

Begleitforschungs-Studie Elektromobilität: Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und der sich daraus ergebenden Vorteile

Fachgebiet Regenerative Energien, Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf

Moritz Richter
Lutz Steiner

Kontakt:
Dipl.-Ing. Lutz Steiner
lsteiner@re.tu-darmstadt.de



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

Kurzfassung

Im Rahmen der *Begleitforschungs-Studie Elektromobilität* werden für Elektroautos die technischen und wirtschaftlichen Potentiale eines gesteuerten Beladens (grid-to-vehicle) und der der Rückspeisung von elektrischer Energie in das deutsche Stromnetz (vehicle-to-grid) untersucht.

In einem Überblick werden für G2V und V2G relevanten Themen angesprochen und momentane Forschungsprojekte in Deutschland aufgezeigt. Unter anderem wird auf die Auswirkungen von Elektromobilität auf die Netzinfrastruktur und umwelttechnische Fragestellungen bei einer hohen Marktdurchdringung von Elektromobilität eingegangen.

Zu einer Beurteilung, in welchem Umfang ein wirtschaftliches Lastverschiebungspotential für den Fahrzeugnutzer gegeben ist, wird die Höhe eines möglichen modellhaften Ladetarifs ermittelt. Dieser liegt mit 0,5 €/kWh bei etwa dem doppelten heutiger Strompreise für Privathaushalte.

Mittels einer Szenarioanalyse wird das technische V2G-Potential bewertet. Dieses liegt in etwa in der Größenordnung der gesamten deutschen Pumpspeicherkraftwerke, wobei das Verhältnis von Energieinhalt zu Leistungsbereitstellung bei Fahrzeugbatterien deutlich geringer als bei Pumpspeichern ist. Während aus technischen Gesichtspunkten Fahrzeugbatterien für eine Vielzahl von energiewirtschaftlichen Produkten geeignet sind, zeigt sich jedoch bei einem Vergleich mit konkurrierenden Speichertechnologien, dass Fahrzeugbatterien für eine Zwischenspeicherung von elektrischer Energie aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten aus heutiger Sicht ungeeignet sind.

Abstract

In this paper the technical and economic potentials for a controlled loading (grid-to-vehicle) of electric cars and the feedback of electrical energy from electric cars into the German electricity network (vehicle-to-grid) are examined.

In an overview, relevant issues of G2V and V2G are addressed and current research projects in Germany are highlighted. Inter alia the impact on the electric grid and environmental issues for a large-scale market penetration of electric vehicles are discussed.

For assessing to what extent an economic load-shifting potential for vehicle users is available, the amount of an exemplary charge tariff is determined. With 0.5 €/kWh the tariff is about twice as high as today's electricity prices for households.

Using a scenario analysis, the technical potential of V2G is evaluated. It lies roughly in the range of the total amount of the German pumped storage power plants while for vehicle batteries the ratio of energy content to power supply is significantly lower than it is for pumped storages.

From a technical point of view, vehicle batteries seem suitable for a variety of energy-related products. However, from an economic point of view, when compared with competing storage technologies, they emerge nowadays not suitable for an intermediate storage of electrical energy.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	i
Abstract	ii
Inhaltsverzeichnis	iii
1.....Einleitung	1
2.....Aspekte von V2G	3
2.1. Einführung	3
2.2. Marktteilnehmer	3
2.3. Geschäftskonzepte	4
2.4. Ladekonzepte	4
2.4.1. Ladesäulen	4
2.4.2. Ladeleistung	6
2.4.2.1. Vor- und Nachteile von Schnellladungen	6
2.4.2.2. Fahrzeugseitige Beschränkungen	7
2.5. Auswirkungen von Elektromobilität auf die Netzinfrastruktur	8
2.6. Umwelttechnische Fragestellungen	12
2.6.1. Ökobilanz eines Elektroautos	12
2.6.2. Lithium-Ressourcen	18
2.6.3. Batterie-Recycling	19
2.6.4. Zusammenfassung	20
3.....Einsatzfelder von V2G	21
3.1. Regelleistung	21
3.1.1. Primärregelung	21
3.1.2. Sekundärregelung	22
3.1.3. Minutenreserve	22
3.2. Fahrplangeschäfte	23
3.3. Zwischenspeicherung von Erneuerbaren Energien	23
3.4. Effizienzerhöhung für Betreiber konventioneller Kraftwerke	24
4.....Überblick über V2G Projekte in Deutschland	25
4.1. Nationale Plattform Elektromobilität	25
4.2. Relevante Projekte im Rahmen des Konjunkturpaketes II	26
4.2.1. IKT für Elektromobilität	26
4.2.2. Feldversuch Elektromobilität	28
4.2.3. Fraunhofer Systemforschung Elektromobilität	29
4.3. Weitere Projekte	30
4.3.1. Forschungsnetzwerk Elektromobilität	30
4.3.2. NET-ELAN	30
4.3.3. Flottenversuch Elektromobilität	30
4.3.4. Weitere Studien	31
5.....Technische Potentialbewertung von V2G	33
5.1. Voraussetzungen für V2G	33

5.2.	Einflussbereiche	33
5.2.1.	Batteriekapazität und Nennleistung der Leistungselektronik des Fahrzeugs	34
5.2.2.	Maximale Leitungskapazität der Netzanbindung	34
5.2.3.	Durchschnittliche Dauer der Verbindung mit dem Stromnetz	35
5.2.4.	Marktdurchdringung von Elektromobilität	36
5.2.5.	Kapazität des Verteilnetzes	36
5.3.	Szenarienbildung	37
5.3.1.	Szenario 1 – geringer technischer Fortschritt	38
5.3.2.	Szenario 2 – moderater technischer Fortschritt	39
5.3.3.	Szenario 3 – hoher technischer Fortschritt	40
5.3.4.	Auswertung	41
5.4.	Bewertung für verschiedene Einsatzfelder	43
5.4.1.	Regelleistung	43
5.4.2.	Fahrplangeschäfte	43
5.4.3.	Zwischenspeicherung von Erneuerbaren Energien	44
5.4.4.	Effizienzerhöhung für Betreiber konventioneller Kraftwerke	44
6.....	Leistungsfähigkeit von Fahrzeugbatterien für V2G-Anwendungen	45
6.1.	Die Fahrzeugbatterie als Speicher elektrischer Energie	45
6.2.	Vergleich mit anderen Speichertechnologien	48
7.....	Spannbreite eines möglichen Ladetarifs	52
7.1.	Vergleich von Elektrofahrzeugen und konventionellen Kraftfahrzeugen	52
7.2.	Einsparpotential von Elektroautos durch Verminderung der Kraftstoffkosten	54
7.3.	Gesamteinsparpotential	55
7.4.	Bestimmung eines maximalen Ladetarifs	57
8.....	Zusammenfassung und Fazit	59
	Abbildungsverzeichnis	1
	Tabellenverzeichnis	3
	Abkürzungsverzeichnis	4
	Literaturverzeichnis	5

1. Einleitung

Viele Gründe sprechen dafür, dass Elektromobilität zukünftig eine bedeutende Rolle im deutschen Straßenverkehr einnehmen wird.

Zum einen können durch Elektrofahrzeuge Klima und Umwelt geschont werden, da durch sie im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen ein geringerer Ausstoß von CO₂, sowie schädlicher lokaler und globaler Emissionen möglich werden. Gleichzeitig kann die Abhängigkeit von erdölbasierten Kraftstoffen vermindert und eine größere Energie-Unabhängigkeit erreicht werden.

Zum anderen ergibt sich jedoch auch die Chance, bei einem gleichzeitigen Anstieg volatiler Erzeugungsstrukturen, auf lange Sicht zur Stabilität der Stromnetze beizutragen.

Neben der traditionellen Anpassung der Energieerzeugung an die Nachfrage gewinnt das Lastmanagement, also die Anpassung der Energienachfrage an die Erzeugung, zunehmend an Bedeutung. In diesem Zusammenhang wird oft vom intelligenten Stromnetz, dem „smart grid“, gesprochen, welches Stromerzeuger, Speicher und Verbraucher kommunikativ vernetzen und steuern soll. Im Bereich der Elektromobilität ergeben sich in diesem Zusammenhang große Potentiale, da die Batterien von Elektrofahrzeugen zum einen gesteuert be- und entladen und zum anderen als Zwischenspeicher elektrischer Energie genutzt werden könnten.

Unter *Vehicle to grid*, kurz V2G, zu Deutsch in etwa: „Fahrzeug ans Netz“, versteht man ein Konzept zur Rückspeisung von gespeicherter Energie in Fahrzeugbatterien von reinen Elektroautos und Plug-In Hybridautos¹ in das elektrische Versorgungsnetz.

Das Konzept sieht vor, dass Elektroautos in Zeiten, in denen sie nicht benötigt werden und gleichzeitig mit dem elektrischen Versorgungsnetz verbunden sind, die gespeicherte Energie der Batterien bei Bedarf wieder in das öffentliche Versorgungsnetz einspeisen.

Die Idee des V2G wurde zuerst von Willett Kempton von der *University of Delaware* gemeinsam mit Steven Letendre vom *Green Mountain College* in Vermont in einer Arbeit aus dem Jahr 1997 beschrieben [1]. Das V2G-Konzept wurde von Kempton und seinem Team über die Jahre ausgearbeitet und der Begriff V2G geprägt².

Mittlerweile wird das Konzept und sein Potential auch in Deutschland von verschiedenen Instituten und der Wirtschaft erforscht und entwickelt und findet u. a. Erwähnung im *Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität* der Bundesregierung.

Hintergrund der Idee und der Grund für die dem V2G in Wissenschaft, Politik und Wirtschaft entgegengebrachte Aufmerksamkeit sind folgende Erkenntnisse:

- Selbst zu Stoßzeiten wird die große Mehrheit der Autos nicht bewegt. Ein Großteil der Speicherkapazität aller Elektrofahrzeuge könnte somit zu jeder Tageszeit genutzt werden.
- Die mit einem Fahrzeug durchschnittlich zurückgelegte Wegstrecke und somit die benötigte Beladezeit ist so gering, dass ein mit dem Netz verbundenes Elektroauto in einem Großteil der Parkzeit für V2G zu Verfügung stehen könnte.
- Durch den Ausstieg aus der Atomkraft und dem damit verbundenen Wegfall von Grundlastkraftwerken und den umfangreichen Zubau von Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien, wie Windkraft- oder Photovoltaikanlagen, steigt die Volatilität der Einspeisung erheblich. Aus diesem Grund werden schnell regelbare Erzeugungsanlagen und Speicher benötigt, welche die Stromnetze stabilisieren können.
- V2G könnte für die Fahrzeugbesitzer zusätzliche Einnahmen generieren, mit welchen die hohen Investitionskosten für die bislang sehr teuren Batterien teilfinanziert werden könnten.

¹ In dieser Studienarbeit wird zwischen Elektroautos mit einem wie auch immer gearteten Range-Extender (Plug-in Hybrid) und ohne Range-Extender (reines Elektroauto) im Allgemeinen nicht unterschieden. Sie werden unter dem Begriff Elektroauto zusammengefasst.

² Publikationen der *University of Delaware* zum Thema V2G der können unter [2] online abgerufen werden.

-
- Batterien sind aufgrund ihrer Eigenschaften im Vergleich zu anderen Speichern sehr gut geeignet, sehr schnell Leistung bereitzustellen. Sie eignen sich deshalb für viele verschiedene Einsatzfelder.

Für eine Evaluation des V2G-Konzepts sind jedoch folgende Punkte zu beachten:

- Fahrzeugbatterien weisen eine von der Anzahl der gefahrenen Zyklen abhängige Lebensdauer auf. Aus diesem Grund würde V2G die Lebensdauer der Batterie heruntersetzen.
- Um zu der Beladung eine zusätzliche Rückspeisung zu ermöglichen, sind in der Ladeinfrastruktur zusätzliche Komponenten nötig, deren Einsatz mit zusätzlichen Kosten verbunden ist.
- Für eine effektive und effiziente Funktionalität des V2G-Konzeptes muss der Fahrzeugbesitzer dem Netzbetreiber die zentrale Kontrolle über die Lade- und Entladevorgänge überlassen.

Grid to vehicle, kurz G2V, kann als Unterform des V2G bezeichnet werden, für das keine bidirektionale Ladeinfrastruktur benötigt wird. Rein durch ein gesteuertes Beladen der Elektrofahrzeuge ergeben sich Potentiale, die Last an die Energieerzeugung anzupassen, jedoch auch das Problem einer möglichen Netzüberlastung.

Durch G2V können für den Fahrzeugbesitzer auch zusätzliche Einnahmen generiert werden, jedoch ohne die Lebensdauer der Batterien zu beeinträchtigen. Eine Kommunikationsinfrastruktur wird auch für G2V benötigt und das Lastverschiebungspotential ist deutlich geringer als bei V2G.

Ziel der *Begleitforschungs-Studie Elektromobilität* ist zum einen, einen Überblick über den Stand der Forschung und Entwicklung von V2G und G2V zu geben. Zum anderen soll das Potential von V2G in Deutschland technisch und wirtschaftlich abgeschätzt werden.

Zunächst werden in Kapitel 2 einige wichtige Aspekte der Elektromobilität betrachtet, die Auswirkungen auf das Lastmanagement und das Lastverschiebungspotential von G2V und V2G haben können. Kapitel 4 soll einen Überblick über aktuelle V2G Projekte in Deutschland geben und stellt deren Ergebnisse vor.

Zur Potentialbewertung werden zunächst in Kapitel 3 mögliche Einsatzfelder für V2G-Anwendungen im deutschen Stromnetz aufgezeigt und bewertet. In Kapitel 5 werden mittels Szenarioanalyse drei mögliche Szenarien unter Einbeziehung der in Kapitel 2 betrachteten Aspekte gebildet, aus denen das technische Potential von Elektrofahrzeugen für V2G-Anwendungen abgeleitet wird.

Abschließend erfolgt eine Bewertung, inwiefern eine Lastverschiebung durch V2G und G2V für Fahrzeugbesitzer wirtschaftliches Potential besitzt. Hierfür wird in Kapitel 6 das V2G-Potential für eine Zwischenspeicherung von elektrischer Energie durch einen Vergleich mit konkurrierenden Speichertechnologien ermittelt. Zur Ermittlung des G2V-Potentials wird in Kapitel 7 der Ansatz der Berechnung der Höhe eines möglichen Ladetarifs verwendet.

Abschließend werden in Kapitel 8 die ermittelten Ergebnisse zusammengefasst und ein Fazit gebildet.

2. Aspekte von V2G

2.1. Einführung

Da elektrische Energie nicht gespeichert werden kann, muss für die Stabilität der Stromnetze die Energieerzeugung der Nachfrage entsprechen. Hierfür wird die Erzeugung an die Nachfrage angepasst und große Regelreserven (vgl. Kapitel 3.1) im Verbundnetz vorgehalten. Durch einen Anstieg schwankender Energieeinspeisung aus regenerativen Quellen (vgl. Kapitel 3.3) gewinnt auch die Anpassung des Energieverbrauchs an die aktuell verfügbare Erzeugung zunehmend an Bedeutung. Durch dieses Lastmanagement können zeitlich unkritische Verbraucher wie Kühlgeräte oder Ladegeräte durch den Netzbetreiber in ihrer Leistungsaufnahme beeinflusst werden und so das Netz stützen. Verbraucher können im Gegenzug durch dynamische Stromtarife von geringen Energiekosten zu Zeiten eines Erzeugungsüberschusses profitieren. Hierfür ist eine Kommunikationsstruktur erforderlich, die eine Informationsübertragung ermöglicht. In diesem Zusammenhang wird oft vom intelligenten Stromnetz, dem „smart grid“, gesprochen, welches Stromerzeuger, Speicher und Verbraucher kommunikativ vernetzen und steuern soll.

Im Bereich der Elektromobilität ergeben sich in diesem Zusammenhang große Potentiale. Zum einen können Akkumulatoren von Elektrofahrzeugen, die im Folgenden als Batterien bezeichnet werden, größtenteils als zeitlich unkritische Verbraucher angesehen werden, da zwischen zwei Fahrten meist deutlich mehr Zeit vergeht, als für das Wiederaufladen der Batterie benötigt wird. Zum anderen können Ladevorgänge für Elektrofahrzeuge gesteuert durchgeführt werden, da Elektrofahrzeuge für die Abrechnung der geladenen Energiemengen eine Kommunikationsanbindung benötigen, welche dann auch eine Laststeuerung ermöglicht³. Durch den Informationsaustausch zwischen Netz und Batteriemanagementsystem wird die Einbindung in ein Lastmanagementsystem möglich.

Die einfachste Steuerungsmaßnahme ist das komplette Ein- oder Ausschalten des Ladevorgangs. Darüber hinaus sind auch deutlich aufwändigere Steuerungsmaßnahmen denkbar, wie dem Aufladen mit einer frei variierbaren Ladeleistung oder in einem definierten Regelband. Wird Lastmanagement mit Elektrofahrzeugen nur durch eine Variation des Beladevorgangs betrieben, wird dies als grid-to-vehicle (G2V) bezeichnet.

Bei vorhandener bidirektionaler Ladeinfrastruktur (siehe Kapitel 5.1) kann das Fahrzeug auch aktiv ins Netz zurückspeisen. Dies wird vehicle-to-grid (V2G) genannt. Durch die Möglichkeit einer gesteuerten Rückspeisung können Batterien von Elektrofahrzeugen gezielt als Zwischenspeicher elektrischer Energie genutzt werden. Auf diese Weise wird gegenüber G2V das Potential, Netzdienstleistungen bereitzustellen, deutlich erhöht.

Hieraus ergibt sich die Chance, bei einem gleichzeitigen Anstieg volatiler Erzeugungsstrukturen, auf lange Sicht zur Stabilität der Stromnetze beizutragen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

2.2. Marktteilnehmer

Durch Elektromobilität ändert sich die Struktur der Geschäftskonzepte des Automobilssektors. Neue Marktteilnehmer aus der Energiewirtschaft, wie Energieversorger, Netzbetreiber und Inhaber von Ladestationen treten in Erscheinung. Als Anbieter von G2V- und V2G-Produkten stellt sich der Inhaber des Elektrofahrzeugs, bzw. der Fahrzeugbatterie dar, soweit die Eigentumsverhältnisse der Ladeinfrastruktur dem nicht entgegenstehen. Für eine Marktteilnahme kann ein Zusammenschluss von Fahrzeugeigentümern zu Anbietergemeinschaften oder über vertragliche Regelungen mit einem Dritten vielfältige Vorteile bringen. Dieses Pooling kann eine individuelle Marktteilnahme vereinfachen und eröffnet den Markt für Einsatzfelder, in denen eine Mindestangebotsmenge eine nachfrageseitige Voraussetzung darstellt (siehe Kapitel 3.13).

Abnehmer der Leistungen sind z.B. Energieversorger, Netzbetreiber und Händler.

³ Vgl. [3] Seite 6

2.3. Geschäftskonzepte

Die Frage nach entwickelbaren Geschäftskonzepten für G2V und V2G ist eng mit der Frage von Lade- und Abrechnungskonzepten verknüpft. In einem einfachen Modell können Elektroautos mittels einem dynamischer Ladetarif aufgeladen werden, der z.B. von den Spotmarktpreisen für elektrische Energie abhängt und mit Angebot und Nachfrage korreliert. Dieser könnte sich bei einem gegebenen durchsetzbaren Abrechnungskonzept von dynamischen Stromtarifen für Haushalte unterscheiden. In Kapitel 0 wird die maximale Höhe eines solchen dynamischen Ladetarifs hergeleitet.

Des Weiteren wären andere Modelle möglich, die jedoch darüber hinausgehender Regelung bedürften. Über vertragliche Regelungen könnten Fahrzeugbatterien Netzbetreibern für die Bereitstellung von Regelleistung oder sonstigen Netzdienstleistungen zu bestimmten Konditionen zur Verfügung gestellt werden (siehe Kapitel 3.1). Darüber hinaus könnten Batteriekapazitäten auch Energieversorgern und Händlern angeboten werden, denen mittels einer gezielten Beladung oder Zwischenspeicherung von Energie die Möglichkeit einer Optimierung ihres Geschäftsmodells ermöglicht werden könnte (siehe Kapitel 3.2– 3.4). In einem offenen und deregulierten Markt wäre schließlich auch der individuelle Energiehandel von Batterieeigentümern und Eigentümergruppen an der Energiebörse EEX möglich.

2.4. Ladekonzepte

Zur Beurteilung der Potentiale, welche durch G2V und V2G ermöglicht werden können, ist die Frage bedeutend, auf welche Weise und mit welcher Ladeleistung Elektrofahrzeuge und Plug-In Hybridautos mit elektrischer Energie versorgt werden. Kapitel 2.4.1 gibt einen Überblick über unterschiedliche Ladesäulentypen, die in Kapitel 2.4.2 bewertet werden. Die Ergebnisse fließen in die technische Potentialbewertung in Kapitel 0 ein.

2.4.1. Ladesäulen

Neben den Möglichkeiten, Fahrzeugbatterien in Wechselstationen auszutauschen oder Batterien induktiv zu laden, auf die aufgrund der geringen Relevanz nicht weiter eingegangen werden soll⁴, ist die am meisten diskutierte Variante eine konduktive Kopplung über eine Kabelverbindung direkt mit dem Versorgungsnetz. Die Anschlussart am Netz ist abhängig von der maximal zu Verfügung stehenden Leistung des Netzanschlusses und der maximalen Ladeleistung der Fahrzeuge, sowie vom Ort der Ladung, also einem privaten Hausanschluss oder einer öffentlichen Ladesäule. In der DIN IEC 61851-1 - *Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge* ist ein Norm-Entwurf für vier Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, einschließlich einer Gleichstromladung, beschrieben. Bei normalen einphasigen Steckdosen mit einer Leistung von 3,7 kW bei 16 A dauert nach [4] (S. 127) die Vollladung der Fahrzeugbatterie sieben bis zehn Stunden. Die Ladedauer kann durch Anschlussarten mit einer höheren Leistung verkürzt werden. Typische denkbare Anschlussleistungen für On-board Ladegeräte sind in Tabelle 2-1 dargestellt.

Spannungsebene	Max. Strom	Phasen	Max. Leistung	Bemerkungen
230 V	16 A	1	3,7 kW	Schuko-Haushaltssteckdose
400 V	16 A	3	11 kW	
400 V	32 A	3	22 kW	Heimanschluss
400 V	63 A	3	44 kW	Einfamilienhausanschluss

Tabelle 2-1: Typische denkbare Anschlussleistungen für On-board Ladegeräte

Darüber hinaus sind auch als Schnellladestationen konzipierte Off-board-Ladegeräte denkbar, bei denen Ladeströme bis 400 A bei einer Ladeleistung von bis zu 240 kW zulässig sind⁵. Bei

⁴ Vgl. [4] Seite 199 f.

⁵ Vgl. [3] Seite 6

Ladeleistungen von 60 kW kann teilweise noch eine Anbindung an das Niederspannungsnetz erfolgen⁶, bei höherer Leistung bietet sich ein Anschluss an das das Mittelspannungsnetz an. Einen Überblick über die unterschiedlichen Anschlussarten gibt Abbildung 2-1.

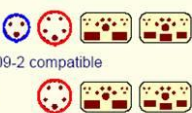
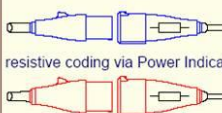


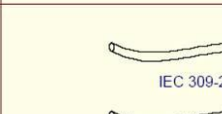

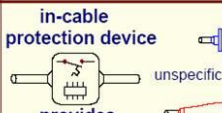



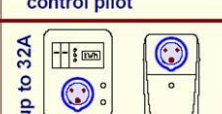

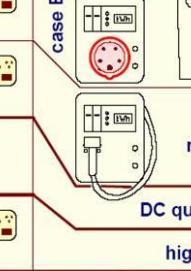

conductive charging system - compatibility of different modes und cases						
CPL	mode	situation / power*	vehicle inlet / connector	cable and wall / infrastructure	CPL	architecture for mode
no control pilot signal	1	domestic up to 16A 1-phase 3.7kW 3-phase 11kW	none /  IEC 309-2 compatible	resistive coding via Power Indicator national plug and socket systems 	no control pilot provided by wall equipment	power contacts 1 DC-/power AC 1 4/5 2 DC+/power AC 2 4/5 3 power AC 3 5 4 mains 1 1-3 5 mains 2 1-3 6 mains 3 1-3 7 mains 4 1-3 8 GND / EARTH 1-5 signal pins 9 Control Pilot 2-5 10 DATA+ 4-5 11 DATA- 4-5 12 DATA GND 4-5 13 Power Indic. 1 1 14 Power Indic. 2 1 only mains AC  1-3
		IEC 309-2 up to 16A 1-phase 3.7kW 3-phase 11kW	none / 	IEC 309-2 plug and socket system 		
control pilot according SAE 1772	2	unspecific up to 32A 1-phase 7.4kW 3-phase 22kW	none / 	in-cable protection device provides control pilot unspecific outlets (IEC 309-2 32A devices included) 	no control pilot provided by wall equipment	mains AC and high power DC  1-4 mains AC and high power AC  1-3, 5
		dedicated up to 32A 1-phase 7.4kW 3-phase 22kW	none / 	case B up to 32A 		
90% duty cycle	4	DC up to 400A		AC, DC or / and high power AC charging station  mains AC DC quick charging high power AC	control pilot provided	
		U.C. high power AC up to 250A				

Abbildung 2-1: Auszug aus der DIN IEC 61851-1



Abbildung 2-2: Anschluss „Mennekes“ (IEC Typ 2)

In der VDE-AR-E 2623-2-2 wurde ein Normstecker (Mennekes-Stecker siehe Abbildung 2-2) für Ladestationen spezifiziert, der vom einphasigem 16 A bis dreiphasigem 63 A alle Lademodi unterstützt.

Zurzeit gibt es schon mehrere Ladestationen auf dem Markt, die mit der Norm kompatibel sind. *RWE e-mobility* [6] zum Beispiel bietet zurzeit zum einen Heim-Ladestationen mit Ladeleistungen von 3,7 kW und 11 kW und einem hochwertigeren Modell mit Ladeleistungen bis zu 22 kW, zum anderen eine öffentliche Ladesäule mit einem Stromanschluss mit 44 kW für eine Ladeleistung von 22 kW. Hierbei sind die beiden letztgenannten für Lastmanagement und V2G geeignet. *E.ON* [7] bietet ähnliche Produkte an, wobei hier bei öffentlichen Ladesäulen auch eine Ladeleistung von 44 kW möglich sein soll. Des Weiteren bieten auch weitere Hersteller wie *Siemens* [8] Norm kompatible Ladesäulen an.

⁶ Vgl. [5] Seite 3

2.4.2. Ladeleistung

2.4.2.1. Vor- und Nachteile von Schnellladungen

Grundsätzlich ist das Haupthemmnis einer hohen Marktdurchdringung von Elektromobilität, neben den hohen Preisen von Elektrofahrzeugen, eine geringe Reichweite bei gleichzeitig langen Ladezeiten. Eine kurze Ladedauer ist somit für den Nutzer wünschenswert und steigert die Akzeptanz der Elektromobilität. Bei geringen Ladedauern von z.B. zehn Minuten für eine Vollladung können Elektrofahrzeuge auch für den Fernverkehr in Frage kommen. Fraglich ist jedoch, ob sich eine Infrastruktur mit hohen Ladeleistungen durchsetzen kann und mit welcher durchschnittlichen Ladeleistung Elektroautos in Zukunft beladen werden.

Da nach [4] (S. 193) 92,7 % aller am Tag mobilen PKW mehr als zehn Stunden am Stück stehen, reicht eine geringe Ladeleistung für eine Vollladung der Batterie in dieser Zeitspanne vollkommen aus. Da der überwiegende Teil heutiger PKW nachts auf privaten Grund parkt und zusätzliche längere Parkdauern darüber hinaus fast ausschließlich am Arbeitsplatz stattfinden (siehe Abbildung 2-3), ist an diesen Orten am wahrscheinlichsten mit einer geeigneten Ladeinfrastruktur zu rechnen⁷.

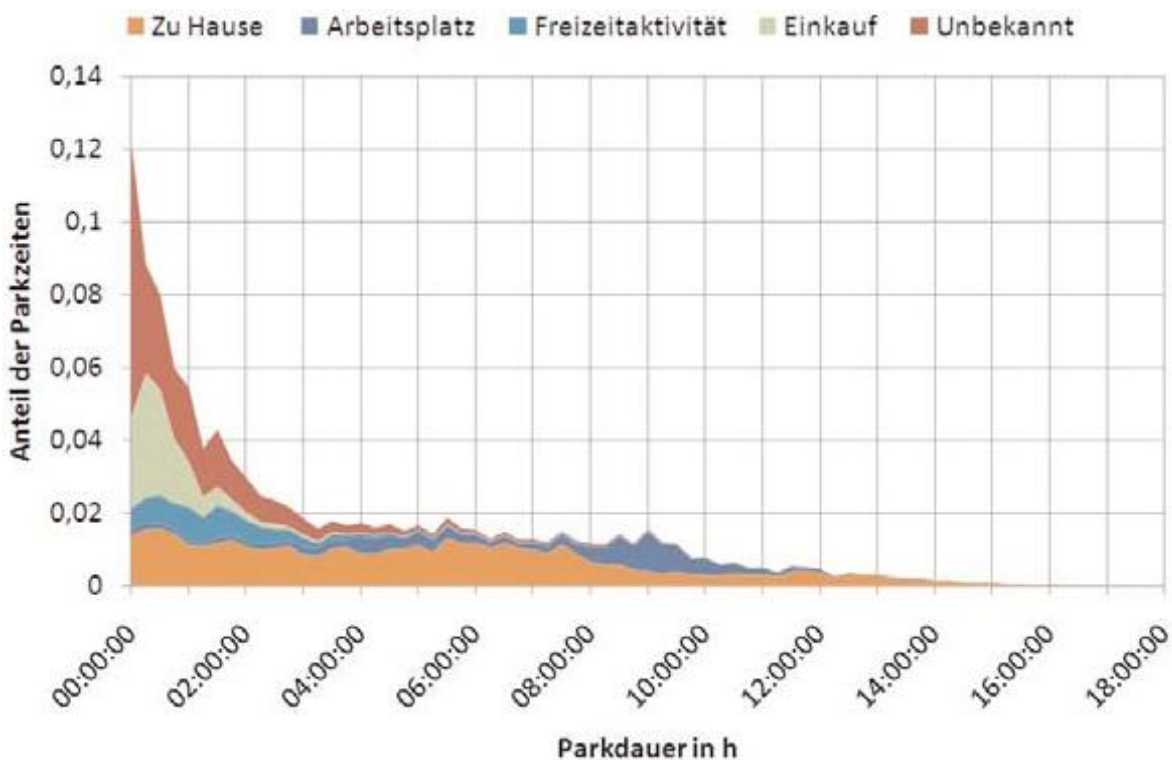


Abbildung 2-3: Anteil der Parkzeiten nach Dauer und Ort innerhalb eines Werktages, Quelle: [3] Seite 7

Aufgrund der langen und relativ planbaren Parkdauern eignen sich diese Orte auch am ehesten für V2G-Anwendungen. Hierfür können im heim- oder halböffentlichen Bereich haushaltsübliche Steckdosen verwendet werden, die keine aufwändige Infrastruktur benötigen.

Höhere Ladeleistungen benötigen hingegen einen Mehraufwand an Ladeinfrastruktur. Neben speziellen Ladeverbindungen muss bei einer höheren Leistung z.B. auch eine automatisierte Freischaltung erfolgen⁸.

Für eine schnellladefähige öffentliche Ladesäule fallen nach Berechnungen des *Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung ISI* [9] pro Ladeinheit 22.000 – 38.000 Euro Kosten an. Als Vergleich kostet ein halböffentlicher Anschluss mit der Möglichkeit zu einer Abrechnung 1.000 –

⁷ Vgl. [3] Seite 8

⁸ Vgl. [3] Seite 8

2.000 Euro und ein privater Anschluss 100 – 200 Euro pro Ladeeinheit. Dies treibt die Kosten für die Ladeinfrastruktur auf 0,06 – 0,10 €/kWh für Ladeleistungen von 60 kW. Dies bedeutet Mehrkosten der geladenen Energie von bis zu 50 %. Bei einer mittleren durchschnittlichen Fahrtweite pro PKW von 25,8 km⁹ wird ein Fahrzeugnutzer darüber hinaus nur in seltenen Fällen auf eine öffentliche Ladesäule angewiesen sein.

Nach [5] erhöht die Verfügbarkeit von Ladesäuleninfrastruktur mit mehr als 3,7 kW Leistung den Anteil elektrischer Fahrten nur unwesentlich. Aus diesen Gründen ist es fraglich, ob Schnellladesäulen einen signifikanten Anteil der Ladungen ausmachen werden. Jedoch dienen Ladesäulen im öffentlichen Bereich der Erhöhung der Akzeptanz der Elektromobilität, da durch sie bei vergleichsweise geringen Reichweiten die Absicherung zum Nachladen besteht¹⁰.

Als weiterer Nachteil von Schnellladungen über 15 kW stellt sich dar, dass hohe Ladeleistungen den Einsatz von Hochleistungsbatteriezellen, sowie eine effektive Kühleinrichtung z.B. mittels eines Flüssigkeitskühlsystems anstelle eines luftgekühlten Systems erfordern. Dies erhöht die Kosten für das Batteriespeichersystem ohne dass der Nutzer beim Fahren einen Vorteil erhält¹¹.

Aus diesen Gründen sei es nach [4] (S. 117) absehbar, dass für normale Nutzer von Elektrofahrzeugen kein wirtschaftliches Modell und Nutzerprofil zu finden sei, das eine Ladeleistung über dem einphasigen Standardanschluss von 3,7 kW rechtfertigt.

2.4.2.2. Fahrzeugseitige Beschränkungen

Grundsätzlich müssen Batterie und Leistungselektronik für die entsprechende Lade- und Entladeleistung ausgelegt und die fahrzeugseitige Beladeinfrastruktur mit der netzseitigen kompatibel sein.

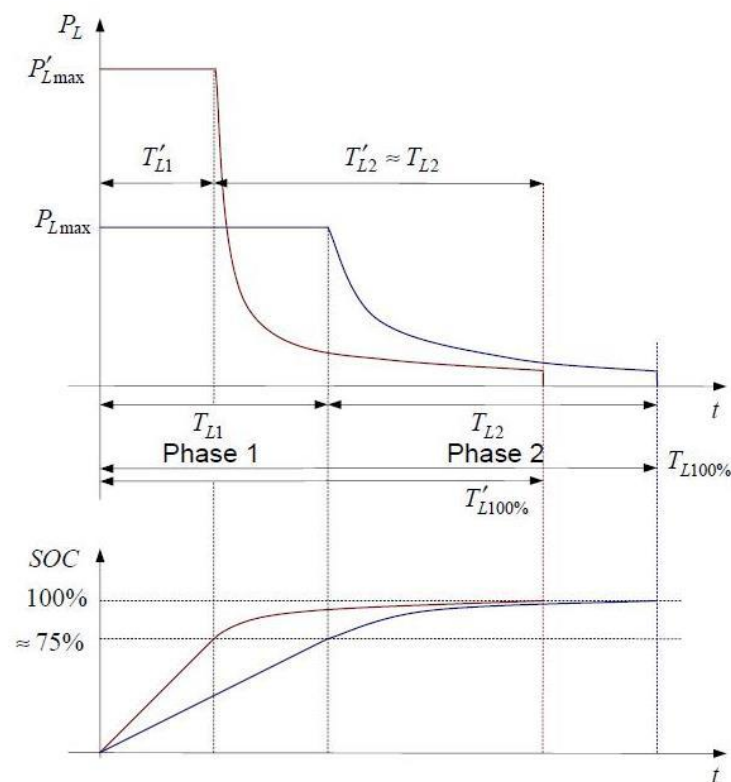


Abbildung 2-4: Vergleich zweier Ladevorgänge mit unterschiedlichen Maximalleistungen. Blau: geringe Ladeleistung, rot: Schnellladung, Quelle: [4] Seite 126

Dies kann vor allem bei Schnellladungen aus den in Kapitel 2.4.2.1 erwähnten Gründen zu Beschränkungen führen. Zusätzlich ergeben sich hinsichtlich der Maximalkapazität Beschränkungen durch die Batterie. Zum einen können nach [4] (S. 117) erhebliche Effekte für die Lebensdauer einer Batterie erzielt werden, wenn diese nur auf 80 % ihrer Maximalkapazität aufgeladen wird¹².

Zum anderen können nach [4] (S. 126) die nach heutigem Stand der Technik für Elektrofahrzeuge typischen Lithium-Ionen-Batterien nur bis 75 % ihrer Kapazität mit konstanter Leistung aufgeladen werden (Phase 1, s. Abbildung 2-4). Bis zur Vollladung muss die Leistung zurückgefahren werden, um der Batterie nicht zu schaden (Phase 2, s. Abbildung 2-4).

Durch Schnellladung lässt sich diese ein- bis zweistündige Phase nicht verkürzen, da sie größtenteils durch die zulässige Ladecharakteristik beeinflusst wird.

Beim Entladen hingegen können diese Batterien in beladenem Zustand mit einer konstanten Leistung entladen werden.

⁹ nach [4] (S. 182)

¹⁰ Vgl. [3] Seite 8

¹¹ Vgl. [5] Seite 5 und [4] Seite 117

¹² Der Sachverhalt ist in Kapitel 6.1 eingehender beschrieben.

2.5. Auswirkungen von Elektromobilität auf die Netzinfrastruktur

Eine wichtige Frage für die Entwicklung von Elektromobilität und für das Potential von G2V und V2G lautet, in wie weit sich eine Zunahme der Zahl an Elektrofahrzeugen auf das Versorgungsnetz und seine Infrastruktur auswirken wird. Zum einen können Netzbeschränkungen dazu führen, dass das theoretische G2V- und V2G-Potential nicht voll ausgenutzt werden kann, zum anderen kann auch durch den Faktor Elektromobilität selbst das Potential erhöht werden, wie die folgende Überlegung zeigt:

Da bei einer ungesteuerten Aufladung Elektrofahrzeuge vornehmlich in den frühen Abendstunden aufgeladen werden, nachdem die Fahrzeughalter an ihren Wohnort zurückgekehrt sind, kommt es in dieser Zeit zu einer Ladespitze. Diese überschneidet sich mit der täglichen Lastspitze im Verbundnetz und sorgt für eine zusätzliche Belastung der Stabilität der Netzinfrastruktur¹³. Die zusätzliche Ladespitze beträgt z.B. bei einer Anschlussleistung von 3,7 kW und einer Millionen Elektrofahrzeugen bei einer ausschließlichen Aufladung am heimischen Hausanschluss nach [4] (S. 209) etwa 500 MW.

Wichtige Faktoren für die Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur sind einerseits die Gesamtzahl der Elektroautos, ausgedrückt mit dem Durchdringungsgrad D und andererseits das Mobilitäts-, Park- und Ladeverhalten, bzw. die Zahl gleichzeitig ladender Fahrzeuge, ausgedrückt mit dem Gleichzeitigkeitsgrad $g(n)$. Hohe Raten des gleichzeitigen Aufladens können vor allem bei einem übergeordneten Lastmanagement z.B. durch die Bereitstellung von Netzdienstleistungen durch Elektromobilität entstehen. Des Weiteren kann die Ladeinfrastruktur und die damit verbundene Höhe der durchschnittlichen Ladeleistung ein das Netz beeinflussender Faktor sein.

Im Folgenden werden die Ergebnisse mehrerer Studien bezüglich der Auswirkungen von steigender Elektromobilität auf die Netzinfrastruktur vorgestellt.

In der Studie [3] der TU Dortmund wurden unter Zuhilfenahme der Studie *KiD 2002* [65] Annahmen über das Mobilitätsverhalten von Elektroautos getroffen. Für den Fall einer schwach ausgebauten Infrastruktur für Elektromobilität, bei der das Laden der Fahrzeuge ausschließlich am heimischen Hausanschluss geschieht, wurden Auswirkungen auf verschiedene typische Niederspannungsnetze (siehe Abbildung 2-5) in unterschiedlichen Szenarien abgeleitet. In diesen wurden die durchschnittlichen Ladeleistungen in einer Spannbreite zwischen 3,7 kW und 22 kW pro Fahrzeug, der Durchdringungsgrad und der Gleichzeitigkeitsgrad variiert.

In Abbildung 2-5 sind die Ergebnisse eines Szenarios bezüglich der Transformatorenbelastung mit durchschnittlich 11 kW pro Fahrzeug dargestellt. Es ist ersichtlich, dass es bei einem real angenommen Gleichzeitigkeitsgrad und einem Durchdringungsgrad von $D=0,25$, was einer Marktdurchdringung von mehr als zehn Millionen Elektrofahrzeugen entspricht, in keinem der Modellnetze zu einer Transformatorenbelastung kommt.

¹³ Beispiele dafür, dass Elektrofahrzeuge Lastspitzen zu ähnlichen Tageszeiten erzeugen wie die bereits existierenden Nachfragespitzen, finden sich u.a. in [51], [59] Seite 3 und [90].

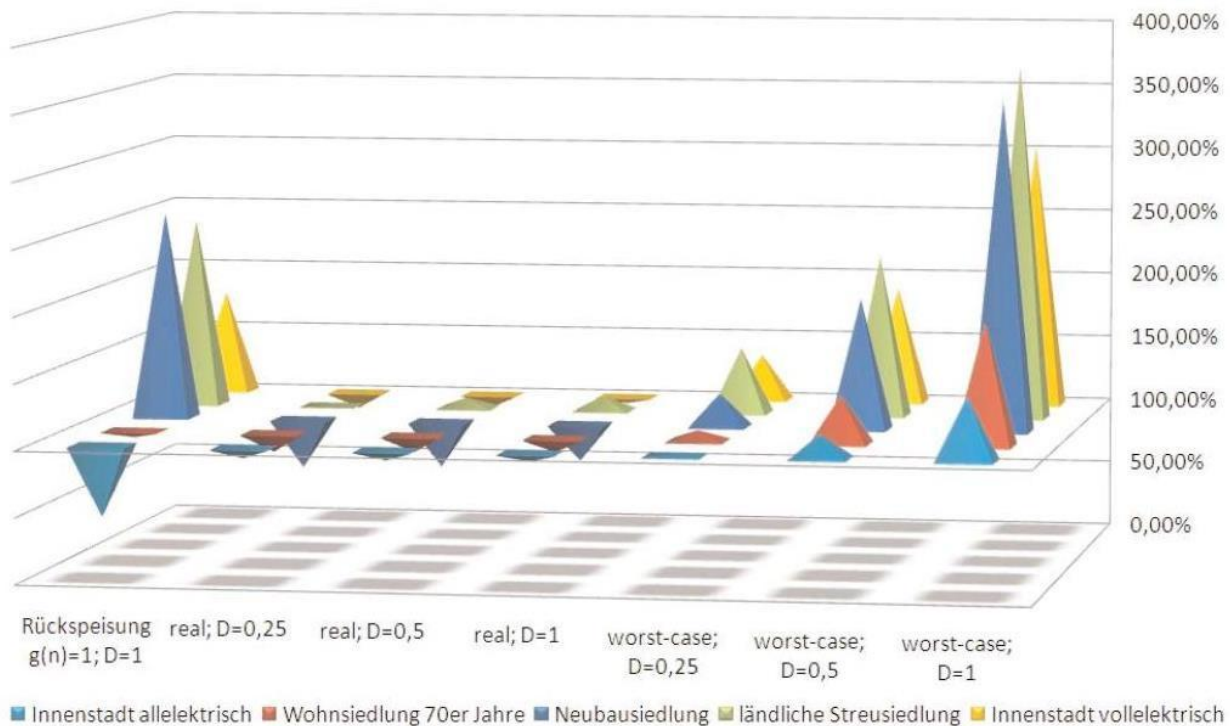


Abbildung 2-5: Transformatorbelastung in verschiedenen modellierten Niederspannungsnetzen bei einer Ladeleistung von 11 kW pro Fahrzeug, Quelle: [3] Seite 9

Als allgemeine Aussage lässt sich treffen, dass bei hohen Ladeleistungen die Spannungsbandgrenzen sowie die maximal zulässige Transformatorbelastung die begrenzenden Kriterien für das Niederspannungsnetz darstellen. Die Belastung der Leitungen zeigt sich als unproblematisch. Bei realen Gleichzeitigkeitsraten der Aufladung ergeben sich für die verschiedenen Niederspannungsnetze aus heutiger Sicht selbst bei einem sehr großen Durchdringungsgrad von Elektromobilität kaum Probleme. Nur in den worst-case-Szenarien in denen die Gleichzeitigkeit des Ladens durch ein übergeordnetes Lastmanagement auf das Maximum erhöht wird ($g(n)=1$), ergeben sich Überlastungen. Zu Überlastungen kann es theoretisch auch bei Rückspeisungen in das Netz kommen, falls Durchdringungsgrad und Gleichzeitigkeitsgrad als ausreichend hoch angenommen werden. Diesen kann in beiden Fällen durch ein koordiniertes Last- und Netzmanagement gegengesteuert werden.

In der Studie [10] wurde in einer Simulation untersucht, wie sich Elektromobilität unter der Annahme, dass alle betrachteten Fahrzeuge gleichzeitig aufladen ($g(n)=1$) und homogen verteilt sind, auf das Verteilungsnetz auswirkt. Abbildung 2-6 zeigt die Resultate für ein Verteilungsnetz in einer städtischen Randzone mit einem 630 kVA Transformator. In den Szenarien wurden Durchdringungsgrade von Elektromobilität von 2,5 % bis 25 % für die zwei Zeitpunkte 15:00 Uhr nachmittags und 19:00 Uhr abends untersucht, da es zu diesen Zeitpunkten zu einem Nachfragepeak kommt (x-Achse). Darüber hinaus fand eine Unterteilung in typische Werte für Auflade-Leistungen von Batterien statt, ausgehend von einem heutigen Standard von 3,7 kW bis 60 kW als mögliches Zukunftsmodell (z-Achse). Die y-Achse gibt den prozentualen Anteil an überbeanspruchten Komponenten des Verteilungsnetzes an.

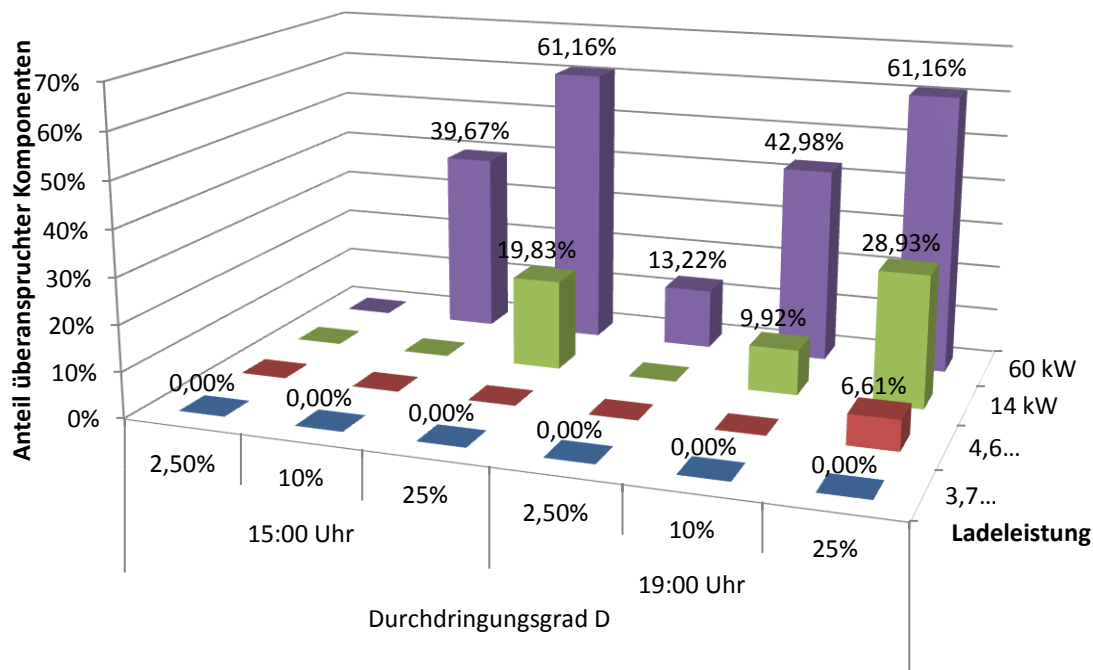


Abbildung 2-6: Einfluss von Elektromobilität auf ein vorstädtisches Verteilungsnetz, nach Quelle [10]

Aus den Ergebnissen geht hervor, dass es bei Durchdringungsraten von 12,5 %, was etwa fünf Millionen Elektrofahrzeugen entspricht, nur selten zu Überlastungen der Transformatoren kommt. Aktive Nachfragekontrolle ist deshalb in naher Zukunft (2020+) nicht nötig. Obwohl die Ergebnisse nach Meinung der Autoren eine generelle Aussage zu Überlastungen des Netzes zulassen, sind sie jedoch mit Vorsicht zu bewerten, da es nach Ansicht der Autoren bei anderen Netztopologien zu signifikanten Abweichungen kommen könnte.

In der Studie [11] wurden im Rahmen des Projektes *Flottenversuch Elektromobilität* die Auswirkungen von Elektromobilität auf die zukünftige Betriebsführung der Verteilnetze analysiert. Für die Analyse wurde die Annahme getroffen, dass Elektrofahrzeuge nur am Wohnort des Nutzers aufladen. Hierfür wurde die Gesamtladlast in einem Dorfnetz bei unterschiedlichen Ladeleistungen bis 32 kW simuliert. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass mit zunehmender Ladeleistung die Ladedauer sinkt. Dies hat zur Folge, dass weniger Fahrzeuge gleichzeitig laden und die Ladlastspitze nicht proportional mit der Ladeleistung zunimmt. Ab etwa 8 kW führt ein weiterer Anstieg der Ladeleistung nur noch zu geringfügigen Erhöhungen der Gesamtladlast.

Für das Projekt wurden zehn Mittelspannungsnetze und die daran angeschlossenen Niederspannungsnetze in vorwiegend vorstädtischen und ländlichen Regionen analysiert. Für die Simulation wurden ein realer Gleichzeitigkeitsgrad (kein Lastmanagement) und ein Durchdringungsgrad von 8 % angenommen. In Abbildung 2-7 sind die Ergebnisse für zwei exemplarische Niederspannungsnetze in einer vorstädtischen Region aufgetragen.

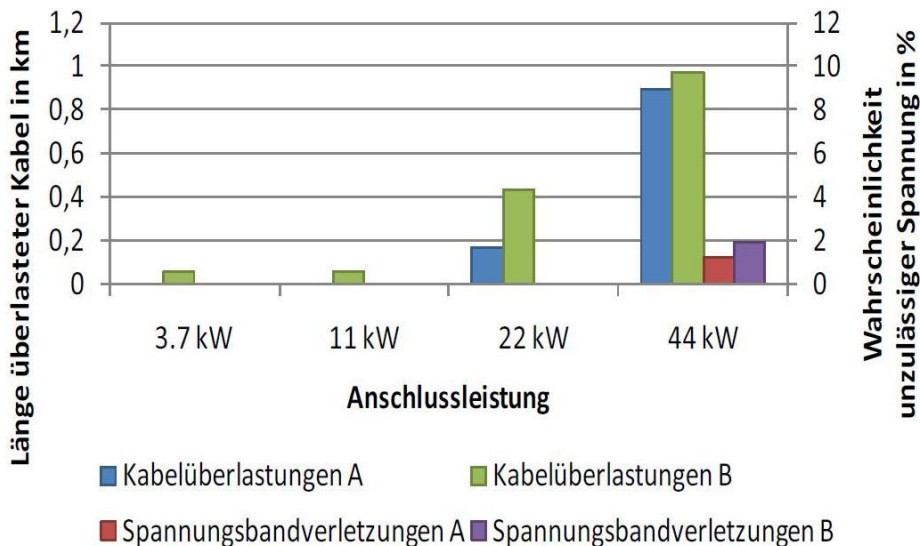


Abbildung 2-7: Gegenüberstellung von Grenzwertverletzungen zweier Verteilnetzgebiete in einer vorstädtischen Region, Quelle: [11] Seite 4

Bei Gesamtlängen der Kabelstrecke von über 100 Kilometern zeigt sich, dass nur an wenigen Stellen Überlastungen auftreten und es nur bei Schnellladungen zu Spannungsbandverletzungen kommt. Für Mittelspannungsnetze ergeben sich bei den angenommenen Parametern keine Implikationen¹⁴.

Zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen schlagen die Autoren ein preisbasiertes Anreizsystem auf Basis eines Auktionsmechanismus vor. Hierdurch ließen sich die Überschreitungen der Grenzwerte signifikant senken.

Der Beitrag [13] kommt bei vergleichbarer Wahl der Annahmen und Parameter bezüglich Grenzwertverletzungen zu ähnlichen Ergebnissen. Bei der Untersuchung der vor allem ländlichen Siedlungstypen kommt es besonders bei Netztypen mit langen Ausläufern und besonders dünner Besiedlung zu Spannungsbandverletzungen. Hieraus wird geschlossen, dass sich Elektromobilität auf verschiedene Netze unterschiedlich auswirkt und somit für die Netzbetreiber je nach Netz unterschiedlicher Bedarf der Nachrüstung besteht.

¹⁴ Die Robustheit von Mittelspannungsnetzen wird auch in anderen Studien bestätigt. Siehe [12]

2.6. Umwelttechnische Fragestellungen

Durch Elektromobilität ergibt sich auf vielfältige Weise ein ökologischer Nutzen. Zum einen werden aufgrund der Speicherfähigkeit der Batterien durch die Diversifizierung der Energieträgerbasis alle Energieträger der Stromerzeugung nutzbar. Hierdurch fällt einerseits die Abhängigkeit vom Energieträger Öl, andererseits wird die Nutzung CO₂-armer Energieträger und somit eine Einsparung von CO₂ möglich.

Zum anderen erzeugen Elektrofahrzeuge deutlich weniger Emissionen als konventionell betriebene Fahrzeuge. Hier ist einerseits der geringe Motorenlärm zu nennen, was vor allem in innerstädtischen Verkehrssituationen von Bedeutung ist. Zum anderen emittieren Elektrofahrzeuge vor Ort keine Luftschadstoffe, was zu einer Verbesserung der Luftqualität führen kann.

Fraglich ist einerseits, ob sich durch eine große Durchdringung von Elektromobilität und hierbei besonders durch eine umfangreiche Nutzung von Batteriesystemen auch umwelttechnische Probleme ergeben und andererseits, wie diesen Problemen begegnet werden kann. Zunächst wird in Kapitel 2.6.1 das zu einer umfassenden umwelttechnischen Bewertung geeignete Ökobilanzmodell vorgestellt und erste Forschungsergebnisse diskutiert. In den Kapiteln 2.6.2 und 2.6.3 wird noch einmal genauer auf die Aspekte Lithium-Ressourcen und Batterie-Recycling eingegangen.

2.6.1. Ökobilanz eines Elektroautos

Für einen umfassenden Ansatz um die Umweltbelastung von Elektrofahrzeugen bewerten zu können, ist ein Umweltbilanzmodell im Sinne eines ökobilanziellen Ansatzes (life cycle assessment) geeignet. Dieser betrachtet für den gesamten Lebensweg eines Fahrzeugs von der Herstellung bis zur Entsorgung den gesamten Energie- und Ressourcenverbrauch, sowie die Umweltbelastung. Einen Überblick über den betrachteten Lebenszyklus einer Batterie gibt Abbildung 2-8.

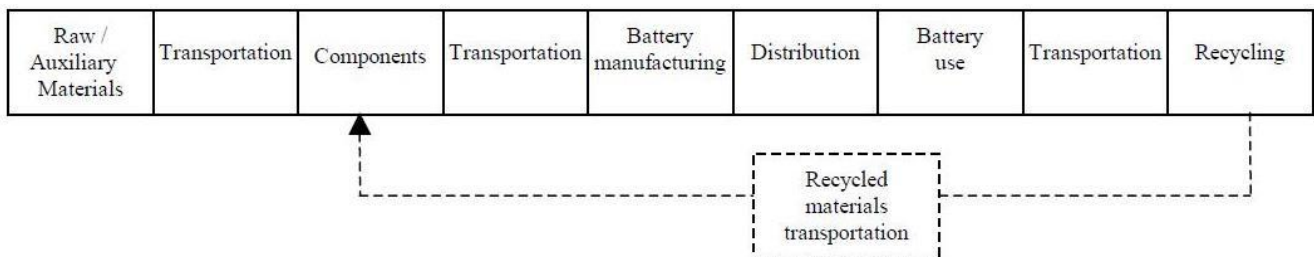


Abbildung 2-8: Betrachtete Faktoren für eine Ökobilanz einer Batterie, Quelle [72]

Den Ansatz eines Umweltbilanzmodells verfolgt das vom BMU im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung zu Elektromobilität initiierte Projekt *UMBR_eLA* [73], welches die Erkenntnisse aktueller Flottenversuche der Bundesregierung zusammenführt und analysiert. *UMBR_eLA* wird von dem Projektpartner *IFEU*, dem *Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH* durchgeführt, welches auch im Rahmen verschiedener Projekte das Ökobilanzmodell *eLCAr* (Electric Car LCA) [74] entwickelt.

In einer Studie der *Empa* [75], der schweizerischen *Eidgenössischen Materialprüfungs- und Forschungsanstalt*, wurde der Einfluss von Li-Ionen-Batterien auf die Ökobilanz von elektrischen Fahrzeugen genauer untersucht.

Hierfür wurde eine LiMn₂O₄-Batterie modelliert, da angenommen wurde, dass Magnesium in der Li-Ionen-Technik aufgrund des deutlich geringeren Preises und einer besseren Verfügbarkeit die bisher verwendeten Stoffe Nickel und Kobalt ersetzt.

Abbildung 2-9 gibt einen Überblick über die Herstellungsmaterialien einer LiMn₂O₄-Batterie aufgeschlüsselt nach dem Herstellungsprozess.

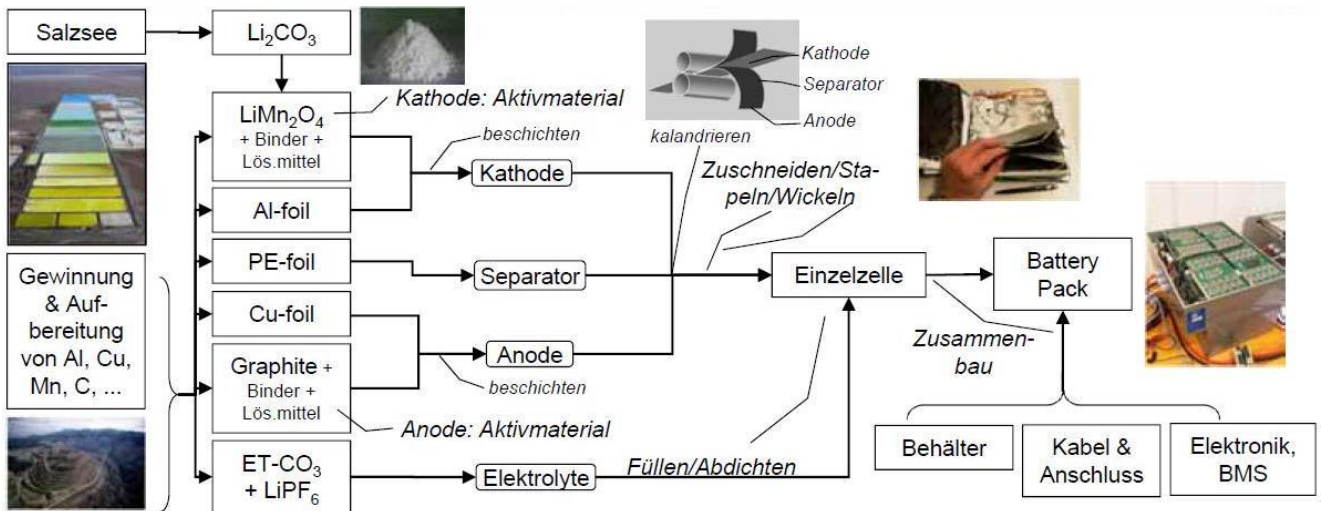


Abbildung 2-9: Herstellungsmaterialien einer LiMn₂O₄-Batterie, Quelle: [68]

Die Tabelle 2-2 und Abbildung 2-10 geben Aufschluss über die massenmäßige Zusammensetzung der gewählten Zelle. Der gesamte Lithium-Gehalt ist sehr gering und beträgt nur 0,007 kg pro kg Li-Ionen-Batterie.

Massenanteile	
Lithium	1 %
Aluminium	23 %
Kupfer	13 %
Graphit	16 %
LiMn ₂ O ₄	24 %
Elektrolyt	20 %

Tabelle 2-2: Prozentuale Aufschlüsselung der wichtigsten Masseanteile einer ausgewählten Li-Ion Zelle, Quelle: [68]

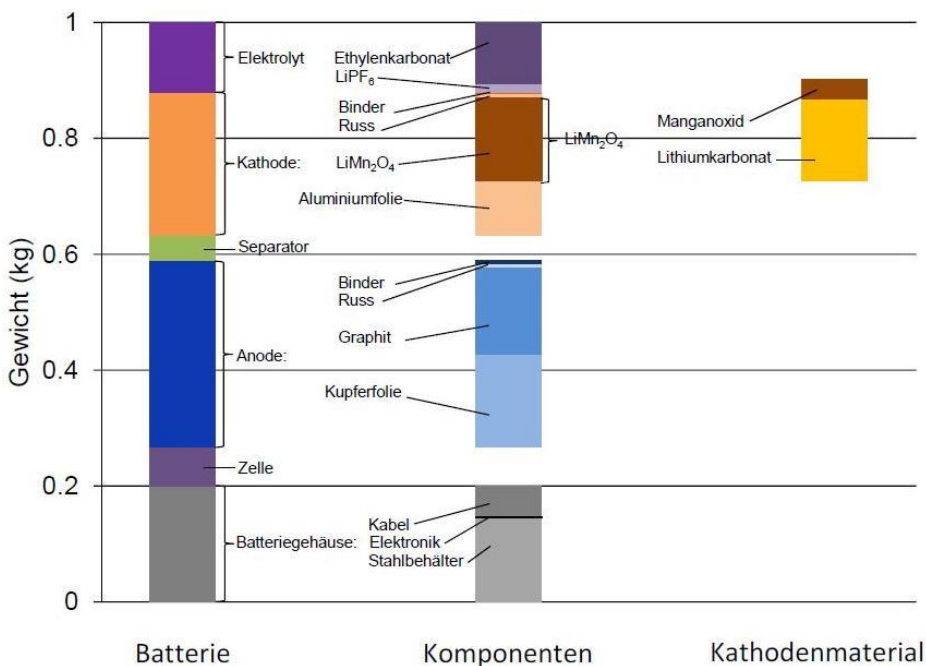


Abbildung 2-10: Massenmäßige Zusammensetzung eines Kilogramms der ausgewählten Li-Ion Zelle, Quelle: [68]

Die Umweltbelastung durch die Batterie wurde für vier Ökobilanz-Indikatoren ermittelt:

1. dem Treibhauspotential (global warming potential – GWP) mit einem angelegten Zeitrahmen von 100 Jahren
2. dem kumulierte Energieaufwand (cumulative energy demand – CED), von dem nur der nicht erneuerbare (fossile Brennstoffe und Kernenergie) einbezogen wird
3. dem Ecoindicator 99¹⁵ mit hierarchischer Perspektive und einer durchschnittlichen Gewichtung (EI99 H/A), welcher den verursachten Schaden für die drei Bewertungskategorien menschliche Gesundheit, Qualität des Ökosystems und natürliche Ressourcen bewertet
4. dem abiotischer Ressourcenverbrauch (abiotic depletion potential – ADP), einer Einflusskategorie in der CML Methode¹⁶.

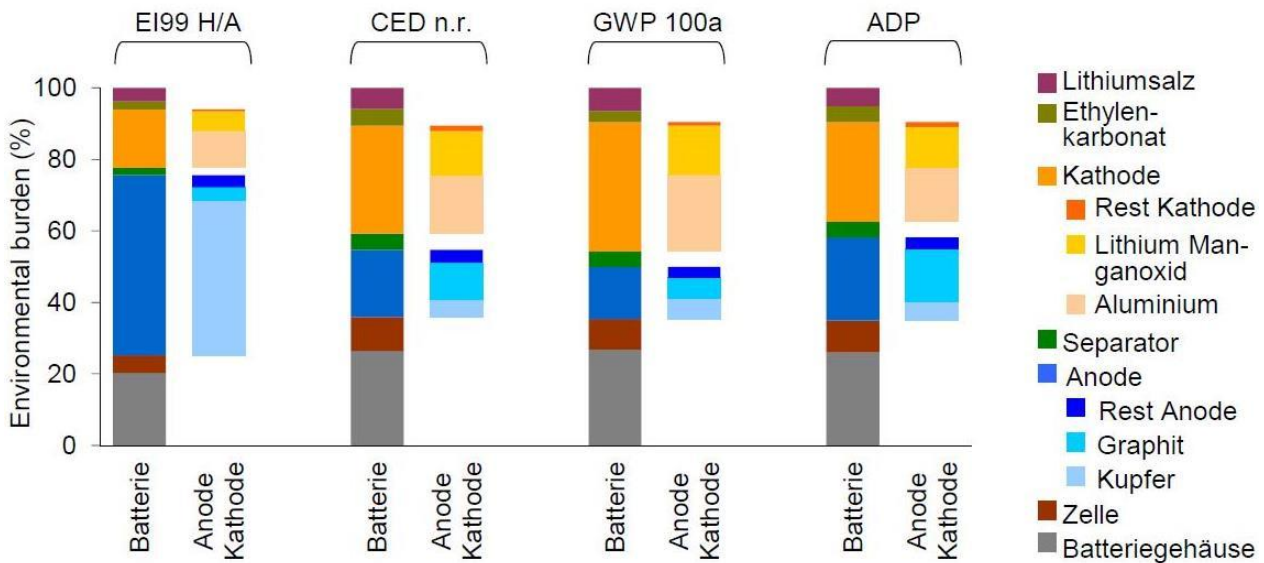


Abbildung 2-11: Beurteilung der Umweltwirkungen: Ecoindicator 99 (EI99 H/A), kumulierter, nicht erneuerbarer Energieaufwand (CED n. r.), Treibhausgasemissionen mit Zeithorizont 100 Jahre (GWP 100a), abiotischer Ressourcenverbrauch (ADP), Quelle: [68]

Wie in Abbildung 2-11 ersichtlich, wird die Herstellung der Lithium-Ionen-Batterie in allen vier Umweltfolgen-Abschätzungsmethoden durch die Herstellung der Anode, der Kathode und des Batteriegehäuses dominiert. Die durch die Batterie verursachte Umweltbelastung wird maßgeblich durch die Versorgung mit Kupfer und Aluminium für die Herstellung der Anode und Kathode, sowie für die benötigten Kabel und das Batterie-Management-System verursacht. Die Zelle, der Separator, Lithiumsalz und Lösungsmittel spielen eine untergeordnete Rolle. Die durch die beiden Lithium enthaltenden Komponenten, LiMn_2O_4 und LiPF_6 , verursachten Umweltbelastungen liegen zwischen 10 % (EI99 H/A) und 20 % (GWP) der durch die Batterie erzeugten Gesamtbelastung.

In einer Sensitivitätsanalyse wurden als Vergleich zu LiMn_2O_4 als aktives Material das ebenfalls weit verbreitete aktive Material $\text{Li}(\text{Mn}_{1/3}\text{Ni}_{1/3}\text{Co}_{1/3})\text{O}_2$ und LiFeO_4 getestet. Während durch den Gebrauch von Nickel und Kobalt die Umweltbelastung (für den EI99 H/A) um 12,8 % anstieg, verringerten sich die Auswirkungen mit LiFeO_4 als Kathodenmaterial um 1,9 %.

¹⁵ Eine Beschreibung des Ecoindicator 99 gibt [91].

¹⁶ Eine Beschreibung der CML Methode gibt [92].

Für eine Ökobilanz-Analyse wurde in der Studie ein einem VW Golf vergleichbares Elektroauto mit einer 300 kg schweren Batterie mit einem Auto mit Benzinmotor mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 5,2 Litern pro 100 km verglichen. Für die Beladung der Batterie des Elektroautos wurde der durchschnittliche UTCE-Erzeugungsmix angelegt. Aus den Ergebnissen in Abbildung 2-12 wird ersichtlich, dass das untersuchte Elektrofahrzeug eine geringere Umweltbelastung verursacht, als das Auto mit Verbrennungsmotor.

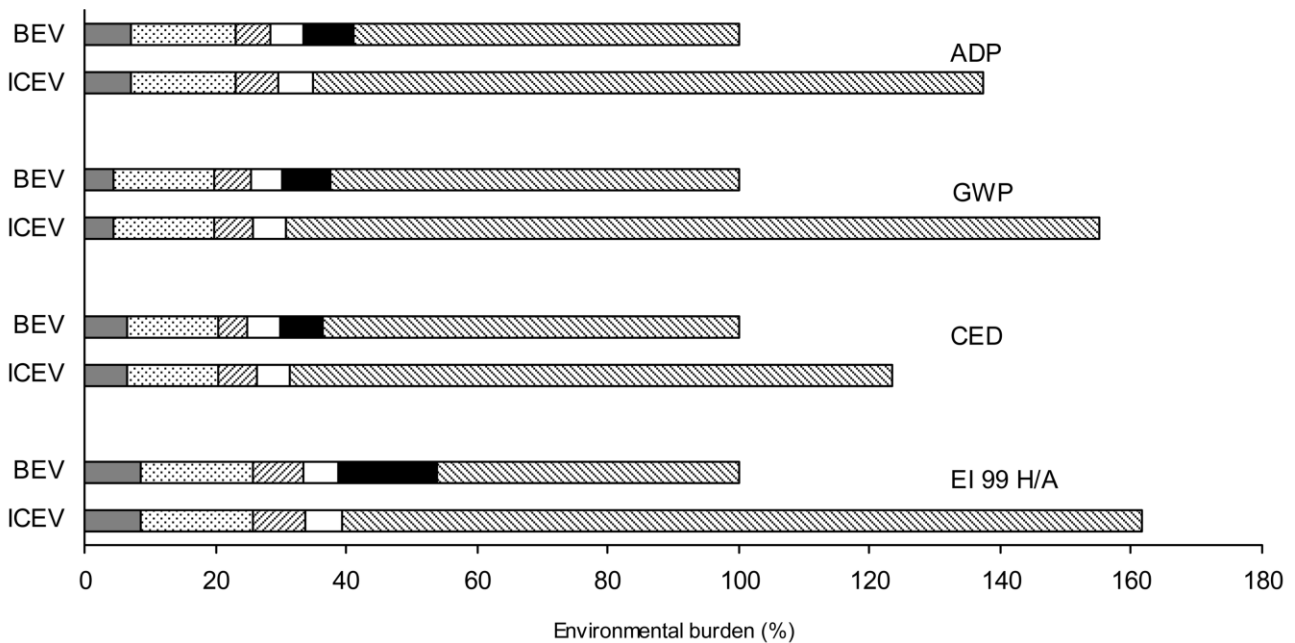


Abbildung 2-12: Vergleich eines Autos mit Verbrennungsmotor (ICEV, Wert in % des BEV) und eines batteriebetriebenen Autos (BEV, Wert auf 100 % festgelegt) bezüglich der vier Bewertungsmethoden: abiotischer Ressourcenverbrauch (ADP), Treibhausgasemissionen mit Zeithorizont 100 Jahre (GWP 100a), kumulierter, nicht erneuerbarer Energieaufwand (CED), Ecoindicator 99 (EI 99 H/A), Quelle: [75] (S. 6552)

Insgesamt ist für beide Fahrzeugtypen hinsichtlich der Umweltbelastung die Betriebsphase der dominierende Faktor. Die Betriebsphase eines konventionellen Autos ist jedoch für eine deutlich höhere Belastung verantwortlich, als die eines Elektroautos.

Darüber hinaus ist erkennbar, dass die Li-Ionen-Batterie, unabhängig von der eingesetzten Bewertungsmethode, eine untergeordnete Rolle in Bezug auf die Umweltbelastung von Elektromobilität besitzt. Insgesamt beträgt die durch die Batterie verursachte Umweltbelastung 7 % (CED) bis höchstens 15 % (EI99 H/A) der durch Elektromobilität verursachten Gesamtbelastung. Die Belastung, die dabei durch die Extraktion von Lithium für die Batteriekomponenten verursacht wird, beträgt weniger als 2,3 % (für den EI99 H/A).

Zusätzlich wurde berechnet, in wie weit sich die Umweltbelastung durch das Elektroauto durch eine Umgestaltung der zur Batteriebeladung benötigten Energiequellen verändert. Für das Szenario einer Beladung mit elektrischer Energie aus Stein-Kohlekraftwerken steigt die in der Betriebsphase verursachte Belastung (EI99 H/A) um 13,4 %. Mit einer Beladung von aus Wasserkraftwerken gewonnener Energie fällt diese um 40,2 %. Folglich fällt im zweiten Fall der Anteil der in der Betriebsphase anfallenden Umweltbelastung auf 9,6 % an der Gesamtbelastung.

Die Autoren der Studie kommen zu dem Schluss, dass die Resultate nahelegen, dass Elektromobilität umweltfreundlicher als herkömmliche Mobilität ist. Da die Li-Ionen-Batterie eine untergeordnete Rolle bei der Bestimmung der Umweltfolgen-Abschätzung spielt, wird der potentielle Nutzen einer höheren Effizienz von Elektroautos durch die Batterie nicht überkompensiert.

Die Ökobilanz verschiedener Automobile hat auch die Schweizer *ESU-services GmbH*, welche sich auf das Themenfeld Ökobilanzierung spezialisiert hat, in verschiedenen Szenarien miteinander verglichen [77][78]. Hierbei wurde für die Erstellung der Ökobilanz die Methode der ökologischen Knappheit verwendet¹⁷.

In einem Szenario wurde die Umweltbelastungen von drei Elektrofahrzeugen, welche mit elektrischer Energie aus einem GuD-Kraftwerk, aus dem Schweizer Energiemix und erneuerbaren Quellen aufgeladen wurden, mit einem Hybrid-Benziner und einem verbrauchsarmen, sich auf dem aktuellen Stand der Technik befindenden Dieselfahrzeug verglichen.

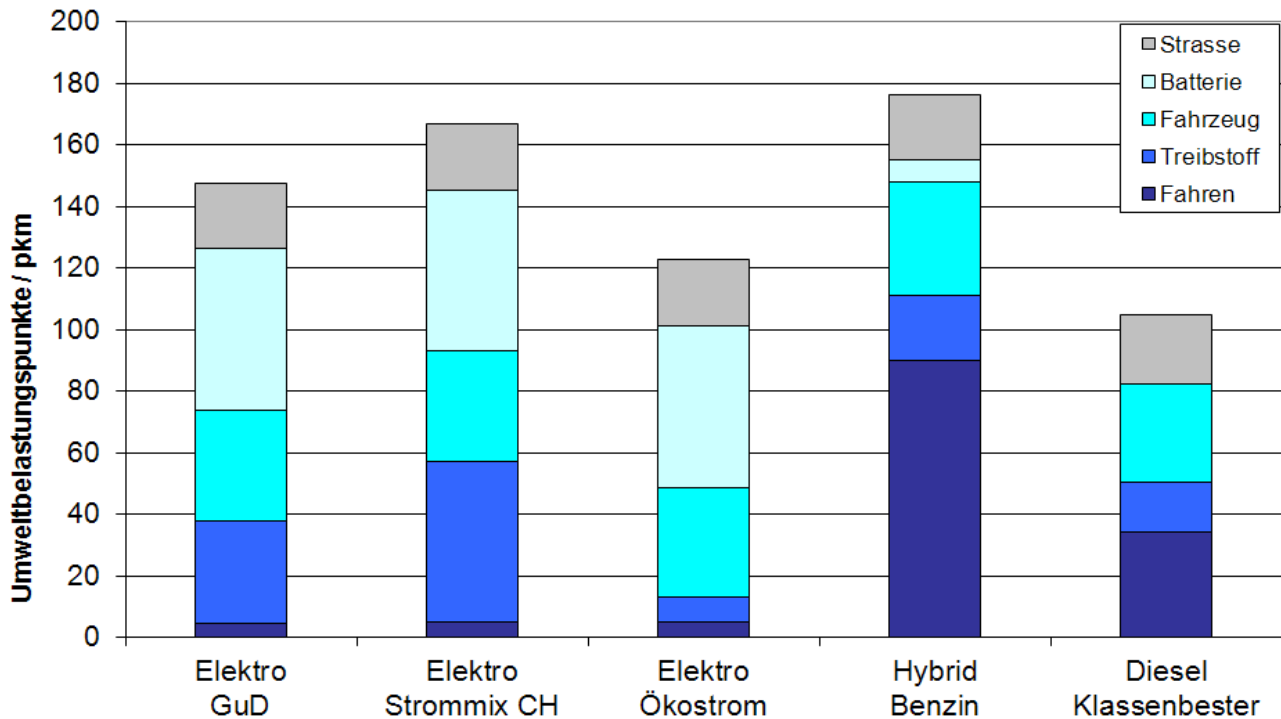


Abbildung 2-13: Vergleich der Umweltbelastung mit der Methode der ökologischen Knappheit verschiedener Fahrzeuge pro Personenkilometer (pkm) bezüglich des Anfallsbereichs der Belastung, Quelle: [77]

Aus den Ergebnissen in Abbildung 2-13 ist ersichtlich, dass die Umweltbelastung durch Elektroautos stark von der Quelle der für die Batterieladung erforderlichen elektrischen Energie abhängt. So weist ein mit Energie aus erneuerbaren Quellen betriebenes Elektroauto eine deutlich geringere Umweltbelastung auf als ein Elektroauto, welches mit dem Schweizer Energiemix geladen wird.

Des Weiteren ist ersichtlich, dass das verglichene moderne Dieselfahrzeug die geringste Umweltbelastung aufweist.

In einem weiteren Szenario wurden die Umweltbelastungen von konventionellen Autos, betankt mit Diesel, Erdgas und Benzin, einem Elektroauto, beladen mit dem Schweizer Energiemix, einem Dieselfahrzeug auf dem aktuellen Stand der Technik und einem Konzeptauto in Leichtbauweise, zum einen beladen mit dem Schweizer Energiemix und zum anderen betankt mit Diesel, miteinander verglichen.

Aus den Ergebnissen in den Abbildung 2-14 und Abbildung 2-15 wird ersichtlich, dass das Elektroauto eine geringere Umweltbelastung aufweist als konventionelle mit Benzin oder Diesel betankte Fahrzeuge. Jedoch liegt die Umweltbelastung des Konzeptautos mit beiden Antriebsarten deutlich unter der des Elektrofahrzeugs.

¹⁷ In der Schweiz entwickelte Methode für die Wirkungsabschätzung in Ökobilanzen. Beschreibung unter [76].

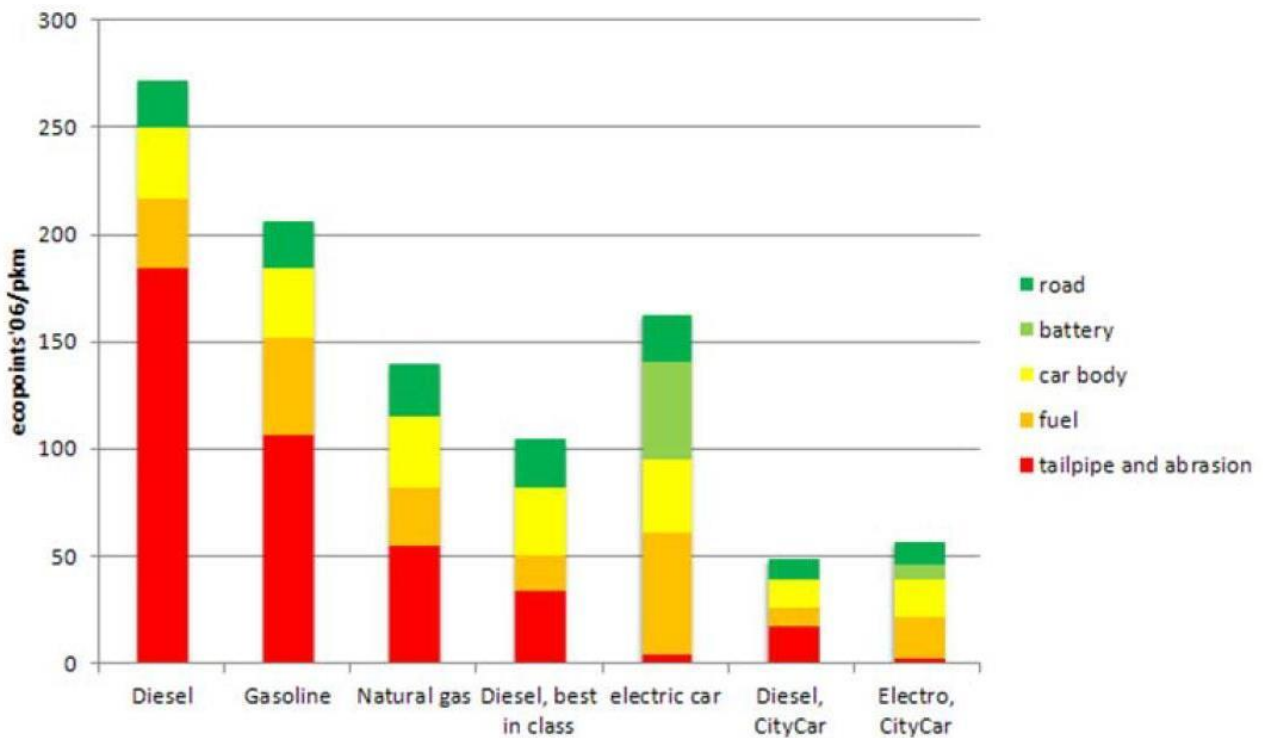


Abbildung 2-14: Vergleich der Umweltbelastung mit der Methode der ökologischen Knappheit verschiedener Fahrzeuge pro Personenkilometer (pkm) bezüglich des Anfallsbereichs der Belastung, Quelle: [78]

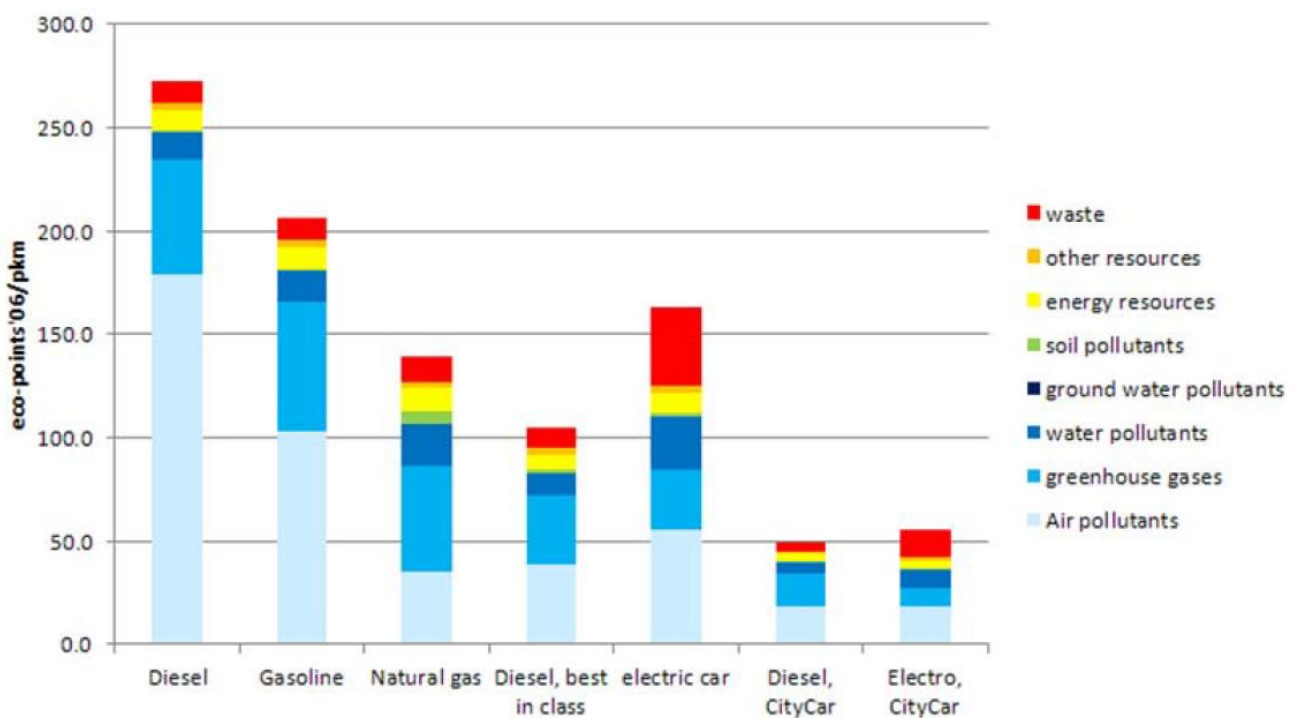


Abbildung 2-15: Vergleich der Umweltbelastung mit der Methode der ökologischen Knappheit verschiedener Fahrzeuge pro Personenkilometer (pkm) bezüglich der Belastungsart, Quelle: [78]

2.6.2. Lithium-Ressourcen

Batteriesysteme für Elektroautos der neuesten Generation verwenden typischerweise Li-Ionen-Batterien (vgl. Kapitel 6.1), welche unter anderem auf Lithium als Grundmaterial für die Batteriekathode aufbauen. Hieraus ergibt sich die Frage, ob sich durch eine verstärkte Ausbeutung der Lithium-Ressourcen aufgrund des Ausbaus der Elektromobilität umwelttechnische Probleme ergeben. Lithium ist ein Leichtmetall, welches in der Natur nicht elementar vorkommt und aufgrund seiner starken Verteilung zu vertretbaren Kosten nur an wenigen Orten zu gewinnen ist¹⁸. Die Hauptquelle für Lithium für Fahrzeugbatterien ist das lösliche Salz Lithiumcarbonat, welches in Salzseen und Salzpflanzen wie z.B. der Atacamawüste gewonnen wird. Die weltweit größten Lithiumproduzenten sind Chile, Australien und China, wobei fast 80 % der global bekannten Lithium-Lagerstätten in Südamerika liegen¹⁹.

In der Fachwelt wird die Verfügbarkeit von Lithium kontrovers diskutiert. Während Stimmen zu dem Schluss kommen, dass nicht genügend Lithium für den Bereich der Elektromobilität verfügbar ist und von einer großflächigen Einführung abgeraten wird [80], sehen andere Wissenschaftler keine potentielle Knappheit an Lithium [81] und eher den Kobaltbedarf als die kritische Größe bei der künftigen Nutzung der Lithium-Ionen-Technologie an [82] (S. 193).

Die Tatsache, dass unterschiedliche Li-Ionen-Technologien unterschiedliche Mengen an Lithium pro Kilowattstunde Batteriekapazität benötigen, könnte unter anderem ein Grund dafür sein, dass in der Fachwelt die Lithiumverfügbarkeit unterschiedlich beurteilt wird. Die Angaben zum Lithiumgehalt von Batteriesystemen schwanken stark und reichen von 50 g Li/kWh [83] bis zu 300 g Li/kWh [80]²⁰.

Je nach Quelle werden die weltweiten Lithiumressourcen auf 17,5 – 28,5 Millionen Tonnen geschätzt. Nach einer Berechnung des *IFEU* [84] liegt der Verbrauch an Lithium mit 150 g Li/kWh für eine Weltflotte von einer Milliarde Elektroautos mit einer Batteriekapazität von 20 kWh bei 3 Millionen Tonnen. Da für andere Anwendungsgebiete bis zum Jahr 2032 eine prognostizierte Lithiumnachfrage von einer Million Tonnen bestehe, ergebe sich hieraus keine Knappheit an Lithium.

Hinsichtlich einer Bewertung umwelttechnische Probleme sind neben der Frage der Verfügbarkeit auch die mit der Bereitstellung der Rohstoffe verbundenen Umweltauswirkungen von Bedeutung. Neben einer Betrachtung im Gesamtkontext der Ökobilanz in Kapitel 2.6.1 ist noch einmal gesondert die Umweltbilanz des in Lithium-Batterien eingesetzten Lithiums und Kobalts als Vergleich zu anderen ausgewählten Rohstoffen in Abbildung 2-16 aufgezeigt. Es ist ersichtlich, dass deren Umweltbilanz vergleichsweise günstig ist.

¹⁸ Vgl. [79]

¹⁹ Vgl. [80]

²⁰ Vgl. auch [82] Seite 193

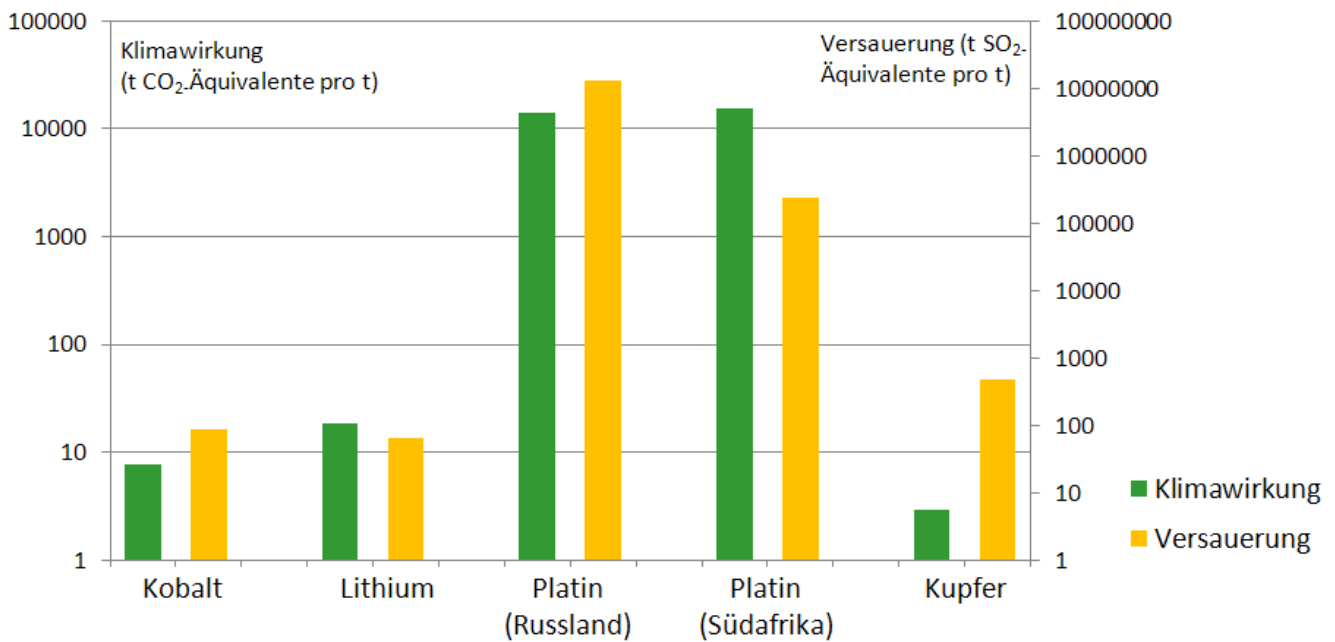


Abbildung 2-16: Umweltwirkung ausgesuchter Rohstoffe, Quelle: [85]

Um Einschätzungen über zukünftige Rohstoffengpässe und Ressourcenprobleme zu erhalten, finanziert das BMU im Projekt *Optum – Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen* [86] Untersuchungen, welche sich mit Ressourceneffizienz und ressourcenpolitischen Aspekten des Systems Elektromobilität beschäftigen, um Möglichkeiten zur Erhöhung der Ressourcenverfügbarkeit durch Recycling oder einer Ausweitung der Produktion primärer Rohstoffe abzuschätzen.

2.6.3. Batterie-Recycling

Da in der Fachwelt die Verfügbarkeit von Lithium und mögliche limitierenden Engpässe kontrovers diskutiert werden (siehe Kapitel 2.6.2), werden aufgrund der Tatsache, dass Lithium in den Fahrzeugen nicht verbraucht wird sondern recycelt werden kann, diesbezüglich zurzeit verschiedene Verfahren erprobt und entwickelt. International befinden sich diese derzeit noch in einem frühen Entwicklungsstadium.

Vor dem Hintergrund steigender Rohstoffpreise und einem Fortschritt in Effizienz- und Umweltstandards²¹ wird vom BMU für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Automobil- und Zulieferindustrie eine frühzeitige Entwicklung effektiver Recyclingverfahren mit hohen Rückgewinnungsquoten als strategisch bedeutsam angesehen [87].

Aus diesem Grund fördert das BMU zwei Projekte [87], welche sich mit den wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten von Li-Ionen-Batterie-Recyclingprozessen für Elektroautos beschäftigen. Hierbei handelt es sich zum einen um das Projekt *LiBRi – Entwicklung eines realisierbaren Recyclingkonzepts für die Hochleistungsbatterien zukünftiger Elektrofahrzeuge* und zum anderen um das Projekt *LithoRec – Recycling von Lithium-Ionen-Batterien*. Beide Projekte besitzen im Bereich der metallurgischen Prozesse unterschiedliche Ansätze, verfolgen aber einen ganzheitlichen Herangehensweise über die gesamte Prozesskette, um mit Pilotanlagen die Grundlagen für eine industrielle Verwertung von Li-Ionen-Batterien im großtechnischen Maßstab in Deutschland zu schaffen.

²¹ Hierbei ist z.B. die EU-Richtlinie 2000/53 zu nennen, welche eine Zielmarke von 95% Wiederverwertung bei Pkw bis 2015 gesetzt hat.

2.6.4. Zusammenfassung

Die Ökobilanz von Elektroautos ist meist besser als die von herkömmlichen Autos mit Verbrennungsmotor. Diese Aussage lässt sich jedoch nicht grundsätzlich auf alle Fahrzeugtypen verallgemeinern. Der entscheidende Faktor für die Ökobilanz jedes Autos bleibt die Betriebsphase. Deshalb ist für die Ökobilanz von Elektroautos die Frage von besonderer Bedeutung, aus welcher Quelle die Energie stammt, mit der das jeweilige Elektroauto geladen wird. Durch den Gebrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen kann die Ökobilanz entscheidend verbessert werden.

Insgesamt trägt an der Ökobilanz das Batteriesystem von Elektroautos einen relevanten Anteil. In diesem Zusammenhang wird in der Fachwelt am stärksten ein möglicher Mangel von Lithium diskutiert. Die wissenschaftliche Meinung tendiert jedoch dazu, dass genügend Lithium-Ressourcen für eine umfangreiche Nutzung vorhanden sind.

Darüber hinaus kann durch Batterie-Recycling die Umweltbilanz gegenüber einem ausschließlichen Einsatz von Primärmaterialien entlastet und einer Rohstoffknappheit entgegen gewirkt werden.

3. Einsatzfelder von V2G

Um technische und wirtschaftliche Potentiale von V2G-Anwendungen im deutschen Stromnetz beurteilen zu können, müssen mögliche Einsatzfelder aufgezeigt und bewertet werden. Hierfür ist zunächst eine Unterscheidung in die physikalischen Größen Energie und Leistung notwendig, da diese zugleich wirtschaftlichen Produkte darstellen.

Energie: Fahrzeugbatterien von Elektroautos speichern elektrische Energie. Diese wird während der Fahrt in mechanische Energie umgewandelt um das Fahrzeug anzutreiben. Unter gewissen Voraussetzungen kann diese jedoch auch zurück an das Versorgungsnetz abgegeben werden.

Leistung: Elektrische Leistung ist der Quotient aus elektrischer Energie und Zeit. Hierbei wird von positiver Leistung gesprochen, wenn zusätzliche Leistung z.B. durch das Hochfahren von Kraftwerken erzeugt wird. Im Falle von Speichern wie Fahrzeugbatterien entspricht dies der Aktivierung eines Rückspeisevorgangs (Entladung) an das Netz oder theoretisch einer gezielten Unterbrechung des Beladevorgangs. Negative Leistung entspricht einer Leistungsabnahme z.B. durch ein Herunterfahren von Kraftwerken oder Zuschaltung von Verbrauchern. Elektrische Fahrzeuge können negative Leistung durch gezieltes Aktivieren des Beladens der Batterien oder der Unterbrechung eines Entladevorgangs bereitstellen.

Mögliche Einsatzfelder von V2G-Anwendungen werden in diesem Kapitel erläutert. Eine Bewertung erfolgt im Kapitel 5.4.

3.1. Regelleistung

Um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Stromnetze in ihrer jeweiligen Regelzone und für die Verbindung mit anderen Regelzonen zu gewährleisten, sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) u.a. dafür verantwortlich, die Frequenz im Rahmen der Erbringung von Systemdienstleistungen auf einem stabilen Niveau von 50 Hertz zu halten. Für diese Aufgabe sind sie dazu verpflichtet, ausreichend positive und negative Regelleistung zu jedem Zeitpunkt vorzuhalten. Hierbei wird hinsichtlich des Abrufprinzips und ihrer zeitlichen Aktivierung zwischen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve unterschieden.

Die verschiedenen Regelleistungsprodukte werden von den ÜNB in Deutschland gemeinsam ausgeschrieben. Für die Vorhaltung von Regelenenergiemengen können Anbieter Angebote unterbreiten, wenn sie den technischen Mindestanforderungen genügen um einen sicheren Netzbetrieb sicherzustellen²². Erfolgt ein Zuschlag, ist der Anbieter zur Vorhaltung der Leistung verpflichtet und wird dafür mit seinem angebotenen Leistungspreis entlohnt. Darüber hinaus erhält der Anbieter für die Sekundärregelung und Minutenreserve einen Arbeitspreis für tatsächlich geflossene Energiemengen.

Für die verschiedenen Regelleistungsprodukte gelten zum einen die Regeln des *Operation Handbook* [14] der UCTE, zum anderen sind diese im *TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber* [15] definiert und werden im Folgenden kurz erläutert.

3.1.1. Primärregelung

Die Primärregelung hat die Aufgabe, Frequenzabweichungen im Stromnetz aufgrund von Störungen von Erzeugungseinheiten oder Änderungen der Verbraucherlast auszugleichen, um die Frequenz innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten. Die Primärregelleistung wird innerhalb von 30 Sekunden dezentral und automatisch aktiviert und muss einen Zeitraum pro Störung von bis zu 15 Minuten abdecken können.

²² Vgl. [16] Seite 2

Zur Teilnahme am Markt für Primärregelleistung müssen Erzeugungseinheiten jedoch, wie in Anhang D des *Transmission Code 2007* [16] definiert, den notwendigen technischen und betrieblichen Anforderungen gemäß eines Präqualifikationsverfahrens entsprechen und einen Rahmenvertrag zur Erbringung von Vorleistungen abgeschlossen haben.

Einzelne Batterien von Elektroautos genügen den betrieblichen Anforderungen zur Erbringung von Primärregelleistung nicht. Vor allem zu nennen sind hier eine Mindestanforderung an den angebotenen Regelbereich von 2 MW und eine benötigte Zeitverfügbarkeit von 100 %²³. Um Elektrofahrzeugbesitzern eine Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt zu ermöglichen, müssten deshalb zunächst die Anforderungen verändert werden um z.B. Pooling zu erlauben.

Darüber hinaus erfolgt zurzeit für Primärregelleistung keine getrennte Ausschreibung von positiver und negativer Regelleistung²⁴. Ein Geschäftsmodell, das nur Rückspeisung von Fahrzeugbatterien vorsieht, wäre somit nicht möglich.

Der Bedarf an positiver und negativer Primärregelleistung betrug in Deutschland im Zeitraum Mai 2010 bis Mai 2011 zwischen 612 und 624 MW²⁵. Auch bei einem verstärkten Zubau von Windkraftanlagen ist nach [21] (S. 252) ein zunehmender Bedarf an vorzuhaltender Primärregelleistung nicht zu erwarten.

3.1.2. Sekundärregelung

Die Sekundärregelung hat die Aufgabe, die Frequenz auf ihren Sollwert und die zwischen den Regelzonen ausgetauschten Übergabeleistungen auf die gewählten Soll-Werte des Austauschplans zurückzuführen, so dass die aktivierte Primärregelleistung wieder als Reserve zur Verfügung steht.

Sie wird unmittelbar durch den betroffenen ÜNB automatisch innerhalb von fünf Minuten aktiviert und deckt einen Zeitraum pro Störung von 30 Sekunden bis 15 Minuten ab.

Für die Teilnahme am Markt [17] und den Einsatz von Fahrzeugbatterien für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung gelten ähnliche Voraussetzungen wie für die Primärregelleistung. Für die Bereitstellung wird eine Zeitverfügbarkeit von 95 % verlangt, jedoch ist Pooling und gewissen Voraussetzungen möglich²⁶.

Der Bedarf an positiver und negativer Sekundärregelleistung betrug in Deutschland im Zeitraum Mai 2010 bis Mai 2011 zwischen 1900 und 2500 MW²⁷. Trotz der Installation zusätzlicher Windkraftanlagen ist davon auszugehen, dass nach [21] (S. 252) ein höherer Bedarf an vorzuhaltender Sekundärregelleistung benötigt wird.

3.1.3. Minutenreserve

Minutenreserve hat die Aufgabe, ein ausreichendes Sekundärregelband wiederherzustellen und größere, länger andauernde Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch zu vermeiden.

Sie wird telefonische vom ÜNB bei den jeweiligen Anbietern angefordert, manuell gemäß dem ein-Viertelstunden-Fahrplanrasters aktiviert und deckt einen Zeitraum pro Störung von 15 Minuten bis vier Viertelstunden ab.

Wiederum gelten für eine Teilnahme am Markt [18] und den Einsatz von Fahrzeugbatterien für die Bereitstellung von Minutenreserve ähnliche Voraussetzungen wie für die Primärregelleistung. Für die Bereitstellung wird eine Zeitverfügbarkeit von 100 % verlangt, jedoch ist auch hier Pooling und gewissen Voraussetzungen möglich²⁸.

²³ [16] Seite 5 f.

²⁴ [19]

²⁵ Durch Recherche in [20] ermittelt.

²⁶ [17] Seite 10 f.

²⁷ Durch Recherche in [20] ermittelt.

²⁸ [18] Seite 5 f.

Der Bedarf an positiver und negativer Minutenreserveleistung betrug in Deutschland im Zeitraum April 2010 bis April 2011 zwischen 2000 und 3000 MW²⁹. Durch den geplanten verstärkten Zubau von Windkraftanlagen ist nach [21] (S. 252) ein steigender Bedarf an Minutenreserve zu erwarten.

3.2. Fahrplangeschäfte

Die vier deutschen Regelzonen sind in Bilanzkreise unterteilt, welche durch ihre Einspeisungen und Entnahmen definiert sind. Die Bilanzkreisverantwortlichen haben die Aufgabe, dafür zu sorgen, dass in jeder Ein-Viertelstunden-Messperiode die Leistungsbilanz ihres Bilanzkreises, also die Summe der Entnahmen und Einspeisungen, ausgeglichen ist³⁰. Hierfür melden diese Fahrpläne bei den ÜNB an³¹. Die auftretenden Abweichungen pro Messperiode können zunächst zwischen den Bilanzkreisen ausgeglichen werden, darüber hinausgehende Abweichungen werden mit Regelleistung ausgeglichen. Der sich zur Deckung des Regelleistungs-Gesamtsaldos je Viertelstunde ergebende mittlere Arbeitspreis, ermittelt aus den Arbeitspreisen für Sekundärregelung und Minutenreserve, bildet die Basis für die Abrechnung der Abweichungen der einzelnen Bilanzkreise, wobei der mittlere Arbeitspreis für Ausgleichsenergie bei Mindereinspeisungen den Bilanzkreisen in Rechnung gestellt und bei Mehreinspeisungen vergütet wird³².

Um den Einsatz von Ausgleichsenergie zu minimieren, können Fahrpläne nach § 5 Abs. 2 *StromNZV* mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden zu jeder Viertelstunde eines Tages geändert werden.

Darüber hinaus können zwei Bilanzkreise auch nachträglich zum Erreichen einer ausgeglichenen Bilanz nach § 5 Abs. 3 *StromNZV* Fahrplanänderungen vornehmen und Energiekontingente handeln.

In den beiden erwähnten Fällen kann somit Ausgleichsenergie zum Beispiel durch den Einsatz von Energie aus V2G-Rückspeisung substituiert werden und Handel zwischen Bilanzkreisen ermöglichen. Jedoch ist davon auszugehen, dass ein solcher Handel für Fahrzeugbesitzer nicht wirtschaftlich ist, da für das Konkurrenzprodukt Regelleistung zum einen ein Ertrag für vorgehaltene Leistung und zum anderen, aufgrund der oben genannten Systematik der Berechnung des Arbeitspreises, ein höherer Arbeitspreis erzielt werden kann.

Jedoch ergeben sich auch Handelsmöglichkeiten durch Fahrplangeschäfte, die nicht in Konkurrenz zu Regelleistung stehen: Falls durch ungeplante Kraftwerksausfälle ein Ungleichgewicht zwischen Einspeisungen und Entnahmen entsteht, ist der entsprechende Bilanzkreisverantwortliche nach § 5 Abs. 4 *StromNZV* zum Ausgleich der ausgefallenen Leistung für die Zeit nach Ablauf von vier Viertelstunden verpflichtet. Dieser Ausgleich könnte durch V2G-Rückspeisung ermöglicht werden.

3.3. Zwischenspeicherung von Erneuerbaren Energien

Da ein Großteil der verfügbaren Leistung aus Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien, wie Windkraft- oder Photovoltaikanlagen, eine hohe Volatilität besitzt, belastet deren Ausbau die Stabilität der Stromnetze. Die Problematik der Netzstabilität wird sich weiter verschärfen, da der Anteil an erneuerbaren Energien im Stromsektor nach dem Plan der Bundesregierung von zurzeit 16,9 %³³ auf 38,6 % im Jahr 2020 steigen soll³⁴. Um die Volatilität der Einspeisung zu verringern, wird eine Zwischenspeicherung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen immer wichtiger. Aus wirtschaftlicher Sicht hat momentan jedoch ein immer größerer Teil der Energieversorgung keinen Anreiz, die Energie bedarfsgerecht einzuspeisen, da für die Anlagen regenerativ erzeugter Energie nach dem *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) ein Einspeisevorrang gilt und fixe Vergütungssätze vorgegeben sind.

²⁹ Durch Recherche in [20] ermittelt.

³⁰ *StromNZV*, § 4 Bilanzkreise

³¹ *StromNZV*, § 5 Grundsätze der Fahrplanabwicklung und untertägiger Handel

³² Vgl. [22]

³³ [23]

³⁴ [24] Seite 2

Als Ausdruck für die Wichtigkeit der Problematik und Dringlichkeit einer Lösung plant die Bundesregierung zurzeit, das EEG zu überarbeiten, um den Betreibern von EEG-Erzeugungsanlagen eine Speicherung von Energie lohnenswerter zu machen. Das neue Konzept sieht nach [25] vor, Anbietern statt einer festen Einspeisevergütung den durchschnittlichen Strompreis plus eine Marktprämie zu zahlen. Anbieter, die sich entscheiden, ihre Energie am freien Markt zu verkaufen, könnten auf diese Weise in Höhe der Differenz zusätzliche Erträge generieren, falls der Handelspreis an der Strombörse EEX über dem durchschnittlichen Strompreis liegt. Somit könnten durch eine Speicherung zusätzliche Gewinne erzielt werden, falls die Speicherung weniger kostet als die erwähnte Differenz erbringt.

In 2010 betrug die installierte Leistung von Windkraftwerken in Deutschland etwa 27,2 GW und soll im Jahr 2020 45,8 GW betragen. Photovoltaikanlagen waren 2010 mit einer Leistung von 17,3 GW am Netz, diese soll bis 2020 auf 51,8 GW gesteigert werden³⁵. Um eine signifikante Einspeiseverlagerung, zum Beispiel bei einem kurzfristigen Einbruch der Windleistung, zumindest über mehrere Stunden zu gewährleisten, wird deshalb eine Speicherkapazität im zweistelligen Gigawattstunden-Bereich benötigt.

Im Jahr 2010 lag der Bruttoverbrauch elektrischer Energie in Deutschland bei 604,0 TWh³⁶, davon kamen 102 TWh, also 16,9 %, aus Erzeugung mit erneuerbaren Energieträgern³⁷. Dies entspricht einem durchschnittlichen täglichen Verbrauch von etwa 280 GWh. Bei einem prognostizierten Rückgang des Bruttoverbrauchs elektrische Energie auf 561 TWh und einer Steigerung auf 216,9 TWh (38,6 %) regenerativ erzeugter Energie im Jahr 2020³⁸ ergibt sich ein Wert von durchschnittlich etwa 594 GWh täglichem Bruttoverbrauch elektrischer Energie aus EEG-Erzeugungsanlagen.

Um elektrische Energie aus Quellen erneuerbarer Energien über einen längeren Zeitraum, z.B. bei einer mehrtägigen Flaute zu speichern, wird deshalb eine Speicherkapazität im Terawattstunden-Bereich benötigt.

3.4. Effizienzerhöhung für Betreiber konventioneller Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke laufen am effizientesten im Volllastbetrieb, dies bedeutet auch einen wirtschaftlich optimalen Betrieb. Um schnell auf einen Anstieg der Nachfrage reagieren zu können, kann es notwendig werden, Kraftwerke im weniger effizienten Teillastbetrieb oder gar im Leerlauf zu betreiben. So haben gegenwärtig beispielsweise moderne Kohlekraftwerke mit einer Nennleistung von 800 – 900 MW Nettowirkungsgrade im Volllastbetrieb von bis zu 46 %, welche im Teillastbetrieb auf unter 30 % absinken können³⁹. Darüber hinaus führt jede Leistungsänderung zu einer zusätzlichen Belastung der Bauteile eines Kraftwerks und somit zu einer Reduktion deren Lebenszeit⁴⁰.

Aufgrund dieser Problematik ergibt sich ein Potential für Energiespeicher, Energie gerade dann aufzunehmen, wenn ein Kraftwerk vom Volllastbetrieb in einen Teillastbetrieb umschalten müsste, um das Kraftwerk im effizienten Volllastbetrieb weiter zu betreiben. Dieses Energiekontingent könnte zu einem anderen Zeitpunkt wieder ins Netz zurückgespeist werden an dem zusätzliche Kraftwerkskapazitäten zugeschaltet werden müssten, und einen ineffizienten Betrieb dieser Kapazitäten verhindern.

Moderne Kraftwerksblöcke haben eine Nettoleistung von bis zu 1.400 MW⁴¹. Um einem konventionellen Kraftwerk einen fortlaufenden effizienten Betrieb zu ermöglichen, müsste deshalb Energie mit einer Leistung von mehreren 100 MW über mehrere Stunden gespeichert werden können.

³⁵ [26]

³⁶ [23]

³⁷ [26]

³⁸ [26]

³⁹ Vgl. [28]

⁴⁰ Vgl. [28]

⁴¹ Kernkraftwerk ISAR 2

4. Überblick über V2G Projekte in Deutschland

Auf staatlicher Ebene besitzt die Elektromobilität für die Bundesregierung einen hohen Stellenwert. Nach ihrer Auffassung [29] werden mit der Förderung von Elektromobilität folgende Erwartungen verknüpft:

Zum einen können durch Elektrofahrzeuge Klima und Umwelt geschont werden, da durch sie eine geringere CO₂- und Schadstoffbelastung als mit konventionellen Fahrzeugen zu erwarten ist. Gleichzeitig kann die Abhängigkeit von erdölbasierten Kraftstoffen vermindert werden.

Zum anderen sieht die Bundesregierung die Elektromobilität als zukunftssträchtige Entwicklung in einer für den deutschen Mittelstand wichtigen Industriesparte an und hat die Sicherung von bis zu einer Millionen Arbeitsplätzen im Blick. Als weiterer Punkt wird jedoch auch die Chance benannt, durch die Speicherung von erneuerbaren Energien auf lange Sicht zur Stabilität der Stromnetze beizutragen.

Aus diesen Gründen hat die Bundesregierung im August 2009 den *Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität* [30] verabschiedet, um die „Forschung und Entwicklung, die Marktvorbereitung und die Markteinführung von batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen in Deutschland voranzubringen.“ Das erklärte Ziel besteht darin, Deutschland zum Leitmarkt von Elektromobilität zu machen und bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen zu bringen⁴².

Innerhalb der Bundesregierung sind die Kompetenzen der Elektromobilität gemeinsam beim *Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie* (BMWi) und beim *Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung* (BMVBS) angesiedelt⁴³, jedoch sind auch das *Bundesministerium für Naturschutz, Umwelt und Reaktorsicherheit* (BMU) und das *Bundesministerium für Bildung und Forschung* (BMBF) in das Forschungsfeld der Elektromobilität involviert.

Am 01.02.2010 wurde die *Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung* (GGEMO) gegründet⁴⁴, „um die Aufgaben der Bundesregierung im Bereich Elektromobilität zu bündeln und zu koordinieren“.

4.1. Nationale Plattform Elektromobilität

Zur Erreichung der Ziele des o.g. *Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität* wurde von der Bundesregierung und der deutschen Industrie am 03.05.2010 die *Nationale Plattform Elektromobilität* gegründet. Diese ist als Beratungsgremium für die Bundesregierung konzipiert und hat die Aufgabe, konkrete Vorschläge zum Erreichen der gemeinsam gesteckten Ziele zu erarbeiten. Die Plattform setzt sich aus sieben Arbeitsgruppen mit Vertretern aus Industrie, Wissenschaft und Politik zusammen. Seit dem 30.11.2010 liegt ein erster Zwischenbericht der einzelnen Arbeitsgruppen vor⁴⁵.

Speziell für das Themenfeld Vehicle-to-Grid interessant sind die Ergebnisse der Arbeitsgruppe 3, die sich mit der Ladeinfrastruktur und der Netzintegration von Elektromobilität beschäftigt. Der Zwischenbericht der AG 3 [34] grenzt das „gesteuerte Laden und Entladen“ als „technologisch aufwändigeres System“, für das eine „intelligente bidirektionale Kommunikation“ Voraussetzung ist, als Anforderung an die Ladeinfrastruktur vom ungesteuerten Ladevorgang ab⁴⁶. Vor allem Home-charging Ladepunkte sollten u.a. für die „mittelfristige Nutzung energiewirtschaftlicher Potenziale von V2G-Anwendungen optional kommunikationsfähig gemacht werden können“⁴⁷. Hierbei auf die Möglichkeit des induktiven Ladens zurückzugreifen steigere das Potenzial, das Elektroauto über V2G-

⁴² [30] Seite 2

⁴³ [29]

⁴⁴ [31]

⁴⁵ [32] und [33]

⁴⁶ [34] Seite 9

⁴⁷ [34] Seite 11

Anwendungen für Netzdienstleistungen zu nutzen, da die Wahrscheinlichkeit steige, dass ein Auto mit dem Netz verbunden ist⁴⁸. In der AG 3 wird das bidirektionale Laden als vierte Ausbaustufe der intelligenten Einbindung der Lade-Infrastruktur nach nutzer-, netz- und erzeugungsgesteuertem Laden angesehen⁴⁹. Bis zum Endbericht sollen z.B. neben der Ermittlung des Lade-Infrastrukturbedarfs bis 2020 das Potential für V2G quantifiziert werden⁵⁰.

4.2. Relevante Projekte im Rahmen des Konjunkturpaketes II

Im Rahmen des Konjunkturprogramms *Pakt für Beschäftigung und Stabilität in Deutschland zur Sicherung der Arbeitsplätze, Stärkung der Wachstumskräfte und Modernisierung des Landes*, dem sogenannten *Konjunkturpaket II* [35], das im Januar 2009 von der Bundesregierung beschlossen wurde, werden für die Förderung von Elektromobilität insgesamt 500 Millionen Euro an Haushaltsmitteln des Bundes für eine Vielzahl von Aktivitäten bereitgestellt. Die für V2G-Anwendungen relevanten Förderschwerpunkte werden im Folgenden dargestellt.

4.2.1. IKT für Elektromobilität

Ein Förderschwerpunkt ist das Projekt *IKT für Elektromobilität*, wobei IKT für den Begriff Informations- und Kommunikationstechnologien steht. Es wird vom BMWi im Zeitraum der Jahre 2009 bis 2011 mit 45,5 Millionen Euro, und ressortübergreifend mit 9,5 Millionen Euro vom BMU im Rahmen des Konjunkturpaketes II gefördert⁵¹.

Im Rahmen eines bundesweiten Elektromobilität-Technologiewettbewerbs wurden hierfür sieben Modellprojekte ausgewählt (siehe Abbildung 4-1).

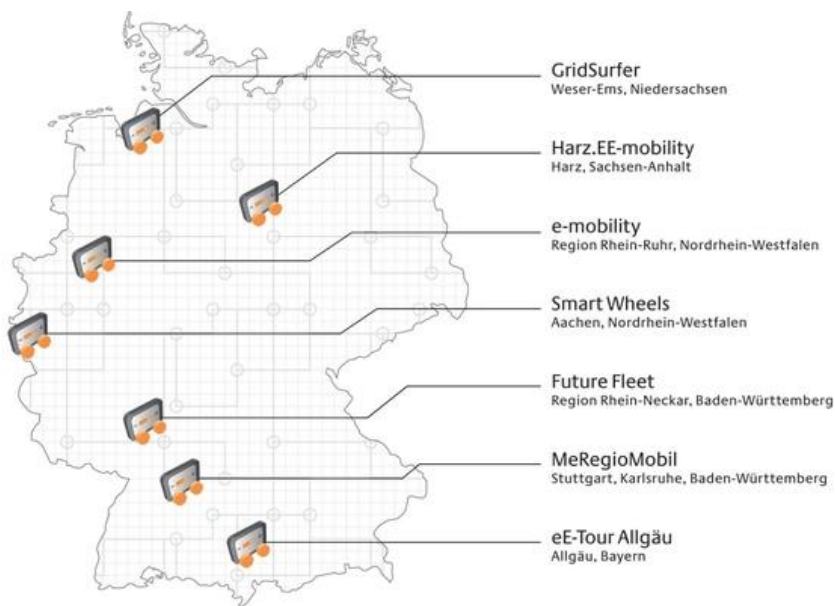


Abbildung 4-1: Die sieben Modellprojekte von IKT für Elektromobilität auf einen Blick, Quelle: [37]

Insgesamt 47 Unternehmen der Energie-, Automobil-, Industrie-, und Softwarebranche sowie Hochschulen und wissenschaftlichen Forschungseinrichtungen beteiligen sich daran, bis Ende 2011 prototypische und wirtschaftlich umsetzbare Lösungen für den Einsatz von IKT für die Elektromobilität zu entwickeln. Hierbei verfolgt jedes der Projekte einen anderen Schwerpunkt im Forschungsansatz.

⁴⁸ [34] Seite 12

⁴⁹ [34] Seite 15 f.

⁵⁰ [34] Seite 22

⁵¹ [36]

Kernpunkt der Aktivitäten ist es, IKT-basierte Lade-, Steuerungs- und Abrechnungsinfrastrukturen für unterschiedliche Fahrzeugtypen sowie darauf aufbauende Geschäftsmodelle, Dienste und gegebenenfalls neu entstehende Normen und Standards zu entwickeln und zu erproben⁵². Für die Erforschung von V2G-Anwendungen besonders interessant ist das Projekt *MeRegioMobil*, da es Elektroautos als mobilen Energiespeicher betrachtet, die es Anwendern erlauben soll, überschüssige Energie gegen eine Gutschrift an das Verbundnetz zurückspeisen zu können⁵³.

Das *Karlsruher Institut für Technologie* (KIT) baut für das Projekt ein prototypisches „Smart Home“ zur Integration rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge auf. Dabei werden u.a. Strategien für Energiemanagementsysteme entwickelt, wie in folgender Studie aufgezeigt.

Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems [39]

Thema: Mittels einer geeigneten Simulationsumgebung wird das Potenzial von Elektrofahrzeugen zur Lastverlagerung in einem intelligenten Verteilnetz untersucht. Dabei wird auch die Möglichkeit einer dezentralen Zwischenspeicherung von regenerativ erzeugtem Strom in Fahrzeugbatterien geprüft.

Ergebnis: Es wird gezeigt, dass ungesteuertes Beladen von Elektroautos negative Auswirkungen auf den Lastgang im Verteilnetz haben kann, da die Spitzenlast deutlich erhöht wird. Mittels eines Energiemanagementsystems (EMS) ergibt sich ein großes Potential um eine Lastgangspreizung zu verringern.

Durch Zwischenspeicherung von regenerativ erzeugtem Strom in Fahrzeugbatterien ergeben sich darüber hinaus neue Möglichkeiten zur Senkung von Lastspitzen im Verteilnetz.

Zur intelligenten Integration von Elektromobilität wird ein dezentral, hierarchisches EMS vorgeschlagen, da dieses durch Reduktion der Komplexität ein deutlich höheres Potential zur Beeinflussung des Lastgangs besitzt.

Darüber hinaus werden Konzepte für Geschäftsmodelle, Softwarearchitekturen und Anreizsysteme entwickelt, evaluiert, simuliert und untersucht.

Smart Home & E-Mobility – Effekte von Anreizsystemen [40]

Thema: Entwicklung von Anreizsystemen und Tarifmodellen für Rückspeisung und Lastverlagerung und deren Analyse in Bezug auf ihre Kundenakzeptanz zur Potentialabschätzung mobiler Speicher.

Ergebnis: Ergebnisse liegen zurzeit noch nicht vor.

Ein weiteres Projekt im Rahmen von *IKT für Elektromobilität*, das sich am Rande mit V2G beschäftigt, ist *Gridsurfer* [41]. Erste Simulationsergebnisse bestätigen die Durchführbarkeit und ein hohes Potential einer intelligenten Ladesteuerung.

⁵² [36] und [37]

⁵³ [38]

Simulationsbasierte Untersuchungen zur Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz [42]

- Thema:** Der Einfluss unterschiedlicher Ladestrategien von Elektrofahrzeugen auf den Leistungsbedarf einer üblichen Siedlung wird simuliert. In diesem Zusammenhang wird das Potential von Elektrofahrzeugen für verschiedene Energieprodukte, wie der Bereitstellung von positiver oder negativer Regelleistung oder Teilnahme am Energiehandel, bewertet.
- Ergebnis:** Elektrofahrzeuge sind in der Lage im Rahmen eines Poolings Fahrplanvorgaben zu erfüllen und sind somit vor allem bei einem hohen Leistungsgradienten für eine Vielzahl an Energieprodukten interessant.

4.2.2. Feldversuch Elektromobilität

Von den im *Konjunkturpaket II* vorgesehenen 500 Millionen Euro für die anwendungsorientierte Forschung der Elektromobilität vergibt das BMU insgesamt Zuwendungen in Höhe von 100 Millionen Euro.

Diese fließen in die fünf Förderschwerpunkte *Hybridbusse*, *Feldversuche für Elektromobilität im PKW-Verkehr*, *Feldversuche für Elektromobilität im Wirtschaftsverkehr*, *Batterierecycling* und einer übergeordneten Begleitforschung⁵⁴.

Interessant für das Thema V2G sind zwei Projekte im Förderschwerpunkt *Feldversuche für Elektromobilität im PKW-Verkehr* [43].

Zum einen handelt es sich hierbei um das Projekt *Kabelloses Laden von Elektrofahrzeugen*, in dem die *Conductix-Wampfler AG* umfassend das kontaktlose Laden von Elektrofahrzeugen untersucht und dabei auch die Möglichkeit der kabellosen Rückspeisung ins Verteilnetz betrachtet.

Zum anderen handelt es sich um das Projekt *BMW Mini E 1.0*, in dem mittels einer Testflotte von 50 elektrisch betriebenen BMW Minis im Raum Berlin Konzepte entwickelt und in der Praxis getestet werden, Belastungsschwankungen des Stromnetzes durch kontrolliertes Aufladen der Fahrzeugbatterien und Rückspeisung der gespeicherten Energie (V2G) auszugleichen.

Projektpartner sind *BMW*, *Vattenfall Europe* und drei technische Hochschulen, wobei die *TU Berlin* die V2G-Anwendung für eine Rückspeisung von Strom von Fahrzeug und Netz unter Laborbedingungen untersucht. Hierfür zuständig sind das *Distributed Artificial Intelligence Laboratory* (DAI-Labor) und der Lehrstuhl *Agententechnologien in betrieblichen Anwendungen und der Telekommunikation* unter dem Namen *Mini E powered by Vattenfall* [46]. Das Projekt ist mittlerweile abgeschlossen. Mittlerweile läuft ein Folgeprojekt *Gesteuertes Laden V2.0* [47], welches das Ladekonzept weiterentwickeln soll, um es effektiver und effizienter zu machen⁵⁵.

⁵⁴ [44] und [45]

⁵⁵ Einen Überblick über das Projekt BMW Mini E 1.0 gibt [48].

4.2.3. Fraunhofer Systemforschung Elektromobilität

Im *Konjunkturpaket II* begründet und durch das BMBF unterstützt, haben sich 34 Fraunhofer-Institute zum Verbundprojekt und Kompetenznetzwerk *Systemforschung Elektromobilität* zusammengeschlossen⁵⁶. Ziel ist es, die Elektromobilität weiter voranzutreiben, indem die Institute abgestimmt eine umfassende Systemkompetenz aufbauen.

Im Bereich V2G haben das *Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung* (ISI) und das *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme* (ISE)⁵⁷ Fachkompetenzen entwickelt.

Studie des *Fraunhofer ISI*:

Vehicle-to-grid regulation based on a dynamic simulation of mobility behavior [50]

(Vehicle-to-grid Steuerung basierend auf einer dynamischen Simulation des Mobilitätsverhaltens)

Thema: Für die Simulation des Mobilitätsverhaltens von Elektroautos wird ein statischer Modellierungsansatz (durchschnittliche tägliche Fahrt- und Standzeiten) mit einem dynamischen Ansatz (reale Mobilitätsverhaltensmuster) hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit auf den Primär-, Sekundär- und Minutenreservemärkten unter Berücksichtigung der heutigen Preissituation verglichen.

Ergebnis: Unter heutigen Gesichtspunkten ist die Bereitstellung von positiver Regelenergie (V2G) durch Elektroautos nicht wirtschaftlich. Es ergeben sich unter den gewählten Parametern im statischen Ansatz für positive Sekundärreserve jährliche Verluste für den Fahrzeughalter von 228,72 Euro. Negative Sekundärreserve (214,94 €) und Primärreserve (136.12 €) sind hingegen wirtschaftlich. Durch den dynamischen Ansatz, der tatsächliche Fahrmuster modelliert, sinkt die verfügbare Energie um 40 % und die Gewinne werden signifikant reduziert. Durch Wahl eines großen Fahrzeugpools von 10.000 Fahrzeugen (Kompensation stochastischer Variationen), einer Differenzierung der Regelreservenachfrage in Abhängigkeit des Wochentags und eine Reduktion der geforderten Bereitstellungszeiten der Übertragungsnetzbetreiber auf den Sekundär- und Tertiärmärkten von vier auf eine Stunde kann diese Reduktion wieder vermindert werden. Das Marktvolumen für Bereitstellung von Regelreserve auf den profitablen Märkten wird auf 5 % der deutschen Personenwagen abgeschätzt. Für Energieversorger können sich aus Effizienz Gesichtspunkten durch Integration eines Fahrzeugpools in ihr Portfolio Synergieeffekte ergeben.

Studie des *Fraunhofer ISE*:

Evaluation of Technical Integration of Electric Mobility into the Grid [51]

(Bewertung der technischen Integration von Elektromobilität in das Stromnetz)

Thema: Am Beispiel der Stadt Freiburg im Breisgau werden unterschiedliche Beladungsmodelle für Elektroautos untersucht.

Ergebnis: Keines der untersuchten Modelle kann als optimale Lösung betrachtet werden. Es wird darauf verwiesen, dass auch in einem reinen Tarif kontrollierten Szenario Ladeleistungspeaks auftreten können.

⁵⁶ [35] Seite 9

⁵⁷ Zusätzliche Informationen in [49].

4.3. Weitere Projekte

4.3.1. Forschungsnetzwerk Elektromobilität

Die *TU Berlin* hat das *Forschungsnetzwerkes Elektromobilität* [52] gegründet um eine Plattform für gemeinsame Projekte zu schaffen. Neben der o.g. Mitwirkung am Projekt *BMW Mini E 1.0* beschäftigt sich auch das Fachgebiet *Energieversorgungsnetze und Integration Erneuerbarer Energien* mit dem Thema V2G. Themenschwerpunkt ist die Modellierung des Vehicle-to-Grid Marktes um das Ertragspotential und den Kapitalwert zu bestimmen. Konkret liegt eine Präsentation vor. Ein Abschlussbericht hierfür wird nach Angaben der Mitarbeiter des Fachgebiets im Juni 2011 vorliegen.

Economic Analysis of Commuter Profiles for Vehicle-to-Grid Application [53]

(Ökonomischen Analyse der Eignung von Pendler-Fahrprofilen für Vehicle-to-Grid Anwendungen)

Thema: Untersucht wird die Frage, wie groß das Potential ist, Batteriekosten durch V2G zu refinanzieren und wie sich dieses Potential über die Lebensspanne eines Elektroautos entwickelt. Hierfür wurde ein Modell entwickelt, welches als Variablen das Nutzerverhalten, Lademuster, Eigenschaften des Elektroautos und den Energiemarkt beinhaltet um daraus Aussagen auf das Einsparungspotential, den Alterungseinfluss durch V2G und den Verlust an Mobilität abzuleiten.

Ergebnis: V2G hat nur geringe Auswirkungen auf die Minderung der Speicherkapazität der Batterie im Vergleich zu ungesteuertem Beladen. Das Fahren hingegen hat hohe Auswirkungen auf die Speicherkapazität.

Der Mobilitätsverlust beträgt maximal 6 % der geplanten Fahrtstrecke. Es besteht darüber hinaus keine signifikante Verbesserung der Mobilität mit einer Ladeleistung von 11 kW im Vergleich zu 3,7 kW, jedoch hat eine hohe Ladeleistung Einfluss auf das Einsparpotential von V2G. Dieses ist zunächst relativ hoch, nimmt aber aufgrund der Batteriealterung ab.

4.3.2. NET-ELAN

NET-ELAN – Netzintegration von elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen [54] ist ein im Rahmen des Energieforschungsprogramms des BMWi gefördertes Projekt⁵⁸, welches u.a. „analysiert, ob und in welchem Umfang Elektro- und Hybridfahrzeuge in elektrische Verteilnetze integriert werden können“⁵⁹. Es geht unter anderem um die Fragestellung, in wieweit Elektrofahrzeuge als Energiespeicher, zur verbesserten Einsatzplanung im Kraftwerkspark, sowie zur energieeffizienten Einbindung von fluktuierenden Stromerzeugern eingesetzt werden können.

Das Projekt wird von einem Konsortium von Unternehmen und Instituten unter der Leitung des *Forschungszentrum Jülich* durchgeführt.

Erste Zwischenergebnisse geben einen Überblick über das Potential von ans Netz angeschlossenen Fahrzeugen [57] und gehen auch auf Höhe der möglichen positiven oder negativen Ausgleichsleistung ein [58].

4.3.3. Flottenversuch Elektromobilität

Das Projekt *Flottenversuch Elektromobilität* untersucht die Möglichkeiten der Elektromobilität für die Systemintegration von Erneuerbaren Energien. Das seit 2008 laufende und auf vier Jahre angelegte Forschungsprojekt, bei dem 20 *Golf TwinDrive* Hybridautos als Versuchsfahrzeuge genutzt werden,

⁵⁸ [55]

⁵⁹ [56] Seite 77

wird vom BMU mit Mitteln der Klimaschutzinitiative unterstützt. Projektpartner sind *E.ON* und *Volkswagen* mit der wissenschaftlichen Unterstützung der *Fraunhofer Institute* ISI und ISE, sowie dem KIT, der *TU München* und der *RWTH Aachen*.

Optimisation Algorithms for the Charge Dispatch of Plug-in Vehicles based on Variable Tariffs [59]

(Auf variablen Tarifen basierende Optimierungsalgorithmen für die Ladungsverteilung von Elektrofahrzeugen)

Thema: Entwicklung eines kombinatorischen Algorithmus, der unter variablen Randbedingungen für zeitlich variable Ladetarife die kostenoptimale Ladung eines Elektroautos errechnet. Darüber hinaus wird ein Graph- Suchalgorithmus beschrieben, der für die V2G-Option die Batteriedegradationskosten miteinbezieht.

Ergebnis: Die beiden beschriebenen Algorithmen finden Anwendung im Projekt *Flottenversuch Elektromobilität*.

4.3.4. Weitere Studien

Eine Studie des Instituts für *elektrische Anlagen und Energiewirtschaft* an der *RWTH Aachen*.

Marktpreiseinfluss der Elektromobilität unter Berücksichtigung technischer Restriktionen des Verteilungsnetzes [60]

Thema: Entwicklung eines Marktsimulationsverfahrens, das untersucht, welchen Einfluss Elektrofahrzeuge auf den Marktpreis im Jahr 2030 besitzen und wie sich hierauf netztechnische Restriktionen auswirken.

Ergebnis: Vor allem in Stunden hoher Last kann es aufgrund der netztechnischen Restriktionen zu Einschränkungen beim Beladen von Elektrofahrzeugen kommen. Dies tritt ab einer Durchdringungsrate von 66 % in den lokalen Verteilnetzen auf. V2G wirkt sich positiv auf die Restriktionen aus und senkt die Systemgesamtkosten.

Zwei Studien des Lehrstuhls für *Energiesysteme und Energiewirtschaft* an der *TU Dortmund*:

Bewertung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen [61]

Thema: Der Beitrag von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen wird für die verschiedenen Regelreservearten (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) evaluiert. Aus den Ergebnissen wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter Berücksichtigung der heutigen Preissituation des Regelleistungsmarktes abgeschätzt.

Ergebnis: Bei einer Marktdurchdringung von einer Millionen Elektrofahrzeugen ergibt sich unter Voraussetzung der gewählten Parameter, dass diese etwa ein Siebtel der heute vorzuhaltenden Primärregelleistung und etwa ein Drittel der heute vorzuhaltenden positiven und negativen Sekundärregelleistung bereitstellen können. Daraus lassen sich für den Fahrzeughalter nach einer ersten Abschätzung mit Preisen aus dem Jahr 2009 für die Bereitstellung von Primär- oder Minutenreserve 20 – 30 Euro, und für die Bereitstellung von Sekundärreserve ca. 80 Euro pro Jahr verdienen. Hierbei müssen jedoch die Kosten für die zusätzliche Abnutzung des Speichers, einer bidirektionalen Kommunikationsanbindung und im Falle positiver Reserveleistung einem bidirektionalem Wechselrichter gegengerechnet werden.

Netzintegration und Lastmanagement von Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen [3]

Thema: Unter Zuhilfenahme der Studie *Mobilität in Deutschland 2002* werden Annahmen über das Mobilitätsverhalten von Elektroautos getroffen. Dieses wird auf einen Fahrzeugbestand von einer Millionen Elektroautos hochskaliert um Annahmen über die Ladelast und den Energiebedarf zu gewinnen. Hieraus werden Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz abgeleitet und das Potential zur Erbringung von Regelleistung bewertet.

Ergebnis: Grundsätzlich wird die Notwendigkeit, dass mehr Fahrzeuge als Regelleistungserbringer als nötig eingesetzt werden müssen (Überpooling) als stark gewinnmindernd betrachtet. Für Erbringung von Primärregelleistung ergeben sich als Einnahmen für den jeweiligen Fahrzeugnutzer maximal 50 Euro pro Jahr. Sekundärregelleistungsbereitstellung ist für Fahrzeugnutzer unter heutigen Voraussetzungen ökonomisch nicht sinnvoll. Aufgrund sehr geringer Abrufwahrscheinlichkeit wird die Erbringung von Minutenreserve als unwahrscheinlich erachtet.

5. Technische Potentialbewertung von V2G

Um das Potential für V2G-Anwendungen hinsichtlich der möglichen Einsatzfelder abschätzen zu können, wird eine Szenarioanalyse verwendet. Diese ist ein wissenschaftliches Verfahren, welches zukünftige gesellschaftliche, politische, wirtschaftliche und technische Entwicklungen abschätzt und mathematisch analysiert. Sie liefert für den mittelfristigen Zeitraum von ca. zehn bis 20 Jahren ein in sich schlüssiges Vorhersagemodell der Zukunft.

Eine Szenarioanalyse ist keine unbegründete Prognose, d. h. keine rein explorative Fortschreibung der Gegenwart, sondern sie bietet über die Verknüpfung der quantitativ fortgeschriebenen Daten mit qualitativen Informationen, Einschätzungen und Meinungen aus technischen, gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Bereichen eine realistische Zukunftsprojektion.

Für die Szenarioanalyse werden zunächst in Kapitel 5.1 technische Voraussetzungen definiert, die gegeben sein müssen, um eine V2G-Rückspeisung zu ermöglichen.

In Kapitel 5.2 werden Einflussbereiche beschrieben, aus denen Einflussfaktoren ermittelt werden, die zunächst hinsichtlich ihrer Relevanz bewertet werden, um die wesentlichen Einflussfaktoren zu extrahieren. Mithilfe der zueinander in Beziehung gesetzten wesentlichen Einflussfaktoren werden in Kapitel 5.3 drei Szenarien gebildet.

In den Szenarien erfolgt eine Potentialevaluation hinsichtlich der möglichen maximalen Leistungsbereitstellung und der möglichen maximal verfügbaren Energie. Die Ergebnisse erlauben in Kapitel 0 eine Bewertung für die in Kapitel 3 erklärten möglichen Einsatzfelder.

5.1. Voraussetzungen für V2G

Für eine Bewertung des technischen Potentials von V2G ist es zunächst nötig, Bedingungen zu formulieren, unter denen eine V2G-Rückspeisung möglich ist. Für jegliche Form von Netzdienstleistungen ist zunächst eine durchgängige Kommunikationsverbindung zwischen Netz und Fahrzeug vonnöten um den Ladestatus des Fahrzeugs zur Beurteilung, ob und wann es für Netzdienstleistungen zur Verfügung steht, abzufragen.

Für eine Rückspeisung sind spezielle bidirektionale Ladegeräte erforderlich, welche einen bidirektionalen Wechselrichter beinhalten. Allerdings kann bei geeignet gewählter Batteriespannung nach [4] (S. 129) auch der bidirektionale Antriebsumrichter als Ladegerät genutzt werden, was einen zusätzlichen Mehraufwand verhindert.

Darüber hinaus bedarf es nach [4] (S. 211) zur Rückspeisung von Energie in das Niederspannungsnetz spezieller Sicherheitseinrichtungen zur Inselerkennung, um dafür zu sorgen, dass die Anlage bei Netzausfall am Netz arbeitende Personen nicht gefährdet. Dies ist für Energieerzeugungsanlagen vorgeschrieben und verursacht für Elektrofahrzeuge zusätzliche Kosten.

Für die Potentialabschätzung wird davon ausgegangen, dass alle Elektrofahrzeuge alle genannten Voraussetzungen erfüllen und somit rückspeisefähig sind. Das tatsächlich erreichbare Potential hängt somit von der Durchdringungsrate bidirektionaler Ladegeräte in den Elektrofahrzeugen ab.

5.2. Einflussbereiche

Um das zukünftige Potential einer Rückspeisung aus Fahrzeugbatterien von Elektroautos in das deutsche Stromnetz abschätzen zu können, müssen möglichst fundierte Annahmen getroffen werden, in welche Ausprägungen sich der technologische Stand entwickelt könnte.

Um eine ganzheitliche Potentialabschätzung zu ermöglichen, müssen vor allem die folgenden Einflussbereiche betrachtet werden:

- Die Batteriekapazität und Nennleistung der Leistungselektronik des Fahrzeugs (Kapitel 5.2.1)
- Die Maximale Leitungskapazität der Netzanbindung (Kapitel 5.2.2)

- Die Durchschnittliche Dauer der Verbindung der Elektroautos mit dem Stromnetz (Kapitel 5.2.3)
- Der Grad der Marktdurchdringung von Elektromobilität (Kapitel 5.2.4)
- Die Kapazität des Verteilungsnetzes (Kapitel 5.2.5)

Die Einflussbereiche werden im Folgenden beschrieben und Einflussfaktoren entwickelt, die in die Szenarienbildung einfließen.

5.2.1. Batteriekapazität und Nennleistung der Leistungselektronik des Fahrzeugs

Für das Rückspeisepotential eines Elektroautos in das Stromnetz sind zum einen die Energiemenge, also die Kapazität der Fahrzeugbatterie und zum anderen das Potential, diese Energie bereitzustellen, also das Leistungspotential von Batterie und Batteriesystem von primärer Bedeutung.

Die Batteriekapazität von Elektroautos liegt heutzutage bei ca. 20 kWh. Diese Energiemenge reicht für ca. 100 km Fahrdistanz. In Zukunft sind jedoch bei fortschreitender Batterieentwicklung auch deutlich höhere Kapazitäten möglich. So sei es Forschern der in Berlin ansässigen DBM Energy GmbH gelungen, eine neuartige Hochleistungsbatterie zu entwickeln, mit der bei einer Weltrekordfahrt im Oktober 2010 mit einem speziell umgebaute Audi A2 eine Strecke von 605 Kilometer zurückgelegt worden sein soll [62], was einer Batteriekapazität von 99 kWh entspreche. Bei einem Reichweitentest der DEKRA wurde inzwischen die maximale elektrische Arbeit eines vergleichbaren Systems mit der gleichen Technologie auf 63 kWh bestätigt [63].

Die durchschnittliche Batteriekapazität von Elektroautos zum betrachteten Zeitpunkt in der Zukunft stellt einen entscheidenden Einflussfaktor für die maximal mögliche bereitstellbare Energie dar.

Theoretisch steht bei einem vollgeladenen Elektrofahrzeug die gesamte in der Batterie gespeicherte Energie für V2G zu Verfügung. Praktisch wird diese jedoch durch die Vorgaben der Fahrzeugnutzer stark eingeschränkt sein.

Da die Bereitstellung von Mobilität den vorrangigen Zweck der Fahrzeugbatterie darstellt, werden Nutzer V2G-Anwendungen nur akzeptieren, wenn deren Nutzen in angemessenem Verhältnis zur Einschränkung der Mobilität durch V2G steht. In diesem Zusammenhang wäre es vorstellbar, dass der Nutzer selbst die Entladehöhen zu jedem Zeitpunkt selbst festlegen kann.

Dies kann z.B. auch erreicht werden, indem der Nutzer den prognostizierten nächsten Abfahrtszeitpunkt festlegt und zusätzlich eine Mindestreserve definiert, welche auch unplanmäßige Fahrten ermöglicht.

Aufgrund dieser Überlegungen ergibt der durchschnittlich vom Nutzer festgelegte Entladegrad einen weiteren wichtigen Einflussfaktor für die maximal mögliche bereitstellbare Energie.

Grundsätzlich müssen Batterie und Leistungselektronik für die entsprechende Lade- und Entladeleistung ausgelegt sein (vgl. Kapitel 2.4.2.2). Durch die erwähnten Nachteile von Schnellladungen ist es jedoch fraglich, ob sich Systeme mit Leistungen, die weit über 3,7 kW liegen, auf dem Markt durchsetzen können.

Da diese Batterien in beladenem Zustand mit einer konstanten Leistung entladen werden können (vgl. Kapitel 2.4.2.2), ergibt sich hieraus für V2G-Anwendungen gegenüber anderen Netzdienstleistungen ein Vorteil.

Für die Bereitstellung von Leistung mittels V2G-Rückspeisung ist das durchschnittliche fahrzeugseitige Potential der primäre Einflussfaktor.

5.2.2. Maximale Leitungskapazität der Netzanbindung

Mit der maximalen Leistung kann ein Elektroauto nur dann an das Niederspannungsnetz rückspeisen, wenn die Netzanbindung eine entsprechende Leitungskapazität aufweist. Wie in Kapitel 2.4.1 aufgezeigt, sind maximale Lade- und somit Entladeleistungen auf der netzseitigen Ladeinfrastruktur

von 3,7 kW bis 44 kW (oder zukünftig 60 kW) denkbar, soweit Batterie und Batteriesystem für diese höheren Leistungen ausgelegt sind.

Da aber die Kosten für die Ladeinfrastruktur mit zunehmender Leistung steigen (vgl. Kapitel 2.4.2.1), und Anschlüsse zur Schnellladung, z.B. an Autobahnen und an anderen öffentlichen Orten, eher nur zum Beladen der Fahrzeuge genutzt werden (da die Fahrzeuge nur für eine kurze Zeit am Netz sind), ist es wahrscheinlich, dass für eine Rückspeisung meist Anschlüsse mit geringer Kapazität infrage kommen. Den Majoritätsanteil wird hierbei der Hausanschluss darstellen, an den die Fahrzeuge einen Großteil des Tages angeschlossen sein können.

Für die Bereitstellung von Leistung mittels V2G-Rückspeisung ist das durchschnittliche netzseitige Potential ein weiterer entscheidender Einflussfaktor.

5.2.3. Durchschnittliche Dauer der Verbindung mit dem Stromnetz

Um das durchschnittliche Rückspeisepotential eines Elektroautos abschätzen zu können, ist neben dem Potential der fahrzeug- und netzseitigen Infrastruktur auch die durchschnittliche Dauer entscheidend, in der das Auto in ausreichendem Maß aufgeladen und gleichzeitig an das Stromnetz angeschlossen ist. Somit steht ein Auto für V2G-Dienste dann zur Verfügung, wenn es mit dem Stromnetz verbunden ist und der Ladestatus eine Rückspeisung an das Netz erlaubt. Hieraus ergibt sich sowohl für die Bereitstellung von Leistung, als auch von Energie ein wesentlicher Einflussfaktor.

Für die Abschätzung des Anteils V2G-fähiger Elektrofahrzeuge zu allen Zeitpunkten wird ein in einer Studienarbeit am Fachgebiet *Regenerative Energien* der *TU-Darmstadt* [64] entwickeltes Tool zur Analyse des Mobilitätsverhaltens deutscher PKW verwendet und modifiziert. Die Datengrundlage bildet die Studie *KiD 2002* [65], welche durch eine Nutzerbefragung umfangreiche Daten zum Verkehrsaufkommen bereitstellt. Mithilfe des entwickelten Auswertungstools kann unter anderem der prozentuale Anteil stehender und fahrender PKW ausgewertet werden. Darüber hinaus ist es möglich, die Auswertung über eine Einschränkung der maximalen Tagesfahrleistung einzugrenzen. Dies ermöglicht eine singuläre Betrachtung von Fahrten, die durch Elektroautos substituierbar sind, da deren Batteriekapazitäten begrenzt sind.

In Abbildung 5-1 ist beispielhaft die Zahl der im Wochenverlauf stehenden PKW in Deutschland aufgetragen. Hierbei wird zwischen PKW mit einer unbegrenzten Tagesfahrleistung und PKW mit einer Tagesfahrleistung von unter 100 km unterschieden.

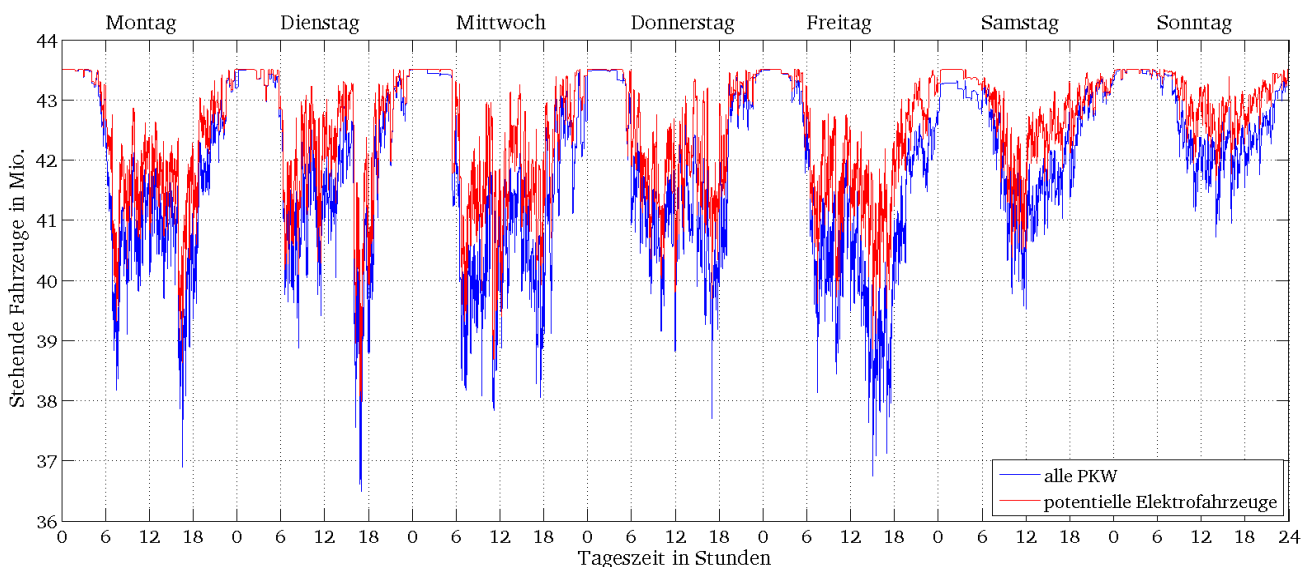


Abbildung 5-1: Wochenverlauf des Standverhaltens aller PKW und PKW mit einer Tagesfahrleistung von unter 100 km. Quelle: [64]

Für die Auswertung des Anteils V2G-fähiger Elektrofahrzeuge wird die Annahme getroffen, dass die Autos nach der Fahrt direkt an das Versorgungsnetz angeschlossen werden und für den gesamten Zeitraum bis zur nächsten Fahrt am Netz bleiben. Sie werden sofort bei Verbindung zum Netz zunächst ungesteuert aufladen, bis die maximale Batteriekapazität erreicht ist. Danach stehen sie für V2G-Anwendungen zur Verfügung.

Für die Simulation mittels des Auswertungstools wird die Beladedauer pro Fahrzeug unter Einbeziehung der zuvor zurückgelegten Wegstrecke zunächst individuell kalkuliert und zur Ankunftszeit addiert. Aus diesem Wert und der Abfahrtszeit ergeben sich sowohl Gesamtdauer als auch die Zeiten, zu denen ein PKW nicht für V2G-Anwendungen zur Verfügung steht.

Diese Beladungsdauer ist grundsätzlich für jede Fahrt und jedes Fahrzeug verschieden und hängt von der Fahrtstrecke W , dem Energieverbrauch des entsprechenden Elektrofahrzeugs V , der möglichen Ladeleistung L , sowie der Ladecharakteristik des entsprechenden Batteriesystems ab. Die Beladungsdauer B in Minuten wurde für die drei Szenarien mit Gl. (1) angenähert:

$$B = \left((K_{75\%} - (K_{100\%} - W * V)) * 60 \text{min}/L \right) + D_{K_{75\%}-K_{100\%}} \quad \text{Gl. (1)}$$

Der Energieverbrauch pro Fahrzeug wurde mit $V = 0,2 \text{ kW/km}$ und die Ladedauer, um die Fahrzeugbatterie von 75 % auf 100 % aufzuladen, mit $D_{K_{75\%}-K_{100\%}} = 90 \text{min}$ bewertet (vgl. Kapitel 2.4.2.2). Die Ladeleistungen L und die Batteriekapazität K (in kWh), aus der sich der 75 %- ($K_{75\%}$) und 100 %-Beladungsstatus ($K_{100\%}$) ergeben, unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien. In der linearen Gl. (1) wurde die Ladecharakteristik des Batteriesystems durch eine Gerade angenähert, die ein Offset besitzt. Hierdurch ergibt sich eine immer größere Abweichung der angenäherten von der realen Beladungsdauer je geringer die Fahrtstrecke ist. Diese liegt für alle drei Szenarien im ungünstigsten Fall bei maximal unter 22 Minuten und ist deshalb annehmbar.

Da sich in den einzelnen Szenarien die Batteriekapazitäten unterscheiden, ergeben sich unterschiedliche maximale Tagesfahrleistungen. Diese wurden bei der Ermittlung des Anteils V2G-fähiger Elektrofahrzeuge mitberücksichtigt.

5.2.4. Marktdurchdringung von Elektromobilität

Ziel der *Begleitforschungs-Studie Elektromobilität* ist es, die Rückspeisepotentiale ins deutsche Stromnetz von einer bis fünf Millionen Elektroautos zu untersuchen. Momentan gibt es in etwa 43,5 Millionen PKW in Deutschland⁶⁰. Somit beträgt der Durchdringungsgrad für eine Millionen Elektroautos 2,3 % und für fünf Millionen Elektroautos 11,5 %. Die Gesamtmenge rückspeisefähiger Elektroautos stellt sowohl für die Bereitstellung von Leistung, als auch von Energie einen entscheidenden Einflussfaktor dar.

5.2.5. Kapazität des Verteilnetzes

Um eine großflächige Rückspeisung von Energie aus Fahrzeugbatterien in das deutsche Stromnetz zu ermöglichen, müssen die Verteilnetze hierfür ausgelegt sein. Wie in Kapitel 2.5 gezeigt, führt ein gleichzeitiges Beladen bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von eins bei den gewählten Durchdringungsraten und Leistungskapazitäten zu keiner Überbelastung der Verteilnetze. Da V2G darüber hinaus dem Energiefluss von den Hochspannungsebenen in die Verteilnetze entgegenwirkt, wird die Belastung der Transformatoren gesenkt und nicht erhöht, und es kommt mit hoher Wahrscheinlichkeit in den gewählten Szenarien zu keiner Überbelastung der Verteilnetze.

Auch im Falle hoher zusätzlicher Einspeisungen in das Verteilnetz, z.B. durch Fotovoltaik, ist mit einer Überbelastung durch V2G eher nicht zu rechnen, da ein hohes Angebot von regenerativer Energie einer Nachfrage nach V2G-Leistungen entgegenwirkt.

Aus diesen Gründen wird die Kapazität des Verteilnetzes zwar als möglicher Einflussfaktor angesehen, jedoch für die Szenarien als unerheblich erachtet.

⁶⁰ [65]

5.3. Szenarienbildung

Die betrachteten Einflussfaktoren bilden die Grundlage zur Bildung der Szenarien. Diese sind in Tabelle 5-1 zusammengefasst. Die Szenarien unterscheiden sich durch unterschiedliche Ausprägungen der Einflussfaktoren.

Einflussbereich	Einflussfaktor	Bewertung
Batteriekapazität und Nennleistung der Leistungselektronik des Fahrzeugs	durchschnittliche Batteriekapazität eines Elektroautos	relevant
	durchschnittlicher vom Fahrzeugnutzer erlaubter maximaler Entladegrad	
	durchschnittliche maximale fahrzeugseitige Ladeleistung	
Maximale Leitungskapazität der Netzanbindung	durchschnittliche maximale netzseitige Ladeleistung	
Durchschnittliche Dauer der Verbindung mit dem Stromnetz	prozentualer Anteil beladener Fahrzeuge mit Verbindung zum Netz	
Marktdurchdringung von Elektromobilität	Gesamtzahl Elektrofahrzeuge	
Kapazität des Verteilnetzes	Verfügbarkeit des Verteilnetzes bei hoher V2G-Rückspeisung	unbedeutend

Tabelle 5-1: Einflussbereiche und Einflussfaktoren der Szenarioanalyse

Um eine möglichst große Bandbreite der möglichen Entwicklungen und ein schlüssiges Vorhersagemodell zu erhalten, werden drei Szenarien gebildet: ein wahrscheinliches Trendszenario und zwei gegenseitig konträre Extremszenarien. Es werden also mehrere mögliche Entwicklungen der Zukunft beschrieben. Die Szenarien sind von heute aus betrachtet unterschiedlich wahrscheinlich aber in ihrer Konstruktion und Logik in sich schlüssig.

5.3.1. Szenario 1 – geringer technischer Fortschritt

Das Szenario „geringer technischer Fortschritt“ geht davon aus, dass in den kommenden Jahren nur geringe Entwicklungen in Forschung und Entwicklung der Elektromobilität verzeichnet werden können. Zugleich kann es auch als wahrscheinliche Prognose für die nahe Zukunft bis 2020 interpretiert werden.

Sowohl im Bereich der Forschung an Batteriekapazität als auch Ladeleistung sind nur geringe Fortschritte zu verzeichnen. Da in Szenario 1 die durchschnittliche Batteriekapazität bei 20 kWh liegt ergibt sich für Elektroautos eine maximale Fahrdistanz von 100 km. Aus diesem Grund werden Elektroautos häufig nur für kurze Strecken benutzt. Aufgrund der geringen Batteriekapazität ist die fahrzeugseitige Infrastruktur oft nur auf geringe Ladeleistungen ausgelegt und beträgt durchschnittlich 3,7 kW. Es gibt zwar mitunter Ladestationen mit Ladeleistungen über 3,7 kW, jedoch bleibt eine öffentliche Ladeinfrastruktur unzureichend und unwirtschaftlich. Das Laden dauert aufgrund der geringen Ladeleistung pro Fahrzeug vergleichsweise lange, jedoch bleibt auch die nachzuladende Energie aufgrund der geringen Fahrdistanzen eher gering. Aus diesen Gründen sind Elektroautos zu großen Teilen über einen langen Zeitraum an der heimischen Steckdose bei Stillstand und über Nacht verbunden.

Dies führt zu einem wie in Abbildung 5-2 gezeigten Wochenverlauf des Anteils V2G-fähiger Elektrofahrzeuge am Gesamtbestand der Elektrofahrzeuge. Freitags wird der minimale Wert erreicht, der bei 54,4 % liegt.

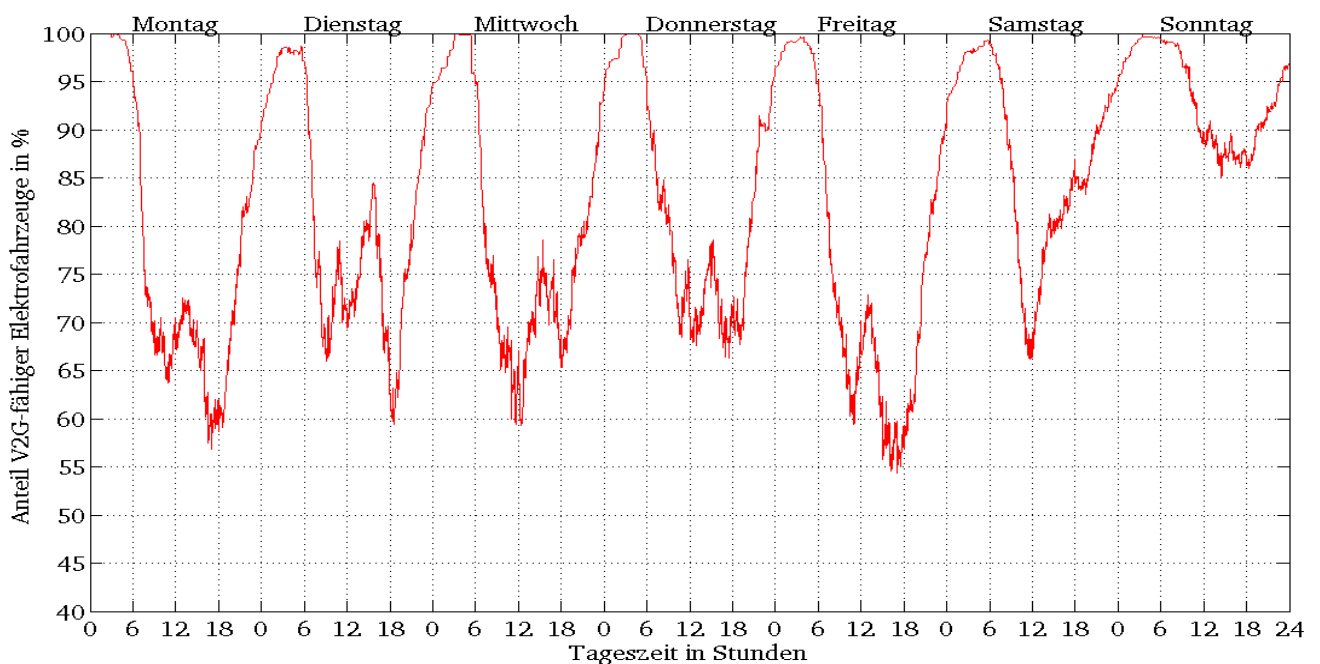


Abbildung 5-2: Anteil V2G-fähiger Elektrofahrzeuge in Szenario 1 mit einer Tagesfahrleistung von unter 100 km

Da Elektroautos tendenziell teuer bleiben, wirkt sich die insgesamt geringe Wirtschaftlichkeit auch auf die Marktdurchdringung von Elektromobilität aus. Da Kunden nur ein geringes Interesse an Elektroautos haben, liegt die Marktdurchdringung bei einer Millionen Elektrofahrzeugen, was einem Durchdringungsgrad von 2,3 % entspricht.

5.3.2. Szenario 2 – moderater technischer Fortschritt

In Szenario „moderater technischer Fortschritt“ wird davon ausgegangen, dass es in den kommenden Jahren vereinzelt zu bedeutenden Fortschritten im Sektor Elektromobilität kommt. Zugleich kann es auch als wahrscheinliche Prognose für einen mittelfristigen Zeitrahmen interpretiert werden.

Sowohl im Bereich der Forschung an Batteriekapazität als auch Ladeleistung kommt es zu wichtigen Neuerungen. Die durchschnittliche Batteriekapazität kann auf 30 kWh gesteigert werden. Dies erhöht die maximal mögliche Fahrtdistanz auf 150 km. Die fahrzeugseitige Infrastruktur ist bei einigen Modellen auf höhere Ladeleistungen ausgelegt; diese liegt durchschnittlich bei 6 kW. Eine ausreichende öffentliche Ladesäuleninfrastruktur erhöht die Akzeptanz für Elektromobilität bei Kunden. Diese wird jedoch wenig genutzt, da Elektroautos häufig nur für kurze Strecken genutzt werden.

Aus diesen Gründen sind Elektroautos zu großen Teilen über einen langen Zeitraum an privaten Ladeboxen bei Stillstand und über Nacht verbunden. Die höhere Ladeleistung wird durch den erhöhten Energieverbrauch kompensiert. In Abbildung 5-3 ist der Wochenverlauf des Anteils V2G-fähiger Elektrofahrzeuge aufgezeigt. Die Kurve ähnelt der Abbildung 5-2 aus Szenario 1, jedoch liegt der minimale Wert des Anteils für V2G zur Verfügung stehender Fahrzeuge bei etwas niedrigeren 51,4 %.

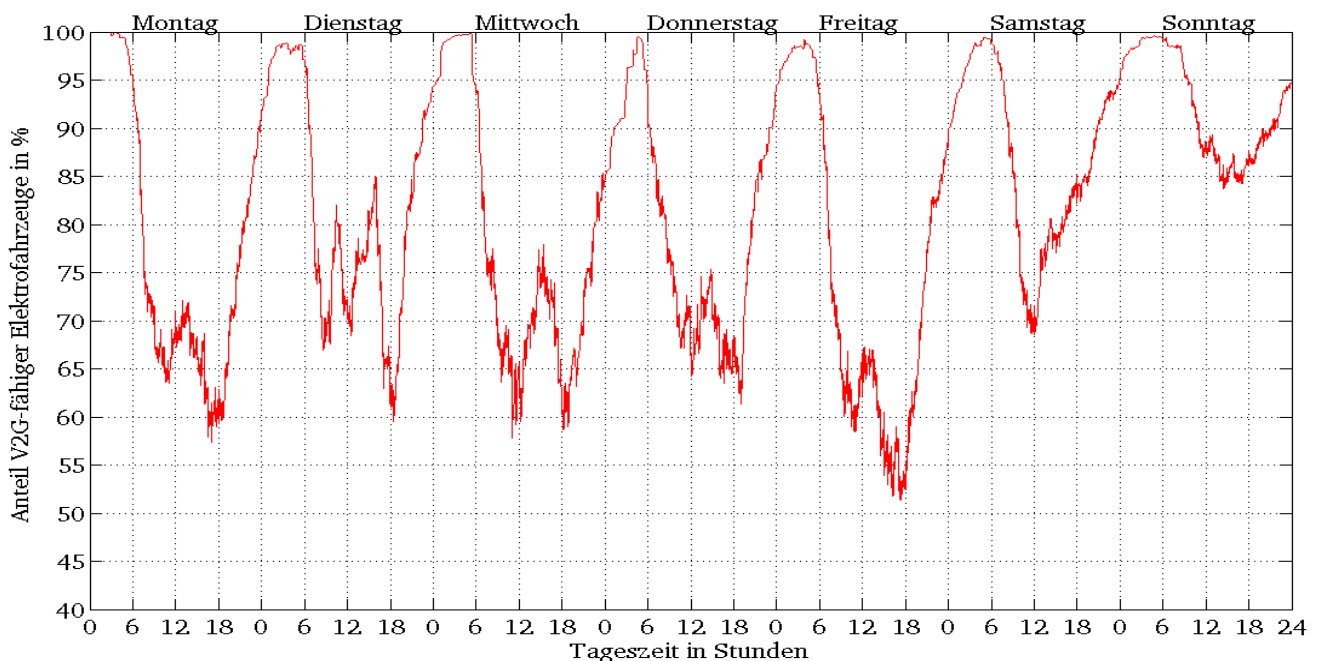


Abbildung 5-3: Anteil V2G-fähiger Elektrofahrzeuge in Szenario 2 mit einer Tagesfahrleistung von unter 150 km

Elektroautos bleiben tendenziell teuer, jedoch wirkt sich die erhöhte Flexibilität positiv auf den Grad der Marktdurchdringung aus. Da Kunden ein verhaltenes Interesse an Elektroautos haben, liegt die Marktdurchdringung bei drei Millionen Elektrofahrzeugen, was einem Durchdringungsgrad von 6,9 % entspricht.

5.3.3. Szenario 3 – hoher technischer Fortschritt

Das Szenario „hoher technischer Fortschritt“ beschreibt eine Welt, in der es zu entscheidenden Fortschritten in Forschung und Entwicklungen der Elektromobilität kommt. Zugleich kann es auch als mögliche Prognose für einen langfristigen Zeitrahmen interpretiert werden.

Sowohl im Bereich der Forschung an Batteriekapazität als auch an Ladeleistung kommt es immer wieder zu Innovationen und zu signifikanten Neuerungen. Durch einen Durchbruch in der Batterieforschung kann die durchschnittliche Batteriekapazität auf bis zu 50 kWh gesteigert werden, was maximale Fahrdistanzen von bis zu 250 km zulässt. Da darüber hinaus die fahrzeugseitige Infrastruktur auf hohe Ladeleistungen ausgelegt werden kann, können Elektroautos auch für lange Strecken genutzt werden. Dank eines funktionierenden Geschäftskonzepts ermöglicht Schnellladen an öffentlichen Ladestationen den Nutzern darüber hinaus eine hohe Flexibilität. Mit einer durchschnittlichen Ladeleistung von 11 kW pro Fahrzeug können Autos in relativ kurzer Zeit geladen werden.

Aus diesen Gründen werden Elektroautos häufig an öffentlichen Ladestationen geladen. Aufgrund dieser Tatsache sind die Fahrzeuge durchschnittlich über einen kürzeren Zeitraum mit der heimischen Ladebox bei Stillstand und über Nacht verbunden.

Die höhere Ladeleistung überkompensiert den durch die Möglichkeit längerer Fahrdistanzen erhöhten Energieverbrauch. Hieraus ergibt sich der in Abbildung 5-4 gezeigte Wochenverlauf des Anteils V2G-fähiger Elektrofahrzeuge. Es ist ersichtlich, dass der Anteil für V2G zu Verfügung stehender Fahrzeuge etwas höher als in den Szenarien 1 und 2 liegt. Der minimale Wert liegt bei 60,8 %.

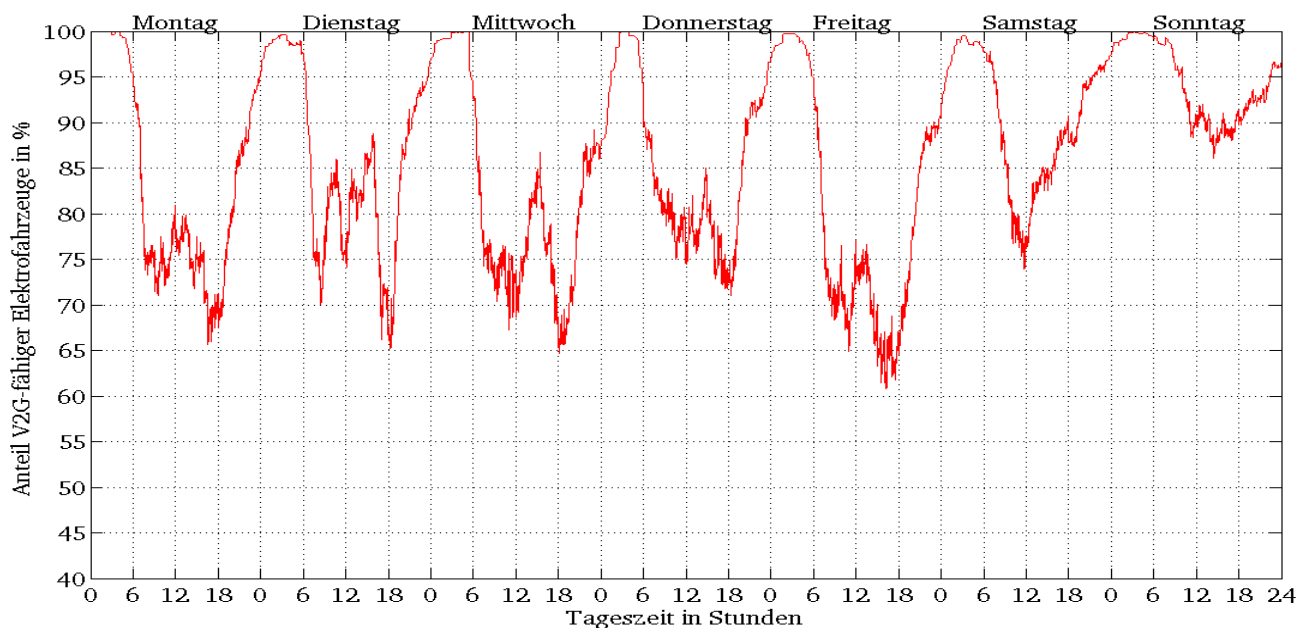


Abbildung 5-4: Anteil V2G-fähiger Elektrofahrzeuge in Szenario 3 mit einer Tagesfahrleistung von unter 250 km

Die hohe Flexibilität steigert die Akzeptanz von Elektromobilität. Da Kunden ein großes Interesse an Elektroautos haben, liegt die Marktdurchdringung bei fünf Millionen Elektrofahrzeugen, was einem Durchdringungsgrad von 11,5 % entspricht.

5.3.4. Auswertung

Zur Auswertung der Szenarien werden die durchschnittliche maximale netzseitige und fahrzeugseitige Ladeleistung zu einem Parameter zusammengefasst. Im Hinblick auf die gesamte für V2G-Anwendungen verfügbare Rückspeiseleistung aus Fahrzeugbatterien sind die wichtigen Parameter und das Ergebnis in Tabelle 5-2 zusammengefasst. Für den Anteil der für V2G zur Verfügung stehender Fahrzeuge wurde der minimal erreichte Wert pro Szenario angenommen, da sich die Zeiten mit minimal verfügbarem Anteil an Fahrzeugen mit den vorhandenen Lastspitzen im Netz überschneiden und aus diesem Grund gerade zu diesen Zeitpunkten der Bedarf an V2G am höchsten ist. Die verfügbare Leistung L_{ges} ergibt sich zu:

$$L_{ges} = L * A * N \quad \text{Gl. (2)}$$

Einflussfaktoren		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Durchschnittliche max. Ladeleistung in kW	L	3,7	6	11
Anzahl Elektrofahrzeuge	A	1.000.000	3.000.000	5.000.000
Prozentualer Anteil von Fahrzeugen am Netz	N	54,4 %	51,4 %	60,8 %
Verfügbare Leistung in MW	L_{ges}	2.013	9.252	33.440

Tabelle 5-2: Zusammenfassung der einzelnen Szenarien als Berechnungsgrundlage der verfügbaren Gesamtleistung

Im Hinblick auf die gesamte für V2G-Anwendungen speicherbare Energie in Fahrzeugbatterien sind die wichtigen Parameter und das Ergebnis in Tabelle 5-3 zusammengefasst. Die durchschnittliche vom Fahrzeugnutzer maximal erlaubte Entladung wurde für alle drei Szenarien mit 20 % angegeben. Dies bedeutet, dass dem (durchschnittlichen) Fahrzeugnutzer zu jedem Zeitpunkt 80 % der maximalen Batteriekapazität für Mobilität zur Verfügung stehen. Die für V2G-Anwendungen verfügbare Energie K_{ges} ergibt sich zu:

$$K_{ges} = K * A * N * E \quad \text{Gl. (3)}$$

Einflussfaktoren		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Durchschnittliche Batteriekapazität in kWh	K	20	30	50
Anzahl Elektrofahrzeuge in Millionen	A	1.000.000	3.000.000	5.000.000
Prozentualer Anteil von Fahrzeugen am Netz	N	54,4 %	51,4 %	60,8 %
Erlaubter Entladegrad	E	20 %	20 %	20 %
Verfügbare Energie in MWh	K_{ges}	2.176	9.252	30.400

Tabelle 5-3: Zusammenfassung der einzelnen Szenarien als Berechnungsgrundlage der verfügbaren Gesamtenergie

Die aus Tabelle 5-2 und Tabelle 5-3 ersichtlichen Ergebnisse sind wenig verwunderlich. Sowohl die für V2G-Anwendungen verfügbare Leistung als auch die verfügbare Energie steigen mit zunehmender Entwicklung der Elektromobilität an. Berechnet man in jedem Szenario den Zeitraum, über den Energie bei maximaler Leistung abgegeben werden kann, stellt sich heraus, dass dieser in allen drei Szenarien ähnlich groß ist und bei etwa einer Stunde liegt (siehe Tabelle 5-4).

Zur Einordnung in eine Größenordnung kann das V2G-Potential mit dem Potential der zurzeit einzigen verfügbaren Technologie zur Speicherung elektrischer Energie mit nennenswertem Energieinhalt verglichen werden: dem Potential von Pumpspeicherkraftwerken. Zurzeit sind deutschlandweit Pumpspeicherkraftwerke mit einer Kapazität von 6.988 MW installiert⁶¹. Deren Speicherbecken haben

⁶¹ Vgl. [66]

eine Speicherkapazität von 40.000 MWh⁶² und sind je nach Anlage für eine Nutzungsdauer von vier bis acht Stunden ausgelegt⁶³.

Tabelle 5-4 vergleicht die V2G-Potentiale der drei Szenarien hinsichtlich Leistungsbereitstellung, Speicherkapazität und theoretischer Nutzungsdauer bei Volllast mit dem Potential aller zurzeit in Deutschland betriebenen Pumpspeicherkraftwerke. Zur besseren Vergleichbarkeit sind in den Szenarien die Parameter Leistungsbereitstellung und Speicherkapazität zusätzlich prozentuell auf das Potential der Pumpspeicher bezogen.

		Pumpspeicher	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Leistungsbereitstellung	in GW	7	2,013	9,252	33,440
	in %	(100 %)	28,8 %	132,2 %	477,7 %
Speicherkapazität	in GWh	40	2,176	9,252	30,400
	in %	(100 %)	5,4 %	23,1 %	76 %
Nutzungsdauer	in h	5,71	1,08	1	0,91

Tabelle 5-4: Potentialvergleich der drei Szenarien mit dem Gesamtpotential heutiger Pumpspeicherkraftwerke

Zur Verdeutlichung sind die prozentualen Werte und die Nutzungsdauer in einem Diagramm in Abbildung 5-5 aufgetragen.

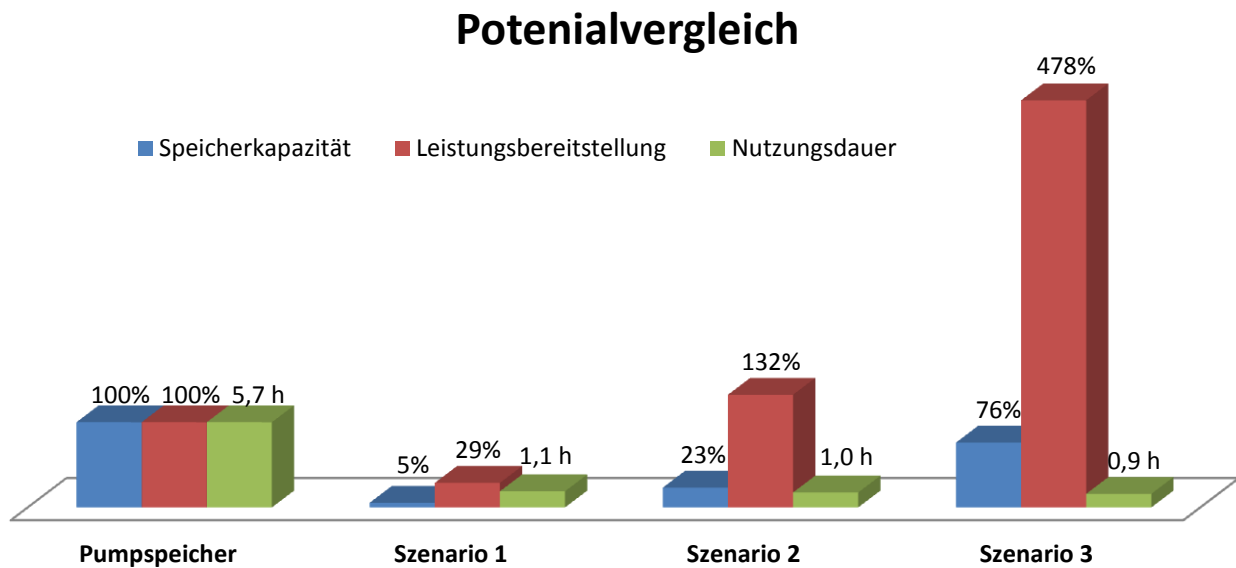


Abbildung 5-5: Potentialvergleich der drei Szenarien mit dem Gesamtpotential heutiger Pumpspeicherkraftwerke

Es ist ersichtlich, dass in den Szenarien Elektroautos im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken die gespeicherte Energie mit einer höheren Leistung im Verhältnis zur gespeicherten Energie und somit schneller abgeben können. Schon in Szenario 2 übersteigt die mögliche Leistungsbereitstellung die Leistungsbereitstellung aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke. Die gespeicherte Energie ist jedoch selbst in Szenario 3 noch etwa 25 % geringer, als die maximale Speicherkapazität der deutschen Pumpspeicher. Dies hat Auswirkungen auf die mögliche Dauer der maximalen Leistungsbereitstellung, die in allen drei Szenarien bei etwa einer Stunde und somit bei weniger als einem fünftel der Nutzungsdauer von Pumpspeicherkraftwerken liegt.

⁶² Vgl. [27] Seite 59

⁶³ Vgl. [67]

5.4. Bewertung für verschiedene Einsatzfelder

Aus den in den drei Szenarien errechneten Potentialen der verfügbaren Leistung und der verfügbaren Energie werden die in Kapitel 3 beschriebenen Einsatzfelder von V2G bewertet.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Bewertung unter den Annahmen erfolgt, dass einerseits wie erwähnt alle Elektrofahrzeuge rückspeisefähig sind und V2G von allen Fahrzeugbesitzern genutzt wird und dass andererseits Energie verlustlos im deutschen Versorgungsnetz transportiert werden kann. Das gesamte deutsche Versorgungsnetz wird in diesem Ansatz als Kupferplatte angenommen, auf der Energie ohne Verluste transportiert werden kann. In Realität kommt es zu Leitungsverlusten, die dazu führen, dass in konkreten Anwendungsfällen vor allem bei großen Distanzen zwischen Erzeugungs- und Erbringungsort das bereitstellbare Potential deutlich geringer ist, als im Idealfall angenommen wurde. Die Bewertung für die Einsatzfelder erfolgt aus diesem Grund unter dem Vorbehalt, dass sich der Fahrzeugpool, der V2G-Anwendungen bereitstellt, in ausreichend geringer Entfernung zum Erbringungsort befindet. Insgesamt wird also ein theoretisches Maximalpotential angegeben, welches in Realität deutlich geringer ausfallen kann.

5.4.1. Regelleistung

Da Leistung von Batterien in Elektrofahrzeugen innerhalb weniger Millisekunden abrufbar ist, können die Batterien für alle Regelleistungsprodukte eingesetzt werden. Zwar ist bislang die Teilnahme einzelner, kleiner technischer Einheiten am Regelleistungsmarkt nicht vorgesehen, dennoch kann aus technischen Gesichtspunkten Regelleistung durch Fahrzeugbatterien mittels Poolbildung bereitgestellt werden. Wie in Kapitel 3.1 beschrieben, beträgt der gegenwärtige Gesamtbedarf an Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve bis zu 6.124 MW. Eine durch Fahrzeugbatterien bereitstellbare Leistung von 2.013 MW, wie in Szenario 1 gegeben, stellt einen signifikanten Anteil am heutigen Regelleistungsmarkt dar. In Szenario 2 könnten Fahrzeugbatterien mit 9.252 MW verfügbarer Leistung theoretisch den gesamten gegenwärtigen Regelleistungsbedarf abdecken. Die zur Regelung verfügbare Leistung von 33.440 MW ist in Szenario 3 so groß, dass sie alleine auch Bedarfe abdecken kann, die deutlich über den jetzigen liegen.

Wie in Kapitel 0 gezeigt, kann die verfügbare Energie bei maximaler Leistung über einen Zeitraum von etwa einer Stunde abgegeben werden. Da momentan Primärregelleistung über einen Zeitraum von 24 Stunden, Sekundärregelleistung über einen Zeitraum von zwölf Stunden und Minutenreserve über einen Zeitraum von vier Stunden bereitgestellt werden muss, ergeben sich für den Regelleistungsmarkt gewisse Einschränkungen, da bei einer mehrstündigen Marktteilnahme die Leistungsbereitstellung nicht mehr garantiert werden könnte.

Fazit: Auch bei stark steigenden Bedarfen an Regelleistung hat V2G in allen drei Szenarien das Potential, signifikante Marktanteile abzudecken und kann dazu beitragen, das Stromnetz zu stabilisieren.

5.4.2. Fahrplangeschäfte

Moderne Kraftwerksblöcke haben eine Nettoleistung von bis zu 1.400 MW⁶⁴. In diesem Bereich hätte V2G-Rückspeisung in allen drei Szenarien bei einzelnen Kraftwerksausfällen das Potential, Leistung über mehrere Viertelstunden bereitzustellen um Engpässe zu überbrücken. Da Kraftwerke ein sehr breites Spektrum an Leistung bereitstellen, ist eine genauere Potentialbeschreibung schwierig.

Für andere Geschäfte zwischen Bilanzkreisen mit Substituten für Ausgleichsenergie gilt eine vergleichbare Bewertung wie bei Regelleistung.

Allgemein sind jedoch Fahrplangeschäfte unproblematischer als Geschäfte auf dem Regelleistungsmarkt, da Leistung nicht vorgehalten werden muss. Durch eine Analyse von verfügbarer Leistung und

⁶⁴ Kernkraftwerk ISAR 2

Energie zu einem betreffenden Zeitpunkt können Geschäftsentscheidungen kurzfristig getroffen werden.

Fazit: Fahrplangeschäfte mittels V2G sind möglich, aber von Umfang und Dauer in einem großen Spektrum vorstellbar, so dass keine allgemeinen Aussagen abgeleitet werden können.

5.4.3. Zwischenspeicherung von Erneuerbaren Energien

Der für V2G-Anwendungen zur Verfügung stehende Energieinhalt in Fahrzeugbatterien ist in allen drei Szenarien zu einer Zwischenspeicherung für einen mehrtägigen Ausfall der Einspeisung von Energie aus volatilen Quellen erneuerbarer Energien, wie Windkraft oder Photovoltaik, um wenigstens zwei Zehnerpotenzen zu klein. Dieser müsste, wie in Kapitel 3.3 erwähnt, zumindest im einstelligen Terawattstunden-Bereich liegen, um eine signifikante Verschiebung in wind- oder sonnenschwache Perioden zu ermöglichen.

Für eine Speicherung von elektrischer Energie aus EEG-Erzeugungsanlagen für eine mehrstündige Verschiebung der Einspeisung sind keine Energieinhalte dieser Größenordnung nötig. Fahrzeugbatterien könnten es bei einer wie in Kapitel 3.3 erläuterten geplanten Änderung des EEG Anlagenbetreibern ermöglichen, elektrische Energie zu Zeiten niedriger Spotmarkt-Preise, z.B. bei hoher Einspeisung aus EEG-Erzeugungsanlagen oder niedriger Last (z.B. in den Morgenstunden), in Fahrzeugbatterien zu speichern, um diese dann in Zeiten hoher Preise, z.B. bei niedriger Einspeisung oder hoher Last (z.B. in den Mittagstunden), ans Netz abzugeben.

Das hierfür vorhandene Potential wird in den Szenarien 1 und 2 nicht abgedeckt. Für Szenario 3 eröffnet sich ein signifikantes Potential. So ließen sich beispielsweise mit 30,4 GWh in Fahrzeugbatterien verfügbarem Energieinhalt theoretisch die in drei Stunden und 20 Minuten gewonnene Energie von einem Drittel aller bei Nennleistung heute in Deutschland betriebenen Windkraftanlagen speichern⁶⁵. Im Gegensatz zu einer Marktteilnahme auf dem Regelleistungsmarkt, bei der eine Vorhaltung der Leistung garantiert werden muss, hätte dies den Vorteil, dass eine Überpoolung nicht notwendig ist. Da in diesem Fall keine Vorhaltung oder Mindestleistung/ Mindestkapazität erforderlich ist, könnten Anlagenbetreiber auf das tatsächlich vorhandene Kontingent an zur Verfügung stehender Elektrofahrzeuge flexibel reagieren. Darüber hinaus wären bei einer entsprechenden Novellierung des EEG theoretisch flexible Marktmodelle denkbar, in denen Elektroautos zunächst mit regenerativ erzeugter Energie auf 100 % aufgeladen werden, und erst im Nachhinein eine Entscheidung darüber gefällt wird, ob Teile der Energie zurück ins Netz gespeist werden.

Fazit: Um Energie aus erneuerbaren Quellen in ausreichendem Maße zwischen zu speichern, ist der Energieinhalt von Fahrzeugbatterien auf mittlere Frist grundsätzlich deutlich zu gering. Falls es zu einer entsprechenden Änderung des EEG kommt, werden jedoch Geschäftsmodelle aus technischer Sicht denkbar, elektrische Energie aus EEG-Erzeugungsanlagen aus ökonomischen Gründen in Batterien zwischen zu speichern und auf diese Weise die Erzeugung an die Nachfrage anzupassen.

5.4.4. Effizienzerhöhung für Betreiber konventioneller Kraftwerke

In allen drei Szenarien sind der Energieinhalt und die Möglichkeit der Leistungsbereitstellung groß genug, um Kraftwerksbetreibern eine Effizienzerhöhung zu ermöglichen. Das Potential hierfür reicht von einigen wenigen Kraftwerken in Szenario 1 bis zu einer Zahl an Kraftwerken im mittleren zweistelligen Bereich in Szenario 3. Wichtige Einflussgrößen für das tatsächliche Potential sind die Nennleistung der Kraftwerke, die Höhe der benötigten Leistungsbereitstellung und die Dauer der Bereitstellung.

⁶⁵ Berechnung: $30,4 \text{ GWh} / (\frac{1}{3} * 27,2 \text{ GW}) \approx 3 \text{ h } 20 \text{ min}$

6. Leistungsfähigkeit von Fahrzeugbatterien für V2G-Anwendungen

Um V2G und G2V für den Fahrzeugbesitzer wirtschaftlich bewerten zu können, ist das Tarif- oder Geschäftsmodell entscheidend, welches dem Fahrzeugbesitzer angeboten wird. Während für G2V die Spannbreite eines dynamischen Ladetarifs von entscheidender Bedeutung ist, ergeben sich die durch V2G erzielbaren Einnahmen für die Zwischenspeicherung von Energie durch die Differenz zwischen den Preisen für das Laden und Entladen der Batterie. Da jedoch Aussagen über zukünftige Energiepreise und Preisschwankungen bei sich stark ändernden Erzeugungsstrukturen und gleichzeitig unsicherer Entwicklung von Lastverschiebungspotentialen, sowie die Speicherkapazität (u.a. durch Elektromobilität) schwer zu treffen sind, fällt eine Abschätzung möglicher durch die Zwischenspeicherung erzielter Einnahmen schwer. Eine Abschätzung ist aufgrund der großen Unsicherheiten auf dem Energiemarkt deshalb auch nicht sinnvoll.

Jedoch sind die maximal erzielbaren Einnahmen durch V2G durch das Angebot konkurrierender Speichertechnologien begrenzt. Für eine Bewertung, ob die Zwischenspeicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen in Fahrzeugbatterien ein wirtschaftlich durchsetzungsfähiges Modell darstellt, ist deshalb der Vergleich zu anderen konkurrierenden Speichertechnologien zunächst entscheidend. Falls diese Speichertechnologien Energie zu einem Preis zwischenspeichern können, der unter den Mindesteinnahmen liegt, zu denen V2G wirtschaftlich lohnenswert wird, wird sich eine über die Bereitstellung von Netzdienstleistung hinausgehende Zwischenspeicherung von Energie in Fahrzeugbatterien nicht durchsetzen können.

Zu einer Bewertung, ob Fahrzeugbatterien für V2G-Anwendungen und die Zwischenspeicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen wirtschaftlich geeignet sind, werden in Kapitel 6.1 der Stand der Technik und Entwicklungspotentiale von Fahrzeugbatterien untersucht, um die Mindesteinnahmen für die Zwischenspeicherung von Energie abzuschätzen, zu denen V2G wirtschaftlich attraktiv wird. Diese werden in Kapitel 6.2 mit den Speicherkosten konkurrierender Technologien verglichen, um zu einer Wirtschaftlichkeitsbeurteilung zu gelangen.

6.1. Die Fahrzeugbatterie als Speicher elektrischer Energie

Die für das Mobilitätspotential eines Elektrofahrzeugs und für V2G-Anwendungen maßgebliche Komponente ist die Fahrzeugbatterie. Sie bestimmt durch ihre Eigenschaften wie Kosten, Gewicht, Speicher- und Leistungsvermögen die Reichweite von Elektrofahrzeugen und zugleich das Potential für V2G-Anwendungen.

Zurzeit und in der Vergangenheit basierte die On-Board-Energieversorgung von Elektroautos auf Blei-Säure, auf Nickel-Metallhydrid (NiMH), Nickel-Cadmium (NiCd) oder auf Natrium-Nickel-Chlorid (Zebra) Batterien. Elektroautos der neuesten Generation werden typischerweise Lithium-Ionen-(Li-Ionen) Batterien verwenden. Wesentliche Gründe hierfür sind die günstigen Materialeigenschaften von Lithium: es ist das leichteste aller Metalle und bietet das größte elektrochemische Potential. Dies resultiert in einem hohen Leistungs- und Energiedichte⁶⁶. Aus diesen Gründen wird im Folgenden ausschließlich dieses Batteriekonzept betrachtet.

Li-Ionen-Batterien sind in einer Vielzahl von Materialkombinationen und Mischformen möglich (siehe Abbildung 6-1), die sich wiederum hinsichtlich ihrer Kosten, der Leistungs- und Energiedichten, der Lebensdauer, elektrischen Eigenschaften sowie Sicherheitsaspekten unterscheiden⁶⁷.

⁶⁶ Eine Ausführliche Erklärung, sowie Vor- und Nachteile der verschiedenen Batterietypen sind in [4] Seite 98 ff. beschrieben.

⁶⁷ [4] Seite 103 f.

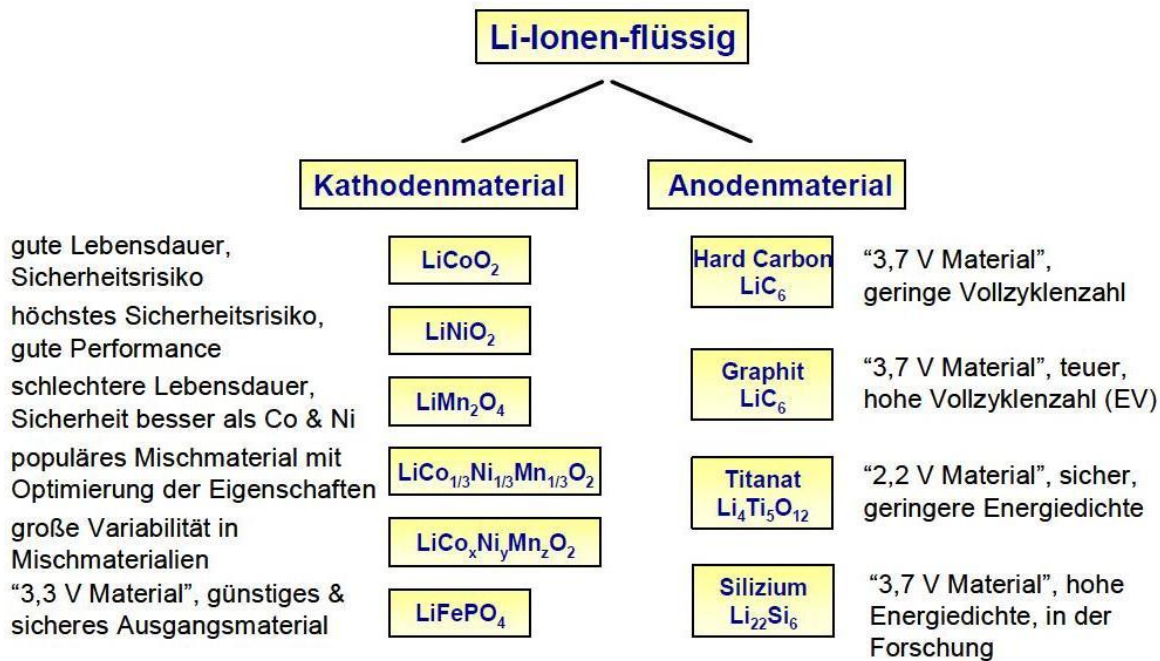


Abbildung 6-1: Materialkombinationen von Lithium-Ionen Batterien im Einsatz oder im Entwicklungsstadium, Quelle: [4] S. 104

Tabelle 6-1 zeigt beispielhaft die physikalischen Parameter einer ausgewählten Li-Ionen Zelle auf.

Li-ion Zelle: Physikalische Parameter	
Spannung	3.7 V
Kapazität	40 Ah
Gewicht der Einzelzelle	1100 g
Dicke	11 mm
Länge	216 mm
Breite	216 mm
Energetische Kapazität	148 Wh
Energiedichte	134.5 Wh/kg

Tabelle 6-1: Physikalische Parameter einer ausgewählten Li-Ion Zelle, Quelle: [68]

Die Kosten für qualitativ hochwertige Li-Ionen-Hochenergiezellen, die für den Einsatz in reinen Elektroautos infrage kommen, liegen nach [4] (S. 110) heutzutage bei circa 1.000 €/kWh. Aufgrund von Marktentwicklungen auf anderen Batteriemärkten ist es abzusehen, dass die Kosten bei signifikanten Produktionszahlen in den nächsten fünf Jahren auf 300 €/kWh sinken können. Sehr optimistische Schätzungen sehen Zellpreise von 160 €/kWh. Amerikanische Studien [69] gehen davon aus, dass Hochenergiebatterien auf bis zu 250 \$/kWh unter optimistischen Prognosen sinken können. In einer weiteren Studie [70] wird davon ausgegangen, dass die Kosten für Batterien bis zum Jahr 2020 unter 500 \$/kWh gesunken sein werden (siehe Abbildung 6-2).

Lithium-ion battery cost assumptions,
\$ per kilowatt hour (kWh), pack level

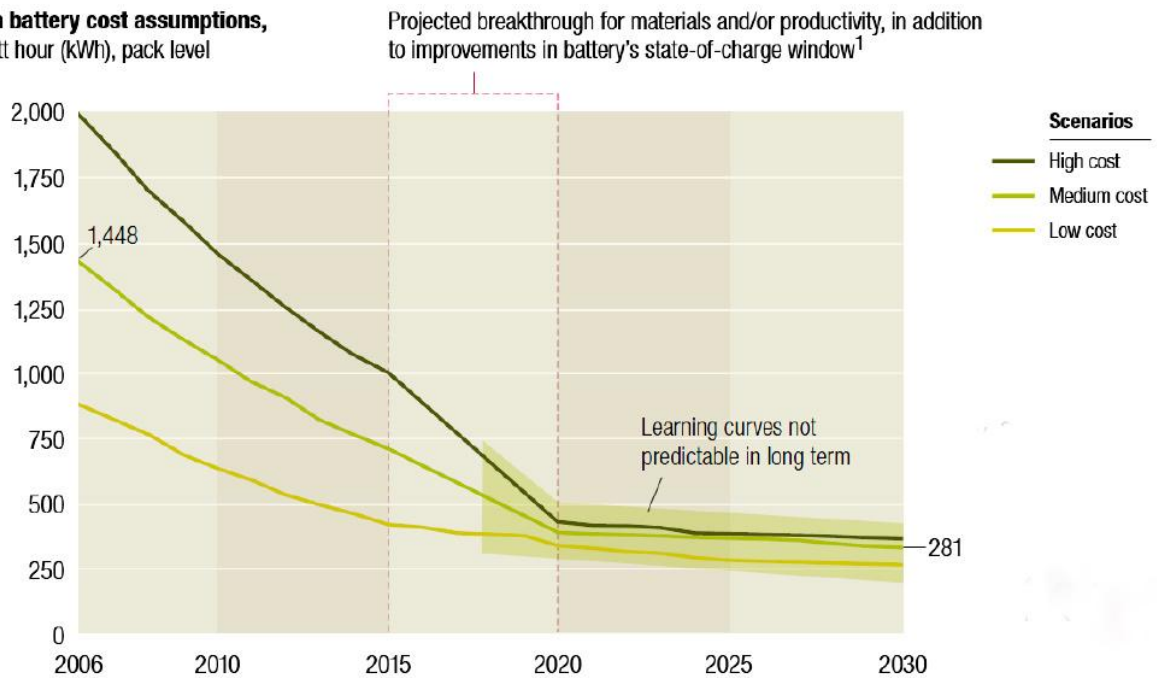


Abbildung 6-2: Kostenprognose (in Dollar) für Li-Ionen-Batterien in drei Szenarien bis zum Jahr 2030, Quelle: [70]

Um einen direkten Vergleich der Fahrzeugbatterien mit anderen Speichertechnologien zu ermöglichen, bietet es sich an, als Vergleichsmaßstab die zusätzlichen Einnahmen zu ermitteln, die mit jeder ans Netz wieder abgegebenen Kilowattstunde für den Bau, den Betrieb und die Finanzierung des Speichers verdient werden müssen, um einen kostendeckenden Betrieb zu ermöglichen. Die Summe der Einnahmen ist mit den Kosten identisch, die das Speichersystem höchstens kosten darf, um wirtschaftlich arbeiten zu können. Mit dieser Methode können die unterschiedlichen Lebensdauern, Wirkungsgrade und zulässigen Entladetiefen mittels eines einzigen monetären Werts abgebildet werden.

Vor diesem Hintergrund gilt für eine Batterie, die nur als Zwischenspeicher zur Stabilisierung des Netzes eingesetzt würde, dass die Summe der Einnahmen durch die Preisdifferenz der gespeicherten Energie und der wieder ins Netz abgegebenen Energie über die Lebenszeit den Gesamtkosten entsprechen muss.

Aus diesem Grund ist die Lebensdauer der Batterie von großer Bedeutung. Nach [4] (S. 122) können moderne Batteriesysteme für Elektrofahrzeuge in ihrer Lebensdauer ohne Probleme 3.000 und mehr äquivalente Vollzyklen bei dem für Stadtrundfahrten typischen teilzyklischen Betrieb erreichen. Bei einer Lebensdauer von 3.000 Zyklen und Investitionskosten von 300 €/kWh ergibt sich bei einem Batteriewirkungsgrad von 0,95 ein theoretischer Vergleichswert von 0,105 €/kWh als geforderte Mindesteinnahme durch V2G⁶⁸. Bei diesem Wert wurden jedoch die zusätzlichen Kosten eines bidirektionalen Ladegeräts und zusätzlichen benötigten Sicherheitseinrichtungen vernachlässigt (vgl. Kapitel 5.1).

Da jedoch Batterien in Elektroautos vornehmlich zur Bereitstellung von Mobilität eingesetzt werden, müssen die folgenden Überlegungen in die Betrachtung mit einfließen:

Für die realen Kosten eines Batteriesystems ist für den Fahrzeugnutzer die Frage entscheidend, ob das Lebensende der Batterie mit dem Lebensende des Elektrofahrzeugs zusammenfällt. Falls ein Batteriesystem vor dem Lebensende des Elektrofahrzeugs ausgetauscht werden muss, verdoppeln sich die Gesamtkosten der Batterie für den Nutzer. Dies ist vor allem aus einer wirtschaftlichen Betrachtung dann ein Problem, wenn das vorzeitige Lebensende durch die zusätzlichen Zyklen durch V2G verursacht wurde. In diesem Fall kann der Vergleichswert für die geforderte Mindesteinnahme durch V2G sehr schnell sehr groß werden.

⁶⁸ Berechnung: $300 \text{ €/kWh} / (3.000 * 0,95) = 0,105 \text{ €/kWh}$

In diesem Zusammenhang ist erwähnenswert, dass erhebliche Effekte für die Lebensdauer einer Batterie erzielt werden können, wenn diese nur auf 80 % ihrer Maximalkapazität aufgeladen wird. So kann nach [4] (S. 117) durch ein angepasstes Batteriemangement die Lebensdauer durch Aufladebeschränkungen teilweise auf das dreifache erhöht werden. Bei regelmäßigen Fahrten mit bekannter Fahrtstrecke kann es deshalb für den Nutzer vorteilhaft sein, auf eine Maximalaufladung und somit auf die Möglichkeit von V2G zu verzichten um die Lebensdauer der Batterie zu erhöhen.

Auf der anderen Seite schöpft der Fahrzeugnutzer das Potential einer Batterie nicht voll aus, falls ihre Lebenszeit die des Autos übersteigt. Durch zusätzliche Lade-Entlade-Vorgänge könnte die Auslastung der Batterie erhöht werden. Für den Fahrzeugnutzer ergeben sich somit durch die Nutzung von V2G differentielle Kosten von Null. Nach einer Schätzung von [4] (S. 122) ergeben sich bei einer mittleren Fahrleistung von Personenfahrzeugen in Deutschland von 37 km pro Tag 1080 äquivalente Vollzyklen über einen Zeitraum von zehn Jahren. Dies bedeutet, dass für V2G bei einer angenommenen Lebensdauer von 3.000 Zyklen etwa 2.000 Zyklen für V2G zu 0 €/kWh geforderter Mindesteinnahme zur Verfügung stehen würden.

Da Batteriesysteme von Elektrofahrzeugen nicht notwendigerweise mit dem Lebensende des Fahrzeugs ihre Funktionsfähigkeit verlieren, können sie einen Restwert besitzen und für andere Anwendungen zu Verfügung stehen. Aus diesem Grund ist der Vergleichsmaßstab der zusätzlichen Einnahmen ein guter Indikator für eine wirtschaftliche Bewertung.

6.2. Vergleich mit anderen Speichertechnologien

Für die Zwischenspeicherung elektrischer Energie aus Quellen erneuerbarer Energien werden Batterien in Elektroautos in Konkurrenz zu anderen Speichermedien stehen, die Energie mit großer Speicherkapazität (Energieinhalt) für die Nutzung zum Tages-, Wochen und Jahreslastausgleich speichern können. Neben der klassischen und bewährten Technologie von Pumpspeichern, deren Kapazitäten in Deutschland nahezu ausgebaut sind, können aufgrund des hohen Bedarfs in Zukunft auch andere Speicherarten vermehrt in Anwendung kommen. Hierbei zu nennen sind Druckluftspeicher, Batteriespeicheranlagen in öffentlichen Versorgungsnetzen oder eine chemischer Speicherung, bei der z.B. durch Elektrolyse gewonnener Wasserstoff in unterirdischen Kavernen gespeichert wird⁶⁹. Einen vergleichenden Überblick gibt Tabelle 6-2.

	Typische Leistung	Wirkungsgrad	Energieinhalt pro Anlage	Entwicklungsstand
Pumpspeicherkraftwerke	wenige MW bis ca. 1.000 MW	75 – 80 %	deutschlandweit gesamt: 40 GWh	umfangreich in Betrieb
Druckluftspeicherkraftwerke (CAES)	100 – 400 MW	70 %	bis ca. 1,45 GWh ⁷⁰	Versuchsanlagen seit 1978
Wasserstoff-Speicher	/	40 %	z.B. 81,5 GWh ⁷¹	Entwicklungsstadium
Batteriespeicher	bis 40 MW	65 – 95 %	bis ca. 50 MWh	Vereinzelte Anwendung

Tabelle 6-2: Eigenschaften relevanter Speichertechnologien, Quellen: [71], [89]

⁶⁹ Vgl. [27]

⁷⁰ Bei einer Kavernengröße von 500.000 m³ [71] (S. 49) und einer Speicherkapazität / Volumen 2,9 kWh/m³ [71] (S. 59).

⁷¹ Bei einer Kavernengröße von 500.000 m³ [71] (S. 49) und einer Speicherkapazität / Volumen 163 kWh/m³ [71] (S. 59), deutlich größere Speicher sind jedoch vorstellbar.

In der VDE-Studie [71] wurde die Wirtschaftlichkeit verschiedener Speichermedien anhand zweier typischer Szenarien (Wochenspeicher/Stundenspeicher) über den Vergleichsmaßstab der zusätzlichen Einnahmen (vgl. Kapitel 6.1) miteinander verglichen.

Aufgrund der technischen Weiterentwicklung ergibt sich für jede Technologie eine Bandbreite der Kosten, die sich aus dem "Stand der Technik" (hoher Wert) und den in den kommenden fünf bis zehn Jahren bei entsprechender Großserienproduktion erzielbaren Kosten (tiefer Wert) ergibt. Für die etablierte Technologie der Pumpspeichieranlagen resultiert die relativ große Spreizung u.a. aus der Annahme unterschiedlicher geologischer Randbedingungen für den Bau der Speicherbecken.

Im ersten Szenario „Langzeitspeicher“ (Abbildung 6-3) wird ein Speicher untersucht, dessen Energieinhalt nur zweimal pro Monat umgewälzt wird. Hohe Investitionskosten bei gleichzeitig seltener Nutzung resultieren in hohen Stromgestehungskosten.

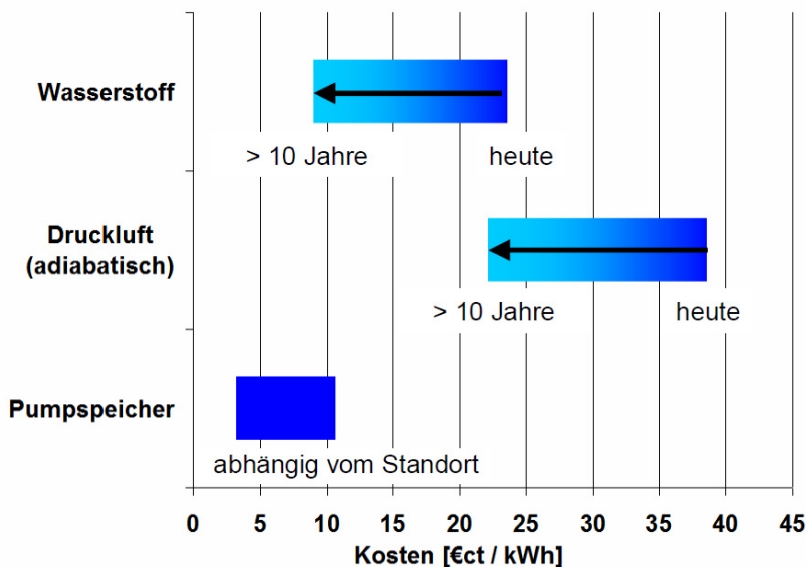


Abbildung 6-3: Vergleich der Vollkosten für relevante Speichersysteme mit Wochenspeicherung, Quelle: [71] (S. 119)

Die Ergebnisse zeigen, dass sich Pumpspeicher aus wirtschaftlicher Perspektive am besten als Wochenspeicher eignen, jedoch besitzen sie in Deutschland kaum Ausbaupotenzial. Aus diesem Grund stellt sich die Wasserstoffspeicherung in Kavernen als die kostengünstigste in Deutschland realisierbare Option dar, welche bei einer Großserienproduktion bei etwa 0,1 €/kWh liegen würde. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sie eine um etwa zwei Größenordnungen höhere Energiespeicherdichte im Vergleich zu Druckluft besitzt. Hieraus ergeben sich deutlich geringere kapazitätsspezifische Kosten für die Nutzung von Wasserstoff. Darüber hinaus ließe sich auch die begrenzte Kapazität an Kavernen effektiver ausnutzen.

Im zweiten Szenario „Load Leveling im HS-Netz“ wird ein klassischer Tagesspeicher untersucht, dessen Energieinhalt täglich umgewälzt wird. Die Ergebnisse für Speichertechnologien mit Antwortzeiten im Minutenbereich sind in Abbildung 6-4 dargestellt.

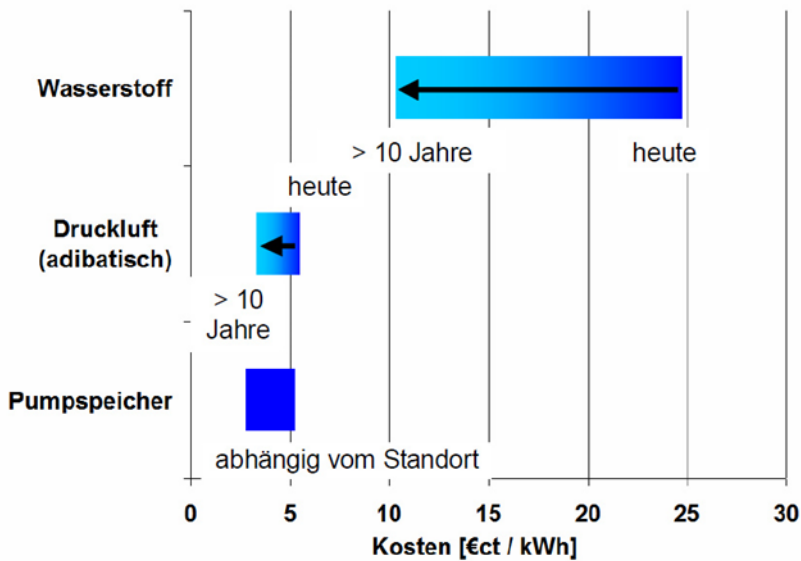


Abbildung 6-4: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme mit Tagesspeicherung und Antwortzeiten im Minutenbereich, Quelle: [71] (S. 119)

Als Resultat ergibt sich, dass Wasserstoffspeicher aufgrund des geringen Wirkungsgrades und hoher Betriebskosten viel teurer als adiabatische Druckluftspeicher und Pumpspeicherkraftwerke sind. Deren Kosten sind etwa miteinander vergleichbar und können günstigstenfalls Werte von etwa 0,03 €/kWh erreichen. Deshalb ergeben sich für diese Speicher wirtschaftliche Möglichkeiten für den weiteren Ausbau in Deutschland.

Die Ergebnisse für Speichertechnologien mit Antwortzeiten unter einer Sekunde sind in Abbildung 6-5 dargestellt.

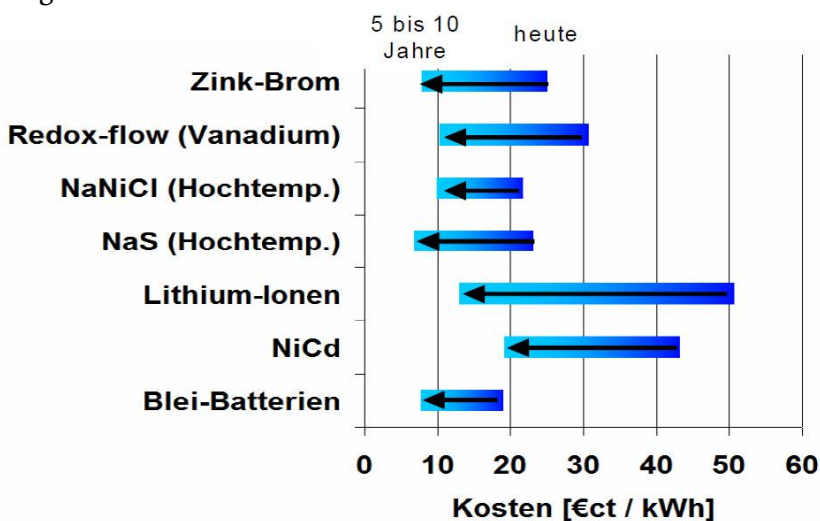


Abbildung 6-5: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme mit Tagesspeicherung und Antwortzeiten unter einer Sekunde, Quelle: [71] (S. 119)

Es ist ersichtlich, dass die untersuchten Batteriesysteme im Vergleich zu Pumpspeichern und Druckluftspeichern nicht konkurrenzfähig sind, da bestenfalls Kosten von 0,08 – 0,12 €/kWh erreicht werden. Jedoch können Batteriespeicher auch zur Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung genutzt werden, und können modularisiert und dezentral an vielen Standorten errichtet werden. Sie sind dann im Vorteil, wenn geologische Bedingungen für andere Speichertechnologien nicht gegeben sind oder wenn die geplanten Betriebsdauern gering sind.

Fazit: Unter der Annahme, dass Fahrzeugbatterien elektrische Energie für 0,105 €/kWh zwischenspeichern können, sind diese im Szenario „Langzeitspeicher“ gegenüber der Variante des Wasserstoffspeichers als konkurrenzfähig anzusehen, wenn man berücksichtigt, dass Pumpspeicher in Deutschland nur geringfügig ausgebaut werden können.

Für das Szenario „Load Leveling im HS-Netz“ ergibt sich, dass sich Energie am wirtschaftlichsten mittels Pump- und Druckluftspeichern speichern lässt. Falls deren Ausbaupkapazitäten im deutschen Stromnetz erschöpft sind, stellen Batteriespeicheranlagen eine etwas kostengünstigere Alternative zu der Speicherung in Fahrzeugbatterien dar. Falls jedoch die differentiellen Kosten der Zwischenspeicherung in Fahrzeugbatterien aufgrund einer geringen Zyklenauslastung deutlich geringer ausfallen, könnte die Zwischenspeicherung in Fahrzeugbatterien wirtschaftlich lohnenswert werden.

7. Spannbreite eines möglichen Ladetarifs

Um für den Fahrzeugbesitzer V2G und G2V wirtschaftlich bewerten zu können, ist das Tarif- oder Geschäftsmodell entscheidend, welches dem Fahrzeugbesitzer angeboten wird. Während für die Wirtschaftlichkeit von V2G die Differenz zwischen den Preisen für das Laden und Entladen der Batterie und nicht die absolute Höhe des Ladetarifs von entscheidender Bedeutung ist, ergibt sich zumindest im Bereich G2V durch dynamische Stromtarife die Möglichkeit, die Beladung der Elektrofahrzeuge und somit die Gesamtlast gezielt zu steuern.

In diesem Kapitel soll deshalb die mögliche Spannbreite eines Ladetarifs ermittelt werden. Hierfür wird die Grundersparnis der laufenden Kosten verschiedener Kleinwagen mit elektrischen und konventionellen Antrieben miteinander verglichen. Aus der Grundersparnis lässt sich das Potential für die Spannbreite eines Ladetarifs ableiten, da auch ein über einem Stromtarif für Haushalte liegender Tarif für Elektroautos für den Kunden rentabel sein kann.

Die Ersparnis basiert zum größten Teil auf der Verminderung von Kraftstoffkosten. Ein weiteres Einsparungspotential ergibt sich durch veränderte Rahmenbedingungen bei Versicherungen und Steuern.

Die Folgenden Berechnungen wurden zum großen Teil der Studienarbeit [64] am Fachgebiet *Regenerative Energien* der *TU Darmstadt* entnommen. Zunächst werden in Kapitel 7.1 technische und wirtschaftliche Daten verschiedener zurzeit am Markt erhältlicher Elektrofahrzeuge mit den Daten einiger Kleinwagen mit konventioneller Antriebstechnik verglichen. In Kapitel 7.2 werden für jedes Fahrzeug die jährlichen Kraftstoffkosten und hieraus das Einsparpotential von Elektrofahrzeugen ermittelt. Hieraus wird in Kapitel 7.3 das Gesamteinsparpotential abgeleitet, um einen maximal möglichen Ladetarif zu bestimmen (Kapitel 7.4).

7.1. Vergleich von Elektrofahrzeugen und konventionellen Kraftfahrzeugen

In der Studie [64] wurden Kleinwagen mit konventioneller Antriebstechnik mit zurzeit am Markt erhältlichen Elektrofahrzeugen verglichen. Es handelt sich dabei um die konventionellen Fahrzeuge Opel Corsa und VW Polo in verschiedenen Ausführungen sowohl mit Diesel- als auch mit Benzinantrieb. Als äquivalente Elektrofahrzeuge wurden in der Studie der REVA i-Lithium, REVA NXR, Fiat 500 E, Nissan Leaf und Luis 4 Green vorgestellt. Die relevanten Fahrzeugdaten sind in Tabelle 7-1 bis Tabelle 7-4 zusammengefasst.

Hersteller	VW			
Modell	Polo			
Leistung (kW/PS)	44 /60	51 /70	63 /85	77 /105
Höchstgeschwindigkeit (km/h)	157	165	177	190
Kraftstoff	Super			
Verbrauch innerorts (l/100 km)	7,3	7,3	8	6,8
Verbrauch außerorts (l/100 km)	4,5	4,5	4,7	4,5
Verbrauch kombiniert (l/100 km)	5,5	5,5	5,9	5,3
Listenpreis (€) ab	12.275	12.800	16.075	17.425

Tabelle 7-1: Technische Daten VW Polo mit Benzinantrieb, Quelle: [64] (S. 4)

Hersteller	Opel		
Modell	Corsa		
Leistung (kW/PS)	51/70	64/87	110/150
Höchstgeschwindigkeit (km/h)	160	173	210
Kraftstoff	Super		
Verbrauch innerorts (l/100 km)	6,9	7	8,1
Verbrauch außerorts (l/100 km)	4,4	4,6	9,7
Verbrauch kombiniert (l/100 km)	5,3	5,5	5,9
Listenpreis (€) ab	11.400	12.250	20.300

Tabelle 7-2: Technische Daten Opel Corsa mit Benzinantrieb, Quelle: [64] (S. 5)

Hersteller	VW			Opel	
Modell	Polo TDI			Corsa CDTI	
Leistung (kW/PS)	55/75	66/90	77/105	55/75	70/95
Höchstgeschwindigkeit (km/h)	170	180	190	163	173
Kraftstoff	Diesel				
Verbrauch innerorts (l/100 km)	4,6	5,1	5,1	5,3	5,4
Verbrauch außerorts (l/100 km)	3,3	3,6	3,6	3,6	3,8
Verbrauch kombiniert (l/100 km)	3,8	4,2	4,2	4,2	4,4
Listenpreis (€) ab	15.050	16.225	18.675	14.210	15.090

Tabelle 7-3: Technische Daten Opel Corsa und VW Polo mit Dieselantrieb, Quelle: [64] (S. 5)

Hersteller	Smiles	Smiles	Fiat	Nissan	Luis
Modell	REVA-i Lithium	REVA NXR	500 E	Leaf	4U Green
Leistung (kW)	13	25		80	27
Höchstgeschwindigkeit (km/h)	80	104	110	>140	90-120
Reichweite (km)	100	160	140	160	>200
Stromverbrauch (kWh/100 km)	17,6	8,75	14,79	15	12,5
Ladezeit (Normalladung/h)	8	6	8	<8	6-8
Ladeleistung (kW)	2,2	2,34	3	3,3	3,54
Batteriekapazität (kWh)	17,6	14	20,7	24	25/32
Sitzplätze	2+2	4	4	5	4
Listenpreis (€)	17.999	17.000	41.729	-	39.900

Tabelle 7-4: Technische Daten Elektroautos, Quelle: [64] (S. 5)

7.2. Einsparpotential von Elektroautos durch Verminderung der Kraftstoffkosten

Da Elektrofahrzeuge mit elektrischer Energie beladen werden, ergeben sich im Vergleich zu konventionellen Benzin- oder Dieselfahrzeugen veränderte Kraftstoffkosten. Da Elektroautos aufgrund der geringeren Reichweite und längeren Auftankzeiten zurzeit insbesondere für den Stadtverkehr bzw. Kurzstrecken geeignet sind, wurde in [64] für eine bessere Vergleichbarkeit die Kraftstoffkosten der Fahrzeuge mit Diesel- bzw. Benzinantrieb anhand des innerörtlichen Kraftstoffverbrauchs berechnet. Die zugrunde gelegten Kraftstoffkosten wurden im Vergleich zur ursprünglichen Studie für das Jahr 2011 erneuert und sind in Tabelle 7-5 zu finden. Hieraus ergeben sich im Folgenden veränderte Werte zur ursprünglichen Studie.

	Diesel	Super	Strom
Preis	1,40 €/l	1,52 €/l	0,2495 €/kWh ⁷²

Tabelle 7-5: Preise der Kraftstoffarten, vgl. [64] (S. 6)

Berücksichtigt man die Reichweitenrestriktion von 100 km für Elektrofahrzeuge, liegt die durchschnittliche Fahrstrecke pro Person und Tag in Deutschland bei 29,6 km⁷³. Dies entspricht in etwa einer Jahresfahrleistung von 11.000 km. In Tabelle 7-6 werden die Kraftstoffkosten der untersuchten Fahrzeuge exemplarisch für 10.000 km und 15.000 km vorgestellt⁷⁴.

	Verbrauch pro 100km	Kosten pro 100km	Kosten auf 10.000 km	Kosten auf 15.000 km
VW Polo - Super				
44 kW (60 PS)	7,30 l	11,10 €	1.109,60 €	1.664,40 €
51 kW (70 PS)	7,30 l	11,10 €	1.109,60 €	1.664,40 €
63 kW (85 PS)	8,00 l	12,16 €	1.216,00 €	1.824,00 €
77 kW (105 PS)	6,80 l	10,34 €	1.033,60 €	1.550,40 €
Opel Corsa - Super				
51 kW (70 PS)	6,90 l	10,49 €	1.048,80 €	1.573,20 €
64 kW (87 PS)	7,00 l	10,64 €	1.064,00 €	1.596,00 €
110kW (150 PS)	8,10 l	12,31 €	1.231,20 €	1.846,80 €
VW Polo - Diesel				
55 kW (75 PS)	4,60 l	6,44 €	644,00 €	966,00 €
66 kW (90 PS)	5,10 l	7,14 €	714,00 €	1.071,00 €
77 kW (105 PS)	5,10 l	7,14 €	714,00 €	1.071,00 €
Opel Corsa - Diesel				
55 kW (75 PS)	5,30 l	7,42 €	742,00 €	1.113,00 €
70 kW (95 PS)	5,40 l	7,56 €	756,00 €	1.134,00 €
Elektrofahrzeuge				
REVAi-Lithium	12,00 kWh	2,99 €	299,40 €	449,10 €
REVA NXR	8,75 kWh	2,18 €	218,31 €	327,47 €
Fiat 500 E	14,79 kWh	3,69 €	368,90 €	553,36 €
Nissan Leaf	15,00 kWh	3,74 €	374,25 €	561,38 €
Luis 4U Green	12,50 kWh	3,12 €	311,88 €	467,81 €

Tabelle 7-6: Kraftstoffkosten pro Jahr, vgl. [64] (S. 6)

⁷² Berechnung: *72,77 €/Monat*12 Monate/Jahr / 3500 kWh/Jahr=0,2495 €/kWh. Aus [88]

⁷³ Vgl. [4]

⁷⁴ Vgl. [64] Seite 6

Im Folgenden wird das mögliche Einsparpotential durch veränderte Kraftstoffkosten bei Nutzung eines Elektrofahrzeuges gegenüber einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor berechnet. Die Spanne des Einsparpotentials für die vorgestellten Elektroautos ist bei einer Fahrleistung von 10.000 km pro Jahr in Tabelle 7-7 und von 15.000 km pro Jahr in Tabelle 7-8 aufgetragen⁷⁵.

Einsparpotential bei jährlicher Fahrleistung von 10.000 km	REVAi-Lithium	REVA NXR	Fiat 500 E	Nissan Leaf	Luis 4U Green
Polo (77 kW)- Super	734 €	815 €	665 €	659 €	722 €
Corsa (110 kW) – Super	932 €	1.013 €	862 €	857 €	919 €
Polo (55 kW)- Diesel	345 €	426 €	275 €	270 €	332 €
Corsa (70 kW) - Diesel	457 €	538 €	387 €	382 €	444 €

Tabelle 7-7: Einsparpotential bei den Kraftstoffkosten bei einer Fahrleistung von 10.000 km pro Jahr, vgl. [64] (S. 7)

Einsparpotential bei jährlicher Fahrleistung von 15.000 km	REVAi-Lithium	REVA NXR	Fiat 500 E	Nissan Leaf	Luis 4U Green
Polo (77 kW)- Super	1.101 €	1.223 €	997 €	989 €	1.083 €
Corsa (110 kW) – Super	1.398 €	1.519 €	1.293 €	1.285 €	1.379 €
Polo (55 kW)- Diesel	517 €	639 €	413 €	405 €	498 €
Corsa (70 kW) - Diesel	685 €	807 €	581 €	573 €	666 €

Tabelle 7-8: Einsparpotential bei den Kraftstoffkosten bei einer Fahrleistung von 15.000 km pro Jahr, vgl. [64] (S. 7)

Für beide Fahrleistungen ergibt sich ein hohes Einsparpotential bzgl. der Kraftstoffkosten, welches bei den Fahrzeugen mit Benzinmotor deutlich über denen mit Dieselmotor liegt. Es ist auch ersichtlich, dass sich das Einsparpotential bei einer höheren Fahrleistung erhöht.

7.3. Gesamteinsparpotential

Fahrzeuge, die ausschließlich mit einem Elektromotor betrieben werden, haben einen steuerlichen Vorteil gegenüber konventionellen Fahrzeugen. Darüber hinaus ergeben sich unterschiedliche Versicherungstarife, welche zu zusätzlichen Einsparungen führen können. Zusätzlich sind Elektrofahrzeuge wartungs- und verschleißärmer als konventionelle Fahrzeuge und Fahrzeugnutzer können weitere, nicht direkt monetär bewertbare Vorteile in Anspruch nehmen, wie das Benutzen der Busspur oder kostenloses Parken in Städten.

In Tabelle 7-9 und Tabelle 7-10 ist das Gesamteinsparpotential inklusive KFZ-Steuer und Versicherung, bezogen auf die Betriebskosten der Elektroautos, im Vergleich zu den Fahrzeugen mit Diesel- bzw. Benzinantrieb aufgetragen. Für eine genaue Aufschlüsselung der Berechnung siehe [64] (S. 8-10).

⁷⁵ Vgl. [64] Seite 7

	REVAi-Lithium	REVA NXR	Fiat 500 E	Nissan Leaf	Luis 4U Green
VW Polo – Super					
44 kW (60 PS)	927,61 €	1.008,70 €	847,11 €	840,76 €	887,13 €
51 kW (70 PS)	927,61 €	1.008,70 €	847,11 €	840,76 €	887,13 €
63 kW (85 PS)	933,46 €	1.014,55 €	852,96 €	846,61 €	892,98 €
77 kW (105 PS)	717,06 €	798,15 €	636,56 €	630,21 €	676,58 €
Opel Corsa – Super					
51 kW (70 PS)	804,58 €	885,67 €	724,08 €	717,73 €	764,10 €
64 kW (87 PS)	831,78 €	912,87 €	751,28 €	744,93 €	791,30 €
110kW (150 PS)	1.253,11 €	1.334,20 €	1.172,61 €	1.166,26 €	1.212,63 €
VW Polo – Diesel					
55 kW (75 PS)	558,28 €	639,37 €	477,78 €	471,43 €	517,80 €
66 kW (90 PS)	666,28 €	747,37 €	585,78 €	579,43 €	625,80 €
77 kW (105 PS)	608,34 €	689,43 €	527,84 €	521,49 €	567,86 €
Opel Corsa – Diesel					
55 kW (75 PS)	582,86 €	663,95 €	502,36 €	496,01 €	542,38 €
70 kW (95 PS)	629,78 €	710,87 €	549,28 €	542,93 €	589,30 €

Tabelle 7-9: Gesamtes Einsparpotential pro Jahr bei einer jährlichen Fahrleistung von 10.000 km, vgl. [64] (S. 10)

	REVAi-Lithium	REVA NXR	Fiat 500 E	Nissan Leaf	Luis 4U Green
VW Polo - Super					
44 kW (60 PS)	1.339,06 €	1.460,69 €	1.223,80 €	1.214,78 €	1.292,35 €
51 kW (70 PS)	1.339,06 €	1.460,69 €	1.223,80 €	1.214,78 €	1.292,35 €
63 kW (85 PS)	1.398,01 €	1.519,64 €	1.282,75 €	1.273,73 €	1.351,30 €
77 kW (105 PS)	1.090,41 €	1.212,04 €	975,15 €	966,13 €	1.043,70 €
Opel Corsa - Super					
51 kW (70 PS)	1.182,76 €	1.304,39 €	1.067,50 €	1.058,48 €	1.136,05 €
64 kW (87 PS)	1.224,84 €	1.346,47 €	1.109,58 €	1.100,56 €	1.178,13 €
110kW (150 PS)	1.696,32 €	1.817,95 €	1.581,06 €	1.572,04 €	1.649,61 €
VW Polo - Diesel					
55 kW (75 PS)	738,08 €	859,71 €	622,82 €	613,80 €	691,37 €
66 kW (90 PS)	881,08 €	1.002,71 €	765,82 €	756,80 €	834,37 €
77 kW (105 PS)	820,16 €	941,79 €	704,90 €	695,88 €	773,45 €
Opel Corsa - Diesel					
55 kW (75 PS)	805,93 €	927,56 €	690,67 €	681,65 €	759,22 €
70 kW (95 PS)	861,56 €	983,19 €	746,30 €	737,28 €	814,85 €

Tabelle 7-10: Gesamtes Einsparpotential pro Jahr bei einer jährlichen Fahrleistung von 15.000 km, vgl. [64] (S. 11)

Aus den Tabellen geht deutlich hervor, dass das jährliche Einsparpotential in allen Fällen erheblich ist. Es liegt über alle betrachteten Fahrzeuge bei einer jährlichen Fahrleistung von 10.000 km bei durchschnittlich 761,38 € und bei einer jährlichen Fahrleistung von 15.000 km bei durchschnittlich 1.081,85 €.

7.4. Bestimmung eines maximalen Ladetarifs

Aus den in Kapitel 7.3 berechneten Werten des jährlichen Einsparpotentials kann für jeden Vergleichsfall ein maximaler Ladetarif bestimmt werden, für den die durch Elektromobilität mögliche Einsparung zu null wird. Diesen Tarif könnte ein Versorgungsunternehmen maximal wählen, damit die jährlichen Kosten für den Betrieb eines Elektroautos die jährlichen Kosten für den Betrieb eines konventionell betriebenen Fahrzeugs nicht übersteigen. Die Ergebnisse pro kWh sind in den Tabelle 7-11 für den Fall einer jährlichen Fahrleistung von 10.000 km und in Tabelle 7-12 für den Fall einer jährlichen Fahrleistung von 15.000 km aufgetragen.

	REVAi-Lithium	REVA NXR	Fiat 500 E	Nissan Leaf	Luis 4U Green
VW Polo - Super					
44 kW (60 PS)	1,023 €	1,402 €	0,822 €	0,810 €	0,959 €
51 kW (70 PS)	1,023 €	1,402 €	0,822 €	0,810 €	0,959 €
63 kW (85 PS)	1,027 €	1,409 €	0,826 €	0,814 €	0,964 €
77 kW (105 PS)	0,847 €	1,162 €	0,680 €	0,670 €	0,791 €
Opel Corsa - Super					
51 kW (70 PS)	0,920 €	1,262 €	0,739 €	0,728 €	0,861 €
64 kW (87 PS)	0,943 €	1,293 €	0,757 €	0,746 €	0,883 €
110kW (150 PS)	1,294 €	1,774 €	1,042 €	1,027 €	1,220 €
VW Polo - Diesel					
55 kW (75 PS)	0,715 €	0,980 €	0,572 €	0,564 €	0,664 €
66 kW (90 PS)	0,805 €	1,104 €	0,645 €	0,636 €	0,750 €
77 kW (105 PS)	0,756 €	1,037 €	0,606 €	0,597 €	0,704 €
Opel Corsa - Diesel					
55 kW (75 PS)	0,735 €	1,008 €	0,589 €	0,580 €	0,683 €
70 kW (95 PS)	0,774 €	1,062 €	0,621 €	0,611 €	0,721 €

Tabelle 7-11: Maximal wählbarer Ladetarif pro Vergleichsfall bei einer jährlichen Fahrleistung von 10.000 km

	REVAi-Lithium	REVA NXR	Fiat 500 E	Nissan Leaf	Luis 4U Green
VW Polo - Super					
44 kW (60 PS)	0,993 €	1,362 €	0,801 €	0,789 €	0,939 €
51 kW (70 PS)	0,993 €	1,362 €	0,801 €	0,789 €	0,939 €
63 kW (85 PS)	1,026 €	1,407 €	0,828 €	0,816 €	0,970 €
77 kW (105 PS)	0,855 €	1,173 €	0,689 €	0,679 €	0,806 €
Opel Corsa - Super					
51 kW (70 PS)	0,907 €	1,243 €	0,731 €	0,720 €	0,855 €
64 kW (87 PS)	0,930 €	1,275 €	0,750 €	0,739 €	0,878 €
110kW (150 PS)	1,192 €	1,635 €	0,962 €	0,948 €	1,129 €
VW Polo - Diesel					
55 kW (75 PS)	0,660 €	0,905 €	0,530 €	0,522 €	0,618 €
66 kW (90 PS)	0,739 €	1,013 €	0,595 €	0,586 €	0,694 €
77 kW (105 PS)	0,705 €	0,967 €	0,567 €	0,559 €	0,662 €
Opel Corsa - Diesel					
55 kW (75 PS)	0,697 €	0,956 €	0,561 €	0,552 €	0,654 €
70 kW (95 PS)	0,728 €	0,999 €	0,586 €	0,577 €	0,684 €

Tabelle 7-12: Maximal wählbarer Ladetarif pro Vergleichsfall bei einer jährlichen Fahrleistung von 15.000 km

Für eine jährlichen Fahrleistung von 10.000 km liegt der Durchschnitt des maximalen Ladetarifs bei 0,887 €/kWh und für eine jährliche Fahrleistung von 15.000 km bei 0,854 €/kWh. Damit für jeden Vergleichsfall die jährlichen Kosten eines Elektroautos die jährlichen Kosten eines konventionellen Autos nicht übersteigen, ist jedoch der niedrigste Wert der Vergleichsfälle für den maximalen Ladetarif des Versorgungsunternehmens das entscheidende Kriterium.

In beiden Tabellen ergibt sich aus dem Vergleichsfall *Nissan Leaf* zum leistungsschwächsten Dieselfahrzeug, dem *VW-Polo*, der niedrigste maximal wählbare Ladetarif, der bei einer jährlichen Fahrleistung von 10.000 km bei 0,564 €/kWh und bei einer jährlichen Fahrleistung von 15.000 km bei 0,522 €/kWh liegt.

Aus diesen Werten ergibt sich, dass bei einem Ladetarif von maximal etwa 0,5 €/kWh, der bei etwa dem doppelten heutigen Preise für Privathaushalte von 0,2495 €/kWh liegt, die laufenden Kosten eines Elektrofahrzeugs für die betrachteten Fälle nicht höher als die eines konventionellen Fahrzeugs liegen.

Ob dieses Potential jedoch für die gesamte Spannbreite eines Ladetarifs genutzt werden kann, ist durchaus fraglich.

Zum einen werden Käufer von Elektrofahrzeugen für eine Gesamtwirtschaftlichkeitsbetrachtung auch immer den Kaufpreis des Fahrzeugs mit einbeziehen, der bei Elektrofahrzeugen zurzeit deutlich höher als bei konventionellen Fahrzeugen liegt. In eine Kaufentscheidung fließen somit Anschaffungskosten und laufende Kosten ein. Elektrofahrzeuge werden sich somit für den Käufer nur lohnen, wenn die erhöhten Anschaffungskosten durch geringere laufende Kosten ausgeglichen werden können.

Zum anderen ist es zweifelhaft, ob ein Ladetarif für Elektrofahrzeuge, der über einem Stromtarif für Haushalte liegt, wirtschaftlich durchsetzbar ist und vom Kunden angenommen wird. Es ist wahrscheinlich, dass in den meisten Fällen zunächst Elektroautos im privaten Bereich an normalen Haushaltssteckdosen aufgeladen werden. Für die allermeisten Aufladevorgänge ist eine solche Aufladung ausreichend. Nur in dem Fall, in dem sich die Industrie grundlegend gegen ein Aufladekonzept mit gewöhnlichen Haushaltssteckdosen entscheidet, sind Ladetarife im privaten Bereich leicht durchsetzbar, welche über den Haushaltstarifen liegen. Diese wären aber mit erhöhten Infrastrukturkosten verbunden und würden die Durchsetzung von Elektromobilität gefährden.

Potentiale für Sondertarife ergeben sich somit größtenteils nur im öffentlichen oder halböffentlichen Bereich und für Sonderleistungen wie Schnellaufladungen.

Jedoch sind auch schon bei normalen dynamischen Haushaltstarifen, die aufgrund einer ansteigenden Smart-metering Infrastruktur zunehmen werden, vergleichbar große Potentiale erkennbar. Preisliche Unterschiede im niedrigen zweistelligen Eurocent-Bereich pro kWh werden schon heutzutage im Stundenhandel an der EEX erreicht. Der Vorteil von G2V gegenüber V2G liegt hierbei klar in der Tatsache begründet, dass zum einen keine bidirektionalen Ladegeräte benötigt werden, und dass zum anderen die Zyklenzahl der Batterie nicht erhöht wird. Somit bleiben dem Fahrzeugnutzer die durch G2V erzielten Einnahmen als Gewinn erhalten.

8. Zusammenfassung und Fazit

In der *Begleitforschungs-Studie Elektromobilität* wurden die technischen und wirtschaftlichen Potentiale der Unterstützung des deutschen Stromnetzes durch Elektromobilität mittels von G2V und V2G bei einem Bestand von einer bis fünf Millionen Elektrofahrzeugen untersucht.

Aus umwelttechnischen Gesichtspunkten ist eine Nutzung der entstehenden Potentiale positiv zu bewerten. Soweit Elektrofahrzeuge in ihrer Betriebsphase mit Energie aus regenerativen Quellen betrieben werden, kann die Ökobilanz im Vergleich zu Fahrzeugen mit Elektromotor verbessert werden. Ressourcen-Engpässen kann durch Recycling entgegengewirkt werden.

Bei den sich ergebenden Marktdurchdringungsraten bleiben die Auswirkungen von Elektromobilität auf die Netzinfrastruktur bei einem ungesteuerten Beladen sehr gering. Nur vereinzelt werden aufgrund von Überlastungen Netznachrüstungen nötig. Da durch ein gesteuertes Beladen (grid-to-vehicle) die Rate gleichzeitig ladender Fahrzeuge künstlich erhöht werden kann, steigert dies jedoch die Wahrscheinlichkeit von Überlastungen. Deshalb müssen in diesem Fall Last- und Netzmanagement koordiniert werden.

Da durch Elektromobilität induzierte Ladepeaks mit Nachfragepeaks zeitlich zusammenfallen, ist sowohl für eine lokale Netzentlastung, als auch für eine übergeordnete Regelung eine zeitliche Verschiebung der Aufladung eine einfache und effektive Möglichkeit, Lastmanagement zu betreiben.

Eine leicht umsetzbare Möglichkeit der Steuerung stellen zeitvariable Tarife dar, welche schon in einem frühen Stadium der Entwicklung von Elektromobilität möglich sind. Bei einer weiteren Marktdurchdringung werden dynamische Tarife, und durch Lastverlagerung die Bereitstellung von negativer Regelleistung denkbar. Das Verlagerungspotential ist hierfür groß, da das Einsparpotential für Fahrzeugnutzer durch aktive Steuerung des Ladevorgangs sehr hoch ist. Zur Verdeutlichung wurde in dieser Studie ein maximaler Ladetarif von etwa 0,5 €/kWh hergeleitet, den ein Fahrzeugnutzer durch aktive Ladesteuerung vermeiden kann.

Eine ganzlichere Steuerung stellt die Rückspeisung elektrischer Energie aus Batterien von Elektroautos (vehicle-to-grid) dar. Für V2G ergibt sich eine Vielzahl von Anwendungsgebieten. Zum einen kann Energie für verschiedene Anwendungsgebiete zwischengespeichert werden, um Energieversorgern und Händlern die Optimierung ihres Geschäftsmodells zu ermöglichen. Hierunter fallen Fahrplangeschäfte, Effizienzerhöhungen für Betreiber konventioneller Kraftwerke und die Zwischenspeicherung von Energie aus regenerativen Quellen. Zum anderen kann positive und negative Regelleistung erbracht werden, da elektrische Leistung im Millisekunden-Bereich abrufbar ist.

Um jedoch die zusätzliche Möglichkeit der Rückspeisung zu ermöglichen, sind in der Ladeinfrastruktur zusätzliche Komponenten, wie ein bidirektionales Ladegerät mit Wechselrichter und Sicherungseinrichtungen nötig, deren Einsatz mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist der Einbau einer V2G-fähigen Ladeinfrastruktur deshalb nur darstellbar, wenn auf diese Weise genügend Einnahmen generiert werden können.

Der entscheidende Faktor, ob sich Fahrzeugbatterien als wirtschaftliche Alternative zur Speicherung von Energie aus regenerativen Quellen darstellen lassen, ist die zukünftige Entwicklung der Batteriesysteme. Neben dem auf den Energieinhalt bezogenen Batteriepries und den zusätzlichen Kosten der bidirektionalen Ladeanbindung kann die Lebensdauer der Batterie ein entscheidender Faktor sein. Da Fahrzeugbatterien eine von der Anzahl der gefahrenen Zyklen abhängige Lebensdauer aufweisen, ist hierbei das wichtigste Kriterium die Zyklenfestigkeit. Zum einen setzt V2G die Lebensdauer der Batterie durch das Fahren zusätzlicher Zyklen herunter, zum anderen kann ein schonender Umgang mit der Batterie die Lebensdauer erhöhen, so dass sich möglicherweise keine Kapazitäten für V2G ergeben.

Bedeutend für die Wirtschaftlichkeit von V2G kann das Verhältnis von Batterielebensdauer zur Lebensdauer des Fahrzeugs sein. Falls die Batteriesysteme die Lebensdauer des Fahrzeugs übersteigen, kann V2G wirtschaftlich sinnvoll sein, im umgekehrten Fall möglicherweise nicht.

Das technische Potential für V2G wurde mittels Szenarioanalyse bestimmt. Es variiert deutlich über die drei ermittelten Szenarien und liegt in etwa in der Größenordnung der gesamten deutschen Pumpspeicherkraftwerke, wobei das Verhältnis von Energieinhalt zu Leistungsbereitstellung bei Fahrzeugbatterien deutlich geringer als bei Pumpspeichern ist.

Daraus ergeben sich nutzbare Speicherzeiten im Bereich von Sekunden bis zu mehreren Stunden. Sie sind somit vor allem als Tagesspeicher für den Lastausgleich interessant. Konkurrierende Speichertechnologien wie Pump- oder Druckluftspeicher sind in diesem Bereich jedoch deutlich kostengünstiger.

Für eine Zwischenspeicherung von Energie aus regenerativen Quellen über einen längeren Zeitraum von mehreren Tagen hinweg sind Fahrzeugbatterien zwar wirtschaftlich konkurrenzfähig zu anderen Speichertechnologien, doch reicht deren Speicherkapazität nicht aus, um einen ansatzweise relevanten Bedarf zu decken.

Aus diesen Gründen sind Fahrzeugbatterien für die Zwischenspeicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen aus der heutigen Perspektive ungeeignet.

Da deutsche Studien darüber hinaus dargestellt haben, dass die jährlichen Einnahmen von V2G durch die Bereitstellung von Regelleistung relativ gering ausfallen, ist unter heutigen Bedingungen die Wirtschaftlichkeit von V2G fraglich und in diesem Fall der damit verbundene Einbau bidirektionaler Ladegeräte nicht lohnenswert.

Für ein gesteuertes Beladen sind die wirtschaftlichen und technischen Potentiale jedoch groß und sollten genutzt werden. Da dem Fahrzeugbesitzer durch G2V keine finanziellen Nachteile entstehen, können für diesen zusätzliche Einnahmen generiert werden, während die Energiewirtschaft das gesteuerte Beladen für Netzdienstleistung und eine Lastverschiebung nutzen kann.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Auszug aus der DIN IEC 61851-1	5
Abbildung 2-2: Anschluss „Mennekes“ (IEC Typ 2)	5
Abbildung 2-3: Anteil der Parkzeiten nach Dauer und Ort innerhalb eines Werktages, Quelle: [3] Seite 7	6
Abbildung 2-4: Vergleich zweier Ladevorgänge mit unterschiedlichen Maximalleistungen. Blau: geringe Ladeleistung, rot: Schnellladung, Quelle: [4] Seite 126	7
Abbildung 2-5: Transformatorbelastung in verschiedenen modellierten Niederspannungsnetzen bei einer Ladeleistung von 11 kW pro Fahrzeug, Quelle: [3] Seite 9	9
Abbildung 2-6: Einfluss von Elektromobilität auf ein vorstädtisches Verteilungsnetz, nach Quelle [10]	10
Abbildung 2-7: Gegenüberstellung von Grenzwertverletzungen zweier Verteilnetzgebiete in einer vorstädtischen Region, Quelle: [11] Seite 4	11
Abbildung 2-8: Betrachtete Faktoren für eine Ökobilanz einer Batterie, Quelle [72]	12
Abbildung 2-9: Herstellungsmaterialien einer LiMn ₂ O ₄ -Batterie, Quelle: [68]	13
Abbildung 2-10: Massemäßige Zusammensetzung eines Kilogramms der ausgewählten Li-Ion Zelle, Quelle: [68]	13
Abbildung 2-11: Beurteilung der Umweltwirkungen: Ecoindicator 99 (EI99 H/A), kumulierter, nicht erneuerbarer Energieaufwand (CED n. r.), Treibhausgasemissionen mit Zeithorizont 100 Jahre (GWP 100a), abiotischer Ressourcenverbrauch (ADP), Quelle: [68]	14
Abbildung 2-12: Vergleich eines Autos mit Verbrennungsmotor (ICEV, Wert in % des BEV) und eines batteriebetriebenen Autos (BEV, Wert auf 100 % festgelegt) bezüglich der vier Bewertungsmethoden: abiotischer Ressourcenverbrauch (ADP), Treibhausgasemissionen mit Zeithorizont 100 Jahre (GWP 100a), kumulierter, nicht erneuerbarer Energieaufwand (CED), Ecoindicator 99 (EI 99 H/A), Quelle: [75] (S. 6552)	15
Abbildung 2-13: Vergleich der Umweltbelastung mit der Methode der ökologischen Knappheit verschiedener Fahrzeuge pro Personenkilometer (pkm) bezüglich des Anfallsbereichs der Belastung, Quelle: [77]	16
Abbildung 2-14: Vergleich der Umweltbelastung mit der Methode der ökologischen Knappheit verschiedener Fahrzeuge pro Personenkilometer (pkm) bezüglich des Anfallsbereichs der Belastung, Quelle: [78]	17
Abbildung 2-15: Vergleich der Umweltbelastung mit der Methode der ökologischen Knappheit verschiedener Fahrzeuge pro Personenkilometer (pkm) bezüglich der Belastungsart, Quelle: [78]	17
Abbildung 2-16: Umweltwirkung ausgesuchter Rohstoffe, Quelle: [85]	19
Abbildung 4-1: Die sieben Modellprojekte von IKT für Elektromobilität auf einen Blick, Quelle: [37]	26
Abbildung 5-1: Wochenverlauf des Standverhaltens aller PKW und PKW mit einer Tagesfahrleistung von unter 100 km. Quelle: [64]	35
Abbildung 5-2: Anteil V2G-fähiger Elektrofahrzeuge in Szenario 1 mit einer Tagesfahrleistung von unter 100 km	38
Abbildung 5-3: Anteil V2G-fähiger Elektrofahrzeuge in Szenario 2 mit einer Tagesfahrleistung von unter 150 km	39
Abbildung 5-4: Anteil V2G-fähiger Elektrofahrzeuge in Szenario 3 mit einer Tagesfahrleistung von unter 250 km	40
Abbildung 5-5: Potentialvergleich der drei Szenarien mit dem Gesamtpotential heutiger Pumpspeicherkraftwerke	42
Abbildung 6-1: Materialkombinationen von Lithium-Ionen Batterien im Einsatz oder im Entwicklungsstadium, Quelle: [4] S. 104	46
Abbildung 6-2: Kostenprognose (in Dollar) für Li-Ionen-Batterien in drei Szenarien bis zum Jahr 2030, Quelle: [70]	47
Abbildung 6-3: Vergleich der Vollkosten für relevante Speichersysteme mit Wochenspeicherung, Quelle: [71] (S. 119)	49

Abbildung 6-4: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme mit Tagesspeicherung und Antwortzeiten im Minutenbereich, Quelle: [71] (S. 119)	50
Abbildung 6-5: Vergleich der Vollkosten für Speichersysteme mit Tagesspeicherung und Antwortzeiten unter einer Sekunde, Quelle: [71] (S. 119)	50

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Typische denkbare Anschlussleistungen für On-board Ladegeräte	4
Tabelle 2-2: Prozentuale Aufschlüsselung der wichtigsten Masseanteile einer ausgewählten Li-Ion Zelle, Quelle: [68]	13
Tabelle 5-1: Einflussbereiche und Einflussfaktoren der Szenarioanalyse	37
Tabelle 5-2: Zusammenfassung der einzelnen Szenarien als Berechnungsgrundlage der verfügbaren Gesamtleistung	41
Tabelle 5-3: Zusammenfassung der einzelnen Szenarien als Berechnungsgrundlage der verfügbaren Gesamtenergie	41
Tabelle 5-4: Potentialvergleich der drei Szenarien mit dem Gesamtpotential heutiger Pumpspeicherkraftwerke	42
Tabelle 6-1: Physikalische Parameter einer ausgewählten Li-Ion Zelle, Quelle: [68]	46
Tabelle 6-2: Eigenschaften relevanter Speichertechnologien, Quellen: [71], [89]	48
Tabelle 7-1: Technische Daten VW Polo mit Benzinantrieb, Quelle: [64] (S. 4)	53
Tabelle 7-2: Technische Daten Opel Corsa mit Benzinantrieb, Quelle: [64] (S. 5)	53
Tabelle 7-3: Technische Daten Opel Corsa und VW Polo mit Dieselantrieb, Quelle: [64] (S. 5)	53
Tabelle 7-4: Technische Daten Elektroautos, Quelle: [64] (S. 5)	53
Tabelle 7-5: Preise der Kraftstoffarten, vgl. [64] (S. 6)	54
Tabelle 7-6: Kraftstoffkosten pro Jahr, vgl. [64] (S. 6)	54
Tabelle 7-7: Einsparpotential bei den Kraftstoffkosten bei einer Fahrleistung von 10.000 km pro Jahr, vgl. [64] (S. 7)	55
Tabelle 7-8: Einsparpotential bei den Kraftstoffkosten bei einer Fahrleistung von 15.000 km pro Jahr, vgl. [64] (S. 7)	55
Tabelle 7-9: Gesamtes Einsparpotential pro Jahr bei einer jährlichen Fahrleistung von 10.000 km, vgl. [64] (S. 10)	56
Tabelle 7-10: Gesamtes Einsparpotential pro Jahr bei einer jährlichen Fahrleistung von 15.000 km, vgl. [64] (S. 11)	56
Tabelle 7-11: Maximal wählbarer Ladetarif pro Vergleichsfall bei einer jährlichen Fahrleistung von 10.000 km	57
Tabelle 7-12: Maximal wählbarer Ladetarif pro Vergleichsfall bei einer jährlichen Fahrleistung von 15.000 km	57

Abkürzungsverzeichnis

CAES	Compressed Air Energy Storage
BEV	Battery electric vehicle (Elektrofahrzeug)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
f.	nach einer Seitenzahl: und folgende Seite
ff	nach einer Seitenzahl: und folgende Seiten
G2V	Grid-to-vehicle
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HS	Hochspannung
ICEV	Internal combustion engine vehicle (Fahrzeug mit Verbrennungsmotor)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
S.	Seite
SOC	State of Charge, Ladezustand einer Batterie
TWh	Terawattstunde
u.a.	unter anderem
V2G	Vehicle-to-grid
vgl.	vergleiche
z.B.	zum Beispiel

Literaturverzeichnis

1. KEMPTON, WILLET / LETENDRE, STEVEN (1997): "Electric Vehicles as a New Source of Power for Electric Utilities". In: *Transportation Research* 2(3): S. 157-175. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.udel.edu/V2G/docs/Kempton-Letendre-97.pdf>
2. Homepage der University of Delaware: *Vehicle to Grid Technology – Articles and Papers*. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.udel.edu/V2G/page7/page3/page3.html>
3. REHTANZ, CHRISTIAN / ROLINK, JOHANNES (2010): „Netzintegration und Lastmanagement von Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen“. In: *ETG-Mitgliederinformation 2010 (2)*: S. 6-10.
4. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2010): *VDE-Studie: Elektrofahrzeuge - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf - Gesamttext*. VDE/ETG Frankfurt am Main.
5. LUNZ, BENEDIKT / DONCKER, RIK, W., DE / SAUER, UWE (2010): „Analyse von Ladeinfrastrukturkonzepten für Elektromobilität“. In: *VDE Kongress 2010 - E-Mobility Technologien-Infrastruktur-Märkte - Kongressbeiträge - 8.-9. November 2010 Congress Center Leipzig*: Beitrag 102. ISBN 978-3-8007-3304-0
6. Homepage von RWE-mobility: *RWE e-mobility – Ladeboxen*. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.rwe-mobility.com/web/cms/de/332002/rwemobility/produkte/ladeboxen/>
7. E.ON AG: *Elektromobilität. mit Strom unterwegs*. Werbeprospekt. E.ON AG München. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://apps.eon.com/documents/EON_Elektromobil_FINAL.pdf
8. Siemens AG (2010): *Charge CP700A. Die Ladesäule mit eingebauter Sicherheit*. Werbeprospekt. Siemens AG Erlangen. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/energy-topics/electromobility/downloads/260_101180_WS_CP700A_D.pdf
9. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI: *Forschungsergebnisse im Bereich Beladungsinfrastruktur*. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.fraunhofer-isi-cms.de/elektromobilitaet/Media/forschungsergebnisse/12795511297019-77.22.102.21-6.1.3._Beladungsinfrastruktur.pdf
10. POLLOK, THOMAS [et al.] (2009): *Technical Assessment of Dispersed Electric Vehicles in Medium Voltage Distribution Networks*. 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2009) Prag, Tschechische Republic, 8.-11. Juni 2009: Paper 0887. ISBN: 978-1-84919-126-5. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.cired.be/CIRED09/pdfs/CIRED2009_0887_Paper.pdf
11. POLLOK, THOMAS [et al.] (2010): „Flottenversuch Elektromobilität. Netzmanagementstrategien mittels elektrifizierter Fahrzeugflotten“. In: *VDE Kongress 2010 - E-Mobility Technologien-Infrastruktur-Märkte - Kongressbeiträge - 8.-9. November 2010 Congress Center Leipzig*: Beitrag 108. ISBN 978-3-8007-3304-0
12. GESKE, MARTIN / LIPIEC, KAMIL / KOMARNICKI, PRZEMYSŁAW (2010): *Influence of Electric Mobility on Medium- and Low-voltage Power Grids*. 55th IWK — Internationales Wissenschaftliches Kolloquium, Ilmenau, September 2010.

-
13. KAHLEN, CHRISTOPH [et al.] (2010): „Einflüsse und Auswirkungen von Elektromobilität auf das Energieversorgungsnetz sowie Anforderungen und Voraussetzungen für eine interoperable Netzintegration“. In: VDE Kongress 2010 - E-Mobility Technologien-Infrastruktur-Märkte - Kongressbeiträge - 8.-9. November 2010 Congress Center Leipzig: Beitrag 114. ISBN 978-3-8007-3304-0
 14. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (2004): *Operation Handbook*. UCTE Brüssel. Online (abgerufen am 01.07.2010):
http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/542UCTE_Operation_Handbook.pdf
 15. Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW (2007): *TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. VDN Berlin. Online (abgerufen am 01.07.2010):
[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode2007.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode2007.pdf)
 16. Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW (2003): *TransmissionCode 2003, Anhang D 1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB (Stand August 2003)*. VDN Berlin. Online (abgerufen am 01.07.2010):
[http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_TransmissionCode_2007_Netz-_und_Systemregeln_der_deutschen_uebertragungsnetzbetreibe_Anhang_D_1/\\$file/Anhang_D1_PRL.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_TransmissionCode_2007_Netz-_und_Systemregeln_der_deutschen_uebertragungsnetzbetreibe_Anhang_D_1/$file/Anhang_D1_PRL.pdf)
 17. Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW (2009): *TransmissionCode 2007, Anhang D2 Teil 1: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB*. VDN Berlin. Online (abgerufen am 01.07.2010):
[http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7B6ERD_NetzCodes_und_Richtlinien/\\$file/2009-11-01_FNN_TC2007_Anhang%20D2-1.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7B6ERD_NetzCodes_und_Richtlinien/$file/2009-11-01_FNN_TC2007_Anhang%20D2-1.pdf)
 18. Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW (2007): *TransmissionCode 2007, Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung*. VDN Berlin. Online (abgerufen am 01.07.2010):
[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/Anhang_D_3_MRL_2007-08-24.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/Anhang_D_3_MRL_2007-08-24.pdf)
 19. Homepage von regelleistung.net, der Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung: *Primärregelleistung*. Online (abgerufen am 01.07.2010):
https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/ausschreibung_prl.jsp
 20. Homepage von regelleistung.net, der Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung: *Ausschreibungen – Übersicht / Ergebnisse*. Online (abgerufen am 01.07.2010):
<https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/publicAusschreibungen/PublicAusschreibungenController.jsp>
 21. Deutschen Energie-Agentur GmbH (2005): *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. dena Berlin. Online (abgerufen am 01.07.2010):
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie_1/dena-Netzstudie_1.pdf
 22. Homepage der Amprion GmbH: *Bilanzkreisführung*. Online (abgerufen am 01.07.2010):
<http://www.amprion.net/bilanzkreisfuehrung>

-
23. Homepage des statistischen Bundesamtes Deutschland: *Anteil der erneuerbaren Energieträger am Bruttostrom- und Primärenergieverbrauch ab 1991*. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Energie/Tabellen/Content50/ErneuerbareEnergie,templateId=renderPrint.psml>
 24. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf
 25. Spiegel-online (2011): *Öko-Zukunftsplan bevorzugt die Konzerne*. Zeitungsartikel. erschienen am 05. Mai 2011. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/0,1518,760833,00.html>
 26. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011): *Hintergrundinformationen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2020*. Mai 2011. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_ausbau_ee_bf.pdf
 27. Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010): *100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Stellungnahme*. SRU Mai 2010. Nr. 15. ISSN 1612-2968. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.umweltrat.de/cae/servlet/contentblob/1001596/publicationFile/66394/2010_05_Stellung_15_erneuerbareStromversorgung.pdf
 28. Schleswig-Holsteinischer Landtag, 17. Wahlperiode (2010): *Kleine Anfrage des Abgeordneten Bernd Voß (Bündnis 90/Die Grünen) und Antwort der Landesregierung – Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr*. Drucksache 17/1054. 14. Dezember 2010. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.landtag.ltsh.de/infoteh/wahl17/drucks/1000/drucksache-17-1054.pdf>
 29. Homepage des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Elektromobilität. Umweltfreundlich und zukunftsfähig!* Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Wirtschaft/Industrie/elektromobilitaet,did=329150.html>
 30. Die Bundesregierung (2009): *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*. August 2009. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/nationaler-entwicklungsplan-elektromobilitaet-der-bundesregierung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
 31. Homepage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (2010): *Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (GGEMO) nimmt Fahrt auf*. Pressemitteilung. 01. Februar 2010. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=329290.html>
 32. Homepage des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): *Nationale Plattform Elektromobilität*. 24. Mai 2010. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.bmu.de/verkehr/elektromobilitaet/nationale_plattform_elektromobilitaet/doc/45970.php

-
33. Homepage der Bundesregierung (2010): *Etablierung der Nationalen Plattform Elektromobilität - Gemeinsame Erklärung von Bundesregierung und deutscher Industrie*. 03. Mai 2010. Online (abgerufen am 01.07.2010):
<http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2010/05/2010-05-03-elektromobilitaet-erklaerung.html>
 34. Arbeitsgruppe 3 „Ladeinfrastruktur und Netzintegration“ der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) (2010): *Nationale Plattform Elektromobilität. Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3. Lade-Infrastruktur und Netzintegration*. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (GGEMO). 30. November 2010. Online (abgerufen am 01.07.2010):
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/zwischenbericht_emob_ag3_bf.pdf
 35. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie [et al.] (2009): *Auszug aus dem Bericht an den Haushaltsausschuss Konjunkturpaket II, Ziffer 9 Fokus "Elektromobilität"*. 10. März 2009. Online (abgerufen am 01.07.2010):
http://www.foerderinfo.bund.de/_media/elektromobilitaet_konjunkturpaket_ii.pdf
 36. Homepage von IKT für Elektromobilität: *IKT für EM auf einen Blick*. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.ikt-em.de/de/12.php>
 37. Homepage von IKT für Elektromobilität: *Modellprojekte des Förderprogramms IKT für Elektromobilität*. Online (abgerufen am 01.07.2010):
<http://www.ikt-em.de/de/modellregionen.php>
 38. Homepage von MeRegio Mobil: *Lösung - Stationen einer intelligenten Lade- und Rückspeiseinfrastruktur*. Online (abgerufen am 01.07.2010):
<http://www.meregio-mobil.de/index.php?page=loesung-infrastruktur>
 39. REINER, ULRICH [et al.] (2009): „Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems“. In: Internationaler ETG-Kongress 2009 (ETG-FB 118): S. 329-334. Online (abgerufen am 01.07.2010):
http://www.ieh.kit.edu/rd_download/FT1_P5_6_Ulrich_Reiner.pdf
 40. PAETZ, ALEXANDRA-GWYN / JOCHEM, PATRICK / FICHTNER, WOLF (2010): „Smart Home & E-Mobility – Effekte von Anreizsystemen“. In: VDE Kongress 2010 - E-Mobility Technologien-Infrastruktur-Märkte - Kongressbeiträge - 8.-9. November 2010 Congress Center Leipzig: Beitrag 121. ISBN 978-3-8007-3304-0
 41. Homepage von IKT für Elektromobilität: *Modellprojekte – GridSurfer – Inter-urbane Integration von Elektrofahrzeugen in Energiesysteme inklusive Batteriewechselkonzept*. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.ikt-em.de/de/GridSurfer.php>
 42. SCHERFKE, STEFAN [et al.] (2010): „Simulationsbasierte Untersuchungen zur Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz“. In: VDE Kongress 2010 - E-Mobility Technologien-Infrastruktur-Märkte - Kongressbeiträge - 8.-9. November 2010 Congress Center Leipzig: Beitrag 112. ISBN 978-3-8007-3304-0
 43. Homepage von pt-elektromobilität: *Projekte - Feldversuche Elektromobilität im PKW-Verkehr*. Online (abgerufen am 01.07.2010):
<http://www.pt-elektromobilitaet.de/projekte/pkw-feldversuche>

-
44. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2009): *Erste Änderung der Bekanntmachung über die Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich Elektromobilität. Vom 3. August 2009*. Online (abgerufen am 01.07.2010):
http://www.bmu.de/files/verkehr/downloads/application/pdf/foerderbekanntmachung_elektromobilitaet_erste_aenderungsbekanntmachung_bf.pdf
 45. Homepage des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2009): *Luft · Lärm · Verkehr – Verkehr – Elektromobilität – BMU Förderprogramm – Förderschwerpunkte des BMU*. Online (abgerufen am 01.07.2010):
<http://www.bmu.de/verkehr/elektromobilitaet/bmu-foerderprogramm/doc/45032.php>
 46. Homepage des Distributed Artificial Intelligence Laboratory: *Projekte – abgeschlossene Projekte – Mini E powered by Vattenfall*. Online (abgerufen am 01.07.2010):
http://www.dai-labor.de/act/abgeschlossene_projekte/mini_e_powered_by_vattenfall/
 47. Homepage des Distributed Artificial Intelligence Laboratory: *Projekte – laufende Projekte – Gesteuertes Laden V2.0*. Online (abgerufen am 01.07.2010):
http://www.dai-labor.de/act/laufende_projekte/gesteuertes_laden_v20/
 48. LANDECK, ERIK (2010): „Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids?“. In: VDE Kongress 2010 - E-Mobility Technologien-Infrastruktur-Märkte - Kongressbeiträge - 8.-9. November 2010 Congress Center Leipzig: Beitrag 105. ISBN 978-3-8007-3304-0
 49. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: *Netzintegration von Elektrofahrzeugen*. Informationsbroschüre. Online (abgerufen am 01.07.2010):
<http://www.ise.fraunhofer.de/veroeffentlichungen/infomaterial/broschuren-und-produktinformationen/regenerative-stromversorgung/vehicle-to-grid-netzintegration-von-elektrofahrzeugen-v2g>
 50. DALLINGER, DAVID / KRAMPE, DANIEL / WIETSCHHEL, MARTIN (2010): *Vehicle-to-grid regulation based on a dynamic simulation of mobility behavior*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Working Papers Sustainability and Innovation. No. S 4/2010. Online (abgerufen am 01.07.2010):
http://isi.fraunhofer.de/isi-de/e/publikationen/workingpapers_sustainability_innovation.php
 51. DÖSCHER, TIMO / WILLE-HAUSSMANN, BERNHARD / LINK, JOCHEN (2009): *Evaluation of Technical Integration of Electric Mobility into the Grid*. EVS24 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium. Stavanger. 13-16 Mai 2009.
 52. Technische Universität Berlin (2011): *Forschungsnetzwerk Elektromobilität an der TU Berlin*. Informationsbroschüre. Online (abgerufen am 01.07.2010):
http://www.mpm.tu-berlin.de/fileadmin/fg89/PDFs/Forschung/Elektromobilitaet/TUB_Forschungsnetzwerk_E-Mobilitaet_Conti_11-01-18.pdf
 53. MISCHINGER, STEFAN / ECKSTEIN, JOHANNES / STRUNZ, KAI (2011): *Economic Analysis of Commuter Profiles for Vehicle-to-Grid Application*. Vortrag. Beitrag zur Tagung „Kraftwerk Batterie – Lösungen für Automobil und Energieversorgung“, Aachen, 01.-02. März 2011. Online (abgerufen am 01.07.2010):
http://www.net-elan.de/lw_resource/datapool/publications/Economic_Analysis_Commuter_Profiles_f_V2G.pdf

-
54. Homepage von NET-ELAN: *Netzintegration von elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen*. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.net-elan.de/home>
55. Homepage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie: *Energie – Energieforschung*. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energieforschung.html>
56. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010): *Forschung für Energieeffizienz*. Druckschrift. September 2010. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/forschung-fuer-energieeffizienz,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
57. LINNSEN, JOCHEN / MAAS, HEIKO / SCHULZ, ALEXANDRA (2011): *Räumliche und zeitliche Verteilung von Ladevorgängen*. Vortrag. Beitrag zur Tagung „Kraftwerk Batterie – Lösungen für Automobil und Energieversorgung“, Aachen, 01.-02. März 2011. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.net-elan.de/lw_resource/datapool/publications/Modellierung_raeumliche_u_zeitliche_Verteilung_v_Ladevorgaengen.pdf
58. HENNINGS, WILFRIED / LINNSEN, JOCHEN (2010): „Welche Netzdienstleistungen können Elektrofahrzeuge sinnvoll erbringen? Which grid services can sensibly be supplied by electric vehicles?“ In: VDE Kongress 2010 - E-Mobility Technologien-Infrastruktur-Märkte - Kongressbeiträge - 8.-9. November 2010 Congress Center Leipzig: Beitrag 113. ISBN 978-3-8007-3304-0
59. LINK, JOCHEN [et al.] (2010): *Optimisation Algorithms for the Charge Dispatch of Plug-in Vehicles based on Variable Tariffs*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Working Papers Sustainability and Innovation. No. S 4/2010. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1315659.pdf>
60. ROTERING, NIKLAS [et al.] (2010): „Marktpreiseinfluss der Elektromobilität unter Berücksichtigung technischer Restriktionen des Verteilungsnetzes“ In: VDE Kongress 2010 - E-Mobility Technologien-Infrastruktur-Märkte - Kongressbeiträge - 8.-9. November 2010 Congress Center Leipzig: Beitrag 104. ISBN 978-3-8007-3304-0
61. REHTANZ, CHRISTIAN / ROLINK, JOHANNES (2010): „Bewertung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen. Evaluation of the Application of Electric Vehicles for the Provision of Ancillary Services.“ In: VDE Kongress 2010 - E-Mobility Technologien-Infrastruktur-Märkte - Kongressbeiträge - 8.-9. November 2010 Congress Center Leipzig: Beitrag 122. ISBN 978-3-8007-3304-0
62. Homepage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (2010): *Demonstrationsprojekt des Bundeswirtschaftsministeriums stellt Langstrecken-Weltrekord bei Elektrofahrzeugen auf - 600 km nonstop*. Pressemitteilung. 26. Oktober 2010. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=364976.html>
63. DMB Energy GmbH (2011): *KOLIBRI Technologie der DBM Energy besteht sicherheitstechnische Untersuchungen und Leistungstests!* Pressemitteilung. 31. März 2011. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.themenportal.de/unternehmen/kolibri-technologie-der-dbm-energy-besteht-sicherheitstechnische-untersuchungen-und-leistungstests-14284>

-
64. KÜRZER, MAREN (2010): *Implementierung eines Fahrprofil-Modells von Elektrofahrzeugen und Untersuchung von Geschäftsmodellen hinsichtlich der potentiellen Teilnahme an Lastverschiebungen*. Studienarbeit am Institut für Elektrische Energiesysteme Fachgebiet Regenerative Energien an der TU Darmstadt. 13. Dezember 2010.
65. IVS Institut für Verkehr und Stadtbauwesen (2003): *Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland (KiD 2002)*. Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnwesen. November 2003.
66. Deutscher Bundestag, 17. Wahlperiode (2011): *Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Caren Lay, Dr. Barbara Höll, Katja Kipping, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE. Situation von Pumpspeichieranlagen in Deutschland*. Drucksache 17/4636. 01. März 2011. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/049/1704968.pdf>
67. Homepage des VDE: Online-Zusammenfassung der Studie [71]. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Energiespeicherstudie-Ergebnisse.aspx>
68. NOTTER, DOMINIC [et al.]: *Ökobilanz einer Li-Ion-Batterie*. Poster. Empa, Technology and Society Lab, Life Cycle Assessment and Modelling (LCAM) Group. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.swissengineering.ch/files/TdT2010_Poster_14_Oekobilanz_einer_Li_Ion_Batterie.pdf
69. GAINES, LINDA / CUENCA, ROY (2000): *Costs of Lithium-Ion Batteries for Vehicles*. Center for Transportation Research Argonne National Laboratory. Mai 2000. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.transportation.anl.gov/pdfs/TA/149.pdf>
70. Smartemobility (2010): *Elektromobilität. Chancen und Potentiale für die Industrie. Erfahrungen aus vier Jahren Praxis Li –Ionen –Akkus in der mobilen Anwendung und der ständigen Beobachtung der weltweiten Systementwicklung*. Präsentation. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.smartemobility.com/fileadmin/Praesentationen/Business_Circle_2010.pdf
71. ETG Task Force Energiespeicher (2009): *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger- Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) Frankfurt am Main.
72. RANTIK, MICHAEL (1999): *Life cycle assessment of five batteries for electric vehicles under different charging regimes*. KFB – Kommunikationsforsknings-beredningen, Stockholm. KFB-Meddelande 1999:28. ISSN 1401-1271. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.kfb.se/pdf/M-99-28.pdf>
73. Homepage von UMBReLA: *UMBReLA – Elektromobilität aus Umweltsicht. Internetportal des IFEU, gefördert durch das BMU*. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.emobilumwelt.de/index.php?option=com_content&view=article&id=47&Itemid=81
74. Homepage des Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH IFEU: *eLCAR – Electric Car LCA*. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.ifeu.de/index.php?bereich=ver&seite=projekt_eLCAR

-
75. NOTTER, DOMINIC [et al.] (2010): "Contribution of Li-Ion Batteries to the Environmental Impact of Electric Vehicles". In: Environmental Science & Technology / VOL. 44, NO. 17, 2010. S. 6550–6556. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://ourenergypolicy.org/docs/9/Contribution_of_Li_Ion_Batteries_to_the_Environmental_Impact_of_Electric_Vehicles.pdf
76. ESU-services GmbH (2009): *Methode der ökologischen Knappheit – Ökofaktoren 2006. Methode für die Wirkungsabschätzung in Ökobilanzen*. Bundesamt für Umwelt BAFU. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/01031/index.html?lang=de>
77. FRISCHKNECHT, ROLF (2011): *Königsweg oder Sackgasse? Das Elektroauto in der Ökobilanz*. Präsentation. 2. Schweizer Forum Elektromobilität Luzern, 26. Januar 2011. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.forum-elektromobilitaet.ch/fileadmin/DATA_Forum/EKongress_2011/2_2_Rolf_Frischknecht.pdf
78. ESU-services GmbH (2011): *Methode der ökologischen Knappheit 2006*. Vortrag. Vorlesung Ökologische Systemanalyse Umweltingenieurwissenschaften, ETH Zürich. 18. April 2011. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.ifu.ethz.ch/ESD/education/Bachelorstudium/GrundlagenOSA/EcologicalScarcity_110418_v1.0
79. Homepage von VDI-nachrichten: *Lithium – ein Spannungsmacher auf Kreislaufkurs*. Artikel. 07. Januar 2011. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.vdi-nachrichten.com/artikel/Lithium-ein-Spannungsmacher-auf-Kreislaufkurs/51175/1>
80. TAHIL, WILLIAM (2006): *The Trouble with Lithium. Implications of Future PHEV Production for Lithium Demand*. Meridian International Research. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://tyler.blogware.com/lithium_shortage.pdf
81. EVANS, KEITH, R. (2008): *An Abundance of Lithium*. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.che.ncsu.edu/ILEET/phevs/lithium-availability/An_Abundance_of_Lithium.pdf
82. Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung IZT / Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (2009): *Rohstoffe für Zukunftstechnologien Einfluss des branchenspezifischen Rohstoffbedarfs in rohstoffintensiven Zukunftstechnologien auf die zukünftige Rohstoffnachfrage. Schlussbericht*. Fraunhofer IRB Verlag Stuttgart. 15. Mai 2009. 2. Auflage ISBN 978-3-8396-0014-6. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-910079.pdf>
83. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2007): *Lithium bewegt die Welt*. Artikel. 10. März 2007. Online (abgerufen am 01.07.2010): [http://www.dgs.de/164.0.html?&tx_ttnews\[tt_news\]=1330&cHash=5cf989b243](http://www.dgs.de/164.0.html?&tx_ttnews[tt_news]=1330&cHash=5cf989b243)
84. PEHNT, MARTIN (2010): *Elektromobilität und erneuerbare Energien*. Präsentation. 1. Netzwerkforum Elektromobilität Stuttgart. 25. Februar 2010. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.cep-expo.de/fileadmin/user_upload/elektromobilitaet/09.30_Martin_Pehnt.pdf
85. Homepage von UMBReLA: *Umweltbilanzen: Rohstoffe*. Internetportal des IFEU, gefördert durch das BMU. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.emobil-umwelt.de/index.php?option=com_content&view=article&id=61&Itemid=68

-
86. Homepage des Instituts für Aufbereitung, Deponietechnik und Geomechanik IFAD der TU Clausthal: "*Optum*": *Optimierung der Umweltentlastungspotentiale von Elektrofahrzeugen– Integrierte Betrachtung von Fahrzeugnutzung und Energiewirtschaft. Projektbeschreibung.* Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.ifa.tu-clausthal.de/de/lehrstuehle/lehrstuhl-fuer-rohstoffaufbereitung-und-recycling/forschung/aktuelle-projekte/optum/>
 87. Homepage von pt-elektromobilität: *Projekte – Batterierecycling.* Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://www.pt-elektromobilitaet.de/projekte/batterierecycling>
 88. Homepage des BDEW (2011): *BDEW-Musterhaushalt für Strom 2011: 46 Prozent des Strompreises sind Steuern und Abgaben. Musterhaushalt mit drei Personen zahlt 72,77 Euro im Monat für Strom.* Artikel. 11. März 2011. Online (abgerufen am 01.07.2010): http://bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100311_PM_46_Prozent_des_Strompreises_sind_Steuern_und_Abgaben
 89. HARTKOPF, THOMAS (2010): Skript zur Vorlesung *Rationelle Energieverwendung.* Sommersemester 2010. Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Regenerative Energien, Technische Universität Darmstadt
 90. DOESCHER, TIMO (2009): *Netzauswirkungen einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen. – am Beispiel der Stadt Freiburg im Breisgau –.* Diplomarbeit, Universität Flensburg.
 91. GOEDKOP, M. (2000): *Eco-indicator 99 - eine schadensorientierte Bewertungsmethode. Nachbereitung zum 12. Diskussionsforum Ökobilanzen vom 30. Juni 2000 an der ETH Zürich.* Online (abgerufen am 01.07.2010): http://www.lcaforum.ch/Portals/0/DF_Archive/DF%201%20bis%2012/DF12.pdf
 92. Gabler Wirtschaftslexikon: Stichwort: „CML-Methode“. Gabler Verlag. Online (abgerufen am 01.07.2010): <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/222023/cml-methode-v5.html>