt erkannten Lade- und Entladestrategien

Zu Beginn des Projekts V2G-Strategien wurden mögliche Lade- und Entladeprozesse von Elektrofahrzeugen identifiziert. Daraus konnten Strategien für ungesteuertes, gesteuertes und geregeltes Laden bzw. Entladen abgeleitet werden. Diese werden in den folgenden Kapiteln näher beschrieben.

2.1.1 Ungesteuertes Laden (Stufe 1)

Ungesteuertes Laden

Unter dem Begriff „ungesteuertes Laden“ wird in diesem Bericht das Laden der E-Fahrzeuge unmittelbar nach Erreichen eines definierten, mit Ladeinfrastruktur ausgestatteten Standorts bezeichnet. Besteht nur am Standort „zu Hause“ die Möglichkeit das E-Fahrzeug zu laden und wird zusätzlich angenommen, dass an allen betrachteten Tagen jedes E-Fahrzeug auch in Verwendung ist¹, stellt dies den „WorstCase“ in Bezug auf die Netzbelastung beim ungesteuerten Laden dar² (vgl. [Litzlbauer, 2012]).

¹Der Anteil an mobilen Personen entspricht 100 % und somit der „Nicht-Fahrer-Anteil“ 0 %.

²Ein zusätzlicher Ausbau der Ladeinfrastruktur z.B. am Standort „Arbeitsplatz“ reduziert die Lastspitze am Abend, da der Energiebedarf bereits untertags teilweise gedeckt wird.

Anhand des NS-Netzes S0752 der Stadt Salzburg (siehe Kapitel 2.2.2) soll, stellvertretend für alle betrachteten Netzabschnitte, ein Beispiel eines ungesteuerten Summenladeprofiles illustriert werden. Tabelle 1 stellt die Anzahl der E-Fahrzeuge dar, die nach dem festgelegten Durchdringungsszenario (siehe Kapitel 2.2.1) im Jahr 2030 im städtischen NS-Netz in Abhängigkeit der Einwohnerzahl integriert werden. Der e-mobile Anteil liegt hier im Jahr 2030 bei rund 40 %. Nach dem Durchdringungsszenario sind die E-Fahrzeuge in BEV (Batteryelectricvehicles) und PHEV (Plug-in hybrid electricvehicles) unterteilt, wobei die Batteriekapazität bei jeweils 16, 24 bzw. 48 kWh liegt.

Tabelle 1: Aufteilung der Fahrzeugtypen für den Netzabschnitt S0752

	Anzahl an EV 2030
BEV 16 kWh	31
BEV 24 kWh	12
BEV 48 kWh	8
PHEV 16 kWh	14
Anzahl EVs gesamt	65

Abbildung 2 zeigt das Summenladeprofil der integrierten E-Fahrzeuge im NS-Netz S0752 (vgl. Tabelle 1) für eine maximale Ladeleistung von 3,5 kW und den denkbar ungünstigsten Fall, dass alle E-Fahrzeuge an derselben Phase angeschlossen sind. Der abendliche Peak im Zeitraum zwischen 18:00 und 19:00 Uhr ist hier deutlich zu erkennen. Auf Grund der geringen Gleichzeitigkeit und der Tatsache, dass die max. Ladeleistung von 3,5 kW nicht immer genutzt wird (nur bei SOC¹ unter 80 %, siehe Kapitel 2.2.5),

¹ SOC: State of charge, Deutsch Ladezustand

beträgt die Maximalleistung des Summenladeprofils im Beispiel ca. 57 kW. Verglichen mit der installierten Leistung von etwa 239 kW aller Ladepunkte entspricht dies rund 24 %.

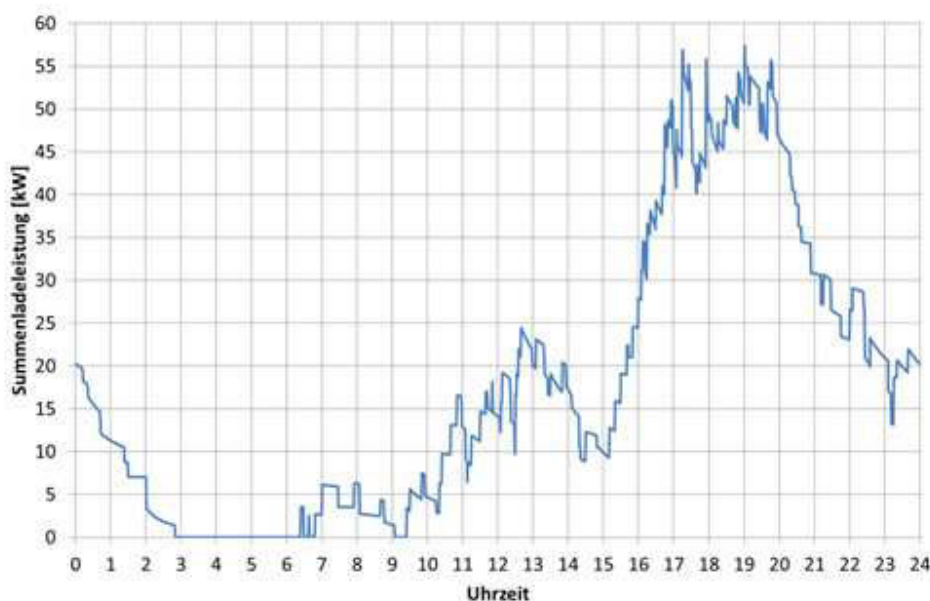


Abbildung 2: Summenladeprofil aller 65 EV (BEV + PHEV) bei Anschluss an der gleichen Phase für den Niederspannungsnetzabschnitt S0752 (max. Ladeleistung 3,5 kW, Laden nur zu Hause, Jahr 2030)

Abbildung 3 stellt die Summenlastprofile je Phase (Wirkleistung) der 65 E-Fahrzeuge in S0752 mit einer maximalen Ladeleistung von 3,5 kW dar, wobei die einphasigen Ladepunkte auf alle drei Phasen gleichmäßig verteilt werden. Da die E-Fahrzeuge jedoch einen unterschiedlichen Ladebedarf² (siehe Kapitel 2.2.3) aufweisen, kommt es trotzdem zu einer unsymmetrischen Lastaufteilung, Symmetrisch wird die Last erst bei einem dreiphasigen Anschluss des Wechselrichters, beispielsweise wenn ein max. Ladeleistung von 10,5 kW (Phasenspannung: 230V, 16 A, 3-phasig) vorgesehen ist.

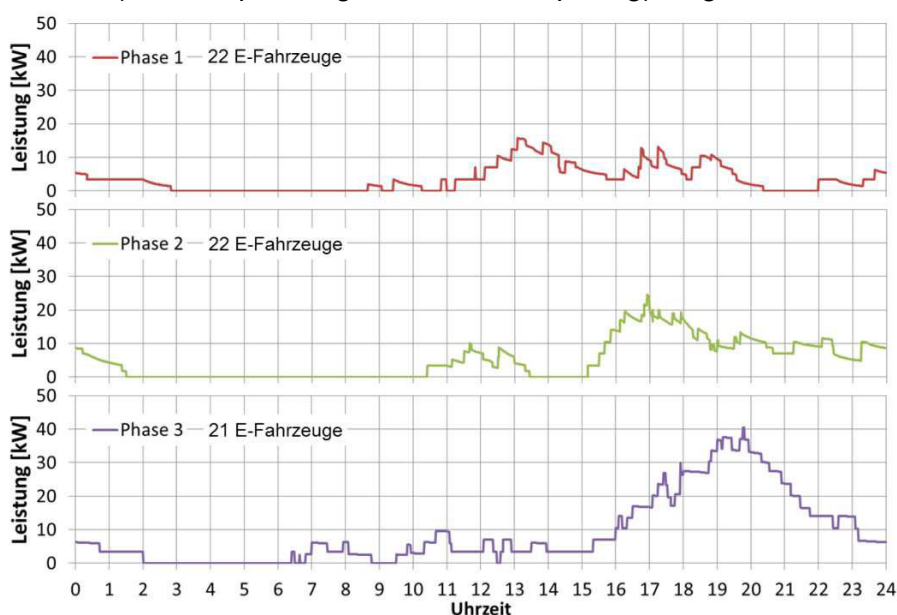


Abbildung 3: Summenladeprofile der 65 gleichmäßig auf alle drei Phasen verteilten einphasigen Ladepunkte (S0752, max. Ladeleistung: 3,5 kW, Laden nur zu Hause, Jahr 2030)

² Die Ladeprofile der E-Fahrzeuge weisen durch unterschiedliches Fahrverhalten unterschiedliche Ausprägungen auf.

2.1.2 Gesteuertes Laden/Entladen (fahrplanorientiert, Stufe 2a-c)

Gesteuertes Laden bzw. Entladen

Diese Strategie sieht die Vorgabe von Fahrplänen für den Lade- bzw. Entladeprozess vor. Diese Fahrpläne dienen dabei der Erfüllung einzelner Zielfunktionen eines im Projekt V2G-Strategies definierten marktorientierten, lastorientierten oder erzeugungsorientierten Ladens. Zeitnahe Zustandswerte (z.B. Betriebsspannung des Stromnetzes, Auslastung von Betriebsmitteln oder Ladezustand des Fahrzeugs) können in dieser Strategie zwar nicht in die Fahrpläne miteinbezogen werden, jedoch sind diese auf Basis von Erfahrungswerten in der Fahrplanvorgabe implizit berücksichtigt und es wird damit eine bedeutend effizientere Systemintegration im Vergleich zum ungesteuerten Laden ermöglicht.

Die einzelnen im Projekt V2G-Strategie definierten Zielfunktionen des gesteuerten Ladens bzw. Entladens werden in folgende Kategorien unterteilt:

- **Stufe 2a (marktorientiert):** Eine marktorientiert gesteuerte Strategie beschreibt die nachvollziehbare Intention vieler E-Mobilitätsdienstleister die Ladekosten möglichst gering zu halten. Diese Reduktion der Ladekosten wird durch Laden der Fahrzeuge mit hoher Gleichzeitigkeit zu Zeiten geringster Strompreise realisiert. Zusätzliche Erlöse können mit marktbasierenden Strategien bspw. auch durch Teilnahme an den Regelenergiemärkten erwirtschaftet werden. Die technische Realisierung des marktorientiert gesteuerten Ladens kann z.B. durch Nutzung eines Zeitschalters – Einstellung des Ladebeginns (siehe z.B. [Schey, 2012]) – oder durch eine Kommunikation mit einem Energiemanagementsystem (EMS) erfolgen.

Abbildung 4 stellt durch die strichlierte Linie beispielhaft das Summenlastprofil von 36 E-Fahrzeugen (bei 40 %-Durchdringung der E-Mobilität, Anschluss gleichverteilt auf die drei Phasen) in einem NS-Netz dar, wenn diese eine marktorientierte Ladestrategie zur Minimierung der Ladekosten verfolgen. Diese zeigt, dass die E-Fahrzeuge mit hoher Gleichzeitigkeit auf die Preissignale (z.B. gleiche Einstellung für alle Zeitschalter) reagieren, da jedes Individuum (Fahrzeugbenutzer) für sich allein die Zielfunktion – geringste Ladekosten – erfüllen möchte. Dieses Individualverhalten führt zum Auftreten von hohen Leistungsspitzen im NS-Netz. Abgesehen von einer eventuellen Verletzung der Netzrestriktionen werden dadurch vorhandene Netzreserven durch E-Fahrzeuge im hohen Maße verbraucht.

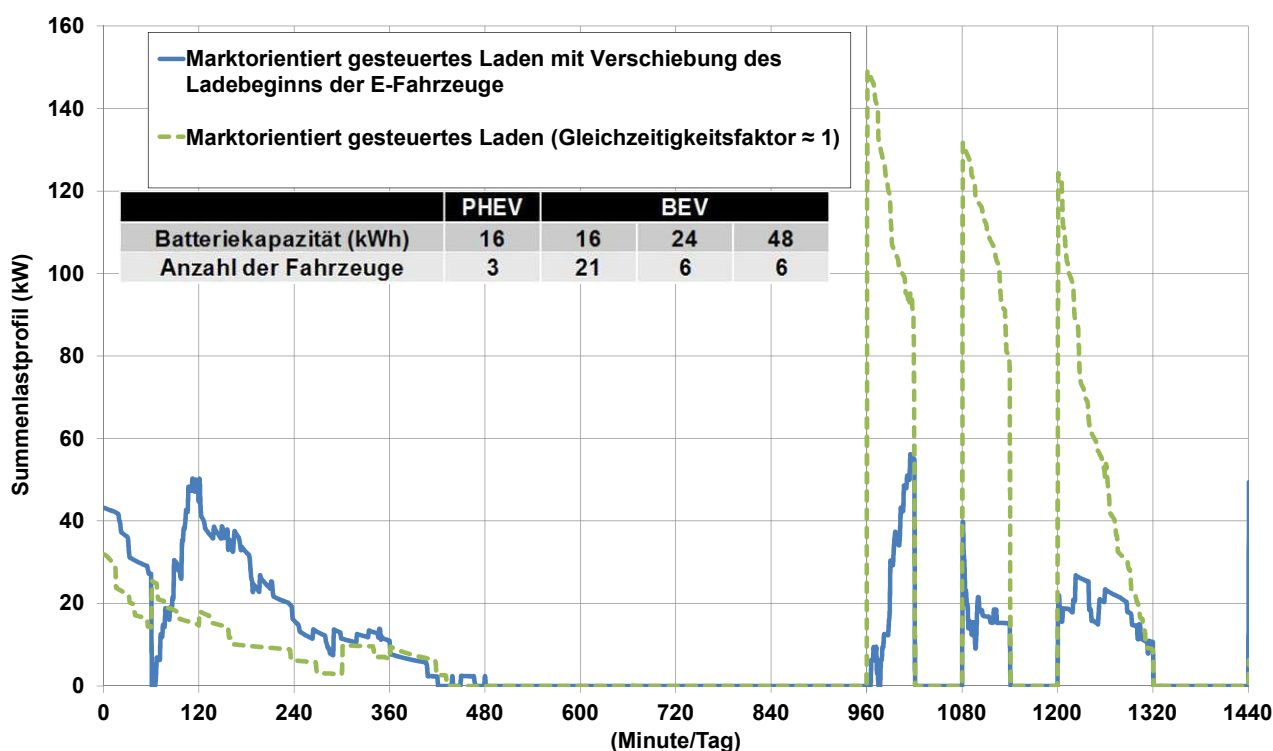


Abbildung 4: Summenlastprofil der vorhandenen E-Fahrzeuge (PHEV, BEV) für marktorientiert gesteuertes Laden (max. Ladeleistung 3,5 kW)

- **Stufe 2b (lastorientiert):** Das lastorientiert gesteuerte Laden verschiebt die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge in Schwachlastzeiten (z.B. Nachtstunden) und vermeidet hohe Gleichzeitigkeit beim Zuschalten der Fahrzeuge in einem Netzabschnitt.

Abbildung 5 stellt den Unterschied zwischen den normierten Ladeprofilen für ungesteuertes Laden und einem Beispiel für lastorientiert gesteuertes Laden (1/4-h Taktung) dar. Die Reduktion der maximalen Ladeleistung und die Verschiebung des Peaks in Richtung Mitternachtsind in der Darstellung deutlich zu erkennen. Um den Ladeprozess der Fahrzeugbatterien beeinflussen zu können sind grundsätzlich mehrere Möglichkeiten vorhanden. Zum einen ist die Anpassung der Ladeleistung im Ladegerät des Fahrzeugs bzw. der Ladestelle zielführend. Der Zugriff auf die Leistungselektronik des Ladereglers im Fahrzeug oder die Steuerung eines stationären Umrichters erscheint jedoch aufwändig. Daher ist die zweite Steuerungsmöglichkeit – die des Ladezeitpunkts und somit zeitlicher Verschiebung – einfacher. Im Besonderen kann das Schalten oder Takten den Zeitpunkt des Ladens variieren und auf ganze Fahrzeugkollektive angewendet werden, wenn man die Ladeinfrastruktur beispielsweise von einzelnen Decks eines Parkhauses oder von einzelnen Straßen zu- oder wegschaltet. Derartige Kollektive von zu ladenden Fahrzeugbatterien können in Summe je nach Schaltsituation ebenfalls eine variable Summenleistung ergeben oder eine gleichmäßige Last erzeugen.

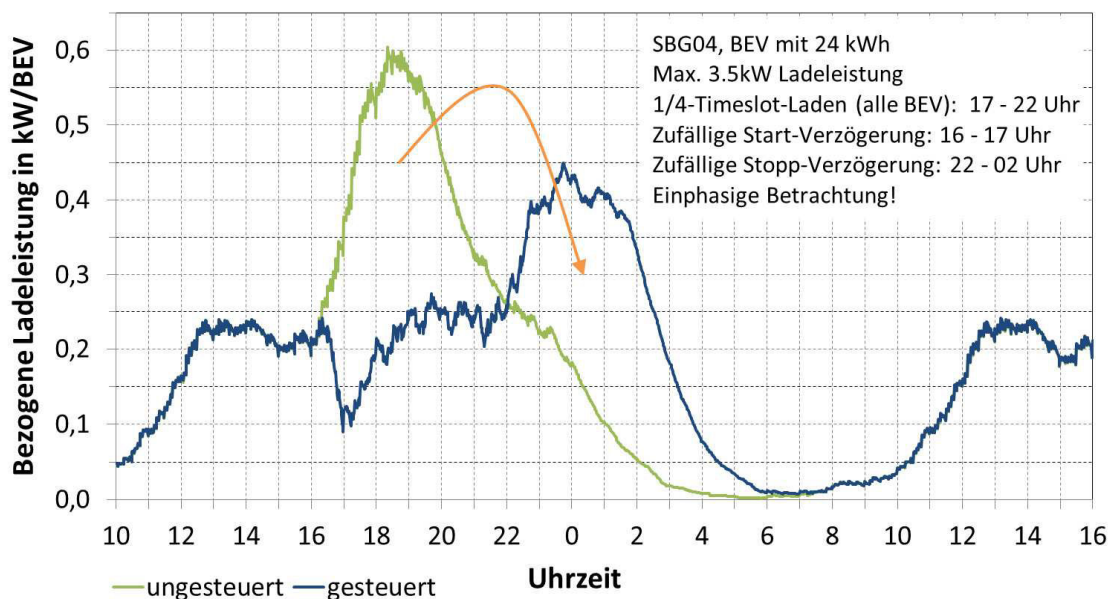


Abbildung 5: Vergleich der Ladeprofile für ungesteuertes und lastorientiert gesteuertes Laden (1/4-h Taktung)

- **Stufe 2c (erzeugungsorientiert):** Diese gesteuerte Strategie berücksichtigt die lokale Photovoltaikerzeugung am Wohnort zum Laden und in einem weiteren Fall eine Entladung (lastorientiert gesteuertes Entladen) zu den Starklastzeiten eines Haushalts. Auch eine Integration der Elektrofahrzeuge in bestehende Ökobilanzgruppen kann mit dieser Strategie realisiert werden.

Abbildung 6 stellt die Abweichung (angenommene Prognosefehler) einer fiktiven Bilanzgruppe zwischen Verbrauch und Erzeugung (50 % Wind und 50 % PV) dar (gesamte wöchentliche Abweichung der Bilanzgruppe von rund 6 MWh). Dabei beziehen sich die negativen Werte auf Zeitpunkte mit Leistungsüberschuss (Erzeugung > Verbrauch). Mit der Erfüllung der Mobilitätsbedürfnisse der E-Fahrzeuge als Hauptkriterium und deren Laden in den Zeiten mit Leistungsüberschuss verringert sich der Abweichung der Bilanzgruppe (punktierte Linie der Abbildung 6) entsprechend.

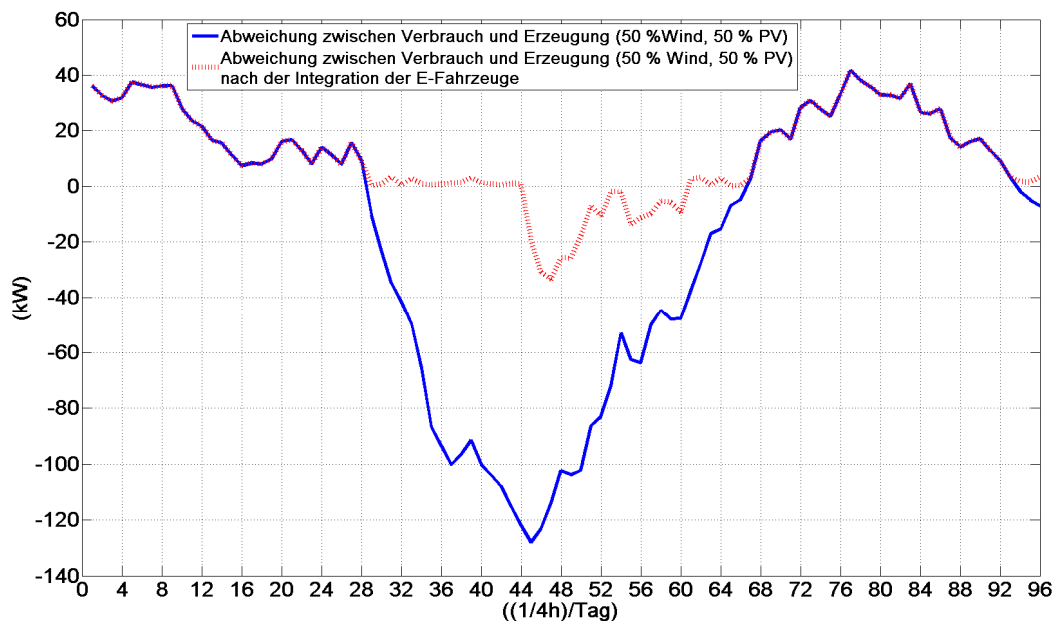


Abbildung 6: Abweichung der Bilanzgruppe vor und nach der Integration der E-Fahrzeuge (43 E-Fahrzeuge)

2.1.3 Regiertes Laden/Entladen (Stufe 3)

Geregelttes Laden bzw. Entladen

Geregelttes Laden bietet durch zeitnahe Informationen (z.B. Messwerte aus dem Netz oder Prognosewerte zu Energiepreisen) die Möglichkeit, aus unterschiedlichen Zielfunktionen für jeden Systemzustand ein Gesamtoptimum der Systemintegration der E-Mobilität zu erreichen. Die Ermittlung dieser mehrdimensionalen Strategie kann dabei einerseits manuell (z.B. durch Abstimmung der Einzelfahrpläne im Lastverteiler) oder alternativ automatisiert (z.B. durch „Smart Grids“-Algorithmen) erfolgen.

Abbildung 7 zeigt ein Schema, wie der prinzipielle Informationsfluss beim geregelten Laden/Entladen abzubilden wäre. Die für den Entscheidungsprozess erforderlichen Daten können in Anlehnung an [Bacher, 2011] anhand von vier Quellen zusammengefasst werden:

- Informationen zur Bereitstellung von Energie (Menge/Zeitpunkt), die z.B. von den Energie- bzw. Regenergiemärkten benötigt wird.
- Prognostizierter/ aktueller Auslastungsgrad der Stromnetze (MS- und NS-Ebene).
- Abschätzung des Energiebedarfs für jedes E-Fahrzeug: Dabei werden unterschiedliche Informationen wie z.B. der aktuelle Ladezustand oder die mögliche Ladeleistung benötigt.
- Eine Schnittstelle zum Nutzer: Damit ist es möglich, die Wünsche des Nutzers bezüglich des Batterieladestandes für einen bestimmten Zeitpunkt sowie die Art der Ladung (z.B. schnell oder ökonomisch) zu berücksichtigen.

Bezüglich des geregelten Ladens/ Entladens wurden im gegenständlichen Projekt V2G-Strategien keine detaillierten Auswirkungen aus technischer und wirtschaftlicher Sicht untersucht, da geregeltes Laden

erst der Definition der zuständigen Akteure sowie der geeigneten Systemarchitektur bedarf. Dennoch unterstützt geregeltes Laden die zentralen Erkenntnissedes Projekts V2G-Strategien, welche im Kapitel 5 zusammengefasst und um offene Forschungsfragen ergänzt werden.

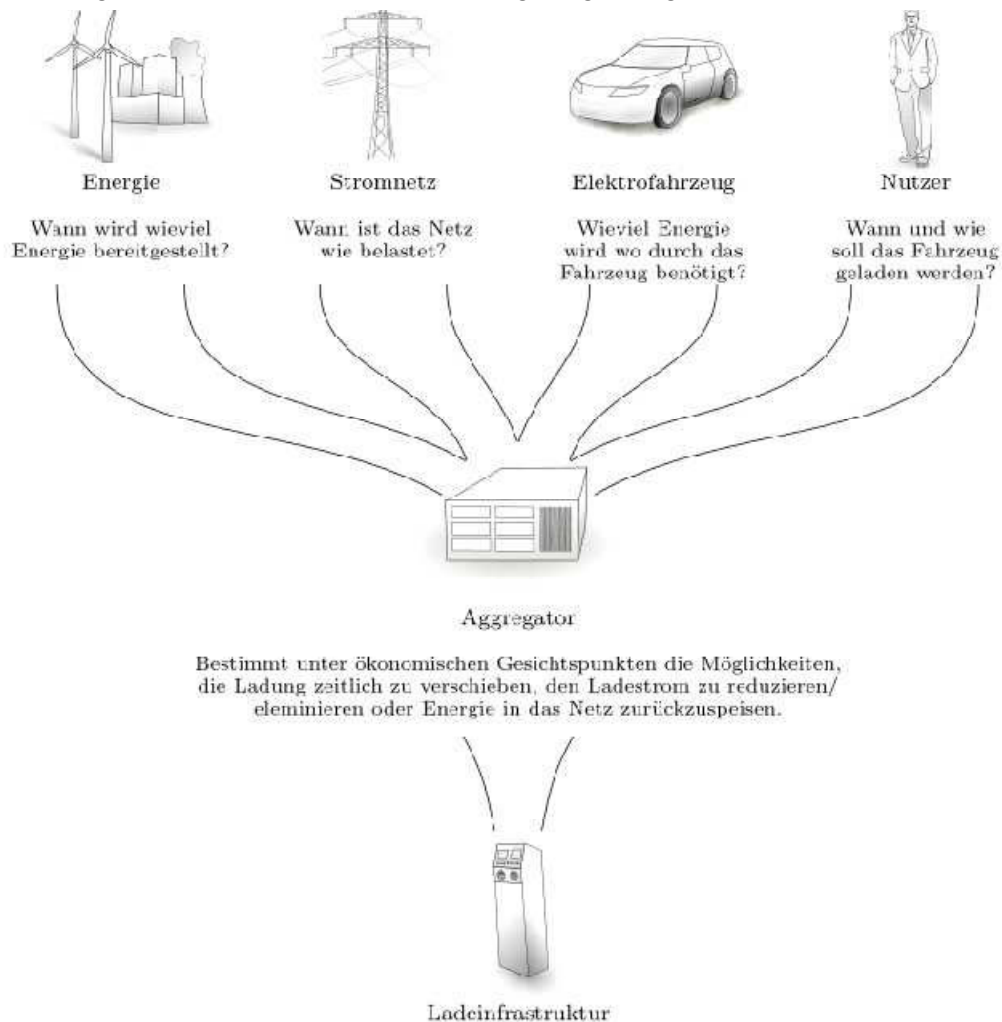


Abbildung 7: Geregeltes Laden (vgl. [Bacher, 2011])

2.2 Datengrundlage

Die technischen Analysen im Projekt V2G-Strategien beziehen sich auf Detailanalysen der beschriebenen Lade-/Entladestrategien in ausgewählten NS- und MS-Netzen (vgl. Kapitel 2.2.2) sowie allen NS-Strängen im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH. Die Bestimmung der Durchdringungswerte der E-Fahrzeuge in diesen Netzen und die Festlegung der Art der Antriebstechnologien (vgl. Kapitel 2.2.1), das Ladeverhalten der Li-Ionen Batterien, die Art der Ladevorrichtung (vgl. Kapitel 2.2.2), Verbrauchs- (hier Haushalte) und Fahrprofile (siehe 2.2.3) und die Auswahl einer geeigneten Simulationsumgebung (siehe Kapitel 2.2.4) stellen die Datengrundlage für diese technischen Bewertungen dar.

Die Inputparameter der wirtschaftlichen Analysen können durch die Batterieeigenschaften (Kapazität, Ladeverhalten, Degradationsgrad vgl. Abschnitt 2.2.5), Investitionskosten, Ladeleistung, Fahrprofile sowie die Abschätzung der Entwicklung der Energie- bzw. Regelenergiepreise (vgl. 2.2.6) subsumiert werden. Diese Parameter werden daher in den folgenden Abschnitten im Detail erörtert.

2.2.1 Durchdringungsszenario für E-Mobilität

Für die Untersuchung der Netzauswirkungen von E-Fahrzeugen wurden Bestandsdurchdringungsszenarien herangezogen. Hierfür wurde ein Szenario-Modell verwendet, anhand dessen sich die Verbreitung von Elektrofahrzeugen im Untersuchungszeitraum 2010-2050 simulieren lässt. Im dafür eingesetzten Modell (ELEKTRA siehe [Kloess, 2011a]) könne solche Szenarien für Österreich abhängig von definierten wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen erstellt werden. Im Rahmen des Projekts V2G-Strategien wurde das Modell für die speziellen Anforderungen der Ermittlung des möglichen E-Fahrzeugbestandes in einzelnen untersuchten NS- bzw. MS-Netzabschnitten für die Simulationsjahre 2030 und 2050 adaptiert.

Um diese Durchdringung bestimmen zu können, wird das Modell in vier Module unterteilt (siehe auch Kloess, 2011a] und [Kloess, 2011b]):

- Das erste Modul ist ein Fahrzeugtechnologie-Modell, in dem die erfassten Fahrzeugantriebssysteme mittels Bottom-up modelliert sind. Dadurch lassen sich die Kosten der Fahrzeuge auf die Komponentenkosten zurückführen, wodurch der Einfluss technologischen Fortschritts auf die Kosten einzelner Technologien korrekt abgebildet werden kann.
- Im zweiten Modul werden die Marktanteile der Technologien basierend auf deren spezifischen Kosten ermittelt. Dabei werden unterschiedliche Niveaus der Zahlungsbereitschaft unter den Konsumenten berücksichtigt. Um diese Heterogenität der Konsumentenpräferenzen abzubilden, wurde ein Ansatz gewählt, bei dem die kilometerbezogenen Gesamtkosten als zentrales Entscheidungskriterium für die Wahl des Antriebssystems zugrunde gelegt sind. Die technologiespezifischen Diffusionsbarrieren, die sich aus eingeschränkter Leistung oder begrenzter Verfügbarkeit der Technologie ergeben, sind über exogen definierte Beschränkungen des jährlichen Maximalzuwachses berücksichtigt.
- Das dritte Modul umfasst Top-down Modelle zu Modellierung der Nachfrage nach der Energiedienstleistung „Mobilität“ sowie deren Serviceniveaus in Abhängigkeit von Einkommen und Preisniveau. Diese Nachfrage ist im Modell durch die Anzahl der Flottengröße und die

jährlich zurückgelegte Strecke erfasst. Das Serviceniveau ist durch die durchschnittlichen Eigenschaften der Fahrzeuge (Gewicht & Fahrzeugleistung) ausgedrückt.

- Das vierte Modul ist ein Bottom-up Bestandsmodell der Österreichischen PKW Flotte. Im Flottenmodell ist der Fahrzeugbestand in drei Fahrzeugkategorien mit unterschiedlichen Nutzungsprofilen aufgeschlüsselt. Diese Fahrzeugkategorien sind: Kompaktklasse, Mittelklasse und Oberklasse. In diesen Fahrzeugklassen stehen unterschiedliche Antriebstechnologien zur Verfügung.

In den einzelnen Fahrzeugklassen stehen dabei verschiedene Antriebstechnologien zur Verfügung.

Kompaktklasse: Die Kompaktklasse umfasst kleine Fahrzeuge mit einem Leergewicht um 1000 kg. Diese Fahrzeuge dienen oft als Zweitwagen und werden vorwiegend auf kürzeren Strecken eingesetzt. Dementsprechend liegen hier meist geringere jährliche Kilometerleistungen um 10 000 km/Jahr vor. Als Alternative zu den konventionellen Antrieben wurde in dieser Fahrzeugklasse ein Elektrofahrzeug mit einer nominalen Batteriekapazität von 16 kWh angenommen. Dies ergibt eine nutzbare Kapazität von ca. 12,8 kWh (Nutzung der Batterie zwischen 10 und 90 % des maximalen Batterieladestands) womit eine durchschnittlich Reichweite von 65 km erzielt wird (siehe Tabelle 2).

Mittelklasse: In der Mittelklasse werden Fahrzeuge mit einem Leergewicht um 1500 kg zusammengefasst. Im Jahr 2010 gehören im Modell etwa 60 % der Fahrzeuge dieser Klasse an. Dementsprechend findet sich hier auch ein breites Nutzungsspektrum, weshalb im Modell drei Nutzerkategorien mit 10.000, 15.000 und 20.000 km/Jahr vertreten sind. Als elektrische Antriebssysteme wurde hier neben reinen Elektrofahrzeugen (Batteriekapazität von 16, 24 bzw. 48 kWh), auch E-Fahrzeuge mit Range-Extender bzw. Plug-In Hybrid E-Fahrzeuge (Batteriekapazität 16 kWh) berücksichtigt (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Spezifikationen der Elektrofahrzeuge

	Leergewicht	Antriebsleistung	elektr. Motorenleistung (Traktionsmotor)	Batteriekapazität (Traktionsbatterie)	minimale Entladetiefe (maximaler Ladezustand)		maximale Entladetiefe (minimaler Ladezustand)		nutzbare Batteriekapazität	Batteriemasse (Traktionsbatterie)	Kraftstoffverbrauch / 100km (TTW)		elektr. Reichweite	Gesamtreichweite
	kg	kW	kW	kWh	kWh		kWh		kWh	kg	kWh	l; kg	km	km
Kompaktklasse Elektrofahrzeug	984	-	50	16	90%	14	10%	1,6	12,8	160	19,7		65	65
Mittelklasse Plug-In Hybrid Elektrofahrzeug+	1623	40	75	16	90%	14	10%	1,6	12,8	160	22	5,5	58	700
Range Extender	1565	40	75	24	90%	22	10%	2,4	19,2	240	22	5,5	86	500
Elektrofahrzeug	1678		75	48	90%	43	10%	4,8	38,4	480	22		173	

Zusammenfassend stellt Tabelle 3 die alternativen Antriebstechnologien, die für die technischen und wirtschaftlichen Analysen berücksichtigt werden, dar.

Tabelle 3: Integrierte Antriebstechnologien in den NS- und MS-Netzen

	Alternativen Antriebstechnologien			
	BEV			PHEV
Batteriekapazität (kWh)	16	24	48	16

Durch Variation exogener Eingangsparameter lassen sich mit dem beschriebenen Modell Durchdringungsszenarien für alternative Antriebstechnologien erstellen. Zu diesen Eingangsgrößen zählt die Entwicklung des Rohölpreises, des Einkommens (BIP/Kopf), sowie der Steuern auf Kraftstoffe und Fahrzeuge. Die Wirkung von Änderungen dieser Größen kann im Modell durch Szenarien für den Zeitraum 2010-2050 untersucht werden. Als Ergebnis liefert das Modell die Entwicklung der Fahrzeugflotte, nach Anzahl und Eigenschaften (Fahrzeugmasse & Motorenleistung) der PKW, sowie deren Nutzungsintensität und Antriebstechnologien.

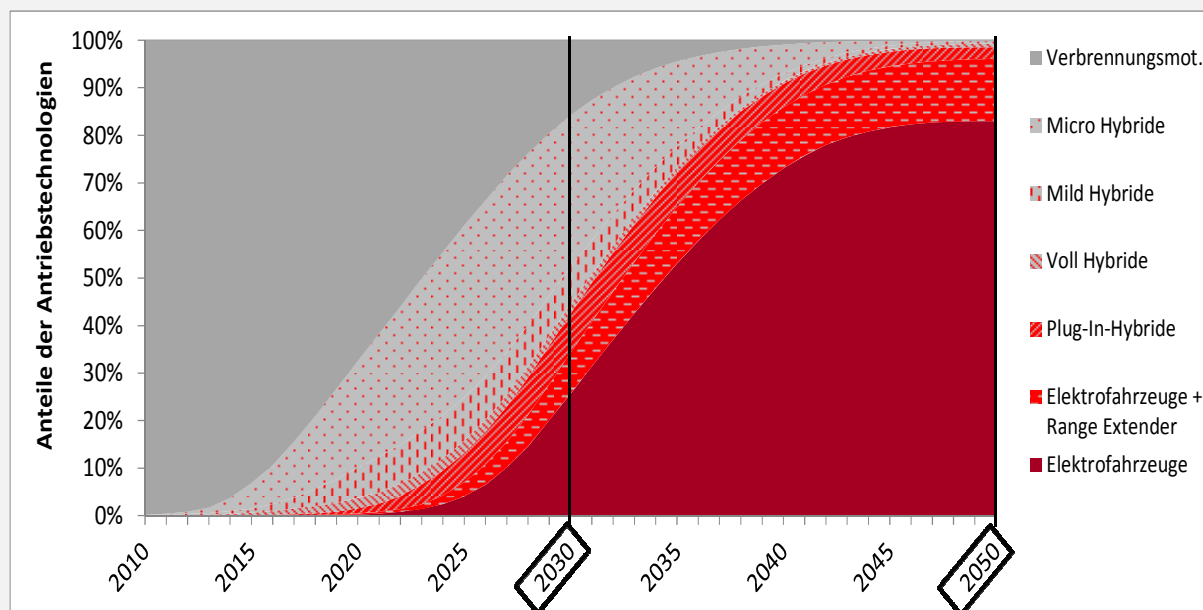
Welche Faktoren können die E-Mobilitätsdurchdringung beeinflussen?

Im Projekt V2G-Strategien wird die Auswirkung einer maximalen Verbreitung von E-Fahrzeugen in den ausgewählten Netzabschnitten untersucht. Daher wurde ein Szenario gewählt, bei dem es in Folge eines starken Anstiegs des Ölpreises, erhöhter Steuern auf fossile Kraftstoffe und steuerlichen Anreizen für den Kauf effizienter Fahrzeuge zu einer starken Verbreitung von Plug-In Hybrid und E-Fahrzeugen kommt. Technologisches Lernen wird entsprechend berücksichtigt.

Die wesentlichen Annahmen für das gewählte Szenario „Policy + High Price“, dargestellt in Abbildung 8, werden wie folgt kurz zusammengefasst:

- **Rohölpreis & Mineralölsteuer:** Im Szenario wird von einem kontinuierlichen Anstieg des Rohölpreises ausgegangen. Im Jahr 2030 stellt sich dadurch ein realer Ölpreis von 170 \$/bbl ein (Bezugsjahr 2010), welcher bis 2050 weiter auf 240 \$/bbl ansteigt. Weiters wird angenommen, dass die Mineralölsteuer bis 2020 stufenweise vom aktuellen Niveau (2010) (Benzin: 0,447 €/l & Diesel: 0,347 €/l) auf 0,9 €/l Benzin & Diesel angehoben wird, um den Umstieg auf effiziente Fahrzeuge zu beschleunigen.
- **Zulassungssteuer:** Zusätzlich wurde angenommen, dass die Zulassungssteuer (NOVA) in dem Sinne angepasst wird, dass es zu einer deutlich höheren Besteuerung von Fahrzeugen mit hohen CO₂-Emissionen kommt, wodurch zusätzliche Anreize für den Erwerb effizienter Fahrzeuge geschaffen werden.
- **Technologisches Lernen:** Neben der Änderung der wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen, wurde den Szenarien auch eine Kostenreduktion wichtiger elektrischer Antriebskomponenten zugrunde gelegt. Mit zunehmender globaler Marktdiffusion teil- und voll-elektrischer Antriebsysteme, wird es aufgrund der wachsenden Produktionszahlen als Folge von Lerneffekten zu einer signifikanten Kostenreduktion der Schlüsselkomponenten kommen. Als wichtigste Komponenten sind hier die Akkumulatoren zu nennen, welche heute noch wesentliche Kostentreiber elektrifizierter Antriebe sind. Hier wurde angenommen, dass sich die spezifischen Kosten der Batterien von 700 €/kWh (2010) auf 250 €/kWh im Jahr 2020 und auf 150 €/kWh bis 2030 reduzieren, was zu einer deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit führt.

Abbildung 8: Anteile der Antriebstechnologien im Fahrzeugbestand in AT 2010-2050



Für die Darstellung von weiteren Durchdringungsszenarien des gegenständigen Flottenmodells sowie der detaillierten Modellbeschreibung sei an dieser Stelle auf [Kloess, 2011a] verwiesen.

Für die Netzanalysen werden die resultierende Anzahl an E-Fahrzeugen in den Jahren 2030 (ca. 40 % E-Mobilität) und 2050 (rund 100 % E-Mobilität inkl. Hybride und Range Extender) herangezogen und in die NS- und MS-Netze integriert. Für die Anforderungen im Projekt war es dazu notwendig die mögliche Anzahl der E-Fahrzeuge an den einzelnen Netzanschlüssen der betrachteten Netzabschnitte zu bestimmen. Dies erfordert einen deutlich höheren Detaillierungsgrad als dies bei der Konzeption des Modells vorgesehen war. Hier ergab sich das Problem, dass die Verteilung von PKWs innerhalb der untersuchten Gebiete (z.B. Salzburg Stadt) nicht explizit in der Österreichischen Kraftfahrzeugstatistik erfasst sind.

Somit wurde die Anzahl von PKWs pro Netzanschluss anhand der Einwohnerzahl abgeschätzt. Hier wurde ausgehend von den ermittelten Verbrauchswerten (Leistungsfaktoren) je Anschlusspunkt und einem mittleren Stromverbrauch von $1500 \frac{\text{kWh}}{\text{Person.a}}$ [Haas, 2010] die Anzahl der Bewohner je Anschlusspunkt ermittelt.

2.2.2 Ausgewählte Netze und Vorgaben zur Ladeinfrastruktur

Die erwähnten Netzsimulationen wurden für acht NS- und zwei MS-Netzen durchgeführt. Tabelle 4 stellt die ausgewählten NS-Netze – unterteilt in ländliche und städtische Strukturen – dar, wobei auch die technischen Eigenschaften angeführt werden. Die typisch ländlichen Netze bestehen im Allgemeinen aus einem oder mehreren Kernen, in denen die meisten Verbraucher konzentriert sind. Die weiteren Verbraucher werden meist mit langgezogenen Leitungen (Ausläufern) versorgt. Abbildung 9 zeigt ein ausgewähltes ländliches Netz 0216 im Lungau, das eine deutlich andere Struktur als ein städtisches

NS-Netz (vgl. Abbildung 10) aufweist. Als ein weiteres Kriterium für die Auswahl der NS-Netze ist deren Auslastungsgrad ausschlaggebend. Daher wurden auch Netze ausgewählt, die bereits jetzt an ihrem technischen Limit betrieben werden (z.B. das Netz S0752, siehe Abbildung 10).

Die Analyse der Netzauswirkung der E-Mobilität auf NS-Netze betrachtet vor allem die Spannungsniveaus der vorhandenen Netzknoten sowie die Auslastung der Leitungsabschnitte bzw. Transformatoren. Jeder Netzabschnitt wird auf der Mittelspannungsseite des Ortsnetztransformators über eine konstante Spannungsquelle („Slack“) versorgt wodurch der Einfluss der Spannungsschwankungen im übergeordneten Mittelspannungsnetz nicht betrachtet wird. Tabelle 5 stellt die Anzahl der E-Fahrzeuge dar, die in Abhängigkeit der Anzahl der Einwohner je Netzabschnitt und Anschlusspunkt nach dem Durchdringungsszenario im Kapitel 2.2.1 in den NS-Netzen integriert werden. Die Netzpläne der restlichen selektierten NS-Netze können dem Anhang zu diesem Bericht entnommen werden.

Tabelle 4: Informationen zu den ausgewählten Niederspannungsnetzabschnitten

	Netz	Anzahl der Lasten	Anzahl der Haushalte	Anzahl der sonstigen Lasten	Gesamte Kabellänge (m)	Längster Strang (m)
Städtische Netze	S0752	29	198	3	2015	512
	S0978	15	62	1	1162	293
	S0998	19	84	1	2026	596
Ländliche Netze	0222	46	103	3	4446	540
	0232	64	82	2	5355	547
	0249	25	71	1	3003	402
	0216	81	72	6	5100	<u>950</u>
	0220	94	98	5	9481	<u>1000</u>

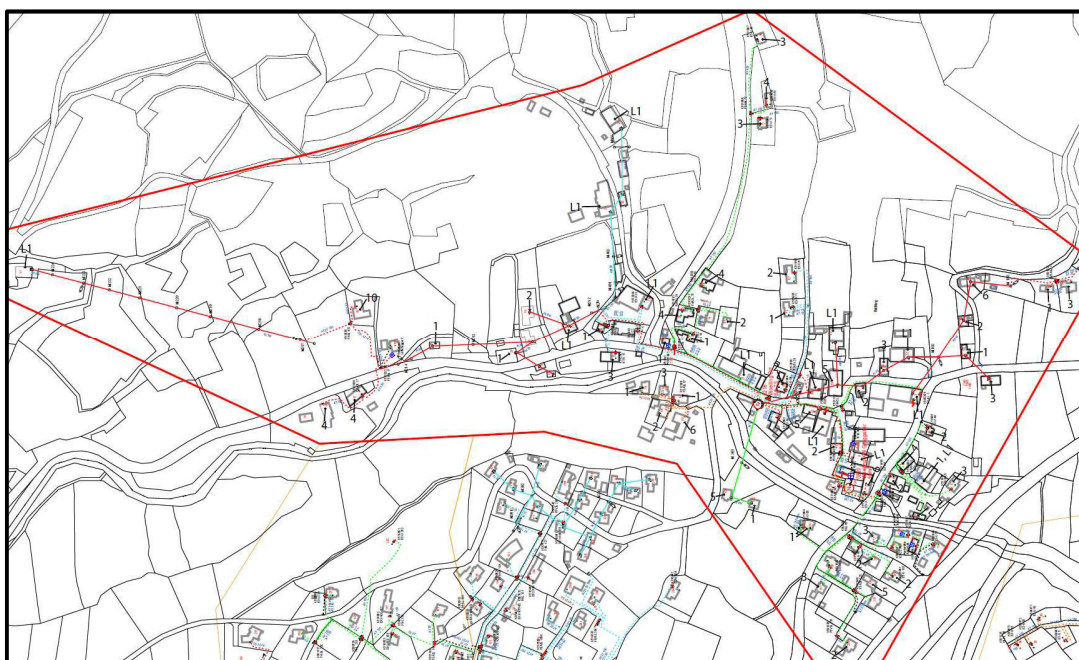


Abbildung 9: Netzplan des Verteilnetzabschnittes 0216 im ländlichen Gebiet Lungau

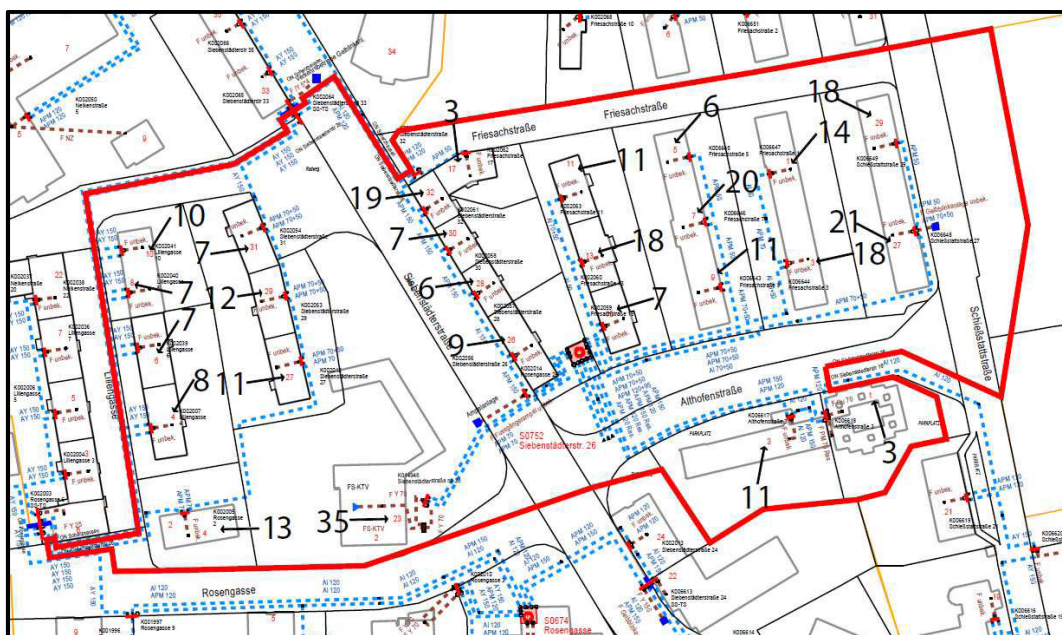


Abbildung 10: Netzplan des NS-Netzes S0752 in der Stadt Salzburg mit der zugehörigen Anzahl an Personen je Mehrfamilienhaus

Tabelle 5: Anzahl der integrierten E-Fahrzeuge in die NS-Netze

		Anzahl der Einwohner	Anzahl der E-Fahrzeuge & Plug-In Hybride	
			2030	2050
Städtische Netze	S0752	312	65	146
	S0978	79	16	37
	S0998	181	35	85
Ländliche Netze	222	169	36	88
	232	179	38	92
	249	114	24	60
	216	225	53	129
	220	287	69	167

Für Mittelspannungsnetze wurden Abschnitte im Lungau (ca. 250 Trafostationen) und dem Großem Walsertal³ (rund 45 Trafostationen) betrachtet. Je Trafostation wurde anhand der vorhandenen Verbrauchsdaten für Haushalte sowie der Anzahl der Hausanschlüsse die entsprechende Einwohnerzahl ermittelt. Mit dieser Information und dem errechneten Durchdringungsszenario sind die Anzahl der E-Fahrzeuge je Trafostation berechnet worden. Abbildung 11 und Abbildung 12 stellen die Netzstrukturen der MS-Netze im Lungau und Großen Walsertal dar. Die blauen Kreise in Abbildung 11 (MS-Netz Lungau) zeigen die Trafostationen an denen E-Fahrzeuge im untergeordneten Netz eingebunden werden. Bei einer 100 % Durchdringung bedeutet dies, dass etwa 8850 E-Fahrzeuge versorgt werden. Die markierten Punkte in Abbildung 12 zeigen Trafostationen im Großen Walsertal bei

³ Beide Netze sind Gegenstand der Analysen im Projekt DG-DemoNetz (vgl. [DG-DemoNetz, 2010]) gewesen. Die vorhandenen Netzdaten wurden um die Anzahl der Hausanschlüsse je Trafostationen und deren spezifischen Verbräuche erweitert.

einem Durchdringungsgrad der E-Mobilität von ca. 40 %. Die gesamten integrierten E-Fahrzeuge liegen in dem Fall bei ca. 720 Einheiten.

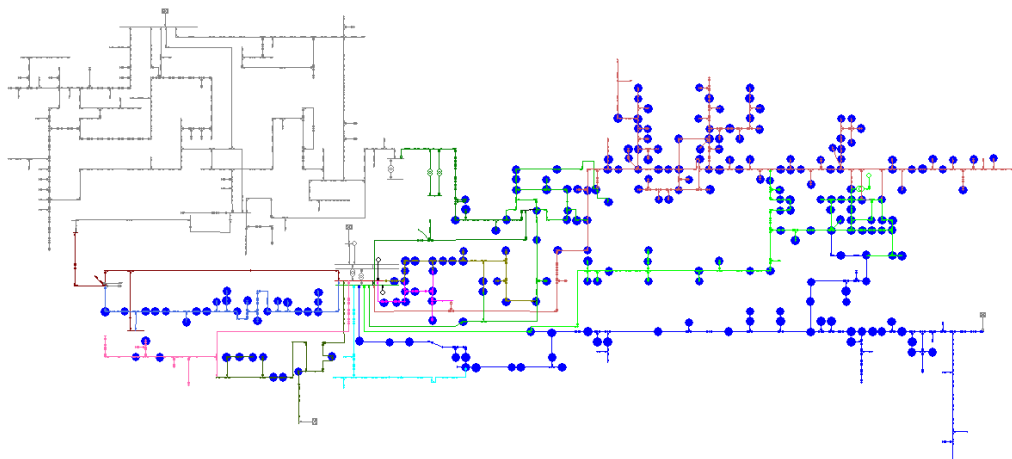


Abbildung 11: Stationen mit E-Fahrzeugen im Lungauer Netz

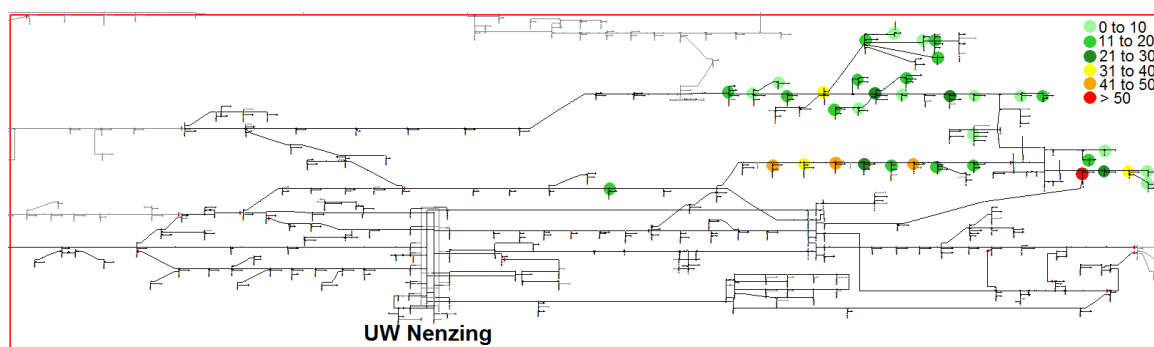


Abbildung 12: Stationen mit E-Fahrzeugen im Netz vom Großen Walsertal

Nach der Integration der E-Fahrzeuge in die beschriebenen NS- und MS-Netze wird die Art der Ladevorrichtung, die die Ladeleistung und Anzahl der verwendeten Phasen (speziell für NS-Netze) definiert, abgebildet. Die Erkenntnisse aus den Modellregionen der Elektromobilität⁴ zeigen, dass die Ladestationen vorrangig „zu Hause“ bzw. „am Arbeitsplatz“ installiert werden. Diese sind meist mit geringen Anschlussleistungen ausgestattet. Basierend auf diesen Erkenntnissen sowie den im Projekt V2G-Strategies genutzten Verkehrsdaten (siehe Kapitel 2.2.3 und [Herry, 2005]), wurden folgende Vorgaben zur Ladeinfrastruktur definiert:

Tabelle 6: Die im Projekt V2G-Strategies definierten „Vorgaben zur Ladeinfrastruktur“

Konfiguration	Strom L1 (A)	Strom L2 (A)	Strom L3 (A)	Phasenspannung (V)	Anschlussleistung (kVA)
16 A einphasig	16	0	0	230	3,7
16 A dreiphasig	16	16	16	230	11

⁴ Modellregionen VLOTTE und ElectroDrive Salzburg

Welche Ladevorrichtungen werden berücksichtigt?

Im Projekt wurde ein 1-phasiger und ein 3-phasiger Anschluss gewählt. Dabei wird in den Analysen in den NS-Netzen beim 1-phasigen Anschluss zwischen zwei Fällen unterschieden:

- Alle E-Fahrzeuge laden an derselben Phase (schlechtester Fall)
- und alle E-Fahrzeuge laden gleichverteilt an allen drei Phasen (bester Fall).

Daraus können entsprechende Bandbreiten der Netzauswirkungen abgeleitet werden. Weiters wird für die max. Ladeleistungen aus Sicherheitsgründen (Auslastung der Betriebsmittel) rund 95 % der maximal möglichen Anschlussleistung zugelassen (z.B. 230 V und 16 A entspricht max. 3,68 kW – gewählt wurden 3,5 kW).

2.2.3 Verbrauchs- und Fahrprofile

Ein wichtiger Aspekt bei den Netzanalysen in der Niederspannungsebene liegt in der Lastmodellierung bzw. den verwendeten Haushaltsverbrauchsprofilen. Zur Verfügung standen synthetische Lastprofile (15-min-Auflösung), die erst im Fall von guter Häufung einzelner Anlagen an einem Netzknoten zu treffender Übereinstimmung der momentanen Last- und Spannung führen (siehe [Abart, 2011]). Außerdem ergeben sich in deneinzeln Kundenanlagen laufend Laständerungen um mehrere Kilowatt an einem Außenleiter bzw. insgesamt sehr stark ausgeprägte unsymmetrische Belastungssituationen. Aus diesem Grund wurden keine synthetischen Lastprofile verwendet, sondern gemessene (jeweils auf den 3 Phasen) Lastprofile aus dem Projekt ADRES ([ADRES, 2011]). Diese Lastprofile mit Sekundenauflösung bestehen aus Messungen für eine Winter- bzw. Sommerwoche in ausgewählten Regionen in Oberösterreich. Die Profile wurden schließlich an die Verhältnisse im Bundesland Salzburg durch jährliche Energieverbrauchswerte der Endkunden angepasst. Weiters wird für die Analysen (technisch und wirtschaftlich) eine möglichst realistische Abbildung der E-Fahrzeug-Ladepprofile benötigt.

Welche Fahrprofile werden verwendet?

Für die Bestimmung der fahrzeugexakten Ladepprofile werden die statistischen Daten der Mobilitätserhebung aus Salzburg (vgl. [Herry, 2005]) verwendet. Diese beruht auf einer schriftlich-postalischen Haushaltsbefragung an drei Stichtagen. Von dieser Erhebung wurde der Datensatz des Motorisierten Individualverkehrs (MIV) herangezogen und insgesamt 2.606 anonymisierte Weg-Zeit-Profile der befragten Personen extrahiert. Ein Beispiel ist in Abbildung 13 dargestellt. Entsprechend werden daraus die einzelnen Fahrprofile erstellt.

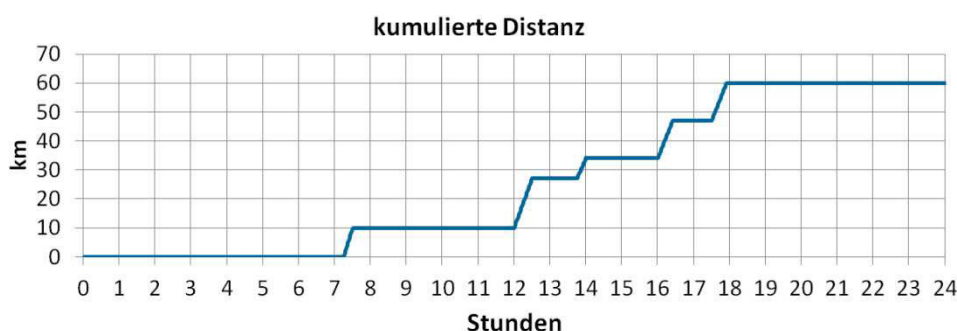


Abbildung 13: Kumuliertes Weg-Zeit-Diagramm eines Fahrzeuges

Eine Adaption dieser Daten in Bezug auf die betrachteten Antriebstechnologien (BEV und PHEV) im Flottenmodell (siehe Kapitel 2.2.1) sowie deren unterschiedlichen Batteriegrößen (16, 24 bzw. 48 kWh) ermöglicht schließlich die Ableitung der benötigten Verbrauchs- bzw. Ladeprofile.

Da die technischen Bewertungen auf wöchentlichen Simulationen basieren, wurde je E-Fahrzeug ein entsprechendes Wochenfahrprofil genutzt. Abbildung 14 stellt das Summenprofil der Fahrleistungen einer Flotte von 200 E-Fahrzeugen für einen Wochentag dar. Es ist ersichtlich, dass die Konzentration der Fahrten in den Morgen- und frühen Abendstunden auftritt, wobei ein signifikanter Rückgang der Fahrten außerhalb dieser Zeiten zu erkennen ist. Zudem unterscheiden sich die Fahrzeugkategorien aufgrund der verschiedenen Antriebstechnologien und Batteriekapazitäten v.a. in der Dauer der Fahrten (vgl. Abbildung 15).

Für die Bestimmung des Lade- bzw. Entladeprofiles eines einzelnen E-Fahrzeugs werden zwei Inputparameter benötigt. Einerseits muss der Verbrauch des Fahrzeugs mittels eines Verbrauchsprofils gegeben sein und andererseits die Lade/ bzw. Entladezeitpunkte bekannt sein. Die erwähnten Zeitpunkte werden als Ergebnis der vorgegeben Lade- bzw. Entladestrategien (siehe Kapitel 2.1) gesehen. Entsprechend wird auf die Beschreibung der Methodik zur Ermittlung des Ladeprofiles des ungesteuerten Ladens in Kapitel 2.3.1 verwiesen.

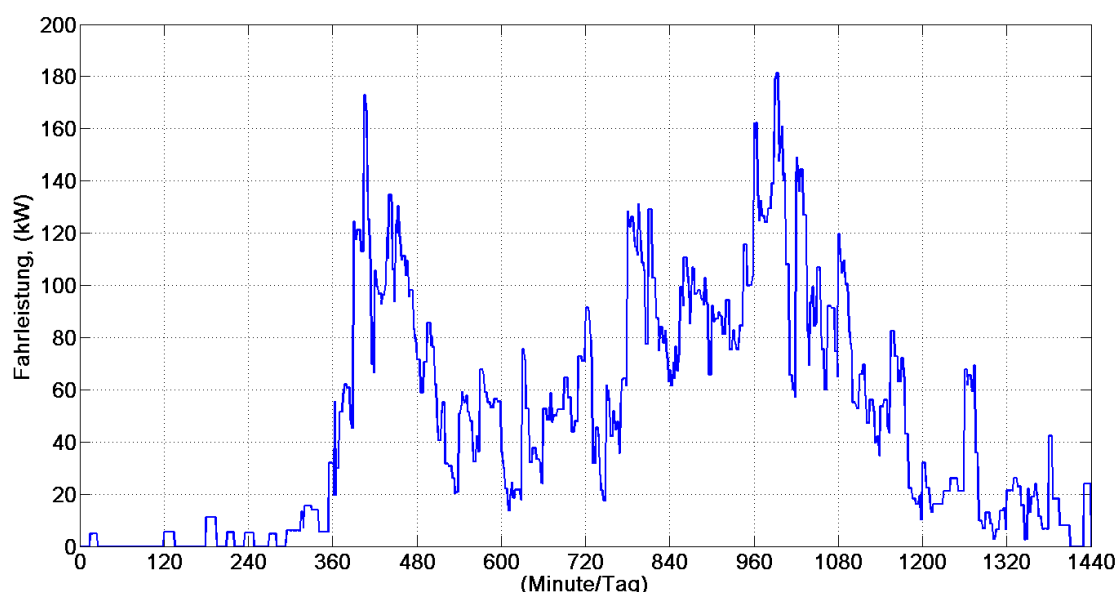


Abbildung 14: Fahrleistung der gesamten Flotte für einen Wochentag

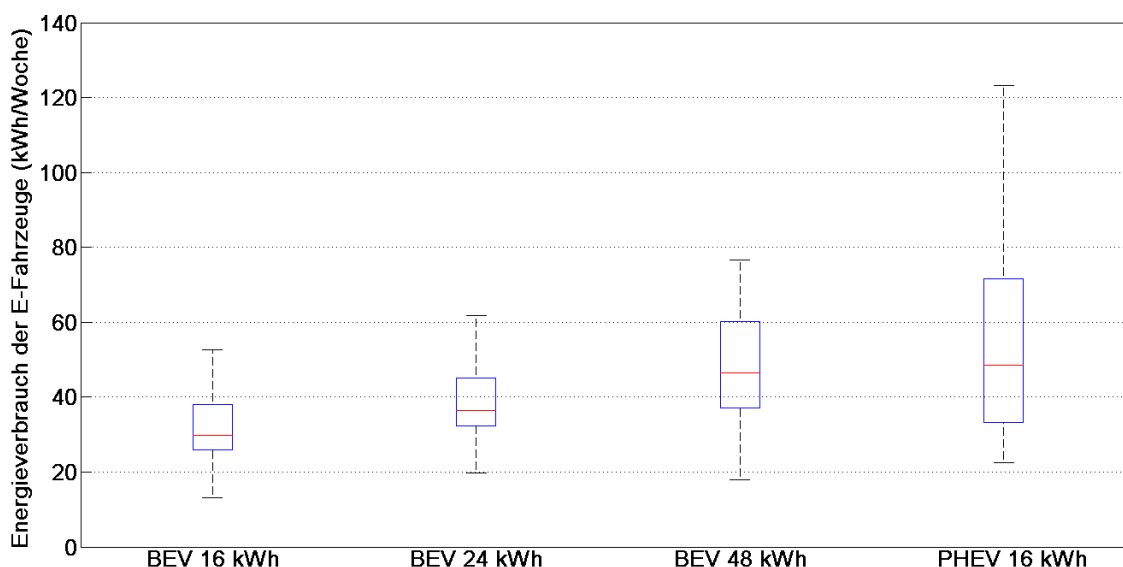


Abbildung 15: Wöchentlicher Energieverbrauch der E-Fahrzeuge Fahrzeugkategorie

2.2.4 Simulationsumgebung für die Netzanalysen

Womit werden die Simulationen durchgeführt?

Die Analyse der technischen Auswirkung einer hohen Durchdringung der E-Mobilität auf Stromnetze wird mit entsprechenden Lastflusssimulationen durchgeführt. Für diesen Zweck wird die Software PowerFactory® eingesetzt. Für die Bewertung möglicher Auswirkungen der E-Mobilität in allen Netzen der Salzburg AG kommt das GIS (Geographic Information System) der Salzburg Netz GmbH zum Einsatz.

Die Ergebnisse der Simulationen (pro Zeitschritt der Simulationen) werden entsprechend exportiert und ausgewertet (siehe Abbildung 16).

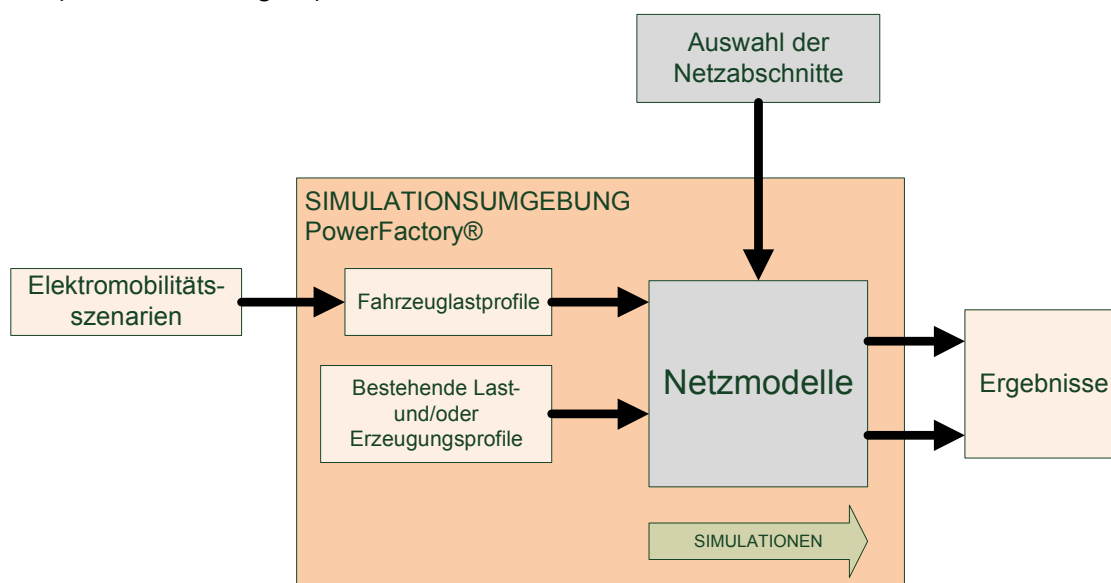


Abbildung 16: Benötigte Datengrundlage für die technischen Analysen (Lastflusssimulationen)

Die Lastflussanalyse wird auf Basis der Berücksichtigung der Netzmodelle der ausgewählten Netzabschnitte (siehe Kapitel 2.2.2) und durch Importieren von Lade-/ Entladeprofilen der E-Fahrzeuge sowie Verbrauchs- bzw. Erzeugungsprofile je Netzabschnitt in der Simulationsumgebung durchgeführt. Dabei werden die E-Fahrzeuge in den untersuchten NS-Netzen nach der Ermittlung der Anzahl der Bewohner je Anschlusspunkt (siehe z.B. Abbildung 10) einzeln verteilt. In den untersuchten MS-Netzen hingegen werden die zu integrierenden E-Fahrzeuge als eine Fahrzeugflotte gesehen und somit über ein Summenladeprofil zum Gesamtlastprofil der Trafostation (ohne E-Mobilität) addiert.

Abschließend werden die Detailanalysen der ausgewählten NS- und MS-Netze mit der Analyse der Auswirkung der E-Fahrzeuge auf die gesamten vorhandenen Niederspannungsnetzstränge im Wirkungsgebiet von Salzburg Netz GmbH erweitert. Die Daten dazu werden dem GIS (GeographicInformation System) der Salzburg Netz GmbH entnommen und umfassen vor allem die Leitungsimpedanzen, Leitungslängen, sowie Trafoimpedanzen aller NS-Netze. Ergänzt werden diese Daten mit denLeistungsdaten⁵ der Verbraucheranlagen aus dem Verrechnungssystem. Mit diesen Informationenist es dem GIS möglich, eine Lastflussberechnung (symmetrische Belastung) über alle Stränge des Niederspannungsnetzes durchzuführen.

2.2.5 Batterieeigenschaften

Welche Fahrzeugbatterien werden betrachtet?

Die analysierte Batterietechnologie in den E-Fahrzeugen ist durchLi-Ion (Lithium-Ionen) Technik charakterisiert. Die Batterieeigenschaften, nämlich das Ladeverhalten und die Degradation aufgrund des zusätzlichen Entladens der Batterien, werden in der Erstellung der Lade-/Entladeprofile und der wirtschaftlichen Bewertung der Entladekonzepte berücksichtigt. Da die exakte Bestimmung der Entwicklung der Investitionskosten für Li-Ion Batterien mit Unsicherheiten behaftet ist, wird die wirtschaftliche Bewertung der Entladekonzepte durch eine Variation der Investitionskosten der Li-Ion Batterien vorgenommen. Erlösbandbreiten können daraus abgeleitet werden.

In Anlehnung an [Schuster, 2008] besteht derLadevorgang der Li-Ion Batterien aus zwei Phasen. Das Laden der Batterie erfolgt mit konstantem Strom bzw. konstanter Spannung während der ersten bzw. zweiten Phase. In der ersten Phase (Stromphase) ist eine konstante Ladeleistung vorgesehen, da die Änderungen der Zellspannung sehr gering sind. Der Übergang zwischen den zwei Phasen wird mit dem sogenannten Ladeumschaltpunkt s in % des SOC (stateofcharge, Ladestand) bestimmt. Danach erfolgt die Spannungsphase, die mit einem exponentiellen Ladeverhalten nach Gl. 1beschrieben wird.

$$P = P_{konst} + e^{\frac{s-SOC}{kl}}$$

Gl. 1

⁵Die Leistung der Verbraucheranlagen wird anhand des Jahresverbrauches und der Nutzungsstunden je Branche berechnet

P_{konst} : Konstante Ladeleistung der Stromphase

s : Ladeumschaltpunkt

SOC: Ladezustand (English: State of charge)

kl : Ladeabschaltstrom

Die Ladeleistung der Stromphase liegt bei 3,5 kW_{el} bzw. 10,5 kW_{el} (je nach Szenario), wobei die Grenze zwischen den zwei Phasen mit 80 % des SOC modelliert wurde. Der Ladeabschaltstrom hängt von P_{konst} , s und der Ladeabschaltleistung ab, wobei die Ladeabschaltleistung im direkten Verhältnis zur Nennkapazität der Batterie steht. In Abbildung 17 ist die graphische Darstellung der IUa-Kennlinie wiedergegeben.

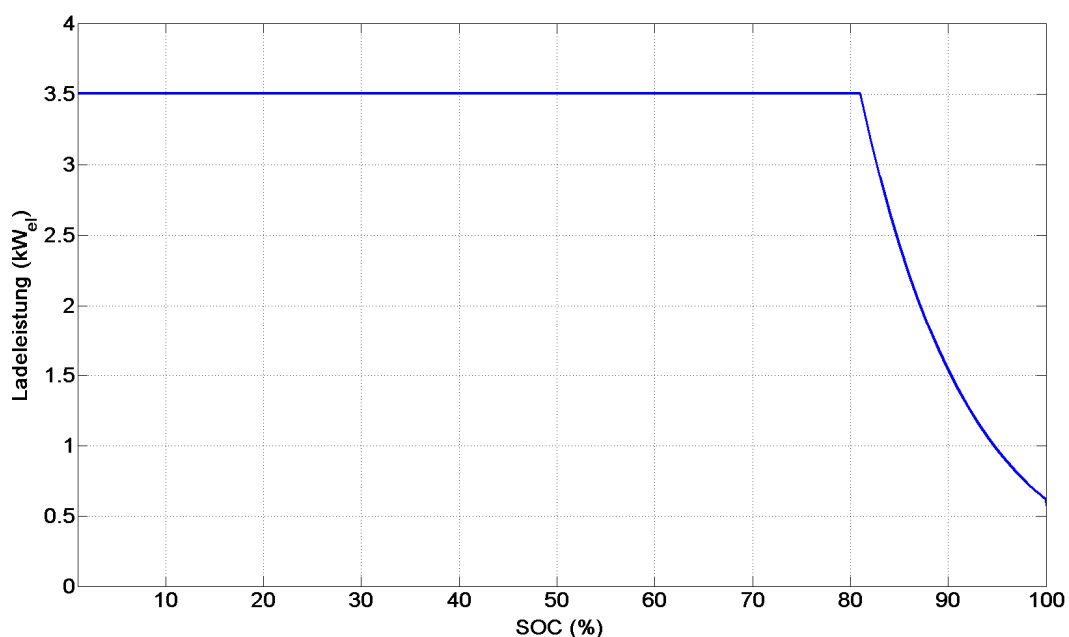


Abbildung 17: Kennlinie Ladekennlinie (IUa- Kennlinie) der Li-Ion Batterien

Die Beeinflussung der Lebensdauer der Li-Ion-Batterien aufgrund von zusätzlicher Rückspeisung der Energie ins Stromnetz wird in der wirtschaftlichen Berechnung der V2G-Konzepte berücksichtigt. [Peterson, 2009] untersuchte den Einfluss von kombinierten Fahrten und V2G-Anwendungen auf die Kapazitätsverluste von LiFePO₄-Batterien. Die Entladeleistungen zum Fahren wurden als dynamische Entladungen (Variation der Entladeleistung) und für V2G-Anwendungen als konstante Entladungen definiert. Die Ergebnisse zeigen in erster Linie eine geringere Beeinflussung der Kapazitätsverluste durch Tiefentladungen im Vergleich zu einer älteren Generation der Li-Batterien. Die Resultate zeigen jedoch, dass die prozentuellen Kapazitätsverluste per normierter Wattstunde bei $-6.0 \times 10^{-3} \%$ bzw. $-2.7 \times 10^{-3} \%$ für das Fahren bzw. die V2G-Anwendungen liegen. In Anlehnung an die erwähnten Ergebnisse kann z.B. berechnet werden, dass 1 % Kapazitätsverlust einer Batterie mit 16 kWh Kapazität gleichzusetzen sind mit rund 6.000 kWh an Entladung infolge von V2G-Anwendungen oder 2.700 kWh durch Fahrten. Dieser Werte werden in den Berechnungen entsprechend berücksichtigt. Um in dieser Arbeit den Einfluss von Tiefentladungen und voller Auslastung der Batterien auf die Kapazitätsverluste ausschließen zu können, werden die Batterien von BEV während der mobilen Lebensdauer zwischen 10 % und 90 % bzw. für PHEV zwischen 20 % und 80 % der Nettokapazität betrieben.

Die Investitionskosten der Li-Ion Batterien beeinflussen einerseits maßgeblich die Durchdringung der E-Fahrzeuge im Verkehrssektor (siehe Kapitel 2.2.1) und andererseits mit der erwähnten Degradation, die wirtschaftliche Bewertung der Entladekonzepte. Die Preise für die verwendeten Batterien (Li-Ion) können nach [EMST, 2011] mittels Massenproduktion (Skaleneffekte), Produktinnovation seitens der Hersteller und vermehrten Forschungsausgaben gesenkt werden. [EMST, 2011] erwartet unter Annahme einer Lernrate von 15 % aus Skaleneffekten und einem zukünftig erzielbaren Mindestpreis für Li-Ion Batterien von 180 €/kWh⁶ eine Kostendegression auf etwa 370 €/kWh bis 2020. Da die exakte Bestimmung der Entwicklung der Investitionskosten für Li-Ion Batterien jedoch mit Unsicherheiten behaftet ist, wird die wirtschaftliche Bewertung der Entladekonzepte durch eine Variation der Investitionskosten der Li-Ion Batterien vorgenommen.

2.2.6 Energie- und Regelenergiemärkte

Die wirtschaftlichen Analysen der Lade-/ Entladestrategien beziehen sich auf zukünftige Strompreise (2020), welche mit Sensitivitätsanalysen bezüglich der Batterieinvestitionskosten kombiniert werden. Der Vergleich zwischen den Ladekosten der ungesteuerten und gesteuerten Ladestrategien wird mit prognostizierten wöchentlichen Strompreisverläufen durchgeführt. In erster Linie werden dazu die Strompreisverläufe von 2002 bis 2009 [EXAA, 2011], die Charakteristika der Verläufe während der Jahreszeiten (Sommer, Winter und Übergangszeit) sowie Wochentagen (Werktag, Samstag und Sonntag) analysiert. Die Festlegung der Jahreszeiten orientiert sich dabei an den Angaben von [Fünfgeld, 2000]. Daraus wurden typische tägliche Strompreisverläufe nach Jahreszeit und Tag aus dem Jahr 2009 ausgewählt. Diese Verläufe sind anschließend nach [Haas, 2009] auf einen mittleren prognostizierten Strompreis für das Jahr 2020 in der Höhe von 80,82 €/MWh angepasst und skaliert worden. Die resultierenden Preiskurven für 2020 befinden sich im Anhang (siehe z.B. Abbildung 44).

Wie im Kapitel 2.1.2 erwähnt, wird die Teilnahme der E-Fahrzeuge an den Regelenergiemärkten als eine weitere Variante der marktorientiert gesteuerten Lade-/Entladestrategie argumentiert. Dazu wird im Projekt V2G-Strategies das wirtschaftliche Potential der Teilnahme der E-Fahrzeuge an den Regelenergiemärkten in der APG-Regelzone (Austrian Power Grid) berechnet. Berücksichtigt werden dabei das Regelenergieaufkommen in der APG-Regelzone sowie mögliche Arbeits- und Leistungspreise im Jahr 2020. Entsprechend kann die wirtschaftliche Bandbreite der Erlöse der Lade-/Entladestrategien bewertet werden. Die prognostizierten mittleren Energie- und Leistungspreise der Regelenergiebereitstellung in der APG-Regelzone orientieren sich an den Ausschreibungsregeln der Regelenergiemärkte, der Entwicklung der Energiepreise am EXXA-Strommarkt sowie Literaturangaben (siehe z.B. [Fussi, 2011]). Weitere Details zur methodischen Vorgangsweise der Datenermittlung können [Rezania, 2012a] bzw. [Rezania, 2012b] entnommen werden. Tabelle 7 fasst die prognostizierten Arbeits- und Leistungspreise innerhalb der APG-Regelzone für das Jahr 2020 zusammen.

⁶ Hier wird in Anlehnung an [Kloess, 2011b] und weitere Quellen ein Mindestpreis für Li-Ion Batterien basierend auf den benötigten Materialkosten und eine mögliche Preissteigerung durch die Verknappung seltener Erden angenommen.

Tabelle 7: Berechnungsergebnisse zu mittleren Leistungs- und Arbeitspreisen für Regelenergie in Österreich im Jahr 2020

	Positiver (V2G)		Negativer (G2V)	
	Leistungspreis €/MW/h	Energiepreis €/MWh	Leistungspreis €/MW/h	Energiepreis €/MWh
Sekundärregelung	26	116,90	26	73,1
Tertiärregelung	2	176,75	10	73,1

2.3 Bewertungsmethode

Die im Folgenden vorgenommene Beschreibung der Bewertungsmethode setzt die Kenntnis der im Projekt V2G-Strategien betrachteten Lade- und Entladestrategien (vgl. Kapitel 2.1) sowie die beschriebene Datengrundlage (vgl. Kapitel 2.2) voraus. Entsprechend wird auf die Methoden zur Bewertung des „ungesteuerten Ladens“, „marktorientiert gesteuertes, lastorientiert gesteuertes sowie erzeugungsorientiert gesteuertes Laden/ Entladen“ eingegangen.

2.3.1 Ungesteuertes Laden

Wie werden die Ladeprofile berechnet?

Mit Hilfe der Software MATLAB wurde ein Modell entwickelt, das aus festgelegten Parametergrößen, wie Batteriekapazität und Ladeleistung sowie den Datensätzen der Mobilitätsenerhebung, die Ladeprofile jedes einzelnen Fahrzeugs ermittelt.

Entsprechend wird die methodische Vorgehensweise zur Berechnung dieser Ladeprofile im Falle des ungesteuerten Ladens beschrieben: Der SOC (engl. state of charge, Ladezustand) der Batterie ergibt sich aus der kumulierten Energie, die geladen bzw. entladen wird (siehe Abbildung 18). SOC_{MAX} und SOC_{MIN} bezeichnen den maximalen Speicherinhalt und die maximale Entladetiefe in p.u. Diese wurden zur Schonung der Batterien mit 90 %/10 % bei BEV und 80 %/20 % bei PHEV festgelegt. Für die Rechenschritte wurden Intervalle von einer Minute gewählt (vgl. Gl. 2).

$$soc_t = \begin{cases} SOC_{t-1} + charge_t - discharge_t, & SOC_{Min} < SOC_t < SOC_{Max} \\ SOC_{Max}, & SOC_t \geq SOC_{Max} \\ SOC_{Min}, & SOC_t \leq SOC_{Min} \end{cases} \quad \text{Gl. 2}$$

Die entladene Energie setzt sich aus der zurückgelegten Strecke und dem Verbrauch pro Kilometer zusammen. Der durchschnittliche Energiebedarf pro Kilometer wurde mit 0,2 kWh/km angenommen (siehe Gl. 3).

$$discharge_drive_t = consumption \cdot (distance_t - distance_{t-1}) \quad \text{Gl. 3}$$

Ein Ladevorgang ist nur dort möglich, wo auch Ladeinfrastruktur vorhanden ist⁷. Dies kann mit der 0/1-Variable „grid_connect“ für alle Standorte eingestellt werden (vgl. Gl. 4). Als Ladeverfahren wurde die IU-Ladecharakteristik herangezogen (siehe Kapitel 2.2.5). Verringert wird die Ladeleistung (vom Netz zur Batterie) durch die Verluste des Ladesystems. Es wurde ein Wirkungsgrad von 90 % angenommen. Abbildung 18 zeigt den SOC-Verlauf und das Ladeprofil für ein beispielhaftes BEV. Die PHEV besitzen zusätzlichen zum Elektro- einen Verbrennungsmotor, der bei Bedarf unterstützend Energie liefern kann. Dabei wurde folgende Betriebsstrategie zugrunde gelegt: Die PHEV beziehen anfangs die Energie aus der Batterie und erst bei Erreichen der Schwelle SOC_{MIN} (20 %) wird die benötigte Antriebskraft mit Hilfe des konventionellen Motors erzeugt. Hierbei wurde angenommen, dass es während der Fahrt zu keiner Aufladung der Batterie kommt.

Für die weiteren Netzanalysen werden Wochenladeprofile benötigt, da die gemessenen Lastprofile der Haushalte ebenfalls als Wochenprofile vorhanden sind. Die Salzburger Verkehrsdaten beinhalten jedoch

⁷ Im Fall vom ungesteuerten Laden werden die E-Fahrzeuge am Standort „zu Hause“ geladen

nur einzelne Werktage und keine Wochenenden. Deshalb wurden vereinfacht sieben Tage zufällig aneinander gereiht und aus den sich ergebenden 7-Tage-Mobilitätsdaten die Wochenladeprofile je Fahrzeug simuliert. Zum Erlangen eines gültigen SOC-Startwertes für den ersten Tag der Woche, wurde dieser für jedes Fahrzeug zweimal durchlaufen (Endwert der ersten Simulation – SOC um 24:00 Uhr – gleich Startwert der zweiten Simulation⁸). Als gültige Ladeprofile wurden wiederum nur jene eingestuft, bei denen der SOC-Wert im gesamten Wochenverlauf niemals unter der Schranke SOC_{MIN} lagen.

$$charge_t = power_t \cdot timestep \cdot \eta_c \cdot grid_connect_t \quad \text{Gl. 4}$$

$$power_t = \begin{cases} p_{konst} & , SOC_{MIN} \leq SOC_{t-1} \leq s \\ P_{konst} \cdot e^{cc_t} & , s \leq SOC_{t-1} \leq SOC_{MAX} \\ 0 & , SOC_{t-1} = SOC_{MAX} \end{cases}$$

$$grid_connect_t = \begin{cases} 0, & \text{Wenn E – Fahrzeug mit dem Netz verbunden ist} \\ 1, & \text{sonst} \end{cases}$$

η_c : Wirkungsgrad des Ladesystems in p.u.

$timestep$: Zeitintervall in h

s : Ladeumschaltzeitpunkt zwischen I- und U- Ladecharakteristik in p.u.

p_{konst} : max. Ladeleistung der I-Ladecharakteristik in kW

cc_t : Exponent zur Beschreibung der U-Ladecharakteristik in p.u.

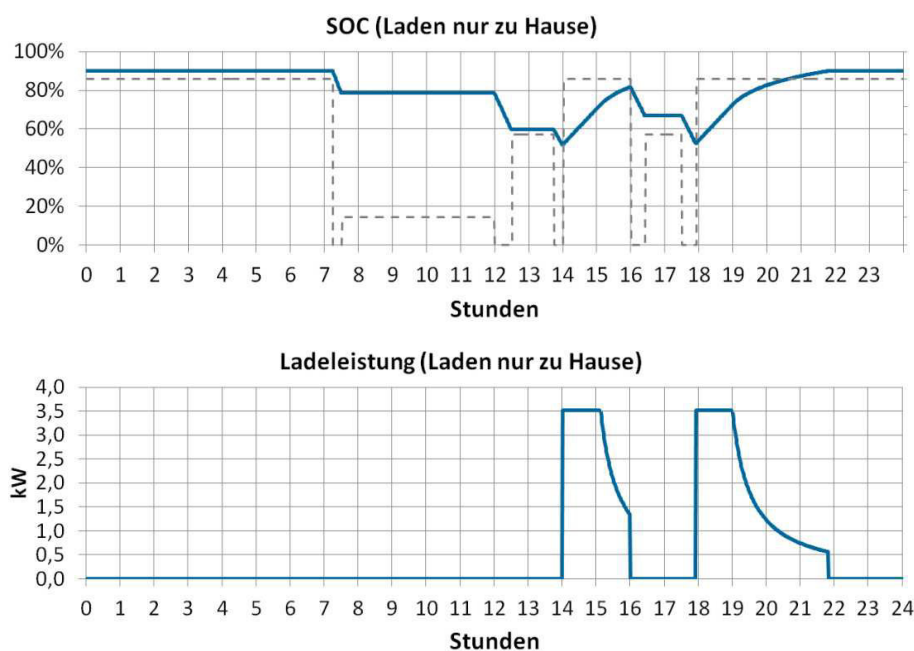


Abbildung 18: SOC-Verlauf (oben) und Ladeprofil (unten) eines reinen Elektrofahrzeuges (BEV, max. Ladeleistung 3,5 kW, Laden nur zu Hause)

Die Auswirkung der E-Mobilität in Kombination mit ungesteuertem Laden wird mit der Software PowerFactory® in sechs NS-Netzen und zwei MS-Netzen analysiert. Die Analysen in den NS-Netzen beziehen sich vor allem auf die Bewertung der Auswirkung der E-Mobilität auf Spannungsqualität und Lastunsymmetrie. Die Höhe der Spannung ist gemäß EN 50160 (siehe [NORM EN 50160, 2011]) als 10-Minuten-Mittelwert definiert. Diese Norm spezifiziert die wesentlichen Merkmale der Netzspannung am Netzanschlusspunkt unter normalen Betriebsbedingungen [NORM EN 50160, 2011]. Laut dieser Norm

⁸ Als Startwert für die erste Simulation wurde für jedes Fahrzeug ein SOC von 1 (Ladezustand = 100 %) gewählt.

muss die Spannung 100 % der Zeit zwischen [-15 % +10 %] und mindestens 95 % der Zeit zwischen [10 % und -10 %] gehalten werden.

Welche Anforderungen haben Netzbetreiber zu erfüllen?

Jede Last bewirkt über die Impedanz der Leitungen im Netz eine Absenkung der Spannung, während Einspeisungen eine Anhebung verursachen. Aufgabe des Netzbetreibers ist es, das Netz so ausulegen, dass die Spannungshaltung innerhalb der Toleranzen nach EN 50160 gewährleistet ist. Abbildung 19 zeigt dazu das betrachtete Spannungsband zwischen Nieder- und Mittelspannung.

Die Bereiche der Spannungsanhebungen aufgrund der Erzeugung und Spannungsabsenkungen aufgrund der Lasten werden in Abbildung 19 dargestellt. Bei dieser Planungsebene werden die Auswirkungen von Erzeugungsanlagen und Lasten unabhängig voneinander (ohne Betrachtung des Kompensationseffektes) berücksichtigt (vgl. [Bletterie, 2011]). Damit ist die Spannungsbandzuordnung zwischen den Erzeugungsanlagen (8 %) und Lasten (3 %) für diese Spannungsebene unsymmetrisch. In den betrachteten NS-Netzen werden die Transformatorstationen auf der OS-Seite (Oberspannungsseite) mit einer konstanten Spannungsquelle (Slack) verknüpft. Damit wird der Einfluss der Spannungsschwankungen des übergeordneten Netzes auf das NS-Netz nicht betrachtet. Der Spannungssollwert auf der OS-Seite wurde auf 0,98 p.u. gestellt (Annahme: maximaler Spannungsabfall aufgrund der Lasten im MS-Netz – obere grüne Linie in der Abbildung 19 – Im Leerlauf ist das Spannungsniveau in der Mittelspannungsseite gleich wie das Spannungsniveau auf der Niederspannungsseite). Bei 2 % Spannungsabfall am Ortsnetztrafo sinkt die Spannung auf 0,96 p.u. (untere grüne Linie in Abbildung 19). Spannungswerte kleiner als 0,90 p.u. bei 10 Min-Mittelwert (rote Linie in der Abbildung 19) entsprechen einer Unterspannung. Zu beachten ist, dass dieser Fall einer Starklastsituation entspricht, in dem die gesamte Unschärfe des Stufenreglers und 2 % Spannungsabfall am Ortsnetztrafo betrachtet werden. Wichtig ist, dass sich im Fall einphasiger Belastung oder Einspeisung eine Sternpunktverschiebung ergibt. Dies führt auch an den nicht betroffenen Phasen zu Spannungsänderungen.

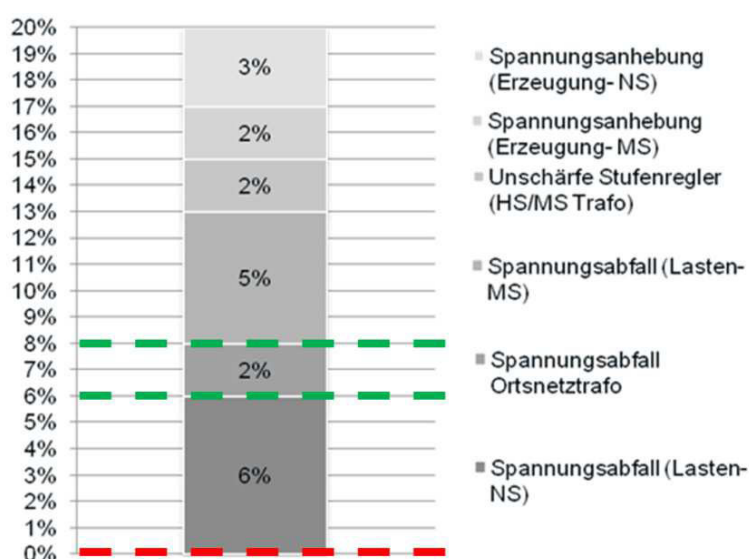


Abbildung 19: Vorgegebene Spannungsgrenzen (Spannungsanhebung & -absenkung)

Um konkret die Lastunsymmetrie in den ausgewählten NS-Netzen berücksichtigen zu können, wird die Modellierung der Netzelemente in einem 4-Leiter System durchgeführt. Dieses Vorhaben wird mit der Anpassung von verschiedenen Elementparametern wie Leitungstypen, Erdungen und Transformatoreinstellungen in den Netzdateien von PowerFactory® realisiert (vgl. [Burnier, 2012]). Gemäß EN 50160 müssen unter normalen Betriebsbedingungen innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Gegensystemkomponente (Grundschiwingung) der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs von 0 % bis 2 % der entsprechenden Mitsystemkomponente (Grundschiwingung) liegen (vgl. [NORM EN 50160, 2011]).

Die Spannungsunsymmetrie oder einfach Unsymmetrie (K_U), definiert als das Verhältnis des Gegensystems zum Mitsystem, wird anhand Gl. 5 abgeschätzt. U_{12} , U_{23} und U_{31} entsprechen den Leiter-Leiter-Spannungen zwischen den jeweiligen Phasen. Für die Analyse der Phasenunsymmetrie werden alle Leiter-Leiter-Spannungen der betrachteten Netzknoten exportiert. Die betrachteten Knoten sind diejenigen, an denen ein Haushaltanschluss sowie E-Fahrzeuge vorhanden sind.

$$K_U = \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6 \cdot \beta}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6 \cdot \beta}}} \quad \text{Gl. 5}$$

$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2}$$

In den zwei MS-Netzabschnitten werden Simulationen für Winter und Sommer durchgeführt. Da die E-Fahrzeugprofile für jeweils eine Woche im Winter und eine Woche im Sommer erstellt werden, wird die entsprechende Woche innerhalb der 90 Tage wiederholt. Hier steht die Auswirkung der E-Mobilitätsdurchdringung auf die gesamte Wirkleistung im Netz (Summenleistung am Umspannwerk), auf den Spannungsabfall (prozentuell) und der Auslastung der Leitungsabschnitte im Vordergrund der Bewertung.

Die wirtschaftliche Analyse des ungesteuerten Ladens bezieht auf die Erhebung der Ladekosten pro E-Fahrzeug (siehe Gl. 6), wobei die prognostizierten Strompreise für das Jahr 2020 (siehe Kapitel 2.2.6) für die Berechnung herangezogen werden.

$$cost_{charge} = \sum_{t=1}^n charge_t \cdot p_t \quad \text{Gl. 6}$$

p_t : Strompreis pro Zeiteinheit

Weiters wird die Auswirkung des ungesteuerten Ladens auf alle vorhandenen Niederspannungsnetzstränge im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH mit einer Abschätzung der anfallenden Kosten für etwaig notwendigen Leitungsausbau ergänzt. Als Ergebnis der GIS-Simulationen (siehe Kapitel 2.2.4) wird der Spannungsabfall⁹ an jeder Verbrauchsstelle und jedem Knotenpunkt je zugehörigem Niederspannungsstrang in Abhängigkeit der Summenleistung und dem Abstand zur Trafostation berechnet.

⁹ Annahme: Der höchste Spannungsabfall je Niederspannungsstrang tritt am Ende des Stranges auf.

Nachdem sich der Spannungsabfall auf einem Strang proportional zur Erhöhung der verteilten Summenleistung verhält, kann die Höhe der Leistungsreserve bis zu einem maximalen Spannungsabfall von 10 % je Strang ermittelt werden. Diese Leistungsreserve steht für die Integration der E-Mobilität zur Verfügung. Nach der ermittelten Anzahl der E-Fahrzeuge je Strang (Anzahl der Haushalte je Strang ist gegeben) und Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors beim Laden der E-Fahrzeuge (siehe [Leitinger, 2011]) wird die benötigte Anschlussleistung für die Versorgung der E-Fahrzeuge je Strang ermittelt. Wenn die Anschlussleistung kleiner gleich der Leistungsreserve des Stranges ist, kann die berechnete Anzahl an E-Fahrzeugen am Strang angeschlossen werden.

Die Stränge bei denen es nicht möglich ist, die erforderliche Anzahl an E-Fahrzeugen aufzunehmen werden in 4 Cluster zu je 200 Laufmeter und einen Cluster größer 800 Meter an Versorgungslänge unterteilt. Für jeden Cluster wird die Gesamtlänge und damit Investitionskosten für Leitungsverstärkung mittels eines Verkabelungsmischpreises (Freiland, Siedlungsgebiet, Straße, etc.) berechnet.

2.3.2 Marktorientiert gesteuertes Laden/ Entladen (Stufe 2a)

Wie wird markorientiertes Laden modelliert?

Die Bestimmung der kostengünstigsten Ladezeitpunkte wird in Anlehnung an die Modellierung ($E_{\max}$) eines stationären Batteriesystems (vgl. [Rezania, 2011]) vorgenommen. Dabei werden unter Anwendung von linearer Optimierung (Matlab-Script) die Lade (x_i)- bzw. Entladeleistungen (y_i) je Stunde (i : Beschreibt die jeweilige Stunde an einem Tag) ermittelt, wobei die prognostizierten stündlichen Strompreise (p_i) (siehe Kapitel 2.2.6) als gegeben angenommen werden. Die maximale Leistung der Ladevorrichtung (P) sowie die minimale ($C_{\min,Netto}$) und maximale ($C_{\max,Netto}$) Nettokapazität der Batterie stellen die Randbedingungen der Berechnung dar (vgl. Gl. 7). $C_{\max,Netto}$ und $C_{\min,Netto}$ bezeichnen den maximalen Speicherinhalt und die maximale Entladetiefe der eingesetzten Batterien (siehe Kapitel 2.3.1).

$$E_{\max} = \text{Max} \left(\sum_{i=1}^{24} y_i \cdot p_i - \sum_{i=1}^{24} x_i \cdot p_i \right) \quad \text{Gl. 7}$$

$$0 \leq x_i \leq P; 0 \leq y_i \leq P$$

$$C_{\min,Netto} \leq x_i + y_i \leq C_{\max,Netto}$$

$$C_{\min,Netto} = 0,1 \cdot C, \text{ für BEV}, C_{\max,Netto} = 0,9 \cdot C, \text{ für BEV}$$

$$C_{\min,Netto} = 0,2 \cdot C, \text{ für PHEV}, C_{\max,Netto} = 0,8 \cdot C, \text{ für PHEV}$$

C : Gesamtkapazität der Batterie

Die Auswirkung dieser marktorientiert gesteuerten Ladestrategie wird ebenfalls durch detaillierte Netzanalysen in den sechs NS- und zwei MS- Netzen untersucht. Die technischen Bewertungsparameter sind dabei äquivalent zu jenen des ungesteuerten Ladens.

Als eine weitere marktorientiert gesteuerte Ladestrategie kann die Teilnahme der E-Fahrzeuge an den negativen oder positiven Regelenenergiemärkten erwähnt werden. Die Analyse dazu bezieht sich einerseits auf die Ermittlung der Ladekosten sowie der erzielbaren Erlöse je E-Fahrzeug und Jahr.

Wirtschaftliche Bewertung der Teilnahme der E-Fahrzeuge an den Regelenenergiemärkten

Wie ist die Teilnahme am Regelenenergiemarkt konzipiert worden?

Bei der Teilnahme der E-Fahrzeuge am positiven Regelenenergiemarkt wird auf den gewünschten Batterieladestand vor der ersten Tagesfahrt, der seitens des Benutzers eingestellt wird, Rücksicht genommen. Die Fahrzeuge werden zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen, die keinen Abruf für positive Regelenenergie (Lieferung) aufweisen, geladen. Die Teilnahme der E-Fahrzeuge an negativen Regelenenergiemärkten ist prinzipiell wie die beschriebene Vorgangsweise für den positiven Regelenenergiemarkt gestaltet, unterscheidet sich jedoch in zwei Punkten. Einerseits richtet sich die Priorität beim Laden der E-Fahrzeuge nach dem Regelenenergieaufkommen und andererseits wird die Einstellung des maximalen Batterieladestands vor der ersten Tagesfahrt entsprechend angepasst. Damit ist gewährleistet, dass der Batterieladestand nicht unnötig hoch ist und dadurch die erfolgreiche Teilnahme der E-Fahrzeuge an den negativen Regelenenergiemärkten verhindert wird.

Nach der Simulation der Einsatzprofile der E-Fahrzeuge an den Regelenenergiemärkten werden die Ergebnisse mit den beschriebenen Energie- und Leistungspreisen (siehe Tabelle 7) wirtschaftlich bewertet. Dies schließt Sensitivitätsanalysen der Batterieinvestitionskosten sowie der Leistungs- und Energiepreise an den Regelenenergiemärkten mit ein, woraus entsprechende Bandbreiten der möglichen Erlöse ermittelt werden können.

Abschließend wird eine Analyse des Verhaltens der konkurrierenden Marktteilnehmer sowie eine Diskussion des Ausschreibungsprozesses an den Regelenenergiemärkten in der APG-Regelzone durchgeführt, um die Realisierbarkeit der möglichen Deckungsbeiträge bewerten zu können (vgl. Abbildung 20). Es ist zu erwähnen, dass eine Auswirkung dieser Ladestrategie auf die Stromnetze nicht Gegenstand der technischen Analysen ist.

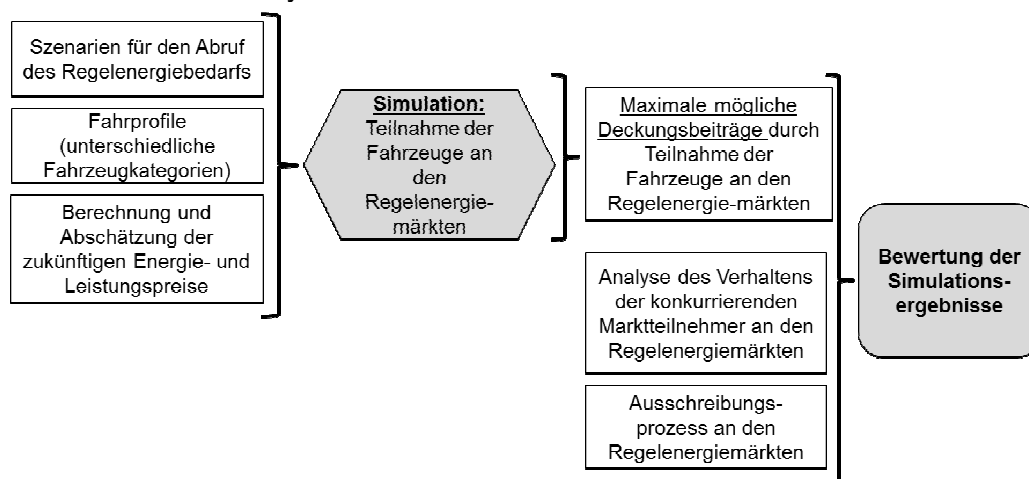


Abbildung 20: Wirtschaftliche Bewertung der Teilnahme der E-Fahrzeuge an den Regelenenergiemärkten

Im diesem Zusammenhang wird auch eine V2G-Potenzialabschätzung durchgeführt, welche die Mobilitätsdaten der Erhebung „Mobilität in NÖ“ aus dem Jahr 2008 [Herry, 2008] verwendet. Entsprechend wird bestimmt, wie viele BEV nötig wären, um eine Leistung von 30 MW am Tertiärregelenergiemarkt zu liefern. Die Verfügbarkeit der Fahrzeuge und die beschriebenen Fahrprofile wurden dazu berücksichtigt. Für eine Beschreibung der verwendeten Methode sei an dieser Stelle auf die Diplomarbeit von [Reiter, 2011] verwiesen.

2.3.3 Last- und erzeugungsorientiert gesteuertes Laden/ Entladen (Stufe 2b/ 2c)

Wie könnte lastorientiert gesteuertes Laden realisiert werden?

Wie schon im Kapitel 2.1.2 erwähnt, werden die Ladevorgänge der E-Fahrzeuge durch lastorientiert gesteuertes Laden in Schwachlastzeiten (z.B. Nachtstunden) verschoben. Hier kann z.B. die Verschiebung der Abendlastspitze beim ungesteuerten Laden im Zeitraum zwischen 18:00 und 19:00 Uhr (siehe Abbildung 2) in die Schwachlastzeiten (Nachtstunden) vorgesehen werden. Für diesen Zweck könnte eine Steuerung ohne aufwändige Kommunikation (z.B. je Ladepunkt eine Zeitschaltuhr) zur Anwendung kommen.

Die Ladevorgänge werden in diesem Beispiel mittels einer $\frac{1}{4}$ h-Taktung (jedes E-Fahrzeug wird pro Stunde nur 15 Minuten geladen, siehe Abbildung 21 zwischen 17 und 22 Uhr durchgeführt. In diesem Zeitraum tritt auch die Abendlastspitze der Haushalte (ohne Elektromobilität) auf. Damit es nicht zu einem Gleichtakt kommt, wird zu Beginn jedes Ladeprozesses eine einfache Verzögerung von bis zu einer Stunde implementiert. Analog wird das Ende der $\frac{1}{4}$ h-Taktung je E-Fahrzeug um max. vier Stunden verzögert¹⁰. Würden alle Taktungen zur selben Zeit um 22 Uhr enden, käme es aufgrund der Gleichzeitigkeit zu einem hohen Lastsprung. Beim Auslegen der Ladesteuerungsparameter wird darauf geachtet, dass die Erfüllbarkeit der Mobilitätsbedürfnisse gewährleistet bleibt – der Batterieladezustand am Morgen muss für die nachfolgenden Wege ausreichen.

¹⁰Kürzere Verzögerungsdauern heben die Lastspitze in den Nachtstunden deutlich an.

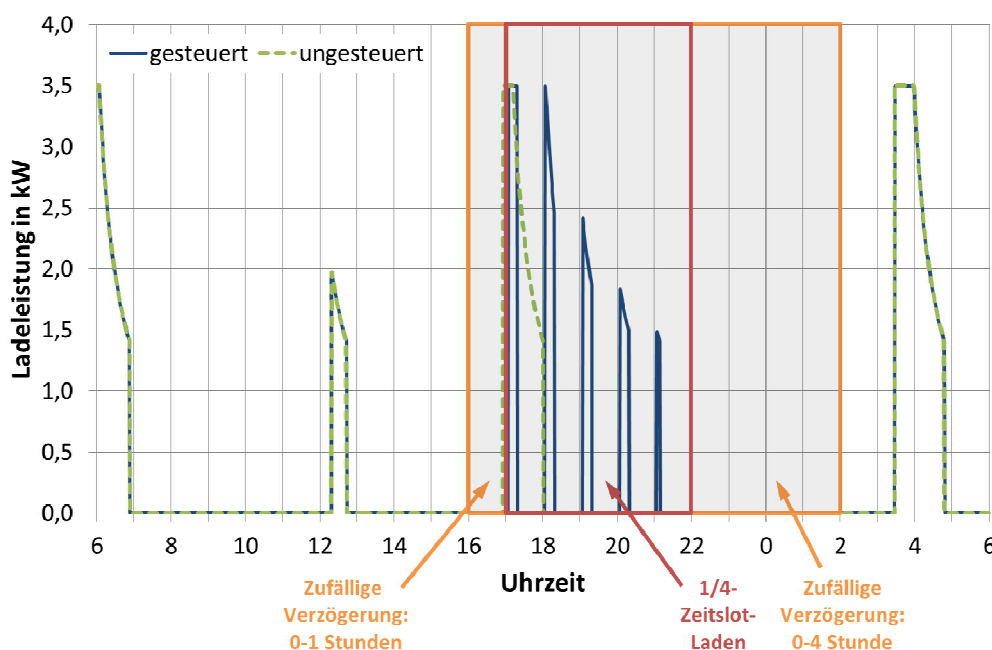


Abbildung 21: Lastorientiert gesteuertes Laden: 1/4h-Taktung inkl. Start- und Endverzögerungen (Skizze der Methodik für ein BEV)

Zur Ableitung der Netzauswirkungen wird diese Ladestrategie im Netz S0752 unter Verwendung der Simulationsumgebung PowerFactory® bewertet. Da das Netz bereits jetzt an seinem technischen Limit betrieben wird, kann die Verschiebung der Ladezeitpunkte in die Schwachlastzeiten (hier Nachtstunden) im Sinne der Entlastung des Netzes als sinnvoll erachtet werden. Entsprechende Auswirkungen werden daraus abgeleitet. Die wirtschaftliche Bewertung dieser Ladestrategie bezieht sich auf die Berechnung der Ladekosten je E-Fahrzeug, die je Ladeprofil nach Gl. 6 kalkuliert werden.

Erzeugungsorientiert gesteuertes Laden und Entladen

Diese Strategie bezieht sich im Allgemeinen auf den Anwendungsfall „Integration der E-Fahrzeuge in eine bestehende Bilanzgruppe (BG)“. Dabei wird ein Verbrauchsprofil mit unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen aus erneuerbaren Technologien versorgt. Das Erzeugungsprofil setzt sich aus Biogas, PV und Wind zusammen. Die berücksichtigten Erzeugungsprofile (siehe Tabelle 8) weisen jeweils die gleiche Summenerzeugungsmenge wie Verbrauchsmenge (wöchentliche Betrachtung) auf.

Tabelle 8: Untersuchte Erzeugungsstrukturen für die fiktive ÖKO- Bilanzgruppe

Erzeugungsstruktur	Biogas (%)	Wind (%)	PV (%)
1	60	20	20
2	50	50	0
3	0	50	50
4	50	0	50
5	100	0	0
6	0	100	0
7	0	0	100

Aus der Differenz zwischen Verbrauch und Erzeugung bildet sich das Delta der Bilanzgruppe ($\Delta_{BG,i}$) zu jeder Zeiteinheit (Minute/Woche). Dabei strebt der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) ein Gleichgewicht ($\Delta_{neu} = 0$) an, dessen Realisierung durch den Einsatz der E-Fahrzeuge erleichtert werden kann. Das Grundprinzip der Integration der E-Fahrzeuge in der Bilanzgruppe besteht aus deren Ladung zu Überschusszeiten ($\Delta_{BG,i} < 0$, Verbrauch < Erzeugung) und deren Entladung in der umgekehrten Situation. Die E-Fahrzeuge werden entweder mittels kombiniertem Laden und Entladen oder nur mit entsprechender Ladestrategie in der Bilanzgruppe integriert.

Kombiniertes Laden und Entladen der E-Fahrzeuge innerhalb der Bilanzgruppe

Hier wird prinzipiell das Optimierungsverfahren aus Gl. 7 angewendet. In diesem Fall wird jedoch nicht der prognostizierte Strompreisverlauf sondern das wöchentliche Delta der Bilanzgruppe in der Optimierungsaufgabe berücksichtigt. Das Ziel der Optimierung liegt damit in der „Minimierung des wöchentlichen Deltas der Bilanzgruppe“. Die E-Fahrzeuge werden wie stationäre Speicher betrachtet, wobei jedoch deren Verfügbarkeit berücksichtigt wird. Diese Verfügbarkeit ist dann gegeben, wenn die Fahrzeuge von den Benutzern für ihre Fahrzwecke nicht benötigt werden¹¹. Dieser Umstand wird mit einer dualen Variablen (v_i) definiert. Die Erweiterung der Gl. 7 ist in Gl. 8 (eine Woche besteht aus 10.080 Minuten) wiedergegeben. Die E-Fahrzeuge reagieren dabei jeweils einzeln auf das resultierte Delta der Bilanzgruppe.

$$\Delta_{min} = \text{Min} \left(\sum_{i=1}^{10080} v_i \cdot y_i \cdot \Delta_{BG,i} - \sum_{i=1}^{10080} v_i \cdot x_i \cdot \Delta_{BG,i} \right) \quad \text{Gl. 8}$$

Laden der E-Fahrzeuge

Dieser Anwendungsfall betrachtet das alleinige Laden der E-Fahrzeuge in den überdeckten Zeiten ($\Delta_{BG} < 0$) wie z.B. zu Zeiten mit hoher Windeinspeisung oder Sonneneinstrahlung. Das ortsunabhängige Laden (Laden in den Stehzeiten) ist hier wiederum Bestandteil der Annahmen. Die E-Fahrzeuge werden einzeln in die BG integriert und bei Erfüllung der Mobilitätsbedürfnisse – geladen wird nur in den überdeckten Zeiten – berücksichtigt. Die Integration von jedem E-Fahrzeug verändert den Verlauf von Δ_{BG} . Der neue Verlauf des Deltas gilt als aktueller Zustand der BG. Die Ladestrategie des nächsten Fahrzeugs orientiert sich nach diesem Verlauf (siehe Gl. 9).

$$\Delta_{BG,k} = \Delta_{BG} + EV_k \quad \text{Gl. 9}$$

k: Anzahl der E – Fahrzeuge

Dazu wird angenommen:

- Die verwendete Ladekennlinie der eingesetzten Li-Ion Batterien wurde wie jene einer Ladevorrichtung mit maximaler Ladeleistung von 3,5 kWel angenommen (siehe Kapitel 2.2.5).
- Die Verringerung des Deltas wird mit den Preisen an den Day-ahead oder Intra-day Märkten bewertet. Auch die historischen Ausgleichenergiepreise in der APG-Regelzone, werden zur Ermittlung der theoretisch möglichen Einsparungen der BG herangezogen.

¹¹ Annahme: Während der Stehzeiten sind die E-Fahrzeuge mit dem Netz verbunden.

- Bezüglich der Entladekosten werden die Degradationskosten der Li-Ion Batterien (ohne Berücksichtigung der Kosten für die Lade- bzw. Entladesteuerung) berücksichtigt.

Die Auswirkung dieser Ladestrategie auf die Stromnetze wurde im Rahmen des Projekts V2G-Strategien nichtuntersucht.

Sonderfall: Kombination aus erzeugungsorientiert und lastorientiert gesteuertem Laden/Entladen

Für diesen Fall wurde angenommen, dass am Wohnort zusätzlich eine Photovoltaikanlage mit je 2,2 kWp/EV installiert ist. Dadurch ist die jährliche Erzeugung der PV-Anlage gleich dem durchschnittlichen Verbrauch der E-Fahrzeuge je Jahr. Im Zeitraum zwischen 19 und 21 Uhr, wo die Lastspitze der Haushalte zu liegen kommt, speist jedes am Netz vorhandene E-Fahrzeug mit einer konstanten Leistung von 1 kW zurück¹ (V2G-Ansatz).

¹ Das Entladen wird mit einer konstanten Entladeleistung (1 kW) realisiert, da die Kapazitätsverluste durch konstantes Entladen um den Faktor 2,2 unter jenem einer dynamischen Entladung (Variation der Entladeleistung) liegen (vgl. [Peterson, 2009]).

Eine Rückspeisung erfolgt jedoch nur bis eine untere SOC-Grenze von 50 % erreicht ist, um die Erfüllung der nachfolgend zurückzulegenden Wege mit dem E-Fahrzeug nicht zu gefährden. Der Beginn und das Ende der Rückspeisung werden, wie das nachträgliche Netzladen, je Fahrzeug mit einer gewissen Verzögerung versehen um große Lastsprünge zu vermeiden. Alle E-Fahrzeuge dürfen bis zum Sonnenaufgang aus dem NS-Netz laden. Im Sommer geht die Sonne z.B. im Flachland um etwa 5 Uhr auf. Zu dieser Zeit sind die Batterien wieder zu ~80 % geladen (Optimiertes Laden mit konstanter Leistung). Die restlichen ca. 20 % werden während des Tages von der PV-Anlage geladen. Abbildung 22 stellt die bezogenen Leistungsverläufe für das beschriebene V2G-Konzept mit dem kombinierten PV-orientiertem Laden an einem exemplarischen Sommertag dar. Für diese kombinierte Lade- und Entladestrategie sind die Anforderungen an Kommunikation und Ladetechnologie dementsprechend komplex, da zum Einen der SOC-Stand der Batterie immer bekannt sein muss und zum Anderen die Ladeleistung stufenlos in beide Richtungen geregelt wird.

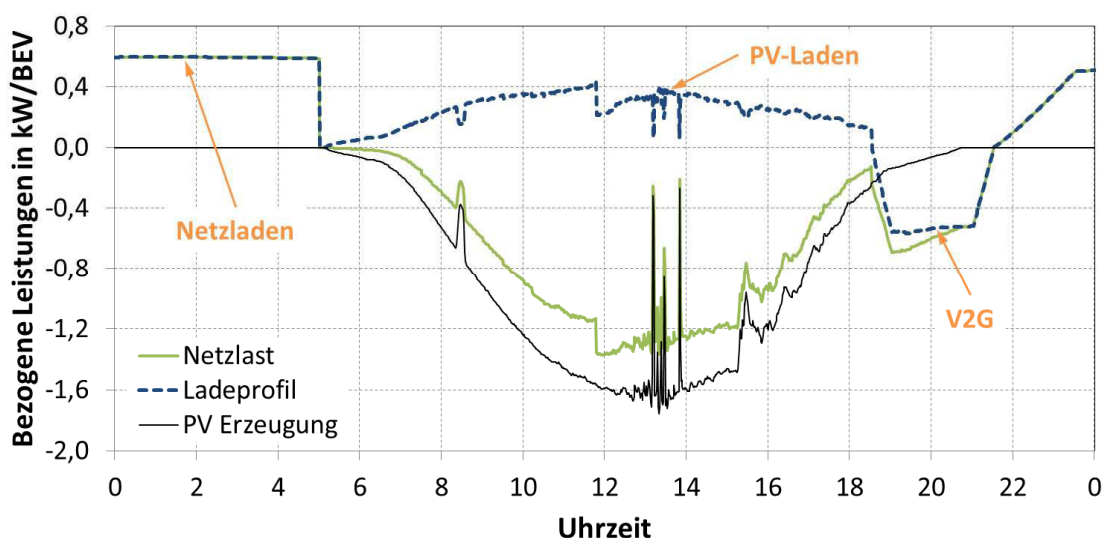


Abbildung 22: Bezogene Leistungsverläufe für ein V2G-Konzept inklusive PV-orientiertem Laden (gemessene PV-Werte, Sommertag)

Technische Auswirkungen wurden für diese Strategie nicht untersucht. Die wirtschaftliche Analyse sieht die Bewertung des V2G-Konzepts vor, wobei die Erlöse zur Abdeckung des Haushaltsbedarfs und der Netzeinspeisung den Degradationskosten der Batterien gegenübergestellt werden.

3 Technische und ökonomische Ergebnisse

3.1 Ungesteuertes Laden (Stufe 1)

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse zu den technischen und wirtschaftlichen Analysen des ungesteuerten Ladens präsentiert. Die technischen Analysen beziehen sich dabei auf die Auswirkungen der E-Mobilität auf die ausgewählten NS- und MS-Netze, sowie die Auswirkung des ungesteuerten Ladens auf alle vorhandenen NS-Stränge im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH. Vor allem die Spannungsänderungen an den Netzknoten, Phasenunsymmetrie sowie die Auslastung der Trafostation und Leitungsabschnitte werden untersucht.

In den wirtschaftlichen Analysen werden

- die Ladekosten für den E-Fahrzeugnutzer ermittelt
- und die zu erwartenden Kosten etwaig notwendiger Leitungsverstärkungen durch E-Mobilität in den NS-Netzsträngen Salzburgs berechnet.

Auswirkung im Niederspannungsnetz:

In Abbildung 23 sind die Spannungsänderung bei ungesteuertem Laden (16 A einphasig) mit und ohne E-Mobilität für das Netz 0222 wiedergegeben. Hier werden alle E-Fahrzeuge an der gleichen Phase (L1) innerhalb des NS-Netzes angeschlossen. Die Spannungsänderungen sind für alle Knoten des Netzes ersichtlich, wobei je Netzknoten die Spannungswerte für alle drei Phasen dargestellt sind. Die Spannungswerte, die unter 0,9 p.u. (Spannungsbandgrenze) liegen, weisen laut EN50160 keine Unterspannung auf¹². Ergänzend dazu stellt Abbildung 24 die Spannungsänderungen für eine 16 A einphasige Ladevorrichtung dar, wenn die E-Fahrzeuge zwischen den Phasen innerhalb des NS-Netzes gleichverteilt integriert werden. Die gleichmäßige Aufteilung auf drei Phasen führt zu einer wesentlichen Entlastung der betrachteten Netzknoten (bis zu 0,05 p.u.).

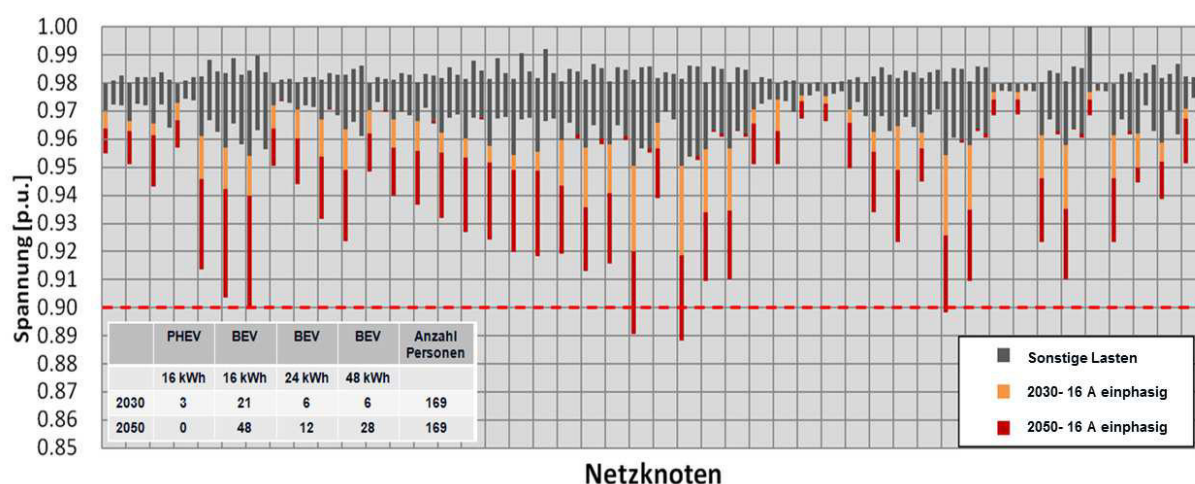


Abbildung 23: Errechnete Spannungsänderung durch Integration der E-Mobilität (Anschluss der E-Fahrzeuge ausschließlich an Phase (L1)) im Netz 0222

¹² Die Spannungswerte liegen nicht unter 0,85 p.u. und nur 0,8 % der Werte liegen unter 0.9 p.u., wodurch die Bedingungen der Norm EN50160 erfüllt werden.

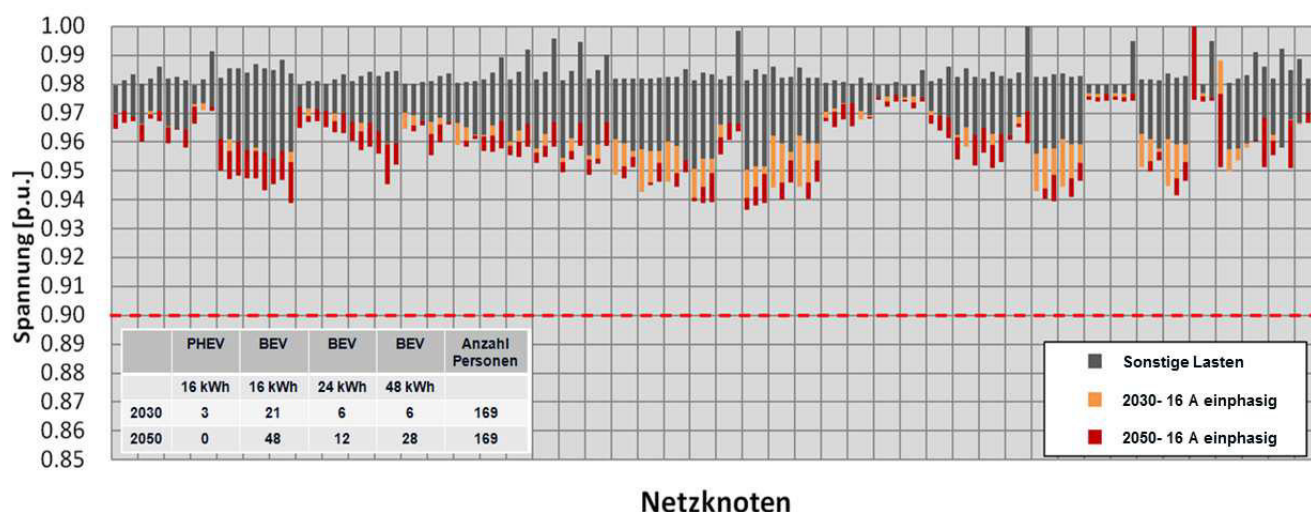


Abbildung 24: Spannungsänderung aufgrund der E-Mobilität (Gleichmäßige Verteilung der E-Fahrzeuge auf alle drei Phasen)

Tabelle 9 fasst die technischen Ergebnisse für alle untersuchte NS-Netzabschnitte mit ungesteuertem Laden zusammen. Die meisten U-Probleme treten – wie zu erwarten ist – im Szenario „16 A einphasig (2050, L1)“ auf, da alle E-Fahrzeuge innerhalb eines NS-Netzes an der gleichen Phase (L1) geladen werden. In den Netzabschnitten 0222, 0232, 0249 (Lungau), S0978 und S0998 (Stadt Salzburg) führt das ungesteuerte Laden zu Werten unter 0,9 p.u. – die Norm EN 50160 ist trotzdem in fast allen Fällen noch erfüllt (vgl. Kapitel 2.3.1). Das Netz S0752 (Stadt Salzburg) weist schon ohne E-Mobilität einige Spannungswerte unter 0,9 p.u. (keine Verletzung der Norm durch Unterspannung) auf. Der Einsatz von E-Fahrzeugen reduziert diese Werte zusätzlich und führt bei 16 A einphasigen Laden und Anschluss der E-Fahrzeuge an gleicher Phase (L1) zu Spannungsverletzungen.

Tabelle 9: Zusammenfassung der ermittelten Spannungsprobleme durch ungesteuertes Laden

	222	232	249	S0752	S0978	S0998
Kein EV						
16 A einphasig (2030, L1)				A, B		
16 A einphasig (2030, L1 bis L3 gleichmäßig verteilt)						
16 A dreiphasig (2030)						
16 A einphasig (2050, L1)				A, B		
16 A einphasig (2050, L1 bis L3 gleichmäßig verteilt)						
16 A dreiphasig (2050)						

	Kein Spannungswert unter 0,9 p.u.
	Spannungswerte unter 0,9 p.u. (EN 50160 gewährleistet)
A	Weniger als 100 % der Zeit zwischen [-15 % +10 %]
B	Weniger als 95 % der Zeit zwischen [-10 % +10 %]

Tabelle 10 fasst die Ergebnisse der Analyse der Unsymmetrie in den betrachteten NS-Netzabschnitten unter Anwendung des ungesteuerten Ladens zusammen. Das einphasige Laden und der Anschluss der E-Fahrzeuge an der gleichen Phase führen zu höherer Phasenunsymmetrie, wie die Netzsimulationen bestätigen. Durch gleichmäßige Verteilung der E-Fahrzeuge auf die einzelnen Phasen wird die

Phasenunsymmetrie entsprechend verringert. Die geringste Phasenunsymmetrie wird mittels symmetrischer Aufteilung der Ladeleistung zwischen den drei Phasen erreicht (z.B. 16 A dreiphasiges Laden hat eine Verringerung der Phasenunsymmetrie um bis zu 50 % zur Folge.)

Die Auswirkung des ungesteuerten Ladens auf die Auslastung von Transformatoren und Leitungen in den ausgewählten NS-Netzen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Das ungesteuerte Laden führt kaum zu Kabelüberlastungsproblemen in den NS-Netzen (ausgenommen ist das 16A einphasige Laden an der Phase L1 im bereits stark ausgelasteten Netz S0752).
- Die Analyse der Auslastung der Transformatoren zeigt ähnliche Ergebnisse – Überlastungen sind lediglich im Netz S0752 zu erkennen.

Tabelle 10: Zusammenfassung der Analyse der Phasenunsymmetrie bei ungesteuertem Laden

	222	232	249	S0752	S0978	S0998
Kein EV				13%		
16 A einphasig (2030, L1)				54%	10%	
16 A einphasig (2030, L1 bis L3 gleichmäßig verteilt)				22%	1%	
16 A dreiphasig (2030)				14%		
16 A einphasig (2050, L1)				65%	31%	2%
16 A einphasig (2050, L1 bis L3 gleichmäßig verteilt)				27%	2%	
16 A dreiphasig (2050)				15%		

	Kein Problem
	Unsymmetrie (< 5 % der Zeit)
	Unsymmetrie (> 5 % der Zeit)

Die Ergebnisse der Lastflusssimulationen zeigen, dass vor allem in jenen NS-Netzen, die bereits jetzt stark ausgelastet sind, eine hohe Durchdringung an E-Mobilität zu Problemen führen kann. Um ableiten zu können, welche prozentuellen Anteile solcher Netze betroffen sein können, wird die beschriebene Methode aus Kapitel 2.3.1 für das GIS-Simulationstool angewendet. Dabei wird bei dieser Abschätzung die maximale Ladeleistung von 3,5 bzw. 10,5 kW je Fahrzeug zwischen den drei Phasen symmetrisch aufgeteilt (im GIS Modell implementiert durch dreiphasiges Laden).

Abbildung 25 stellt die Ergebnisse dieser Netzanalyse dar. Die Resultate zeigen, dass ein Durchdringungsgrad der E-Mobilität von 40 % (vgl. Jahr 2030 in Abbildung 8) in etwa 7 % bzw. 35 % der Salzburger NS-Stränge bei symmetrischer Aufteilung der Ladeleistung von 3,5 bzw. 10,5 kW zwischen den drei Phasen zu Netzproblemen führt. In Abbildung 25 ist zudem ersichtlich, dass bei einer Ladeleistung von 10,5 kW ab einem Durchdringungsgrad von ca. 40 %, verstärkt Netzengpässe durch ungesteuertes Laden zu erwarten sind.

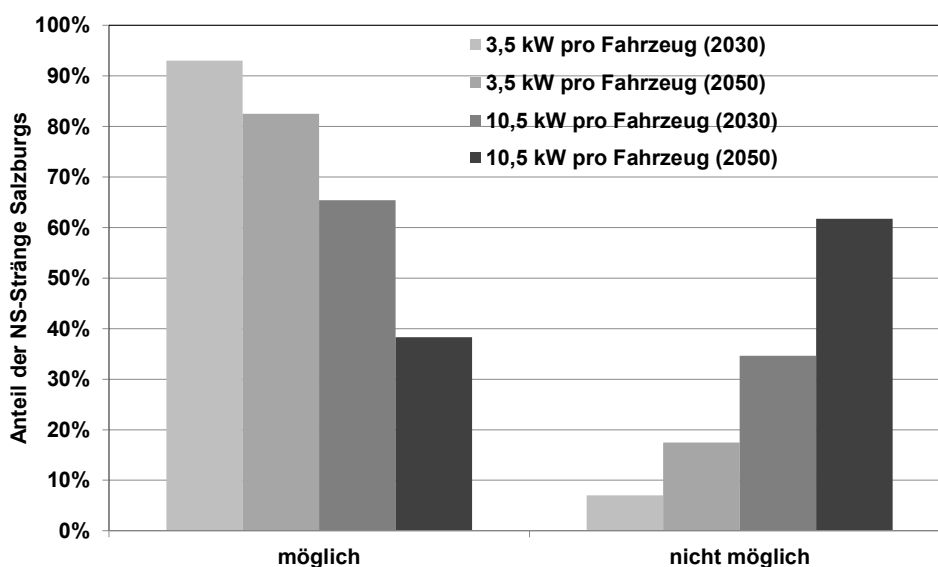


Abbildung 25: Anteil der Niederspannungsnetzstränge mit ausreichender oder unzureichender Leistungsreserve für E-Mobilität

Werden die Netzkosten¹³ durch E-Mobilität in den NS-Netzen abgeschätzt, so zeigt Abbildung 26 die errechneten Investitionen für Leitungsverstärkungen bei unterschiedlichen Ladeleistungen. Die geringsten Kosten sind dabei für die Varianten „symmetrische Aufteilung der Ladeleistung von 3,5 kW zwischen den drei Phasen“ gegeben. Von zentraler Bedeutung ist dabei, dass die Kosten in den NS-Netzen der Salzburg Netz GmbH bei einer E-Mobilitäts-Durchdringung von 40 % und einer Steigerung der Ladeleistung von 3,5 auf 10,5 kW um den Faktor 5 steigen würden.

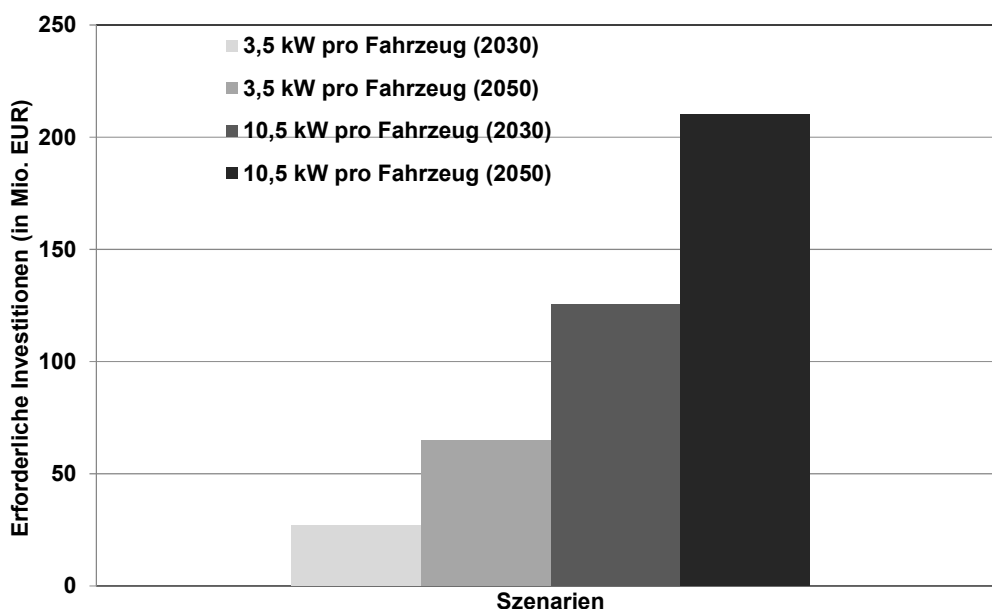


Abbildung 26: Erforderliche Investitionen (Leitungsverstärkung) in den NS-Strängen Salzburgs

¹³ Die Absolutwerte der benötigten Investitionskosten sind im Anhang zu finden.

Werden die ungesteuerten Ladeprofile für E-Fahrzeuge schließlich mit den prognostizierten Strompreisverläufen nach Gl. 6 ökonomisch bewertet, errechnen sich die mittleren jährlichen Ladekosten je E-Fahrzeug zu etwa 500 € im Jahr 2020.

Auswirkungen im Mittelspannungsnetz:

Die Analyse der Auswirkung des ungesteuerten Ladens im MS-Netz des Großen Walsertals zeigen, dass der maximale Spannungsabfall im Großen Walsertal aufgrund einer 40 % Durchdringung der E-Mobilität bei etwa 0,2 % liegt. Dieser Wert stellt einen kleinen Anteil des vorhandenen Spannungsbands (10 % nach EN 50160) dar. Zudem ist eine maximale Steigerung der Auslastung der Leitungsabschnitte von rund 2,5 % zu beobachten. Für die Analyse im MS-Netz „Lungau“ wurde das Netz in zwei Bereiche aufgeteilt (Ost und West), da diese elektrisch getrennt sind. Tabelle 11 zeigt die maximalen Spannungsabfälle bei 100 % Durchdringung an E-Mobilität. Der maximale Spannungsabfall tritt bei 16 A dreiphasigem Laden (Ost-Region) in der Höhe von 1,46 % auf. Allgemein ist dadurch in den MS-Netzen zu erwarten, dass auch eine 100 % Durchdringung von E-Mobilität keine nennenswerten Netzprobleme verursachen wird. Jedoch werden durch ungesteuertes Laden Reserven für zukünftige Leistungszuwächse von Erzeugung und Verbrauch im unnötig hohen Ausmaß verbraucht.

Tabelle 11: Maximale Spannungsabfälle durch ungesteuertes Laden (100 % Durchdringung) im MS-Netz „Lungau“

	Ost		West	
	16 A einphasig	16 A dreiphasig	16 A einphasig	16 A dreiphasig
Ungesteuertes Laden	1,08 %	1,46 %	0,13 %	0,21 %

Key Facts: Ungesteuertes Laden

Das ungesteuerte Laden führt ab einem Durchdringungsgrad der E-Mobilität > 40 % zu signifikanten Netzproblemen in NS-Netzen (bis zu 35 % der NS-Netze Salzburgs bei 10,5 kW Ladeleistung). Verbessert wird diese Situation durch Laden mit niedrigen Ladeleistungen (z.B. 3,5 kW) und symmetrischer Aufteilung der Ladeleistung (z.B. durch dreiphasige Anschlüsse) zwischen den drei Phasen. Probleme treten dann noch in 7 % der NS-Stränge Salzburgs bei einem Durchdringungsgrad der E-Mobilität von 40 % auf. Die fehlende Flexibilität des ungesteuerten Ladens bleibt jedoch erhalten und mindert damit nach wie vor vorhandene Reserven für zukünftige Leistungszuwächse von Erzeugung und Verbrauch. In Mittelspannungsnetzen sind kaum Netzprobleme zu erwarten, jedoch führt ungesteuertes Laden ebenfalls zum unnötigen Verbrauch vorhandener Netzreserven. Die ökonomische Analyse zeigt, dass die mittleren jährlichen Ladekosten je E-Fahrzeug bei etwa 500 € liegen, wenn die prognostizierten Strompreise des Jahres 2020 herangezogen werden. Inwieweit diese Situation aus technischer und ökonomischer durch gesteuertes Laden geändert werden kann, wird im folgenden Kapitel erörtert.

3.2 Gesteuertes Laden (Stufe 2a-c)

3.2.1 Marktorientiert gesteuertes Laden

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse für marktorientiert gesteuertes Laden bestehen aus:

- Detailanalysen zur Auswirkung der Ladestrategie auf NS- und MS-Netze.
- Einer V2G-Potentialabschätzung (benötigte Anzahl an E-Fahrzeugen für die Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt).
- Einer wirtschaftliche Analyse zu Ladekosten der E-Fahrzeuge und der Teilnahme der E-Fahrzeuge an den Regelenergiemärkten

Tabelle 12 fasst die Ergebnisse der Auswirkung des marktorientiert gesteuerten Ladens auf die Spannungsänderung der vorhandenen Knoten in den analysierten NS-Netzen zusammen. Wie schon beim ungesteuerten Laden treten die meisten U-Probleme bei maximaler Durchdringung und Anschluss der E-Fahrzeuge an gleicher Phase (L1) auf. Das marktorientiert gesteuerte Laden verschärft die Situation durch die vorhandene Gleichzeitigkeit der Ladeprozesse (vgl. Kapitel 2.1.2) jedoch deutlich und führt zusätzlich bei den Netzen 0232 und S0998 zur Verletzung der Vorgaben nach EN 50160.

Tabelle 12: Zusammenfassung der Spannungsprobleme bei marktorientiert gesteuertem Laden

	222	232	249	S0752	S0978	S0998
Kein EV						
16 A einphasig (2030, L1)				A, B		
16 A einphasig (2030, L1 bis L3 gleichmäßig verteilt)						
16 A dreiphasig (2030)						
16 A einphasig (2050, L1)		A		A, B		A, B
16 A einphasig (2050, L1 bis L3 gleichmäßig verteilt)				A		
16 A dreiphasig (2050)				A		

	Kein Spannungswert unter 0,9 p.u.
	Spannungswerte unter 0,9 p.u. (EN 50160 gewährleistet)
A	Weniger als 100 % der Zeit zwischen [-15 % +10 %]
B	Weniger als 95 % der Zeit zwischen [-10 % +10 %]

Aus technischer Sicht stellt das marktorientiert gesteuerte Laden eine ineffiziente Ladestrategie dar, da angesichts der auftretenden hohen Gleichzeitigkeit die Netzrestriktionen¹⁴ mehrfach zu unterschiedlichen Tageszeitpunkten verletzt werden. Wiederum wird ein hoher Anteil an vorhandenen Netzreserven unnötig verbraucht. Dies ist auch im MS-Netz im Lungau zu beobachten da bei einer ca. 100 % Durchdringung an E-Fahrzeugen ein Spannungsabfall von bis zu 8 % zu beobachten ist (siehe Tabelle 13). Dies ist mehr als das reservierte Spannungsband für Lasten (7 % bei [1,07 p.u. – 0,97 p.u.] nach EN 50160 (vgl. [OEVE, 2011])).

Tabelle 13: Errechnete Spannungsabfälle beim marktorientiert gesteuerten Laden (MS-Netz Lungau. 100 % E-Mobilität)

	Ost		West	
	16 A einphasig	16 A dreiphasig	16 A einphasig	16 A dreiphasig
Marktorientiert gesteuertes Laden	2,55 %	8,15 %	0,43 %	1,09 %

¹⁴ Spannungs- und Auslastungsgrenzen

Die ökonomische Analyse des marktorientiert gesteuerten Ladens ergibt, dass die mittleren jährlichen Ladekosten pro E-Fahrzeug bei ca. 160 € liegen. Dies stellt eine Reduktion der Ladekosten von rund 350 € im Vergleich zum ungesteuerten Laden im Jahr 2020 dar. Signifikante ökonomische Vorteile wären dadurch erreichbar – jedoch auf Kosten der vorhandenen Netzinfrastruktur.

V2G-Potentialabschätzung zur Bereitstellung von 30 MW Regelleistung

Abbildung 27 zeigt eine im Tagesverlauf benötigte Anzahl an Elektrofahrzeugen, um in einem Zeitfenster von 4 Stunden eine konstante Leistung von 30 MW an Tertiärregelenergie liefern zu können. Dazu werden im Zeitfenster von 04:00 bis 08:00 Uhr morgens die meisten E-Fahrzeuge benötigt. Für das Szenario „Laden und Entladen nur zu Hause“ sind dies maximal 22.500 BEV und für das Szenario „Laden und Entladen zu Hause und am Arbeitsplatz“ etwa 17.000 BEV.

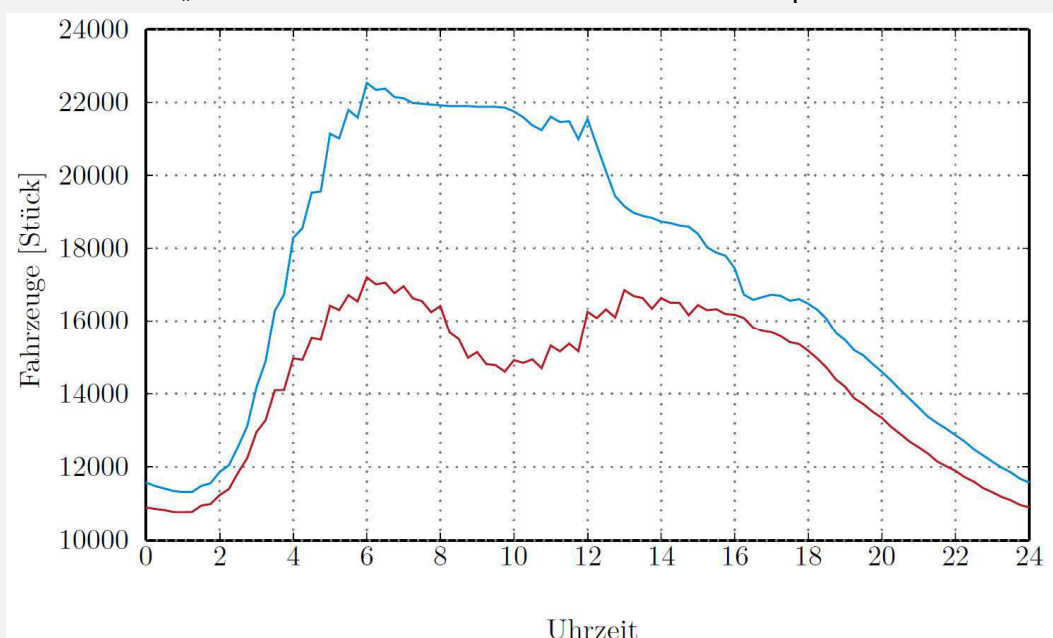


Abbildung 27: Anzahl der benötigten BEV für 30 MW Regelleistung in einem Zeitfenster von 240 Minuten, Laden und Entladen mit max. 3,5 kW nur zu Hause (blau) oder zu Hause und am Arbeitsplatz (rot)

Im folgenden Abschnitt wird die Teilnahme der E-Fahrzeuge an den Regelenergiemärkten in der APG-Regelzone aus ökonomischer Sicht bewertet. Die Berechnungen ergeben, dass die Teilnahme der E-Fahrzeuge an positiven Tertiär- und Sekundärregelenergiemärkten erst ab Batterieinvestitionskosten von 500 €/kWh zu positiven Erlösen führt. Die Erlöse für die Teilnahme der E-Fahrzeuge am positiven Tertiärregelenergiemarkt (abgerufene Energiemenge von 9,25 GWh im Jahr 2010 [Rezania, 2012c]) liegen in einer Bandbreite von etwa 65 bis 200 € pro Fahrzeug und Jahr (Investitionskosten der Batterie von 500 €/kWh, Batteriekapazitäten von 16, 24 bzw. 48 kWh). Wird zusätzlich die Lieferwahrscheinlichkeit¹⁵ von rund 0,4 % der vorgehaltenen Leistung am positiven Tertiärregelenergiemarkt

¹⁵ Anteil der abgerufenen Leistungsreserve

berücksichtigt, reduzieren sich diese Werte auf maximal 16 € pro Fahrzeuge und Jahr (siehe Abbildung 28).

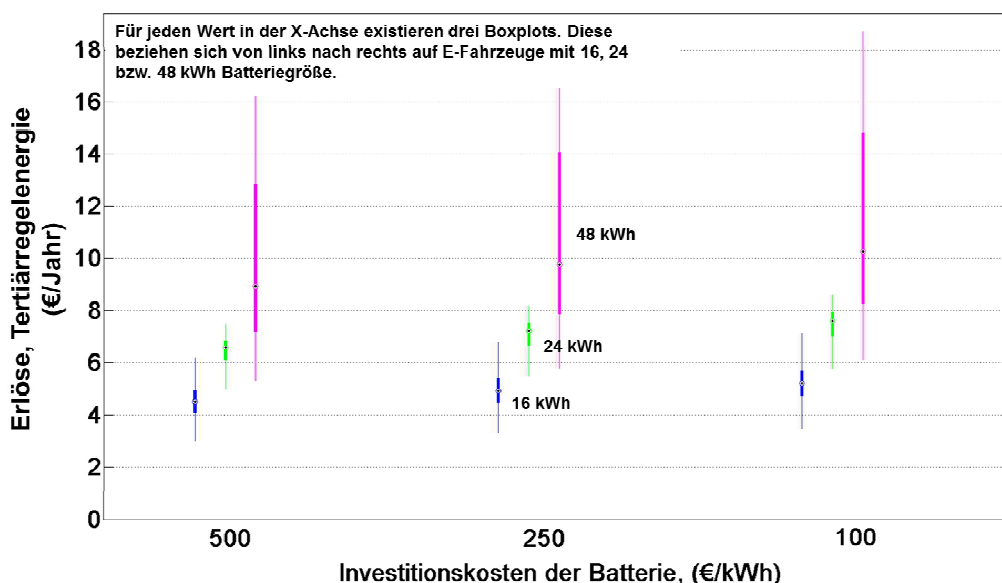


Abbildung 28: Erlöse der E-Fahrzeuge bei Teilnahme am positiven Tertiärregelenergiemarkt in der APG-Regelzone

Die abgerufene positive Sekundärregelenergie lag im Jahr 2010 bei 300 GWh [Rezania, 2010c]. Die Berücksichtigung der Lieferwahrscheinlichkeit der vorbehaltenen Leistung der positiven Sekundärregelenergie von rund 17 % führt zu durchschnittlichen Erlösen von rund 45 bis 120 € pro Fahrzeug und Jahr (Investitionskosten der Batterien bei 500 €/kWh vgl. Abbildung 29).

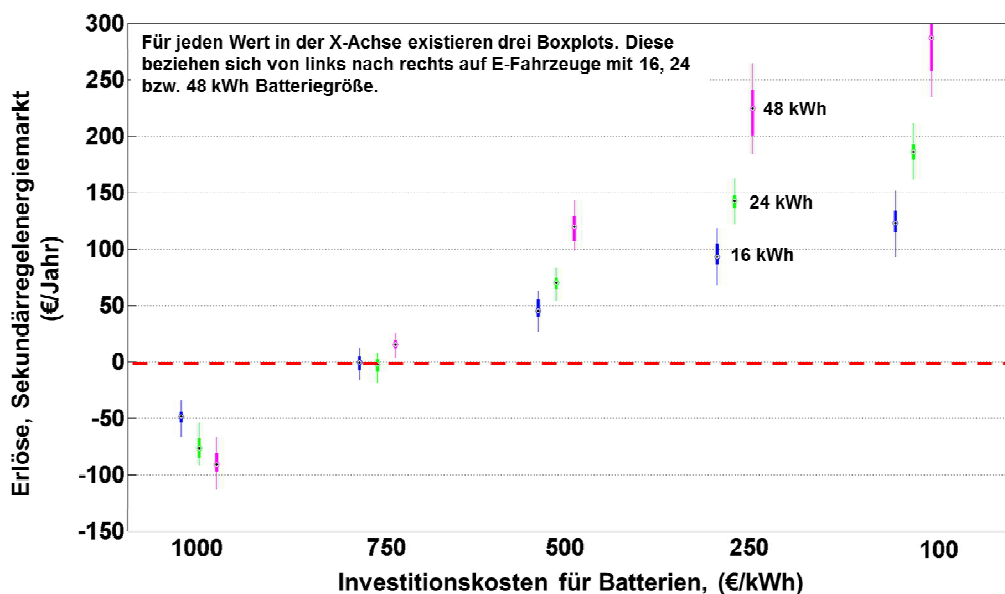


Abbildung 29: Erlöse der E-Fahrzeuge bei Teilnahme am positiven Sekundärregelenergiemarkt in der APG-Regelzone

Die beschriebenen Erlöse stellen dabei Maximalwerte dar, da notwendige Steuerungs- und Kommunikationslösungen für eine Teilnahme der E-Fahrzeuge an den Regelenergiemärkten nicht berücksichtigt werden. Wird zudem der zu erwartende Wettbewerb der E-Fahrzeuge mit anderen

Anbietern von positiver Regelenenergie können folgende Überlegungen in diesem Zusammenhang erwähnt werden:

- Der angebotene Leistungspreis der Regelenenergieanbieter dient als Entschädigung für die Opportunitätskosten (entgangene Gewinne am Day-Ahead oder Terminmarkt). Die Verringerung der Preisunterschiede zwischen Peak und Offpeak Perioden führt aktuell bereits zum Rückgang der Opportunitätskosten der vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke (größte Anbieter der Regelenenergie) in Österreich und erschwert damit die Aufnahme der E-Fahrzeuge im Leistungspool des Regelzonenführers.
- Der angebotene Arbeitspreis muss bei positiver Regelenenergie zumindest die Grenzkosten des Anbieters im Falle der Energielieferung decken. Abbildung 30 stellt die Grenzkosten der Li-Ion Batterien (Degradationskosten ohne Kosten für die Kommunikation und Ladesteuerung) und jene von Pumpspeicherkraftwerken sowie weiteren Speichertechnologien dar. Die Pumpspeicherkraftwerke stellen in der APG-Regelzone zumeist die Sekundärregelenenergie zur Verfügung. Die Degradationskosten der Li-Ion Batterien (Investitionskosten bei 500 €/kWh) liegen dabei eindeutig über den Grenzkosten der Pumpspeicherkraftwerke. Erst eine Reduktion der Degradationskosten der Batterien auf z.B. 33,75 €/MWh (Batterieinvestitionskosten 250 €/kWh) stellt eine annähernde Konkurrenzsituation zwischen Pumpspeicher und E-Fahrzeug her. Kosten für Kommunikation, Steuerung und Wechselrichter wurden dazu wiederum nicht berücksichtigt, weshalb zusätzliche Kostenreduktionen der Batterien notwendig wären. Dies ist jedoch nicht zu erwarten (vgl. Kapitel 2.2.5)
- Die Verringerung der Höhe des Mindestgebots wie z.B. am Sekundärregelenenergiemarkt von 5 MW auf 2 MW hat eine Wettbewerbssteigerung und eine Erhöhung der Anbieterzahl (z.B. Pooling von Dieselaggregaten oder Speichertechnologien) zur Folge und lässt einen damit verbundenen Rückgang der Leistungs- und Energiepreise an den positiven Regelenenergiemärkten vermuten. Dieser Umstand würde zu einer weiteren Verringerung möglicher Erlöse der E-Fahrzeuge führen und somit die Abdeckung der V2G Kosten weiter erschweren.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Erlösmöglichkeiten der E-Fahrzeuge durch Teilnahme an den positiven Regelenenergiemärkten (Energierückspeisung) bei derzeitigen Marktkonditionen als sehr gering einzuschätzen sind.

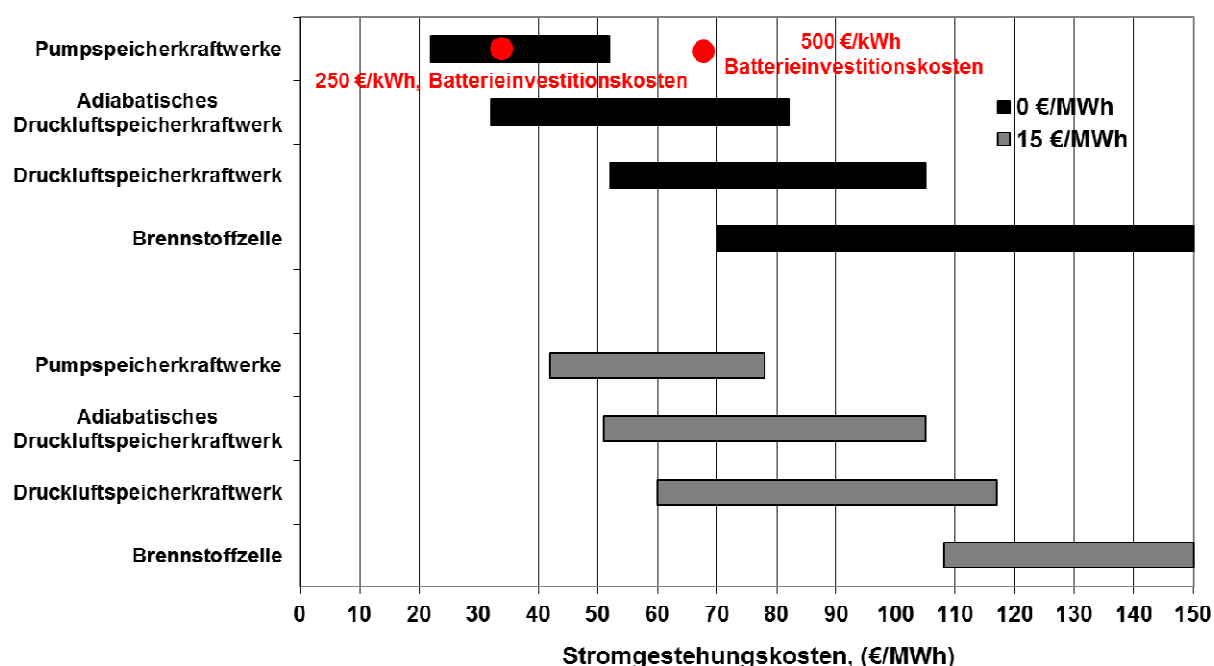


Abbildung 30: Vergleich der Stromspeicherungskosten verschiedener Großspeichertechnologien (vgl. [Zach, 2012]) und der Degradationskosten von Li-Ion Batterien in Abhängigkeit der Batterieinvestitionskosten

Die erzielbaren Erlöse (Mittelwert) durch eine Teilnahme an den negativen Sekundärregelenergiemärkten (Laden der Fahrzeuge) können im Jahr 2020 mit etwa 80 €/ pro Jahr und Fahrzeug angegeben werden. Andererseits zeigte sich, dass die Teilnahme der E-Fahrzeuge am negativen Tertiärregelenergiemarkt aufgrund der niedrigen Anzahl der Abrufe erst mit angebotenen Energiepreisen von etwa 51 €/MWh (30 % unter dem Referenzwert von 73,1 €/MWh) positive Erlöse erwartet werden könnten. Eine Teilnahme der E-Fahrzeuge an den negativen Regelenergiemärkten (vor allem am Sekundärregelenergiemarkt) erscheint daher als nicht realistisch.

Key Facts: Marktorientiert gesteuertes Laden

Das marktorientiert gesteuerte Laden weist eine deutlich höhere Gleichzeitigkeit beim Laden der E-Fahrzeuge im Vergleich zu ungesteuertem Laden auf. Dies erhöht den Verbrauch der Netzreserven in NS- und MS-Netzen deutlich (z.B. um ca. 6 % im MS-Netz „Lungau“). Netzengpässe in NS-Netzen werden schon ab einer 25 % Durchdringung der E-Mobilität erreicht. Die jährliche Ladekosten je Fahrzeug liegen zwar um rund 340 € unter den Ladekosten des ungesteuerten Ladens, jedoch auf Kosten der vorhandenen Netzreserven. Wird ein Einsatz der E-Fahrzeuge an den positiven Regelenergiemärkten (Rückspeisung) betrachtet, ergeben sich lediglich geringe Erlösmöglichkeiten (max. 200 €/Fahrzeug/Jahr), welche vor allem durch die hohen Degradationskosten der Batterien im V2G-Anwendungsfall limitiert werden. Auch eine Teilnahme der E-Fahrzeuge an den negativen Regelenergiemärkten erscheint nur dann realistisch, wenn die Kosten für Steuerung und Kommunikationstechnik gering ausfallen.

3.2.2 Last- und erzeugungsorientiert gesteuertes Laden/Entladen

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse bestehen aus der Darstellung der Auswirkung des last- und erzeugungsorientiert gesteuerten Ladens auf die NS-Netze 0752, 0216 und 0220 und einer wirtschaftlichen Bewertung.

Lastorientiert gesteuertes Laden/Entladen

Die technischen Auswirkungen des lastorientiert gesteuerten Ladens werden für das Netz S0752 dargestellt. Wie bereits in Kapitel 3.1 und 3.2.1 erwähnt, weist das Netz S0752 bereits jetzt (ohne E-Mobilität) eine hohe Auslastung auf. Tabelle 14 vergleicht die Auswirkung des lastorientiert gesteuerten Ladens mit den Resultaten des ungesteuerten Ladens. Das lastorientiert gesteuerte Laden verringert dabei vor allem die maximale Auslastung der Kabel und des Transformators (Ausnahme 16A dreiphasig (2030)). Auch der maximale Spannungsabfall wird durch lastorientiert gesteuertes Laden durchschnittlich 15 % reduziert.

Tabelle 14: Ergebnisse der Netzsimulationen, ungesteuertes vs. lastorientiert gesteuertes Laden

	Max. Spannungsabfall (%)		Max. Auslastung Kabel (%)		Max. Auslastung Trafo (%)	
	Ungesteuertes Laden	Lastorientiert gesteuertes Laden	Ungesteuertes Laden	Lastorientiert gesteuertes Laden	Ungesteuertes Laden	Lastorientiert gesteuertes Laden
16 A einphasig (2030, L1)	7,24	4,86	111	105	58	52
16 A einphasig (2030, L1 bis L3 gleichmäßig verteilt)	3,46	3,26	95	94	44	42
16 A dreiphasig (2030)	0,15*	1,29*	88	83	44*	45*
16 A einphasig (2050, L1)	66,84	15,83	286	181	131	82
16 A einphasig (2050, L1 bis L3 gleichmäßig verteilt)	2,47	2,47	118	88	56	46
16 A dreiphasig (2050)	1,76*	2,78*	117	112	61	56

*Der global gewählte Ansatz verringert im Mittel die Netzprobleme; Lokal können jedoch die Maximalwerte verstärkt werden.

Die Ladekosten für das lastorientiert gesteuerte Laden werden anhand der ermittelten Ladeprofile und prognostizierten Strompreise berechnet. Die mittleren Ladekosten liegen jährlich bei etwa 175 € je Fahrzeug. Dies ist lediglich um ca. 7,5 % höher als für das marktorientiert gesteuerte Laden und stellt daher aus ökonomischer Sicht eine gute Alternative dar.

Erzeugungsorientiert gesteuertes Laden/Entladen

Wie schon im Kapitel 2.3.3 erwähnt, wird zwischen V2G (Laden und Entladen) und G2V (nur Laden) Strategien zur Integration der E-Fahrzeuge in eine Bilanzgruppe unterschieden. Abbildung 31 vergleicht die entstandenen Kosten (Medianwerte) der zwei Strategien basierend auf Day-ahead Preisen des Jahres 2010. Bei der Ermittlung der Kosten der Lade-/Entladestrategie werden die Ladekosten, die Einnahmen aus der Entladung und die verbundenen Degradationskosten (Batterieinvestitionskosten von 500 €/kWh) berücksichtigt. Aufgrund der vorhandenen Degradationskosten ist ersichtlich, dass die Kosten von V2G signifikant über jenen von G2V liegen.

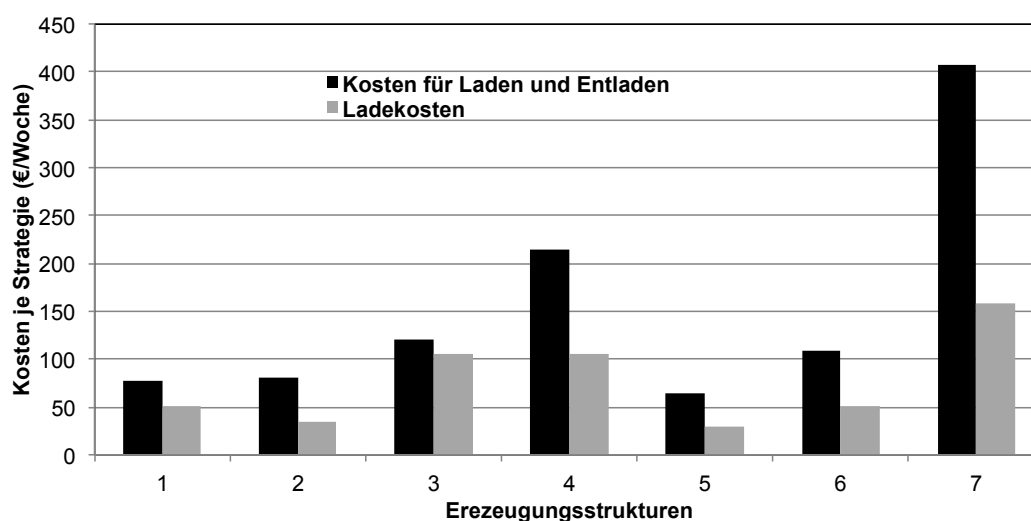


Abbildung 31: Vergleich der Kosten von G2V und V2G Strategien innerhalb der Bilanzgruppe

Mit der Teilnahme der Bilanzgruppenverantwortlichen an Day-ahead bzw. Intra-day Märkten reagierend diese auf kurzfristige Fahrplanabweichungen der Bilanzgruppe – beim Laden vor allem auf eine Überdeckung der Bilanzgruppe (Erzeugung > Verbrauch). Dies bedeutet, dass Ausgleichsenergiekosten durch Ladung der E-Fahrzeuge eingespart werden können, da auch unter anderem die Ladekosten von den E-Fahrzeugbenutzern abgedeckt werden. Abbildung 32 stellt je Erzeugungsstruktur (vgl. Kapitel 2.3.3) die eingesparten Ausgleichsenergiekosten für die G2V Strategie in Vergleich zu alternativen Ladekosten der E-Fahrzeuge am Day-ahead bzw. Intra-day Markt dar. Die gebildeten Strompreise am Intra-Day Markt weisen in diesem Zusammenhang eine höhere Volatilität im Vergleich zu den Preisen am Day-ahead Markt auf (siehe Abbildung 46 im Anhang). Daher kommt es tendenziell zu höheren Ladekosten für die E-Fahrzeuge, wenn die Energie vom Intra-day Markt zugekauft wird.

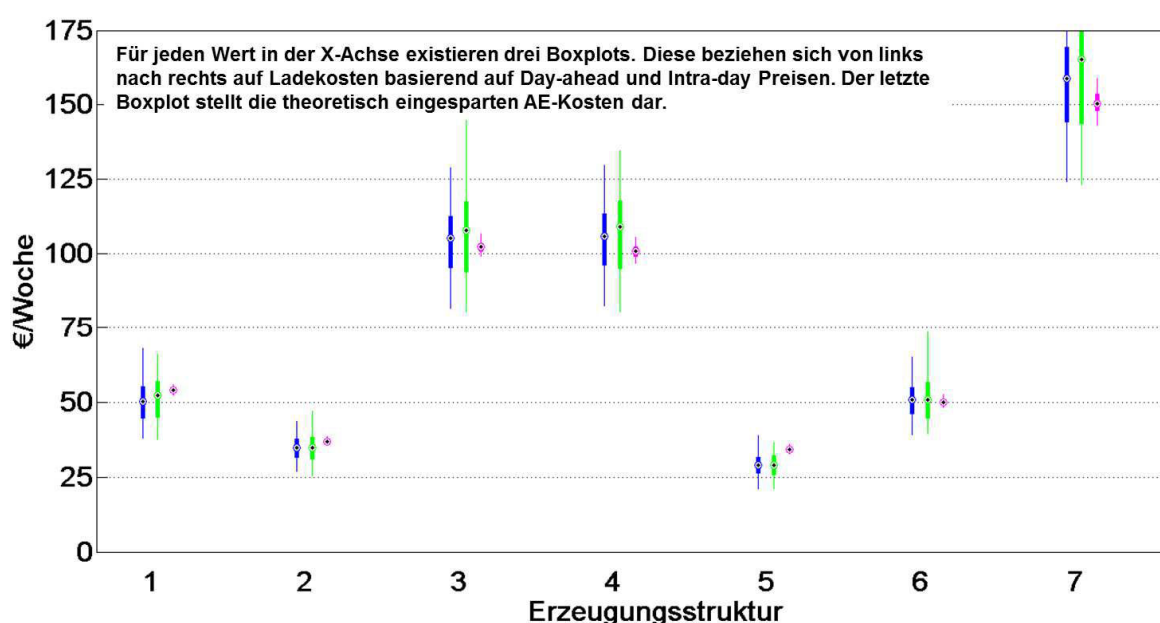


Abbildung 32: Ladekosten der G2V Strategie bewertet mit Day-ahead und Intra-day Preisen im Vergleich zu theoretisch eingesparten AE-Kosten (bewertet mit Ausgleichsenergie Clearingpreisen aus dem Jahr 2010)

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die V2G Strategie für den Ausgleich der Bilanzgruppe keinen interessanten Anwendungsfall darstellt, da trotz gering gewählten Batterieinvestitionskosten die resultierenden Degradationskosten mit den Erlösen aus der Energierückspeisung nicht abgedeckt werden. Das Laden der E-Fahrzeuge (G2V) zum Ausgleich einer Bilanzgruppe hingegen stellt eine effiziente systembezogene Integration der E-Fahrzeuge dar, da einerseits die Kosten für die Ladung seitens der E-Fahrzeuge übernommen werden und andererseits mit eingesparten Ausgleichsenergiekosten verbunden ist.

Sonderfall: Kombination aus erzeugungsorientiert und lastorientiert gesteuertem Laden/Entladen

Die wirtschaftliche Analyse des kombinierten erzeugungsorientiert gesteuerten Ladens und lastorientiert gesteuerten Entladens stellt die Erlöse des Entladekonzepts ohne Betrachtung der Ladekosten (Annahme: Ladekosten aus PV Erzeugung werden E-Mobilität nicht verrechnet) in Abhängigkeit der Batterieinvestitionskosten dar. Die Deckungsbeiträge ergeben sich aus der wirtschaftlichen Bewertung des abgedeckten Anteils des Haushaltsverbrauchs nach [ADRES, 2011], der eingespeisten Energie ins Stromnetz und den Kosten für die vorhandene Batteriedegradation. Für den Haushaltsstrompreis im Basisjahr wurde ein Mittelwert von 19,6 c€/kWh (Mittelwert für 2011, siehe [Eurostat, 2011]) und als mittlerer Energiepreis von 51,8 €/MWh (Mittlerer Strompreis am EXAA-Spotmarkt im Jahr 2011, vgl. [EXAA, 2011]) angenommen. Ab Batterieinvestitionskosten von 500 €/kWh kann mit positiven Deckungsbeiträgen für alle betrachteten Fahrzeugs- und Haushaltsverbrauchsprofile gerechnet werden (siehe Abbildung 33).

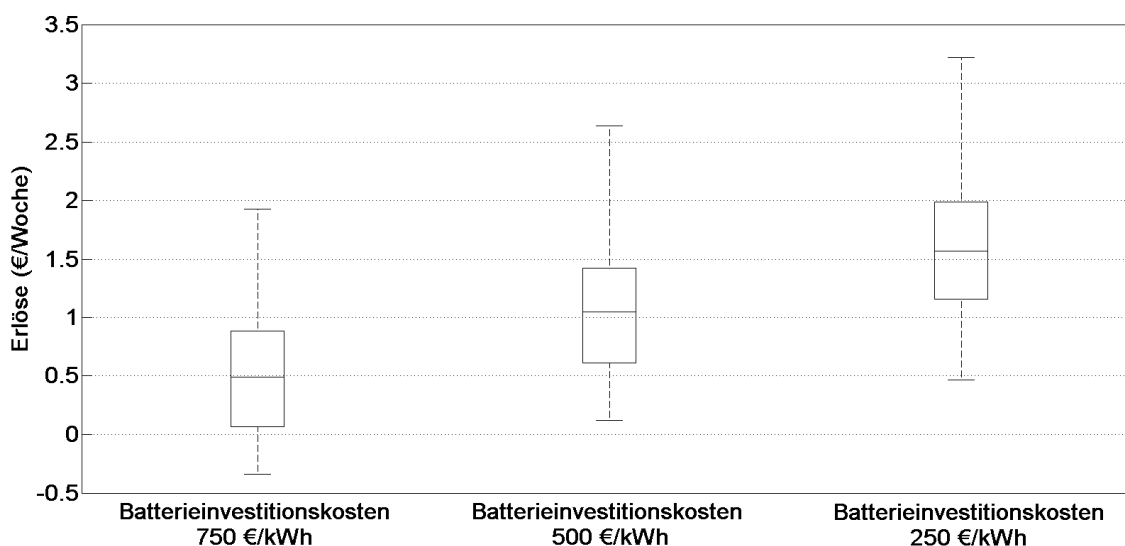


Abbildung 33: Erlöse in €/Woche durch Entladen der E-Fahrzeuge in den Abendstunden von 19:00 bis 21:00 Uhr für unterschiedliche Batterieinvestitionskosten

Für Batterieinvestitionskosten von 500 €/kWh würden die mittleren Erlöse bei etwa 50 € je Fahrzeug und Jahr liegen. Um diesen Anwendungsfall realisieren zu können, müssten die erzielbaren Deckungsbeiträge jedoch in der Lage sein, die Zusatzkosten für die Ladestation, die notwendige Kommunikationsinfrastruktur und den Wechselrichter (V2G-Inverter) decken zu können.

Key Facts: Last- und erzeugungsorientiert gesteuertes Laden/Entladen

Das lastorientiert gesteuerte Laden ist durch die Vermeidung von hoher Gleichzeitigkeit beim Laden der E-Fahrzeuge und der Verschiebung des Ladens in Schwachlastzeiten gegenüber dem ungesteuerten und marktorientiert gesteuerten Laden zu bevorzugen. Dies führt zu einer geringeren Auslastung der Betriebsmittel und zu einer Verringerung der Spannungsabfälle in den untersuchten Netzen (z.B. um 15 % im stark ausgelasteten Netz). Dadurch wird auch der Verbrauch an Netzreserven verringert.

Aus ökonomischer Sicht liegen die jährlichen Ladekosten mit 175 € je Fahrzeug um etwa 7,5 % über jenen des marktorientiert gesteuerten Ladens und stellen somit eine gute Alternative dar. Auch Einbindung der E-Mobilität in eine bestehende Bilanzgruppe durch erzeugungsorientiert gesteuertes Laden stellt eine interessante Variante dar, wohingegen gesteuertes Entladen innerhalb einer Bilanzgruppe aufgrund der derzeit noch hohen Batteriedegradationskosten als keine geeignete Strategie zu erachten ist.

Wird der Sonderfall des Entladens der E-Fahrzeuge am Standort „zu Hause“ während der Starklastzeiten zusätzlich betrachtet, so können jährliche mittlere Erlöse in der Höhe von rund 50 € pro E-Fahrzeug (Batterieinvestitionskosten von 500 €/kWh) ermittelt werden. Dabei ist jedoch fraglich, ob zukünftig diese Erlöse die Kosten für notwendige Steuerungs- und Kommunikationstechnik decken können.

Folglich kann durch gesteuertes Laden zwar der negative Einfluss, nämlich verbrauchte Netzreserven, kurzfristig reduziert werden, wirklich wirksam behoben wird er aber erst durch geregeltes Laden. Darauf wird im folgenden Kapitel näher eingegangen.

2 Jahre für das Beispiel des stark ausgelasteten Niederspannungsnetzes undgewählten Szenarios aus [Kloess, 2011]

4 Schlussfolgerungen

4.1 Ungesteuertes Laden (Stufe 1)

Allgemein betrachtet ist ungesteuertes Laden für den Netzbetrieb generell günstiger als marktorientiert gesteuertes Laden, da marktorientiert gesteuertes Laden eine sehr hohe Gleichzeitigkeit des Ladeprozesses bewirkt. Jedoch führt auch das ungesteuerte Laden ab einem Durchdringungsgrad der E-Mobilität >40 % (vgl. Abbildung 34) zu „flächendeckenden“ Netzengpässen in NS-Netzen (für das gewählte Durchdringungsszenario ab etwa 2030). Durch geeignete Maßnahmen (z.B. Laden mit geringer Ladeleistung und deren symmetrische Aufteilung durch dreiphasige Anschlüsse) ist ein breiter Einsatz von E-Mobilität jedoch im Sinne der Systemeffizienz von vorn herein zu optimieren, da ansonsten im hohen Maße vorhandene Netzreserven verbraucht werden. Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass in ausgedehnten Netzteilen (Netze mit bereits hoher Auslastung vor allem an Netzknoten am Ende von langgezogenen Leitungen) etwaige Netzengpässe bereits früher auftreten können. Beispielsweise ist dies in etwa 7 % bzw. 35 % der Salzburger NS-Stränge bei symmetrischer Aufteilung der Ladeleistung von 3,5 bzw. 10,5 kW zwischen den drei Phasen der Fall¹⁶.

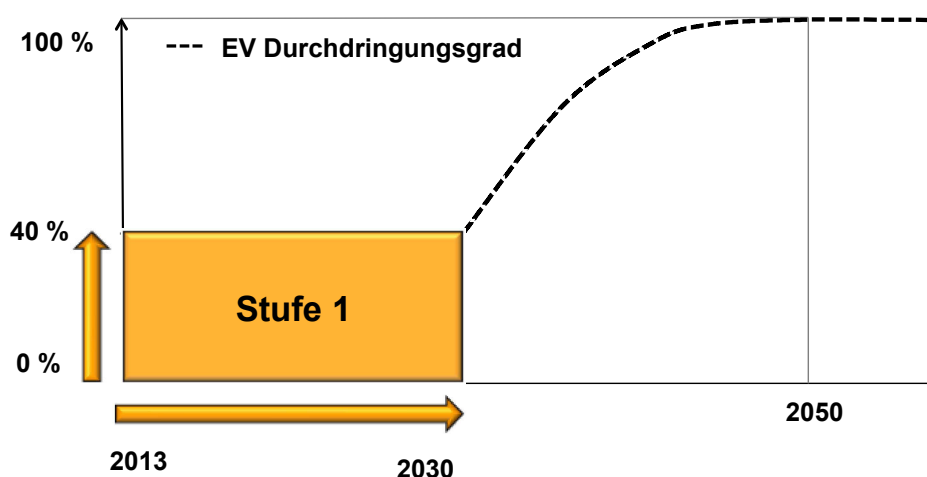


Abbildung 34: Projektergebnisse zum erreichbaren Durchdringungsgrad von E-Mobilität in den untersuchten Niederspannungsnetzen für ungesteuertes Laden

Die technischen Analysen zeigen zwar, dass in den Mittelspannungsnetzen¹⁷ bis zu einer maximalen Anschlussleistung von 10,5 kW (3-phasig) sogar eine 100 % Durchdringung, bei einem maximalen Spannungsabfall von etwa 1,5 %, integriert werden kann. Die ineffiziente Nutzung der vorhandenen Infrastruktur und fehlende Flexibilität bleiben jedoch erhalten und mindern ebenfalls vorhandene Reserven für zukünftige Leistungszuwächse von Erzeugung und Verbrauch. Anders gesagt, diese Art der Netzanbindung ist zwar technisch noch längere Zeit möglich, beansprucht das vorhandene Netz

¹⁶ Die Auswirkung der E-Mobilität auf alle NS-Stränge in Salzburg bezieht sich auf das ungesteuerte Laden und eine 40 % Durchdringung der Elektromobilität. Dabei wurde die Anzahl der NS-Stränge ermittelt, die mit der Integration der Elektrofahrzeuge (Verbrauch der Leistungsreserven) einen höheren Spannungsabfall als 10 % aufweisen.

¹⁷ Es wird darauf hingewiesen, dass der Anschluss von Ladestationen in erster Linie im Niederspannungsnetz netzbetriebsrelevant werden wird: Der Anschluss an Mittelspannungsnetz wird in erster Linie für Ladungen großer Leistungen relevant werden, also bspw. für den Anschluss von Schnellladestationen oder ganzer Parkhäuser mit E-Ladestationen. Hier wird die Netzintegration je nach relevantem Leistungsbedarf als Einzelbetrachtung abzuklären sein.

allerdings stärker als notwendig. Aus Effizienzgründen ist daher das Laden mit niedriger Anschlussleistung (z.B. 3,5 kW) zu empfehlen. Dabei ist eine symmetrische Lastaufteilung durch dreiphasiges Laden zu bevorzugen.

Die ökonomische Bewertung zeigt, dass die jährlichen Ladekosten bei ungesteuertem Laden für die untersuchten Fahrprofile durchschnittlich einen Wert von 500 € aufweisen.

4.2 Marktorientiert gesteuertes Laden/Entladen (Stufe 2a)

Wird marktorientiert gesteuertes Laden mit ungesteuertem Laden verglichen, so sind vor allem die verständlichen Bestrebungen von Elektromobilitätsdienstleistern, die eine möglichst kostengünstige Ladestrategie anstreben, als besonders kritisch einzustufen. Diese Bestrebungen bewirken, dass die erwähnten Netzengpässe durch sehr hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge den möglichen Durchdringungsgrad in den Niederspannungsnetzen um 15 % im Vergleich zum ungesteuerten Laden senken, wie in Abbildung 35 illustriert wird. Aus der Sicht der Stromnetze ist daher vor allem marktorientiertes Laden mit hoher Gleichzeitigkeit zu vermeiden.

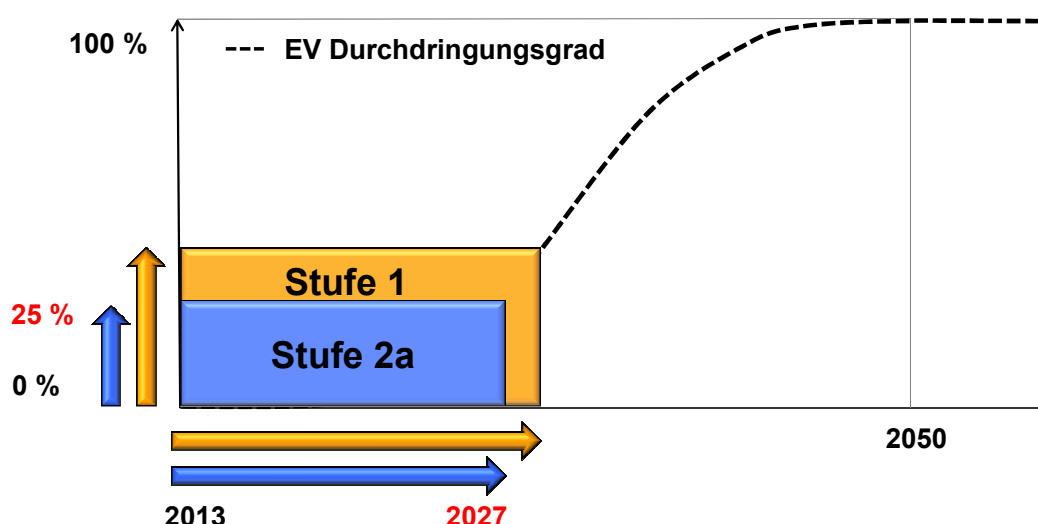


Abbildung 35: Projektergebnisse zum Effekt der Reduktion des möglichen Durchdringungsgrad von E-Mobilität für marktorientiertes Laden

In Bezug auf die zentralen ökonomischen Ergebnisse kann angeführt werden, dass marktorientiert gesteuertes Laden die jährlichen Ladekosten je Fahrzeug um etwa 340 € (von 500 auf etwa 160 €) senken kann – jedoch zum Preis signifikant stärker belasteter Netze. Wird eine Kopplung des Ladens und der Regelle Energiemärkte realisiert, so könnten Deckungsbeiträge von etwa 80 €/Fahrzeug/Jahr für die notwendige Ladesteuerung erreicht werden. Das Auftreten einer hohen Gleichzeitigkeit verschiedener Ladeprozesse kann jedoch auch durch den Einsatz am Regelle Energiemarkt nicht entschärft werden. Beispielsweise zeigt Tabelle 15 die notwendige Anzahl an Elektrofahrzeugen¹⁸, um eine Leistung von 30 MW am derzeitigen Tertiärregelle Energiemarkt anbieten zu können. Dies würde

¹⁸Der Kalkulation wurden die Mobilitätsdaten, Batteriekapazität je Fahrzeug, Lade-/Entladeleistung pro Fahrzeuge, Dauer der Entladung und der spezifische Verbrauch, zugrunde gelegt und eine, im Zeitfenster von 4 Stunden, konstant zuliefernde Regelleistung von 30 MW gewählt.

bedeuten, dass etwa 6 bis 8 % der derzeitigen gesamten Fahrzeugflotte in Salzburg simultan den Ladeprozess starten würden.

Tabelle 15: Benötigte Anzahl an Elektrofahrzeuge für die Teilnahme am derzeitigen Tertiärregelenergiemarkt in der APG Regelzone

Leistungs-Frequenz-Regelung (Tertiär) –derzeitige Marktregeln	
Ladeleistung (kW)	Anzahl der benötigten Elektrofahrzeuge für 30 MW Regelleistung
3,5	22.000 (Entspricht 6 bis 8 % des Fahrzeugbestandes in Salzburg)

Im Falle einer marktorientierten Entladestrategie („Vehicle to Grid“-Ansatz – V2G) ist eine Vermarktung am Spotmarkt (z.B. der EEX) nicht wirtschaftlich, da die Kosten, die sich aufgrund der Kapazitätsverluste beim Entladen der Batterien ergeben, derzeit doppelt so hoch sind wie die Kosten, welche durch einen Einsatz von Gas- und Dampfkraftwerken verursacht werden. Auch eine Entladung am Regelenergiemarkt ist mit derzeitigen Batteriekosten nicht wirtschaftlich darstellbar, da erst ab Batterieinvestitionskosten von etwa 500 €/kWh positive Deckungsbeiträge (zwischen 45 bis 120 € pro Fahrzeug und Jahr, je nach Batteriegröße) für den Aufbau einer notwendigen Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur erreicht werden. Im Vergleich liegen die derzeitigen Batterieinvestitionskosten bei etwa 750 €/kWh.

4.3 Last- und erzeugungsorientiert gesteuertes Laden/Entladen (Stufen 2b und 2c)

Das untersuchte lastorientiert gesteuerte Laden (Stufe 2b) verschiebt die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge in Schwachlastzeiten (z.B. Nachtstunden) und vermeidet hohe Gleichzeitigkeit beim Zuschalten der Fahrzeuge in einem Netzabschnitt. Diese Strategie ist damit gegenüber ungesteuerten und marktorientiert gesteuerten Laden zu bevorzugen. Durch die Vorgabe von Fahrplänen werden die vorhandenen Netze weniger stark belastet, wodurch eine Erhöhung des erreichbaren Durchdringungsgrads (z.B. bis zu 55 % für die untersuchten Netzabschnitte) erreicht werden kann. Die mittleren Ladekosten für das lastorientiert gesteuerte Laden liegen jährlich bei etwa 175 € je Fahrzeug. Dies ist lediglich um ca. 7,5 % höher als für die marktorientiert gesteuerte Strategie und stellt daher eine gute Alternative dar. Wird Energierückspeisung ebenfalls berücksichtigt, so ist auch im Fall einer lastorientierten Entladestrategie kein wirtschaftlich sinnvoller Einsatz darstellbar. Als Grund können wiederum die hohen Kosten der Kapazitätsverluste beim Entladen der Batterien angegeben werden.

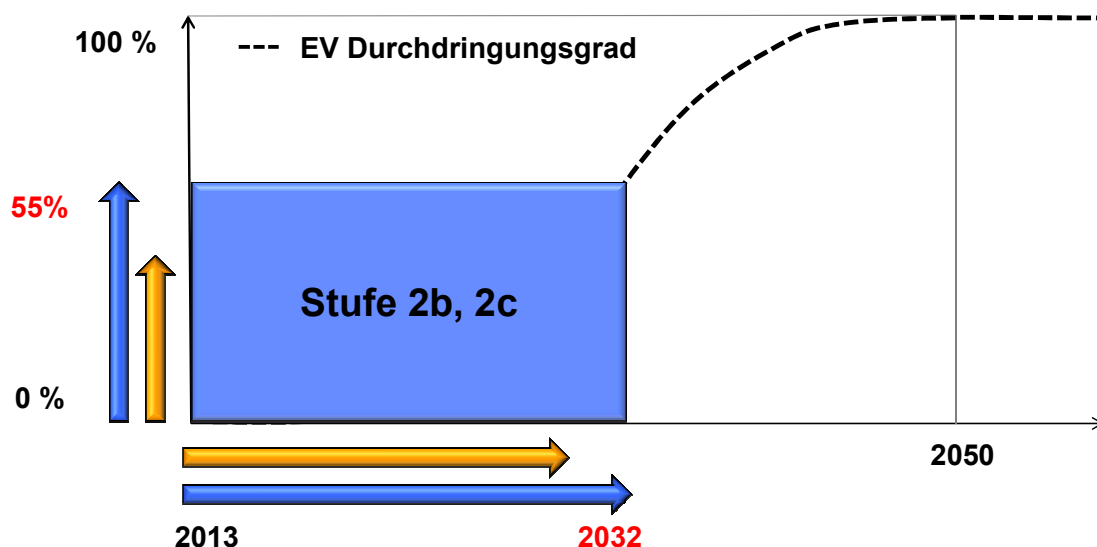


Abbildung 36: Ergebnisse zum möglichen „Hinauszögern von Netzverstärkungen“ durch den Einsatz von lastorientiert gesteuerten Ladestrategien.

Wird die erzeugungsorientiert gesteuerte Ladestrategie (Stufe 2c) betrachtet, welche lokale Photovoltaikerzeugung am Wohnort zum Laden nutzt und eine Entladung zu Starklastzeiten der Haushalte berücksichtigt, so ergeben sich ab Batterieinvestitionskosten von 500 €/kWh positive Erlöse. Diese betragen pro Jahr etwa 50 € je Fahrzeug, weshalb die jährlichen Zielkosten einer entsprechenden Lade- und Entladeregulierung diesen Wert nicht überschreiten sollten. Eine Bewertung der Integration der Elektrofahrzeuge in bestehende Ökobilanzgruppen zeigt zudem, dass eine Stromrückspeisung derzeit von anderen Quellen (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) etwa um den Faktor 2 günstiger erfolgen kann. Werden die Elektrofahrzeuge im Sinne einer Ökobilanzgruppe (Wochenverbrauch ca. 10 MWh; 130 Verbraucher, maximal 62 Elektrofahrzeuge) erzeugungsorientiert aus erneuerbaren Energiequellen geladen, errechnet sich die Reduktion der Ausgleichsenergiekosten der Bilanzgruppe je nach Fahrzeugmix zu ca. 55 bis 150 €/Woche.

Die Ergebnisse zeigen somit, dass last- oder erzeugungsorientiert gesteuerte Ladestrategien zwar den Verbrauch an Netzreserven verringern können, bieten jedoch aufgrund fehlender Daten zum Systemzustand sowie der Eindimensionalität der Strategien langfristig nicht die Möglichkeit, ein abgestimmtes Gesamtoptimum des Systembetriebs zu realisieren. Daher ist eine geeignete Infrastruktur erforderlich, um ein geregeltes Laden ermöglichen zu können. Im Sinne eines skalierbaren Systems zur Integration der E-Mobilität ist daher bei Umsetzung gesteuerter Ladestrategien eine gleichzeitige Vorbereitung geregelten Ladens zu empfehlen. Dies wird im nächsten Abschnitt beschrieben.

4.4 Geregeltes Laden (Stufe 3)

Geregeltes Laden bietet durch zeitnahe Informationen (z.B. Mess- und Prognosewerte) die Möglichkeit, aus unterschiedlichen Zielfunktionen für jeden Systemzustand ein Gesamtoptimum der Systemintegration der E-Mobilität zu erreichen. Durch geregeltes Laden kann Elektromobilität somit einen positiven Beitrag zum Netzbetrieb leisten und die Netzintegration Erneuerbarer Energieträger unterstützen.

Die Ermittlung dieser mehrdimensionalen Strategie kann dabei einerseits manuell (z.B. durch Abstimmung der Einzelfahrpläne im Lastverteiler von Energieversorgern) oder alternativ automatisiert (z.B. durch „Smart Grids“-Algorithmen) erfolgen. Dies setzt jedoch die Schaffung einer geeigneten Infrastruktur sowie einer Reglerarchitektur voraus, weshalb die dafür notwendigen Standards (z.B. IEC 15118) entsprechend anzupassen sind. Somit können unterschiedliche Vermarktungsstrategien am Energiemarkt unter Berücksichtigung gegebener Netzrestriktionen umgesetzt werden. Der Einsatz geregelten Ladens erscheint dabei als sinnvoll, sobald geeignete Funktionalitäten¹⁹ in den Netzen existieren (z.B. durch Smart Grids) bzw. die im Projekt V2G-Strategien untersuchten Stufen 2b und 2c (Fahrplanvorgabe) zur Integration der Elektromobilität ins Energiesystem nicht mehr ausreichen. Damit ist eine Steigerung des erreichbaren Durchdringungsgrads (vgl. Abbildung 37) zu erwarten.

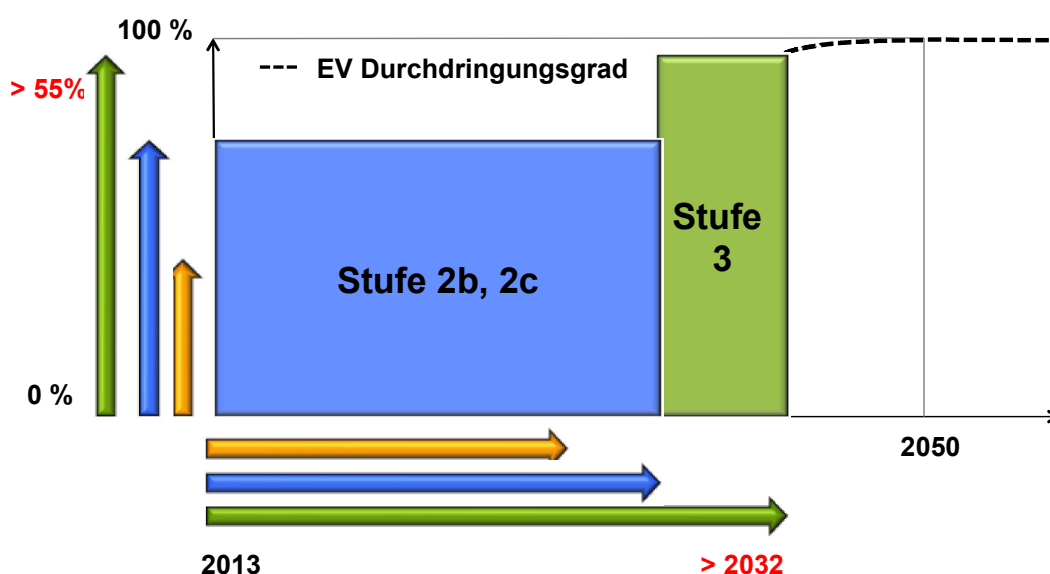


Abbildung 37: Darstellung des Effekts einer geregelten Ladung zur weiteren Erhöhung möglicher Durchdringungsgrade von Elektromobilität durch koordinierte und infrastrukturschonende Lade- bzw. Entladestrategien.

Diesbezüglich wurden im gegenständlichen Projekt V2G-Strategien jedoch keine detaillierten Auswirkungen aus technischer und wirtschaftlicher Sicht untersucht, da geregeltes Laden erst der Definition der zuständigen Akteure sowie der geeigneten Systemarchitektur bedarf. Vorab ist daher zu prüfen, ob die anrechenbaren Kosten des Systemaufbaus (anteilig Smart Grids, Lade- und Regelungsarchitektur, höhere Ladekosten für Kunden) für geregeltes Laden langfristig geringer ausfallen als die erreichbaren Nutzeneffekte (z.B. Summe der Zusatzerlöse der Mobilitätsdienstleister, Einsparungen im Netz, vermiedene Regelkraftwerke etc.).

Dennoch unterstützt geregeltes Laden die zentralen Empfehlungen des Projekts V2G-Strategien, welche im folgenden Kapitel nochmals zusammengefasst und um offene Forschungsfragen sowie notwendige Schritte ergänzt werden.

¹⁹z.B. zeitnahe Messwerte aus dem Netz zum Netzzustand, Preisänderungen am Energiemarkt oder Erzeugungsabweichungen von PV-Anlagen

5 Empfehlungen für Elektromobilität in Österreich

5.1 Projektempfehlungen und offene Forschungsfragen

Basierend auf den Erkenntnissen des Projekts V2G-Strategies empfiehlt das Konsortium, dass die intelligente Integration der Elektromobilität ins Energiesystem die Bedürfnisse von Kunde, Fahrzeug, Energiemarkt und Netz gleichermaßen berücksichtigen und daher ein geregeltes Laden entwickelt werden muss. Nur damit kann das beschriebene Gesamtoptimum der Systemintegration aus technischer und wirtschaftlicher Sicht erreicht werden. Dies setzt jedoch die Schaffung einer geeigneten Infrastruktur (z.B. Smart Grids zur Ermittlung von Eingangsgrößen für geregeltes Laden, Aufbau regelbarer Ladeinfrastruktur) sowie einer Regelungsarchitektur voraus. Damit können unterschiedliche Vermarktungsstrategien am Energiemarkt unter Berücksichtigung gegebener Netzrestriktionen umgesetzt werden.

Übergeordnet unterstützt geregeltes Laden somit die zentralen Empfehlungen des Projekts V2G-Strategies, welche wie folgt subsumiert werden können:

- Um die bestehenden Netzstrukturen möglichst lange und effizient nutzen zu können, wird das Laden mit niedrigen Anschlussleistungen (z.B. 3,5 kW) empfohlen. Dabei ist eine symmetrische Lastaufteilung durch dreiphasiges Laden zu bevorzugen.
- Rein marktorientiert gesteuertes Laden mit hoher Gleichzeitigkeit der Ladeprozesse ist generell zu vermeiden. Gesteuertes Laden (markt-, last- und erzeugungsorientiert) ist daher von Beginn an mit geringer Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge auszuführen, um Marktaspekte umsetzen und die vorhandene Netzinfrastruktur effizient nutzen zu können. Im Sinne der Systemeffizienz wird jedoch empfohlen, parallel dazu mit der Vorbereitung des geregelten Ladens zu beginnen. Der Einsatz von geregelterm Laden ist vorzusehen, sobald geeignete Funktionalitäten in den Netzen existieren (z.B. durch Smart Grids) bzw. die im Projekt V2G-Strategies untersuchten Stufen des gesteuerten Ladens zur Integration der Elektromobilität ins Energiesystem nicht mehr ausreichen.
- Die Rückspeisung von Energie aus den Fahrzeugen (Vehicle-to-Grid) ist zu aktuellen Marktkonditionen und für die untersuchten Fälle nicht sinnvoll, da die derzeitigen Kosten um den Faktor 2 über dem erreichbaren Nutzen liegen.

Ergänzend dazu wurden im Projekt V2G-Strategies offene Forschungsfragen identifiziert, welche für die Vorbereitung des geregelten Ladens zentral sind:

- Es ist zu prüfen, ob die anrechenbaren Kosten des Systemaufbaus (anteilig Smart Grid, Lade- und Regelungsarchitektur, höhere Ladekosten für Kunden) für geregeltes Laden langfristig geringer ausfallen als die erreichbaren Nutzeneffekte (z.B. Zusatzerlöse der Mobilitätsdienstleister, Einsparungen im Netz, vermiedene Regelkraftwerke). In diesem Zusammenhang ist aus volkswirtschaftlicher Sicht abzuschätzen und zu bewerten, ob zur Optimierung des Gesamtsystems mehr Aufwand für die Auslegung der Stecker- und Ladeinfrastruktur vorgesehen (z.B. durch dreiphasige Ladeinfrastruktur für Anschlussleistung von 3,5 kW) oder ob die aufgezeigten Auswirkungen unsymmetrischen Ladens durch Mehrinvestitionen in die Netzinfrastruktur bewältigt werden sollten. Diese Diskussion ist vor allem auch durch und mit den Normengebern zu führen und nicht unter alleiniger Zugrundelegung der individuellen betriebswirtschaftlichen Sicht der betroffenen Stakeholder.
- Es muss geklärt werden, wie ein Flexibilitätsoperator gestaltet werden kann (z.B. technische Lösung in Form lokaler Agenten oder Notwendigkeit einer neuen Marktrolle), um die unterschiedlichen Zielfunktionen einzelner Akteure (z.B. Mobilitätsdienstleister, Netzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortlicher etc.) für ein Gesamtoptimum zu kombinieren. Dazu ist ein Datenmodell zu entwickeln, welches den Zugriff auf die notwendigen Eingangswerte für geregeltes Laden sowie die korrespondierenden

Die nächsten Schritte zur effizienten Systemintegration von E-Mobilität sind daher:

- Um dreiphasiges Laden mit geringer Anschlussleistung zu realisieren, sind Abstimmungsprozesse zwischen den betroffenen Akteuren (z.B. Netzbetreiber, Kfz-, Ladestationshersteller, Mobilitätsdienstleister) vorzunehmen sowie entsprechende technische und organisatorische Regeln zu vereinbaren.
- Wenn der Nutzen geregelten Ladens die Kosten übersteigt, muss die Ladeinfrastruktur geregeltes Laden unterstützen. Die Gremien zur Definition der dafür notwendigen Standards (z.B. IEC 15118) sind dazu entsprechend zu informieren.

5.2 Das Projekt im Kontext weiterer österreichischer strategischer Dokumente und Leitfäden

Basierend auf den Projektempfehlungen wurden die gesammelten Erkenntnisse im Projektverlauf mit weiteren strategischen Dokumenten zur Elektromobilitätsintegration verglichen. Dabei wurden vor allem die „e-connected Abschlussberichte“, der „Nationale Einführungsplan Elektromobilität“, die „EnergieStrategie Österreich“ sowie der Bericht zu „Elektromobilität IN und AUS Österreich“ berücksichtigt, und den Projekterkenntnissen des Projekts V2G-Strategies gegenübergestellt.

Die Projektergebnisse verdeutlichen, dass unter Beibehaltung von ungesteuertem Laden bzw. der Einführung von marktorientiert gesteuertem Laden mit hoher Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge eine ineffiziente Infrastrukturnutzung realisiert wird. Netzausbaumaßnahmen hervorgerufen durch E-Mobilitätsintegration wären zwar auch in den Niederspannungsnetzen noch etwa ein bis zwei Jahrzehnte²⁰ entfernt, jedoch würden zeitnah Netzreserven für zukünftige Lasten und Erzeuger unnötig verbraucht. Dies steht im Widerspruch zur Energiestrategie Österreichs (vgl. [EnergieStrategie, 2010]), die von einer effizienten Nutzung der vorhandenen Ressourcen ausgeht.

Ein weiterer Vergleich zeigt, dass die Belastung der Netze vor allem dann gering gehalten werden kann, wenn symmetrische Lastaufteilung (z.B. durch dreiphasige Anschlüsse) zwischen den drei Phasen bei geringer Anschlussleistung (z.B. 3,5 kW) eingesetzt sowie eine last- bzw. erzeugungsorientierte Ladestrategie angewandt werden. Dies entspricht auch den Forderungen von [Elektromobilität, 2012] und [bmvit, 2010].

Wird eine mögliche Einbindung der Elektrofahrzeuge in bestehenden Öko-Bilanzgruppen betrachtet, so wäre diese eine Möglichkeit - im Sinne der Forderung aus [bmvit, 2010] und [EnergieStrategie, 2010] - eines systemnahe Integration der Elektromobilität unter Nutzung erneuerbarer Energie zu realisieren.

Um vorhandene Netzinfrastuktur möglichst effizient nutzen zu können, wird empfohlen geregeltes Laden einzusetzen, sobald geeignete Funktionalitäten in den Netzen existieren (z.B. durch Smart Grids) bzw. die im Projekt V2G-Strategien untersuchten Stufen 2b und 2c (Fahrplanvorgabe) nicht mehr ausreichen. Im Vorfeld ist zu prüfen, ob die anrechenbaren Kosten der „Smart Grids“-Ansätze geringer sind als der erreichbare Gesamtnutzen. Dies entspricht auch den Vorgaben der Roadmap der Technologieplattform Smart Grids Austria [SmartGrids, 2010].

Weiters wurde im Projekt V2G-Strategien – wie in [e-connected, 2010] vorgeschlagen – die Bewertung von unterschiedlichen Geschäftsmodellen durchgeführt. Die Vision, die Elektrofahrzeuge als temporären netztechnischen Energiespeicher zu verwenden (vgl. auch [Elektromobilität, 2012]), kann unter heutigen Bedingungen wirtschaftlich nicht realisiert werden und stellt derzeit keinen attraktiven Use-Case dar. Begründet liegt dies einerseits in den hohen Kosten der Kapazitätsverluste beim Entladen der Batterien und andererseits, in den niedrigen erzielbaren Einnahmen an den Energie bzw. Regelenergiemärkten.

Abschließend zeigen die allgemeinen Erkenntnisse aus den beiden Elektromobilitäts-Modellregionen („VLOTTE“ und „ElectroDrive Salzburg“), dass derzeit Elektrofahrzeuge vorrangig im privaten Bereich „zu Hause“ bzw. „am Arbeitsplatz“ geladen werden (max. 3,5 kW bei 1-phasig 16A). Öffentliche Normalladestellen (bis max. 10,5 kW bei 3-phasig 16 A) besitzen sehr geringe Auslastungen. Hingegen werden öffentliche Schnellladestationen (50 kW, CHAdeMO-Standard) zur Reichweitenverlängerung oft genutzt. Um das Ziel einer optimalen Planung und Verbreitung der öffentlichen Ladestationen erreichen zu können, wird daher der Aufbau eines Wettbewerbsmodells – wie in [Elektromobilität, 2012] vorgeschlagen – unterstützt. Jedoch sind die Funktionalitäten der Ladestationen zur Realisierung eines geregelten Ladens zu berücksichtigen.

²⁰ Dies ist mit der trägen Erneuerung der Fahrzeugflotte zu begründen vgl. [Kloess, 2011]

Literaturverzeichnis

[Abart, 2011]: Abart, A.; Stifter, M.; Bletterie, B.; Brunner, H.; Burnier de Castro, D.; Pointner, R.; Schenk, A.; Pitz, R.; Taus, H.: Augen im Netz: Neue Wege der Analyse elektrischer Niederspannungsnetze; e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Volume 128 (2011), 4; S. 122 - 127.

[ADRES, 2011]: Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Erneuerbare Energie Systeme, FFG-Forschungsprojekt, Energie der Zukunft, 1. AS, Projektnummer: 815674, Endbericht, Wien 2011.

[Bacher, 2011]: Bacher, H. J. et.al.: V2G-Interfaces Erstellung eines Umsetzungsplans zur Vehicle-to-Grid Interfaceentwicklung, Forschungsprojekt im Rahmen der Programmlinie Neue Energien 2020 (3. Ausschreibung), Projektnummer: 825421, Juli 2011

[Bletterie, 2011]: Bletterie, B.; Gorsek, A.; Abart, A.; Heidl, M.: Understanding The Effects Of Unsymmetrical Infeed On The Voltage Rise For The Design Of Suitable Voltage Control Algorithms With PV Inverters; Vortrag 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München; 05.09.2011 - 09.09.2011; in: "Proceedings 26th EUPVSEC", WIP München, 5BV.1.7 (2011), ISBN: 3-936338-27-2.

[Burnier, 2012]: Burnier de Castro, D.; Rezania, R.; Litzlbauer, M.: Auswirkung verschiedener Elektromobilitätsszenarien auf die Spannungsqualität von Niederspannungsnetzen unter Betrachtung der Phasenunsymmetrie; Paper, 12. Symposium Energieinnovation, Graz; 15.02.2012 - 17.02.2012

[bmvit, 2010]: Strategie und Instrumente sowie prioritäre Anwender- und Einsatzbereiche für den Nationalen Einführungsplan Elektromobilität, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, März 2010

[Dargay, 2007]: Dargay, J.; Gately, D.; Sommer, M.: Vehicle ownership and income growth, Worldwide: 1960-2030, Paper, The Energy Journal, Volume 28, Number 4, ISSN 0195-6574, 2007

[e-connected, 2010]: Abschlussbericht der Initiative e-connected, Initiative des Klima- und Energiefonds und des Bundesministeriums für Lebensministeriums, Dezember 2010

[Elektromobilität, 2012]: Elektromobilität IN und AUS Österreich, Herausgeber Österreichisches Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Österreichisches Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Österreichisches Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, Juni 2012

[EnergieStrategie, 2010]: EnergieStrategie Österreich, Maßnahmenvorschläge, Erstellt vom österreichischen Lebensministerium und Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, März 2010

[EMST, 2011]: Marktmodell Elektromobilität, Schlussbericht, September 2011

[EU, 2011]: Regulation(EU) No 510/2011 of the European parliament and of the council of May 2011, setting emission performance standards for new light commercial vehicles as part of the Union's integrated approach to reduce CO2 emissions from light-duty vehicles

[EU, 2009]: Regulation (EC) No 443/2009 of the European parliament and of the council of 23 April 2009 ,setting emission performance standards for new passenger cars as part of the Community's integrated approach to reduce CO2 emissions from light-duty vehicles

[Eurostat, 2011]: Electricity - domestic consumers - half-yearly prices; Data sources: Eurostat, URL: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>

[EXAA, 2011]: Energy Exchange Austria, Historische Energiepreise am Spotmarkt, URL: <http://www.exaa.at/Market>, 2010

[Fünfgeld, 2000]: Fünfgeld, C.;Tiedemann, R.: Anwendung der Repräsentativen VDEW- Lastprofile Step-by- Step, Herausgeberin: Brandenburgische Technische Universität Cottbus im Auftrag von Verband der Elektrizitätswirtschaft in Frankfurt , Januar 2000

[Fussi, 2011]: Fussi, A.; Schüppel, A.; Gutschi, C.; Stigler, H.: Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenergiemärkten, English: Technical- economicalanalysisofcontrolenergymarkets, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Paper, Konferenz: IEWT 2011, Februar 2011

[Haas, 2009]: Haas, R.; Redl C.; Müller, A.; Erdmann, G.; Ehlers, N.; Barthel, C.; Huber, C.; Faber, T.: Langfristige Szenarien der gesellschaftlich optimalen Stromversorgung der Zukunft, Studie aus der 2. Ausschreibung der Programmlinie, Juni 2009

[Haas, 2010]: Hass, R. et.al.: Langfristige Szenarien der gesamtwirtschaftlich optimalenIntegration von Mikro-KWK-Anlagen in das österreichische Energiesystem, Forschungsprojekt im Rahmen der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft, Projektnummer: 814138, Juli 2010

[Herry, 2005]: Herry, M., Russ, M., Schuster, M. Tomschy, R.04): Mobilitätsanalyse Stadt Salzburg und Umgebung 2004, Endbericht Version 1.0, Magistrat der Stadt Salzburg, Wien, Juli 2005

[Herry, 2007]: Herry, M.; Sedlacek, H.; Strinacher, I.: Verkehr in Zahlen, Studie im Auftrag vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Studie, ISBN 978-3-902428-40-0, November 2007

[Herry, 2008]: Herry, M.;Steinacher, I.;Tomschy, R.: Mobilität in NÖ – Ergebnisse der landesweiten Mobilitätsbefragung 2008, Amt der NÖ Landesregierung, Abteilung für Gesamtverkehrsangelegenheiten, Wien, 2008.

[Kloess, 2011a]: Kloess, M.: Potentials of hybrid and electric cars to reduce energy consumption and greenhouse gas emissions in passenger car transport – Techno-economic assessment and model-based scenarios, Dissertation, Vienna University of Technology- Energy Economics Group, March 2011

[Kloess, 2011b]: Kloess, M.; Müller, A.: Simulating the impact of policy, energy prices and technological progress on the passenger car fleet in Austria - A model based analysis, Energy Policy 39 (2011), S. 5045–5062

[Litzlbauer, 2012]: Litzlbauer, M: Grid integration of electric vehicles considering the mobility needs; Vortrag: 26th International Electric Vehicle Symposium (EVS26), Los Angeles, USA; 06.05.2012 - 09.05.2012

- [Leitinger, 2011]: Leitinger, C.: Netzintegration von solarerelektrischer Mobilität - Auswirkung auf das elektrische Energiesystem, English: Grid integration of solar electric vehicles - Impact on the energy system, PHD-Thesis, Vienna University of Technology, September 2011
- [Neue Energien 2020, 2009]: Neue Energien 2020 Forschungs- und Technologieprogramm 3. Ausschreibung 2009, Leitfaden für die Projekteinreichung, URL: <http://www.ffg.at/content/ne-2020-vorlagen-berichtslegung>, Datum 08.01.2013, Uhrzeit: 10:20
- [NORM EN 50160, 2011]: ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011 03 01, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (deutsche Fassung)
- [OEVE, 2011]: ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011 03 01, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (deutsche Fassung)
- [Peterson, 2009]: Peterson, S.B.; Apt, J.; Whitacre, J.F.: Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization, Journal of power sources, doi:10.1016/j.jpowsour.2009.20.010, in press
- [Reiter, 2011]: Reiter, G.: Zukunftsvision VehicleTo Smart Grid - Netzeinspeisung und Leistungssteuerung nach globalen Kriterien; Betreuer/in(nen): G. Brauner, M. Litzlbauer; E370-1, 2011; Abschlussprüfung: 07.10.2011.
- [Rezania, 2011]: Rezania, R.: Integration von Elektrofahrzeugen in das österreichische Energiesystem unter Analyse der Auswirkungen auf ausgewählte Mittel- und Niederspannungsnetze; Vortrag: 2. PHD-Workshop "Energieinformatik", Karlsruhe; 24.11.2011 - 25.11.2011; in: "Web-Proceedings", 2011
- [Rezania, 2012a]: Rezania, R.; Prügler, W.: Business models for the integration of electric vehicles into the Austrian energy system; Vortrag: 9th international conference on European Energy Market (EEM12), Florence, Italy; 10.05.2012 - 12.05.2012; in: "Proceedings", (2012), S. 1 - 9.
- [Rezania, 2012b]: Rezania, R.; Prügler, W.: Bewertung von Geschäftsmodellen für Elektromobilität in der APG-Regelzone, Elektrotechnik & Informationstechnik (2012) 129/3: 150–155. DOI 10.1007/s00502-012-0094-0
- [Rezania, 2012c]: Rezania, R.; Prügler, W.: Wirtschaftliche Bewertung der Teilnahme eines stationären Speichersystems an den Regelenergiemärkten Österreichs, Zeitschrift Informatik-Spektrum, Springer-Verlag, DOI: 10.1007/s00287-012-0669-5, Dezember 2012
- [Schey, 2012]: Schey, S.; Scofield, D.; Smart, J.: A First Look at the Impact of Electric Vehicle Charging on the Electric Grid in The EV Project, EVS26 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, Los Angeles, California, USA, May 6–9, 2012
- [Schuster, 2008]: Schuster A.: Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen, Diplomarbeit, E-370, TU Wien, 2008
- [SmartGrids, 2010]: Roadmap Smart Grids Austria, Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze!, FEEI – Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie, 2010

[Zach, 2012]: Zach, K.; Auer, H.; Lettner, G.: Role of Bulk Energy Storage in Future Electricity Systems with High Shares of RES-E Generation, project: store, Deliverable 2.2 (version: July 2012), supported by Intelligent Energy Europe, URL: <http://www.store-project.eu/>

Anhang

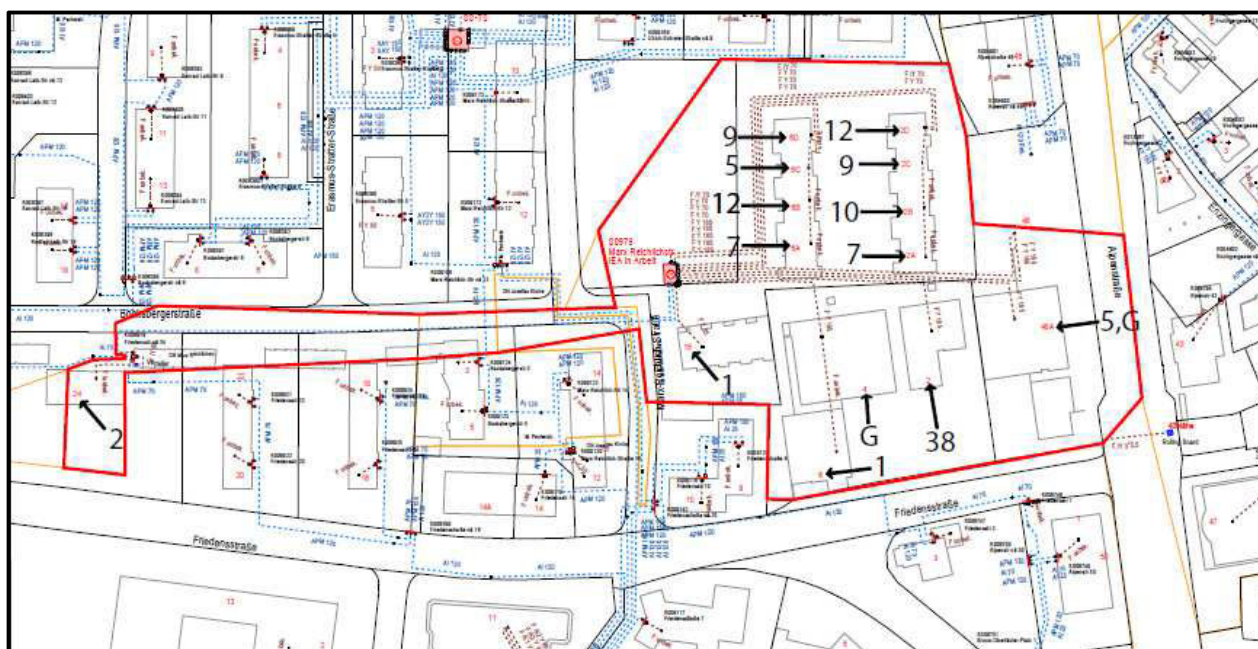


Abbildung 38: Schematische Darstellung des Netzes S0978 in der Stadt Salzburg mit der abgeschätzten Anzahl der Einwohner je Anschlusspunkt

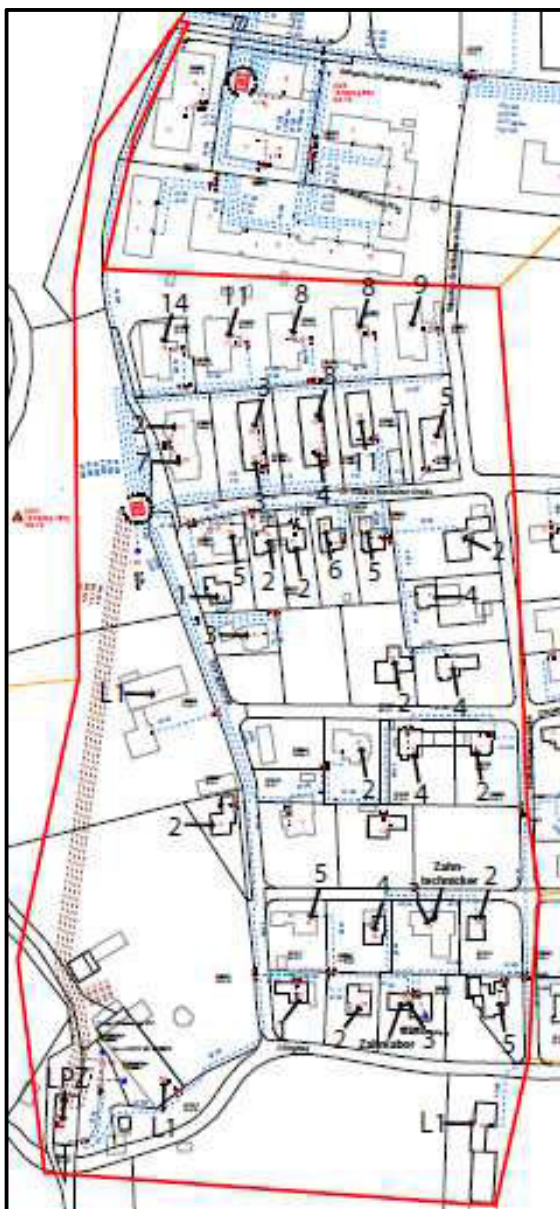


Abbildung 39: Schematische Darstellung des Netzes 0222 im ländlichen Gebiet Lungau mit der abgeschätzten Anzahl der Einwohner je Anschlusspunkt

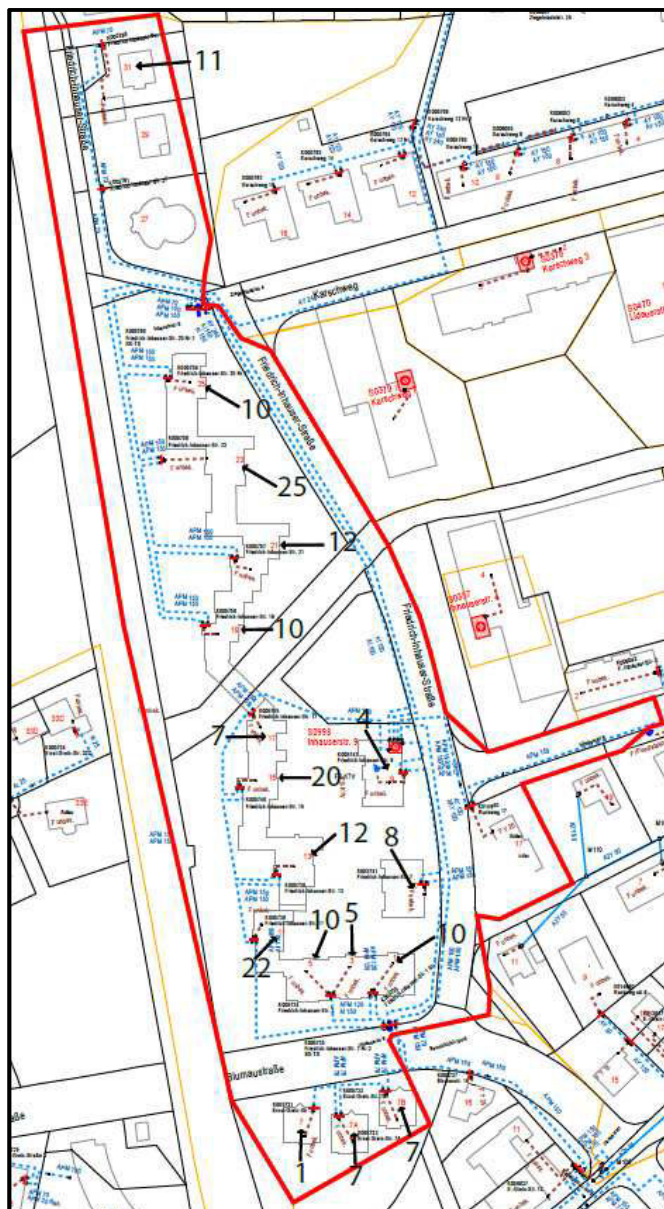


Abbildung 40: Schematische Darstellung des Netzes S0998 in der Stadt Salzburg mit der abgeschätzten Anzahl der Einwohner je Anschlusspunkt

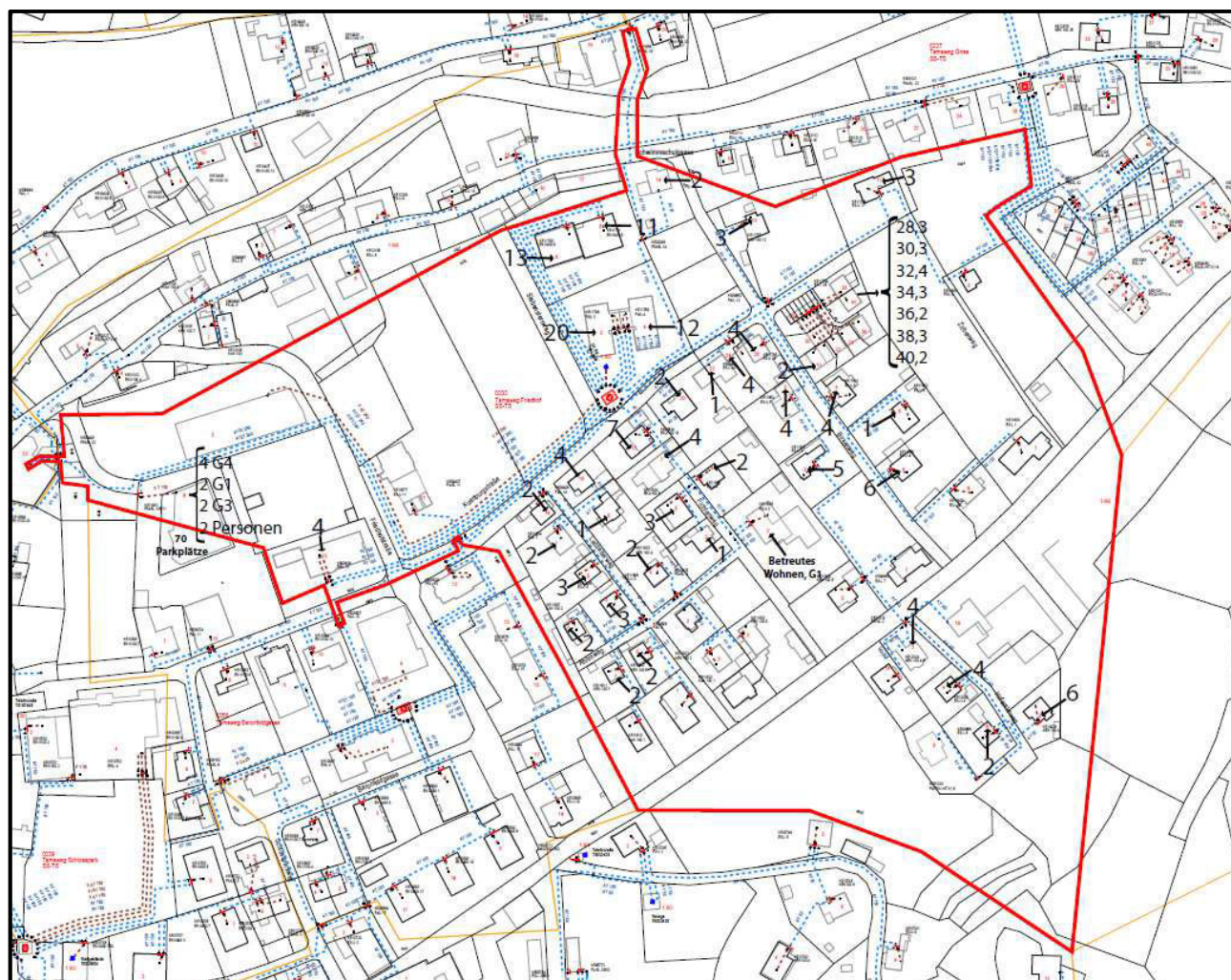


Abbildung 41: Schematische Darstellung des Netzes 0232 im ländlichen Gebiet Lungau mit der abgeschätzten Anzahl der Einwohner je Anschlusspunkt

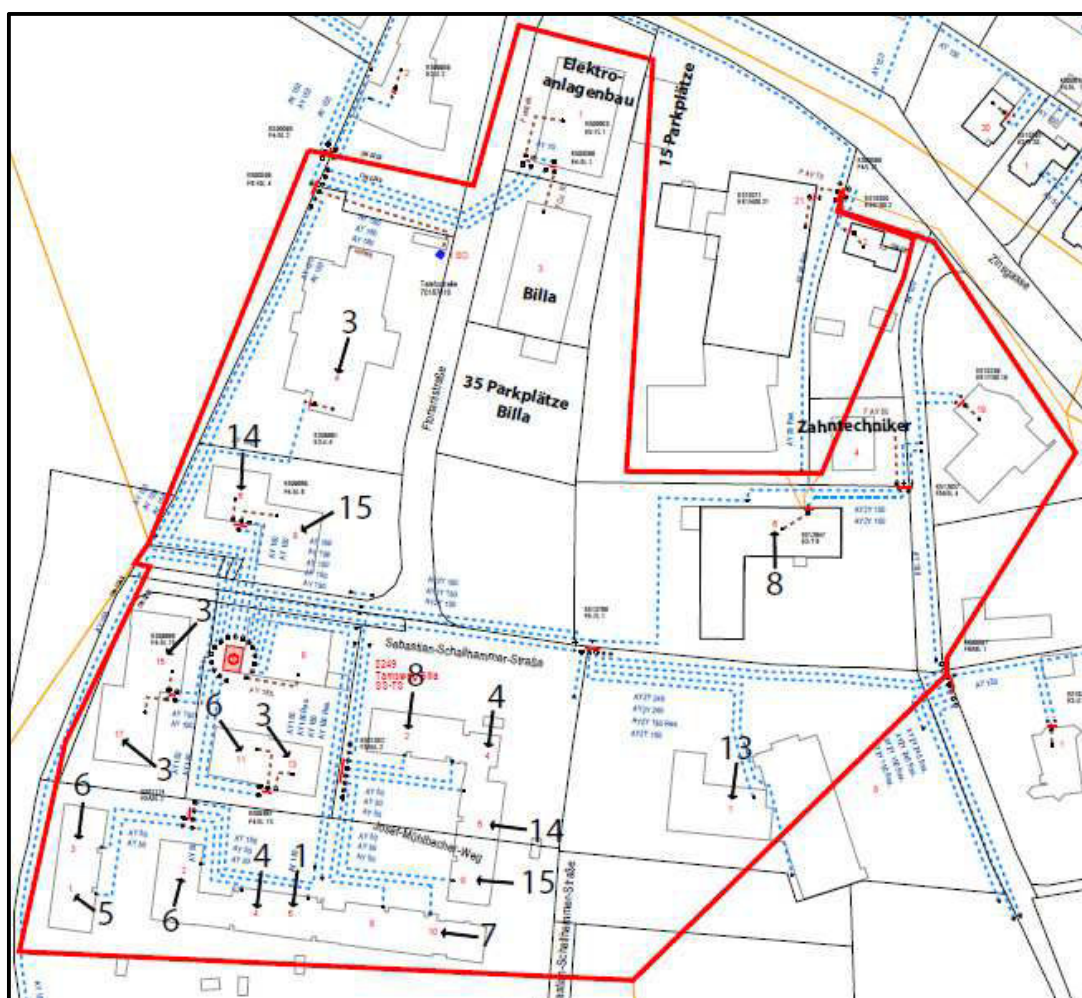


Abbildung 42: Schematische Darstellung des Netzes 0249 im ländlichen Gebiet Lungau mit der abgeschätzten Anzahl der Einwohner je Anschlusspunkt



Abbildung 43: Schematische Darstellung des Netzes 0220 im ländlichen Gebiet Lungau

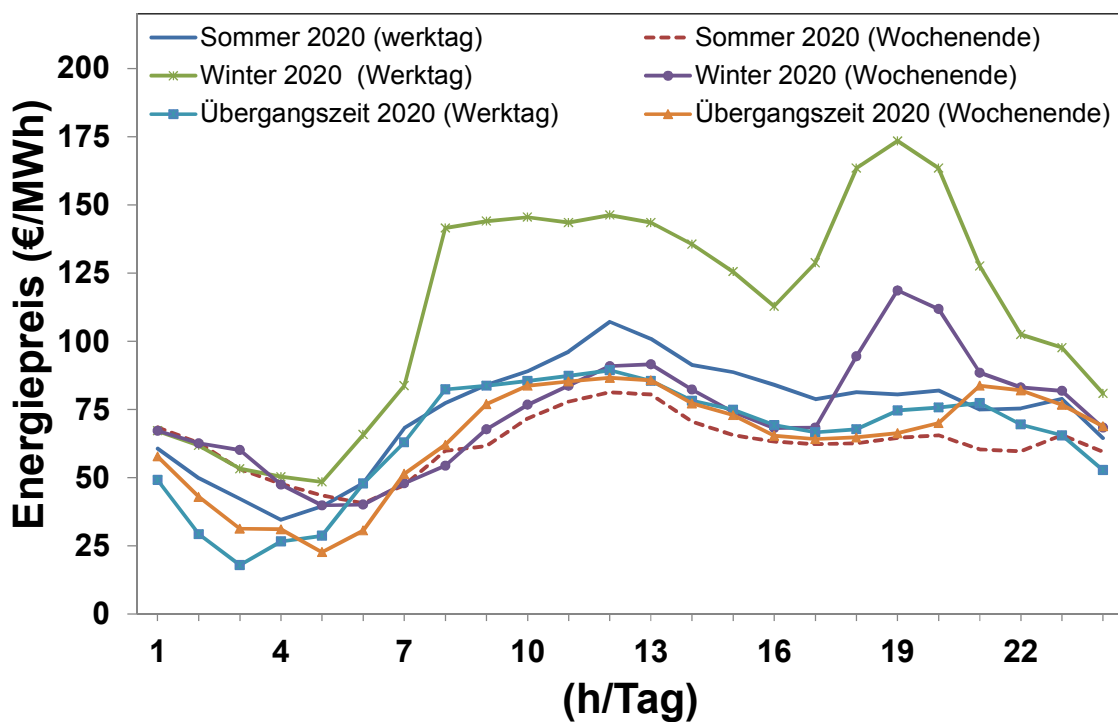


Abbildung 44: Prognostizierte Strompreisverläufe für 2020 basierend auf historischen Werten aus dem Jahr 2009

Tabelle 16: Erforderliche Investitionen in Niederspannungsstränge der Salzburg Netz GmbH bei 40 % Durchdringung der E-Mobilität (Ungesteuertes Laden, 16 A dreiphasig mit 3,5 kW pro E-Fahrzeug)

	0 - 200 lfm	200 - 400 lfm	400 - 600 lfm	600 - 800 lfm	> 800 lfm	Summe
Anzahl der Stränge (%)	1,8	2,5	1,5	0,7	0,5	7
Kundenanzahl auf den Strängen	7.131	14.941	10.463	4.359	2.216	
Erforderliche Investition (€)	2.165.000	7.154.000	7.161.000	4.970.000	5.460.000	26.910.000
Investition pro Kundenanlage (€)	302	479	684	1140	2464	

Tabelle 17: Erforderliche Investitionen in Niederspannungsstränge der Salzburg Netz GmbH bei 40 % Durchdringung der E-Mobilität (Ungesteuertes Laden, 16 A dreiphasig mit 10,5 kW pro E-Fahrzeug)

	0 - 200 lfm	200 - 400 lfm	400 - 600 lfm	600 - 800 lfm	> 800 lfm	Summe
Anzahl der Stränge (%)	9,7	12,5	6,9	3,1	2,4	34,6
Kundenanzahl auf den Strängen	38.176	58.667	32.903	11.793	6.808	
Erforderliche Investition (€)	11.648.000	35.910.000	32.900.000	20.790.000	24.150.000	125.398.000
Investition pro Kundenanlage (€)	304	612	1.000	1.763	3.547	

Tabelle 18: Erforderliche Investitionen in Niederspannungsstränge der Salzburg Netz GmbH bei 100 % Durchdringung der E-Mobilität (Ungesteuertes Laden, 16 A dreiphasig mit 3,5 kW pro E-Fahrzeug)

	0 - 200 lfm	200 - 400 lfm	400 - 600 lfm	600 - 800 lfm	> 800 lfm	Summe
Anzahl der Stränge (%)	4,6	6,4	3,7	1,6	1,2	17,5
Kundenanzahl auf den Strängen	21.506	36.571	22.049	7.889	4.302	
Erforderliche Investition (€)	5.530.000	18.410.000	17.780.000	10.850.000	12.180.000	64.750.000
Investition pro Kundenanlage (€)	257	503	806	1.375	2.831	

Tabelle 19: Erforderliche Investitionen in Niederspannungsstränge der Salzburg Netz GmbH bei 100 % Durchdringung der E-Mobilität (Ungesteuertes Laden, 16 A dreiphasig mit 10,5 kW pro E-Fahrzeug)

	0 - 200 lfm	200 - 400 lfm	400 - 600 lfm	600 - 800 lfm	> 800 lfm	Summe
Anzahl der Stränge (%)	19,4	22,4	11,3	4,8	3,8	61,7
Kundenanzahl auf den Strängen	61.730	84.737	42.783	14.619	8.759	
Erforderliche Investition (€)	23.030.000	63.420.000	53.760.000	32.130.000	37.870.000	210.210.000
Investition pro Kundenanlage (€)	373	748	1.257	2.198	4.324	

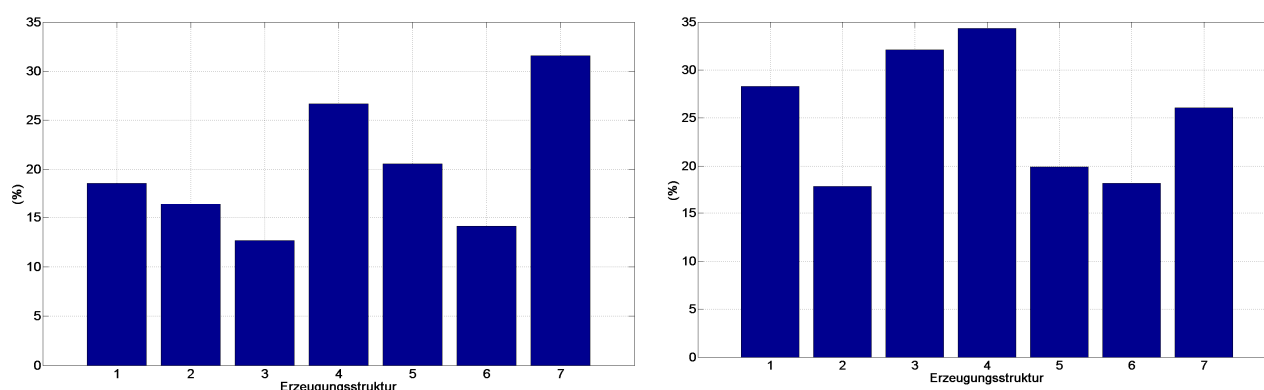


Abbildung 45: Prozentuelle Verringerung des wöchentlichen Ungleichgewichts innerhalb der Bilanzgruppe je nach Erzeugungsstruktur (Links: Integration der E-Fahrzeuge mit V2G), Rechts: Einbindung der E-Fahrzeuge mit G2V)

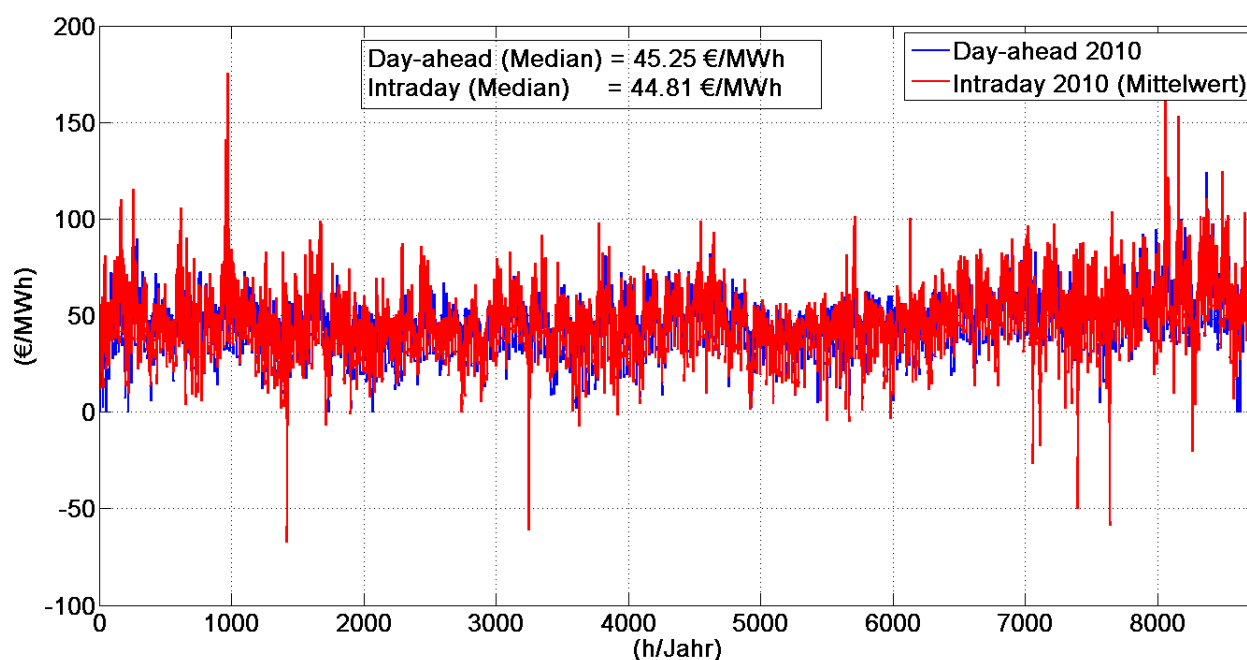


Abbildung 46: Vergleich der gebildeten Day-ahead und Intraday Preise im Jahr 2010

IMPRESSUM

Verfasser

Technische Universität Wien, Institut für
Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Rusbeh Rezanian
Gusshausstraße 25-29/ E370-3
1040 Wien
Tel: 0043-1-58801-370375
Fax: 0043-1-58801-370397
E-Mail: rezanian@eeg.tuwien.ac.at
Web: www.eeg.tuwien.ac.at

Projektpartner

Austrian Institute of Technology

Daniel Burnier De Castro
Donau-City-Straße 1, 1220 Wien
Tel: 0043(0) 50550-6558
Fax: 00 43(0) 50550-6613
Web: www.ait.ac.at

Salzburg Netz GmbH

Thomas Rieder
Bayerhamerstraße 16 5020 Salzburg
Tel: 0043-662-8882-2208
Fax: 0043-662-8882-170-2208
Web: www.salzburgnetz.at

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die
Weiternutzung der hier enthaltenen
Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH