

Ökonomische Betrachtung der Speichermedien

Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen

Anhang zum Schlussbericht im Rahmen der Förderung von
Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität
des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit

Berlin, Oktober 2011

Autoren:

Hauke Hermann

Ralph Harthan

Charlotte Loreck

Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71

79017 Freiburg, Deutschland

Hausadresse

Merzhauser Straße 173

79100 Freiburg, Deutschland

Tel. +49 (0) 761 - 4 52 95-0

Fax +49 (0) 761 - 4 52 95-88

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95

64295 Darmstadt, Deutschland

Tel. +49 (0) 6151 - 81 91-0

Fax +49 (0) 6151 - 81 91-33

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7

10179 Berlin, Deutschland

Tel. +49 (0) 30 - 40 50 85-0

Fax +49 (0) 30 - 40 50 85-388

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des *Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit* unter dem Förderkennzeichen 16EMO031 aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei dem Autor.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Hintergrund.....	1
2	Lademanagement.....	2
2.1	Struktur des Endkundenstrompreises.....	2
2.2	Lademanagement unter heutigen Bedingungen.....	3
2.2.1	Großhandelspreis von Strom.....	3
2.2.2	Vermeidbare Strombezugskosten durch Lademanagement	6
2.3	Lademanagement in den Jahren 2020 und 2030.....	8
2.3.1	Großhandelspreis von Strom.....	8
2.3.2	Vermeidbare Strombezugskosten durch Lademanagement	8
2.4	Zusammenfassende Bewertung	11
3	Vehicle-to-grid (V2G)	12
3.1	Kosten und Erlöse auf dem Strommarkt	12
3.2	Regulatorische Rahmenbedingungen	13
3.2.1	Stromsteuer.....	13
3.2.2	EEG-Umlage	13
3.2.3	Konzessionsabgabe.....	14
3.2.4	Netznutzungsentgelte	14
3.3	Wirtschaftlichkeitsberechnungen	14
4	Regelenergiemarkt.....	18
4.1	Preise am Regelenergiemarkt für Minutenreserve	18
4.2	Wirtschaftlichkeitsberechnungen	20
5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	22
5.1	Zusammenfassung	22
5.2	Schlussfolgerungen.....	23
6	Literaturverzeichnis	25

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jahresdauerlinie des Spotpreises für Strom auf dem Day-ahead-Markt der EEX, 2008 bis 2010	3
Abbildung 2: Spotpreis für Strom auf dem Day-ahead-Markt der EEX an Werktagen, Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2010	5
Abbildung 3: Spotpreis für Strom auf dem Day-ahead-Markt der EEX an Samstagen, Sonn- und Feiertagen, Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2010	5
Abbildung 4: Jahresdauerlinie des Spotpreises für Strom für die Szenarienjahre 2020 und 2030 (Basislauf)	8
Abbildung 5: Durchschnittliche Leistungspreis für positive (POS) und negative (NEG) Minutenreserve, 2008 bis 2010	19

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammensetzung des Endverbraucherpreises für Strom, 2010	2
Tabelle 2: Anzahl der Stunden, in denen der Strompreis am Day-ahead-Markt über 100 €/MWh lag bzw. in denen er negativ wurde, 2008 bis 2010	4
Tabelle 3: Spotpreis für Strom auf dem Day-ahead-Markt der EEX für verschiedene Stundenblöcke, Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2010	6
Tabelle 4: Durch Lademanagement reduzierbare Stromkosten für verschiedene Fahrleistungen	7
Tabelle 5: Spezifische Strombezugskosten für die Batterieladung und mittlerer Strompreis, 2020	9
Tabelle 6: Spezifische Strombezugskosten für die Batterieladung und mittlerer Strompreis, 2030	9
Tabelle 7: Strombezugskosten und durch Lademanagement reduzierbare Strombezugskosten, 2020	10
Tabelle 8: Strombezugskosten und durch Lademanagement reduzierbare Strombezugskosten, 2030	10
Tabelle 9: Strombezugskosten für Elektrofahrzeuge im Rahmen von V2G	15
Tabelle 10: Mögliche Erlöse für Elektrofahrzeuge durch V2G, 2008-2010 in verschiedenen Szenarien	16

1 Einleitung und Hintergrund

Um die Ziele der Bundesregierung einer weitreichenden Dekarbonisierung und damit einer Treibhausgasminderung von 80 bis 95 Prozent bis 2050 im Vergleich zu 1990 (BMW & BMU 2010) zu erreichen, sind erhebliche Minderungsanstrengungen in allen Sektoren notwendig.

Im Verkehrsbereich stellt Elektromobilität eine vielversprechende Option dar, den Ausstoß an Treibhausgasen zu verringern. Zentral für die Klimawirkung der Elektromobilität ist die Zusammensetzung des Stroms, der zur Beladung eingesetzt wird. Dabei hat das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz. Damit müssen Elektromobilität und Energiewirtschaft gemeinsam betrachtet werden.

Neben der Betrachtung der Umweltauswirkungen beeinflusst das Ladeverhalten die Wirtschaftlichkeit von Elektrofahrzeugen. Zum einen werden die Strombezugskosten vom Ladezeitpunkt bestimmt. Zum anderen ist es denkbar, dass Elektrofahrzeuge durch intelligentes Lademanagement Systemdienstleistungen (Regelleistung) für den Energiesektor bereitstellen, somit Erlöse erzielen und damit ihre Wirtschaftlichkeit verbessern können.

So wäre es bei einer Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen möglich, diese dann zu laden, wenn der Wind weht oder die Preise am Strommarkt niedrig sind. Des Weiteren könnte durch Elektrofahrzeuge Regelleistung bereitgestellt werden. Z.B. könnte bei plötzlich ansteigender Windeinspeisung Strom zur Beladung der Speicher von Elektrofahrzeugen verwendet werden (negative Regelleistung). Gleichmaßen könnte die Beladung von Elektrofahrzeugen zur Bereitstellung positiver Regelleistung eingesetzt werden, wenn bei einer Verringerung des Erzeugungsangebots (z.B. ungeplante Windflaute) die Beladung auf einen späteren Zeitpunkt verschoben wird. Es wird ebenfalls diskutiert, bidirektionales Lademanagement einzuführen. Dies bedeutet, dass Elektrofahrzeuge Strom zur Beladung aus dem Netz beziehen, aus ihren Batterien jedoch auch Strom ins Netz zurückspeisen können. Dies würde sich besonders in Zeiten hoher Nachfrage und hoher Strompreise anbieten. Dieses Konzept der bidirektionalen Einbindung einschließlich Rückspeisung ins Netz wird „vehicle-to-grid“ (V2G) genannt. Ein Überblick verschiedener Ladestrategien und ihrer Auswirkungen auf den Strommarkt ist in (Hacker, Harthan, Matthes & Zimmer 2009) enthalten.

Aus einer technischen Perspektive können Elektrofahrzeuge also auf unterschiedliche Weise einen Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien in das Energiesystem liefern. Es ist aber noch ungeklärt, ob sich diese technisch möglichen Systemdienstleistungen auch ökonomisch rechnen werden. In dieser Untersuchung wird deshalb eine ökonomische Bewertung der verschiedenen Interaktionen mit dem Energiesektor durch Elektrofahrzeuge durchgeführt. Hierzu wird zum einen auf heutige Ergebnisse des deutschen Strom- und Regelenergiemarkts zurückgegriffen. Zum anderen soll aufbauend auf Elektromobilitätsszenarien eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit für Strompreise in den Jahren 2020 und 2030 durchgeführt werden. Auf dieser Grundlage soll erstens analysiert werden, welche Stromkostensparnis Elektrofahrzeuge durch systemoptimales Ladeverhalten (Lademanagement) realisieren könnten (Kapitel 2). Zweitens wird untersucht, welche Erlöse Elektrofahrzeuge unter gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen durch Rückspeisung von gespeichertem Strom ins Netz (V2G) erwirtschaften könnten (Kapitel 3). Diese ersten beiden Optionen betreffen Aktivitäten am regulären Strommarkt an der Strombörse EPEX/EEX. Drittens wird betrachtet, ob und mit welchen Erlösmöglichkeiten Elektrofahrzeuge am bereits existierenden Regelenergiemarkt teilnehmen könnten (Kapitel 4). Kapitel 5 umfasst eine Zusammenfassung sowie Schlussfolgerungen aus der vorangegangenen Analyse.

2 Lademanagement

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Elektrofahrzeugen ist der Endkundenpreis des Strombezugs ausschlaggebend. Nur ein Teil davon, nämlich der Strombezug am Großhandelsmarkt, kann jedoch durch Lademanagement beeinflusst werden. Um den Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit zu analysieren, wird deshalb in Abschnitt 2.1 zunächst die Struktur des Endkundenstrompreises beschrieben. In den Abschnitten 2.2 und 2.3 wird zum einen analysiert, wie sich der Großhandelspreis in Deutschland in den letzten Jahren entwickelt hat. Zum anderen wird, basierend auf den Modellrechnungen im Arbeitspaket 3, abgeschätzt, wie sich die der Großhandelspreis in Zukunft entwickeln könnte. Darauf aufbauend wird jeweils bewertet, wie sich die Nutzung von Lademanagement unter Berücksichtigung der (heutigen und künftigen) Großhandelspreise auf die (Ersparnis der) Strombezugskosten von Elektrofahrzeugen auswirkt. Abschnitt 2.4 enthält eine zusammenfassende Bewertung des Lademanagements aus wirtschaftlicher Sicht.

Es wird davon ausgegangen, dass Elektrofahrzeuge mit Lademanagement ausgestattet sind. Dies bedeutet, dass Ladezeitraum und Ladedauer sich zum einen an den Erfordernissen der Fahrzeugnutzung orientieren (Standzeiten, minimaler Füllstand zu Beginn der nächsten Fahrt usw.). Zum anderen wird die Beladung preisoptimiert gestaltet, so dass die Strombezugskosten in Abhängigkeit vom Strommarkt möglichst gering ausfallen.

2.1 Struktur des Endkundenstrompreises

Für die Strombezugskosten eines Elektrofahrzeugs ist die Struktur des Strompreises relevant: Betreiber von Elektrofahrzeugen werden typischerweise Endkunden sein, die Strom von einem Händler beziehen, und nicht selbst am Großhandelsmarkt für Strom als Käufer auftreten. Der Endkundenpreis setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen (Tabelle 1): Neben den Kosten für Energiebeschaffung am Großhandelsmarkt und Vertrieb besteht er aus Anteilen für die Netznutzung, die Förderung bestimmter Technologien und Steuern.

Tabelle 1: Zusammensetzung des Endverbraucherpreises für Strom, 2010

Kategorie	Kostenbestandteil €cent/kWh
Energiebeschaffung	6,4
Vertrieb	1,8
Netzentgelt	5,8
EEG-Umlage	2,1
KWK-Umlage	0,1
Konzessionsabgabe	1,5
Stromsteuer	2,1
Mehrwertsteuer	3,7
Summe	23,4

Quelle: (BNetzA 2010), (BNetzA 2011).

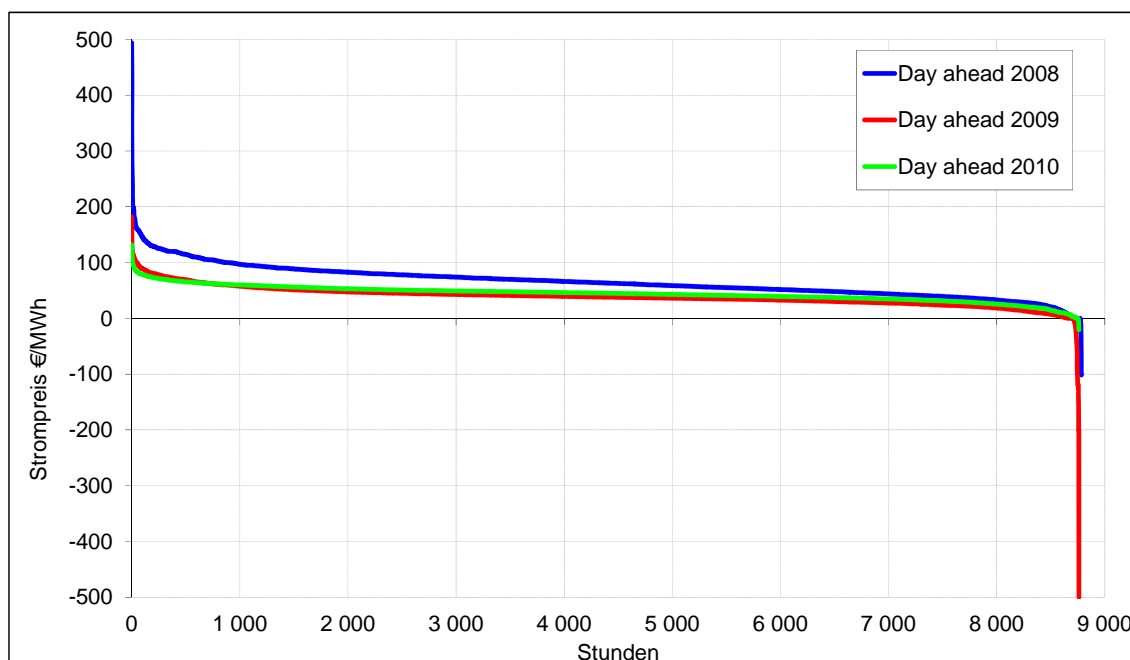
Der Strompreis für Endkunden lag 2010 bei etwa 23 Cent/kWh. Während die anderen Bestandteile des Endkundenpreises im Jahresverlauf konstant bleiben, geht in den Posten „Energiebeschaffung und Vertrieb“ der Großhandelspreis ein, der zeitlich stark variieren kann. Im Folgenden wird untersucht, wie hoch die Ersparnis bei den Strombezugskosten sein kann, wenn Elektrofahrzeuge durch zeitlich variables Laden die Differenz zwischen den Strompreisen in verschiedenen Stunden ausnutzen. Für diese Frage ist nur dieser Anteil der Strombeschaffung am Großhandel relevant.

2.2 Lademanagement unter heutigen Bedingungen

2.2.1 Großhandelspreis von Strom

Der Großhandelspreis von Strom variiert je nach Uhrzeit, Wochentag und Jahreszeit entsprechend der jeweiligen Situation von Angebot und Nachfrage. Der Nutzer eines Elektrofahrzeugs könnte also seine Strombezugskosten minimieren, indem er sein Auto möglichst in Stunden mit niedrigen Preisen lädt, wenn dieser Preisvorteil an ihn weitergegeben wird. Hierzu werden im Folgenden die historischen Daten für den Großhandelspreis für Strom in den Jahren 2008 bis 2010 ausgewertet. Für die Beurteilung der durch Lademanagement vermeidbaren Stromkosten sind vor allem die „Spreads“, also die Preisunterschiede zwischen verschiedenen Stunden entscheidend. Einen ersten Anhaltspunkt für die Streuung der Strompreise im Jahr zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der Spotpreise (Abbildung 1).

Abbildung 1: Jahresdauerlinie des Spotpreises für Strom auf dem Day-ahead-Markt der EEX, 2008 bis 2010



Quellen: (EPEX/EEX 2011), Berechnungen Öko-Institut.

Vergleicht man die Preise der Jahre 2008, 2009 und 2010 untereinander, so zeigt die Verteilung der stündlichen Auktionsergebnisse für den Day-ahead-Markt¹ an der Strombörse EPEX/EEX, dass die Preisverteilung insbesondere der Jahre 2009 und 2010 in ihrer zeitlichen Struktur vergleichbar sind. Die Werte des Jahres 2008 liegen, vor allem in den teureren Stunden, höher als in den beiden folgenden Jahren. Dies kann durch die 2008 strukturell höheren Preise für Steinkohle und Erdgas erklärt werden. Während die Strompreise über ca. 7.000 Stunden durch einen vergleichsweise geringen Gradienten charakterisiert sind, streuen die Strompreise in den Randbereichen erheblich und erreichen auch signifikante positive und negative Spitzenwerte. Zusammenfassend ergeben sich folgende Bandbreiten (Tabelle 2):

- Im Jahr 2008 erreichten die Stundenwerte der Strompreise am Day-ahead-Markt in 892 Stunden Preise von über 100 €/MWh, in 15 Stunden war der Strompreis negativ.
- Im Jahr 2009 waren nur 45 Stunden mit Strompreisen am Day-ahead-Markt über 100 €/MWh zu beobachten. In 71 Stunden war der Strompreis negativ.
- Im Jahr 2010 waren nur 7 Stunden mit Strompreisen am Day ahead-Markt über 100 €/MWh zu beobachten. In 12 Stunden war der Strompreis negativ.

Tabelle 2: Anzahl der Stunden, in denen der Strompreis am Day-ahead-Markt über 100 €/MWh lag bzw. in denen er negativ wurde, 2008 bis 2010

Jahr	Anzahl Stunden mit Strompreisen am Day-ahead-Markt	
	> 100 €/MWh	< 0 €/MWh
2008	892	15
2009	45	71
2010	7	12

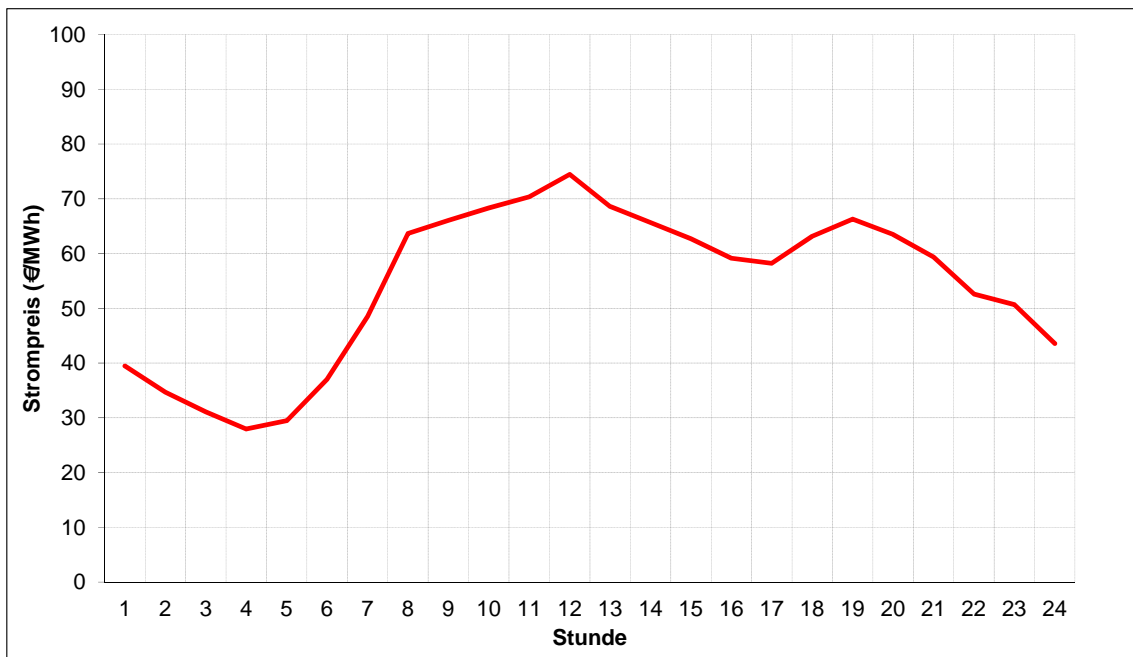
Quelle: (EPEX/EEX 2011), *Berechnungen Öko-Institut.*

Damit liegt der Strompreis in den meisten Stunden zwischen 0 und 100 €/MWh, größere Werte – und damit auch größere nutzbare Preisdifferenzen – sind die Ausnahme.

Für das Laden der Elektroautos gelten zusätzlich zeitliche Restriktionen, weil die Fahrzeuge regelmäßig für ihren Gebrauch geladen werden müssen und damit nur zu bestimmten Zeiten den Ladezeitraum verschieben können. Das Verschieben des Ladezeitpunktes kann also nicht von den teuersten Stunden des Jahres in die billigsten Stunden stattfinden, sondern es wird sich eher um eine Verschiebung des Ladezeitraums innerhalb eines Tages handeln. Daher sind die Preisunterschiede, die innerhalb eines Tages auftreten, für die Frage der Kostenersparnis relevant. Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen die durchschnittliche Strompreisentwicklung an Werktagen bzw. Samstagen, Sonntagen und Feiertagen (nicht-Werktagen) in den Jahren 2008, 2009 und 2010 am Day-ahead-Markt.

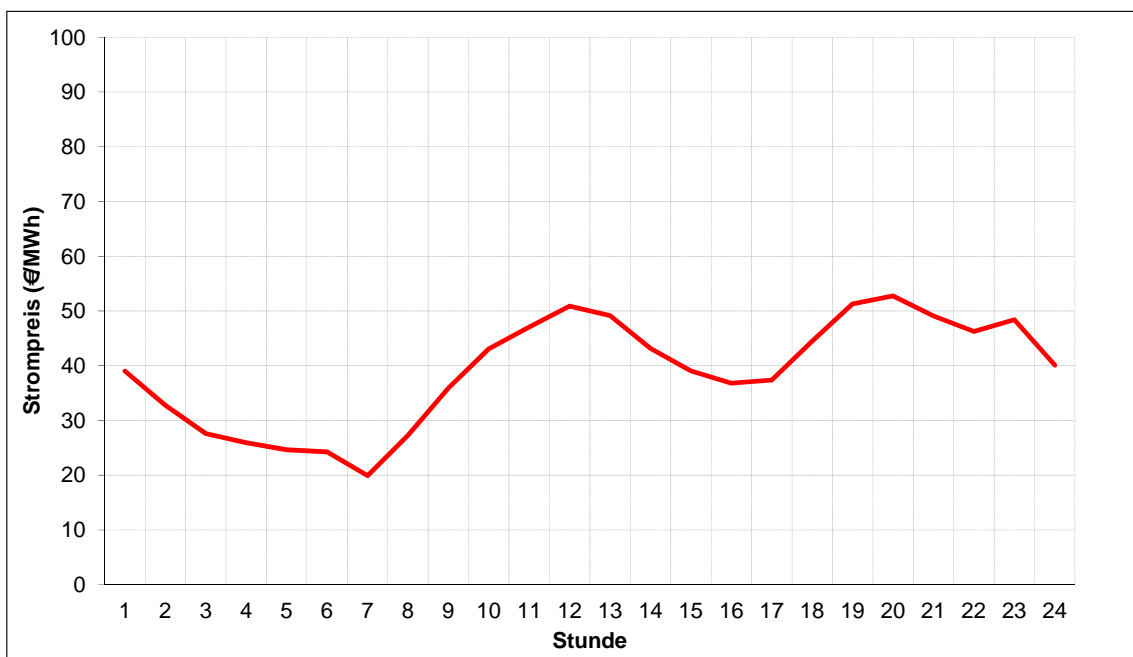
¹ Die Strombörse EPEX/EEX führt täglich um 12 Uhr eine Auktion durch, in der stündliche Preise für die Stromlieferung am Folgetag (Day-ahead-Markt) ermittelt werden.

Abbildung 2: Spotpreis für Strom auf dem Day-ahead-Markt der EEX an Werktagen, Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2010



Quelle: (EPEX/EEX 2011), Berechnungen Öko-Institut.

Abbildung 3: Spotpreis für Strom auf dem Day-ahead-Markt der EEX an Samstagen, Sonn- und Feiertagen, Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2010



Quelle: (EPEX/EEX 2011), Berechnungen Öko-Institut.

Die Struktur ist für Werktage und nicht-Werktage ähnlich: in der Nacht ist die Nachfrage und deshalb auch der Preis niedrig. Der Preis steigt mit zunehmender Nachfrage bis ca. 12 Uhr an (Mittagsspitze) und zeigt nach einem leichten Absinken am Nachmittag eine zweite Spitze in

den Abendstunden, bevor er wieder sinkt. An nicht-Werktagen hält das Nachttal länger an (weil länger geschlafen wird), und die niedrigsten Preise treten erst zwischen 6 Uhr und 7 Uhr morgens auf. Grundsätzlich sind die Strompreise an Werktagen höher als an Samstagen, Sonntagen und Feiertagen.

Für eine Kostenersparnis durch Lademanagement ist entscheidend, wie groß der Preisunterschied zwischen teuren und niedrigen Stunden ausfällt. In Tabelle 3 sind die durchschnittlichen Strompreise der Jahre 2008 bis 2010 jeweils für Werktage als auch für Nicht-Werktage für verschiedene Stundenblöcke dargestellt.

Tabelle 3: Spotpreis für Strom auf dem Day-ahead-Markt der EEX für verschiedene Stundenblöcke, Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2010

	alle Stunden	0 Uhr bis 6 Uhr	6 Uhr bis 12 Uhr	12 Uhr bis 18 Uhr	18 Uhr bis 24 Uhr
	€/MWh				
Werktag	58	33	65	63	56
nicht Werktag	39	29	37	42	48

Quelle: (EPEX/EEX 2011), *Berechnungen Öko-Institut.*

Die Strompreise unterscheiden sich zwischen den angegebenen Sechs-Stundenblöcken teilweise deutlich. So lag in den untersuchten Jahren der Strompreis an Werktagen im Zeitraum von 0 Uhr bis 6 Uhr mit 33 €/MWh deutlich unter den Preisen von 65 bzw. 63 €/MWh, die tagsüber auftraten, und auch unter dem durchschnittlichen Preis für die Abendstunden von 18 bis 24 Uhr, der 56 €/MWh betrug.

Die insgesamt niedrigeren Strompreise an Nicht-Werktagen zeigen gegenüber den Werktagen eine etwas veränderte zeitliche Struktur, da der Mittags-Preispeak niedriger ausfällt. Nach einem durchschnittlichen Strompreis von 29 €/MWh in den Nachtstunden von 0 bis 6 Uhr steigt der durchschnittliche Strompreis daher nur auf 37 €/MWh am Vormittag und weiter auf 42 €/MWh am Nachmittag. Der gegenüber Werktagen länger anhaltende Abend-Preispeak liegt mit 48 €/MWh sogar noch über den tagsüber auftretenden durchschnittlichen Preisen.

2.2.2 Vermeidbare Strombezugskosten durch Lademanagement

Wenn das Lademanagement die Batterieladung aus teuren Stunden in kostengünstigere Zeiträume verschiebt, sinken die Strombezugskosten. In einem ersten Schritt soll deshalb ermittelt werden, in welcher Größenordnung diese Einsparung liegen würde, wenn die dargestellten Strompreise der letzten drei Jahre wirksam wären. Auf Basis der dargestellten Preisunterschiede zwischen den vier Sechs-Stunden-Blöcken eines Tages (vgl. Tabelle 3) ergeben sich verschiedene Möglichkeiten für den Einsatz von Lademanagement. Dabei ist die tatsächliche Einsparung davon abhängig, in welchem Zeitraum die ursprüngliche Ladung (ohne Lademanagement) stattfindet und in welche Stunden diese verschoben werden kann.

Geht man auf Basis der Auswertung von Mobilitäts-Daten (Arbeitspaket 3: Systemintegration von Elektromobilität des OPTUM-Projektes) davon aus, dass ohne Lademanagement das Laden vor allem nach der letzten Fahrt des Tages zu Hause zwischen 18 und 24 Uhr stattfindet, so liegt für Werktage der einzige noch kostengünstigere Zeitraum, in den eine Verschiebung sinnvoll wäre, zwischen 0 und 6 Uhr. Statt 56 €/MWh würde der Strombezug zu

Spotmarktpreisen dann nur 33 €/MWh kosten, also eine Reduzierung der Stromkosten von 23 €/MWh mit sich bringen. Nur wenn das Laden ohne Lademanagement tagsüber zu Preisen von 63 bis 65 €/MWh stattfände, und von diesem Zeitraum in die kostengünstigen Nachtstunden verlagert würde, ergäbe sich eine größere Einsparung von 30 bis 32 €/MWh.

An Nicht-Werktagen sind die Kostensenkungspotenziale aufgrund der geringeren Preisunterschiede niedriger. Die Auswertung der Mobilitäts-Daten ergibt für Wochenenden, dass die Ankunft zu Hause nach der letzten Fahrt und damit auch die potenzielle Batterieladung ohne Lademanagement teilweise bereits nachmittags stattfinden. Eine Verschiebung aus diesem Zeitraum in die kostengünstigsten Stunden zwischen 0 Uhr und 6 Uhr würde eine Reduzierung des Strompreises um 13 €/MWh (von 42 auf 29 €/MWh) bedeuten. Eine Verlagerung aus dem Zeitraum 18 bis 24 Uhr, der mit durchschnittlich 48 €/MWh an Nicht-Werktagen der teuerste Zeitraum ist, in die Nachtstunden nach 0 Uhr würde zu einer Kostenreduzierung von 19 €/MWh führen.

Die Einsparungen, die damit jährlich für den gesamten Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge erzielt werden könnten, sind jedoch gering. Wird für eine Maximalabschätzung nur die zeitliche Verschiebung aller Ladevorgänge innerhalb von Werktagen betrachtet, so ergeben sich die folgenden eingesparten Stromkosten: Für die Variante Verschiebung aus dem Zeitraum 18 bis 24 Uhr in den Zeitraum 0 bis 6 Uhr („abends → nachts“) lassen sich jährlich je nach Fahrleistung zwischen 26 und 78 € einsparen. Für den Fall, dass alle Ladevorgänge des Jahres aus den teureren Tagesstunden (zum Beispiel aus dem Zeitraum 12 bis 18 Uhr) in die Nacht verschoben werden können, wären jährliche Kosteneinsparungen zwischen 34 und 101 € realisierbar (Tabelle 4).

Tabelle 4: Durch Lademanagement reduzierbare Stromkosten für verschiedene Fahrleistungen

Jährliche Fahrleistung	km	5.000	10.000	15.000	
Ladewirkungsgrad		0,8	0,8	0,8	
Verbrauch im Fahrzeug	kWh/km	0,18	0,18	0,18	
Jährlicher Stromverbrauch	kWh	1.125	2.250	3.375	
Jährliche Strombezugskosten mit Endkundenpreis (23,42 ct/kWh)	€	263	527	790	
Eingesparte Stromkosten pro MWh	werktags Verschiebung abends -> nachts	€/MWh	23	23	23
	werktags Verschiebung tags -> nachts	€/MWh	30	30	30
Jährliche eingesparte Stromkosten	werktags Verschiebung abends -> nachts	€	26	52	78
	werktags Verschiebung tags -> nachts	€	34	68	101

Quelle: Annahmen und Berechnungen Öko-Institut

In der Stromwirtschaft existieren bereits Abrechnungsmodelle für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen, die auch für Elektrofahrzeuge genutzt werden könnten.

Bezogen auf die jährlichen Stromkosten, die sich mit einem (zeitlich nicht variablen) Endkundenpreis für die Batterieladung ergeben, machen die am Großhandelsmarkt mit den dargestellten Verlagerungen theoretisch einsparbaren Beträge nur etwa 10% aus. Vor dem

Hintergrund der mit Lademanagement verbundenen Einschränkungen aus Nutzerperspektive ist die wirtschaftliche Attraktivität daher als gering einzuschätzen.

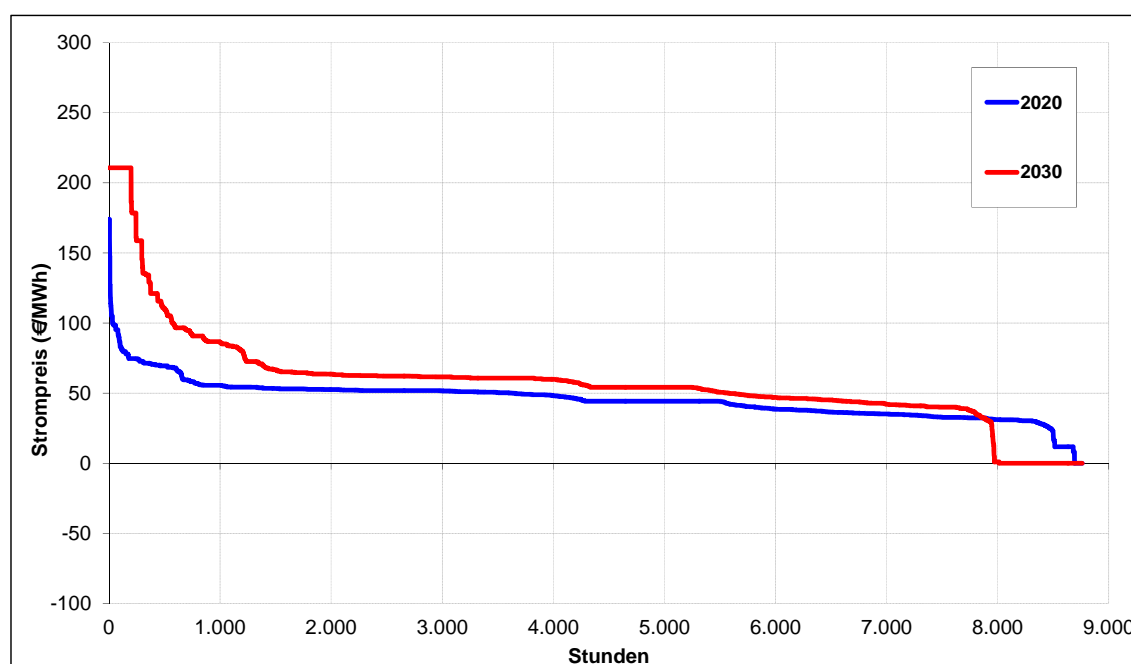
2.3 Lademanagement in den Jahren 2020 und 2030

2.3.1 Großhandelspreis von Strom

In Arbeitspaket 3 wurden Modellrechnungen durchgeführt, in denen für 2020 und 2030 die Wechselwirkungen zwischen Elektromobilität und Kraftwerkseinsatz untersucht wurden.

Aus diesen Modellierungen ergibt sich die Struktur der Strompreise am Spotmarkt für 2020 und 2030 (Abbildung 4). Über einen großen Bereich von 7.000 bis 8.000 Stunden liegt der Strompreis zwischen 30 und 55 €/MWh im Jahr 2020 (bzw. ca. 40 und 65 €/MWh im Jahr 2030). Im Jahr 2030 liegen die Strompreise in den meisten Stunden über denen des Jahres 2020. In ca. 750 Stunden tritt im Jahr 2030 durch den höheren Anteil erneuerbarer Energien ein Strompreis von 0 €/MWh auf, während dies im Jahr 2020 nur in ca. 70 Stunden der Fall ist.

Abbildung 4: Jahresdauerlinie des Spotpreises für Strom für die Szenarijahre 2020 und 2030 (Basislauf)



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

2.3.2 Vermeidbare Strombezugskosten durch Lademanagement

Das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen und die daraus resultierenden Effekte auf die Strombezugskosten wurden für die Jahre 2020 und 2030 detailliert in einem Strommarktmodell abgebildet (Arbeitspaket 3). Dabei wurde zwischen dem Laden ohne und mit Lademanagement unterschieden. Ohne Lademanagement verursachen die Elektrofahrzeuge ein steifes, zusätzliches Nachfrageprofil am Strommarkt. Mit Lademanagement verschiebt das Strommarktmodell den Zeitpunkt der Ladung in möglichst kostengünstige Stunden, wobei die

gleichen Autofahrten stattfinden wie ohne Lademanagement. Um zwei mögliche Entwicklungen der Ladeinfrastruktur zu unterscheiden, wurden zwei Szenarien berücksichtigt: das Laden nach der letzten Fahrt am Wohnort (hauptsächlich abends) und das Laden auch tagsüber, zum Beispiel am Arbeitsplatz.

Tabelle 5 und Tabelle 6 zeigen die spezifischen Strombezugskosten, die 2020 und 2030 ohne und mit Lademanagement in den beiden Szenarien für die Batterieladung entstehen. Zum Vergleich ist auch der mittlere Strompreis im jeweiligen Modelllauf angegeben.

Tabelle 5: Spezifische Strombezugskosten für die Batterieladung und mittlerer Strompreis, 2020

	Laden nach letzter Fahrt		Laden auch tagsüber	
	ohne Lademanagement	mit Lademanagement	ohne Lademanagement	mit Lademanagement
	€/MWh			
Für Batterieladung	54	38	51	38
Mittlerer Strompreis	46	46	46	46

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 6: Spezifische Strombezugskosten für die Batterieladung und mittlerer Strompreis, 2030

	Laden nach letzter Fahrt		Laden auch tagsüber	
	ohne Lademanagement	mit Lademanagement	ohne Lademanagement	mit Lademanagement
	€/MWh			
Für Batterieladung	115	49	102	49
Mittlerer Strompreis	62	61	63	61

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Für das Laden ohne Lademanagement liegen die Werte im Szenario „Laden nach letzter Fahrt“ durch die stärkere Nutzung teurerer Abendspitzen systematisch über den Werten des Szenarios „Laden auch tagsüber“. Der größere Unterschied ergibt sich jedoch durch das Lademanagement im Vergleich zum Laden ohne Lademanagement.

Im Jahr 2020 vermindern sich die spezifischen Strombezugskosten für die Batterieladung durch das Lademanagement von durchschnittlich ca. 51 bis 54 €/MWh (je nach Ladeszenario) auf 38 €/MWh. Zum Vergleich: der mittlere Strompreis liegt bei diesen Modellläufen bei 46 €/MWh. Von überdurchschnittlich teuren Stunden werden die Ladevorgänge also in unterdurchschnittlich teure Stunden verschoben.

Im Jahr 2030 liegen die Strompreise über denen von 2020. Auch ist der Preisunterschied zwischen teuren und kostengünstigeren Stunden, der durch Lademanagement genutzt werden kann, deutlicher: Von 102 bis 115 €/MWh (je nach Szenario) sinken die spezifischen Strombezugskosten auf 49 €/MWh. Der mittlere Strompreis liegt bei 61 bis 63 €/MWh.

Der mittlere Strompreis im Jahr 2030 reagiert stärker auf das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge als 2020, weil die größere Fahrzeuganzahl (knapp 6 Mio. im Jahr 2030 gegenüber einer halben Million im Jahr 2020) ohne Lademanagement zu zusätzlichen Nachfragepeaks in den Abendstunden und entsprechend teurer Stromerzeugung führt.

Tabelle 7 und Tabelle 8 zeigen die Strombezugskosten und die jährlichen Einsparpotenziale für beide Ladeinfrastruktur-Szenarien für die Jahre 2020 und 2030. Insgesamt vermindert das

Lademanagement die Strombezugskosten um 14 bis 15 Mio. € im Jahr 2020 und um ca. 590 Mio. € im Jahr 2030. Pro Fahrzeug ergeben sich damit reduzierbare Strombezugskosten von 26 bis 29 € im Jahr 2020 und 100 € im Jahr 2030. Dies stellt eine Verminderung der Stromkosten aus dem Großhandel um ca. 30% (2020) bzw. sogar 52 bis 58% (2030) dar.

Wie in Abschnitt 2.1 dargestellt, setzt sich der Endkundenpreis aus verschiedenen Preisbestandteilen zusammen, von denen der Großhandelspreis 2010 nur gut ein Viertel ausmachte. Unterstellt man eine ähnliche Relation auch für 2020 und 2030 und setzt man für den Strombezug den Endkundenpreis an, so fällt die prozentuale Einsparung bezogen auf die Strombezugskosten deutlich geringer aus: Im Jahr 2020 könnten maximal 8% der Stromkosten eingespart werden, im Jahr 2030 wären es maximal 22%. Zu berücksichtigen ist auch, dass in den Modellierungen ein großer Anteil der Elektrofahrzeuge PHEVs sind, bei denen sich für den nicht-elektrischen Fahranteil zusätzliche Kosten für Benzin (oder Diesel) ergeben.

Tabelle 7: Strombezugskosten und durch Lademanagement reduzierbare Strombezugskosten, 2020

Modellierung 2020		Laden nach letzter Fahrt		Laden auch tagsüber	
		ohne Lademanagement	mit Lademanagement	ohne Lademanagement	mit Lademanagement
Strombezugskosten (Großhandel) für alle Elektrofahrzeuge	€/Jahr	46.480.121	32.440.417	56.295.648	40.938.576
Anzahl Elektrofahrzeuge		537.772	537.772	537.772	537.772
Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Elektrofahrzeugs	kWh/Jahr	1614	1602	2035	2023
Durchschnittliche Strombezugskosten (Großhandel) für ein Elektrofahrzeug	€/Jahr	86	60	105	76
Mit Lademanagement erzielbare Einsparung	€/Jahr	26		29	
Prozentuale Einsparung (bez. auf Großhandelspreis)		30%		27%	
Durchschnittliche Strombezugskosten (Endkundenpreis) für ein Elektrofahrzeug	€/Jahr	308	282	384	355
Prozentuale Einsparung (bez. auf Endkundenpreis)		8%		7%	

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 8: Strombezugskosten und durch Lademanagement reduzierbare Strombezugskosten, 2030

Modellierung 2030		Laden nach letzter Fahrt		Laden auch tagsüber	
		ohne Lademanagement	mit Lademanagement	ohne Lademanagement	mit Lademanagement
Strombezugskosten (Großhandel) für alle Elektrofahrzeuge	€/Jahr	1.019.008.131	432.473.334	1.131.650.589	543.542.944
Anzahl Elektrofahrzeuge		5.868.502	5.868.502	5.868.502	5.868.502
Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Elektrofahrzeugs	kWh/Jahr	1510	1499	1891	1880
Durchschnittliche Strombezugskosten (Großhandel) für ein Elektrofahrzeug	€/Jahr	174	74	193	93
Mit Lademanagement erzielbare Einsparung	€/Jahr	100		100	
Prozentuale Einsparung (bez. auf Großhandelspreis)		58%		52%	
Durchschnittliche Strombezugskosten (Endkundenpreis) für ein Elektrofahrzeug	€/Jahr	452	352	541	441
Prozentuale Einsparung (bez. auf Endkundenpreis)		22%		19%	

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Damit ist wie unter heutigen Bedingungen die ökonomische Attraktivität des Lademanagements in den modellierten Szenarienjahren 2020 und 2030 eher gering.

2.4 Zusammenfassende Bewertung

Die ökonomische Attraktivität des Lademanagements durch verminderte Strombezugskosten am Großhandelsmarkt ist sowohl unter der Annahme historischer Strompreise als auch für die modellierte Entwicklung für die Jahre 2020 und 2030 gering. Die Einsparpotenziale am Großhandelsmarkt sind nach den hier vorgestellten Analysen kein bedeutender Anreiz für Nutzer, sich an einem solchen Lademanagement-Regime zu beteiligen, insbesondere vor dem Hintergrund damit verbundener möglicher Einschränkungen bei der Nutzung ihres Elektrofahrzeugs.

Ein wichtiger Aspekt der Wirtschaftlichkeit des Lademanagements ist der elektrische Fahranteil. Während die Analyse des Lademanagements unter heutigen Bedingungen (Abschnitt 2.2) auf Annahmen zur elektrischen Fahrleistung (5.000 bis 15.000 Kilometern pro Jahr, angenommen für ein batterieelektrisches Fahrzeug, resultierend in einer jährlichen Stromnachfrage von 1.125 bis 3.375 kWh) basiert, geht die Analyse für 2020 und 2030 (Abschnitt 2.3) von in der Modellierung tatsächlich abgeleiteten Fahrzeugtypen (überwiegend Plug-In-Hybride) und dem entsprechenden Anteil der elektrischen Fahrweise aus. Der resultierende Stromverbrauch (bis ca. 2.000 kWh) deutet darauf hin, dass der für 2008 bis 2010 angenommene obere Stromverbrauch von mehr als 3.000 kWh nicht zu erwarten ist. Insofern kann geschlossen werden, dass die hier abgeleitete Analyse der möglichen Erlöse durch Lademanagement sich am oberen Ende der erwartbaren Entwicklung bewegt.

Des Weiteren sind die hier berechneten, durch Lademanagement einsparbaren Beträge mit Unsicherheiten behaftet. Entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse hat die Verteilung der Strompreise, wie sie in Abbildung 4 dargestellt ist, insbesondere ist die nutzbare Differenz zwischen hohen und niedrigen Strompreisen ausschlaggebend. Wichtige Faktoren für diese Strompreiskurve sind beispielsweise Eingangsparameter wie Brennstoff- und CO₂-Preise oder die Frage, in welchem Kraftwerkstyp zu welchem Preis in Spitzenlastzeiten Strom produziert - oder importiert - werden kann. Auch die Steifigkeit der sonstigen Stromnachfrage beeinflusst die Strompreise. Die dargestellten Ergebnisse für die vermeidbaren Strombezugskosten sind daher vor dem Hintergrund der Annahmen des hier modellierten Szenarios zu interpretieren.

Unabhängig von der ökonomischen Attraktivität aus Nutzerperspektive ist ein Lademanagement für das Stromerzeugungssystem sinnvoll, vor allem um teure Nachfragespitzen am Abend zu vermeiden, für deren Deckung sonst die Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten oder Stromimporte notwendig wären. Insbesondere wenn die Fahrzeuganzahl, wie hier für 2030 modelliert, in die Größenordnung von 6 Mio. steigt, würde ein weitgehend gleichzeitiges Laden der Fahrzeuge zu sehr deutlichen Lastspitzen führen. Dies zeigt sich auch an der dargestellten Änderung des mittleren Strompreises in den Modellläufen mit und ohne Lademanagement für 2030. Das Vermeiden teurer Lastspitzen wäre damit nicht nur für die Fahrzeugnutzer sondern auch für alle anderen Stromkunden kostengünstiger.

3 Vehicle-to-grid (V2G)

Eine weitere künftige Möglichkeit der Interaktion von Elektrofahrzeugen mit dem Strommarkt ist die bidirektionale Anbindung an das Stromnetz einschließlich einer möglichen Rückspeisung von Strom in das Netz. Mit dieser als „Vehicle-to-grid“ (V2G) bezeichneten Option bieten die Elektrofahrzeuge dem Strommarkt ihre Batterien als Speicher an. In welchem Umfang diese Möglichkeit zum Einsatz kommen könnte, hängt neben technischen Randbedingungen wie der Zyklenfestigkeit der Batterien oder der Realisierung der dafür notwendigen Netzinfrastruktur von der wirtschaftlichen Attraktivität der Rückspeisung des Stroms ab. Im Folgenden soll deshalb V2G aus ökonomischer Perspektive bewertet werden.

Grundsätzlich können bei einer bidirektionalen Anbindung von Elektrofahrzeugen die Einsparpotenziale des reinen Lademanagements genutzt werden (Kapitel 2). Darüber hinaus kann die Batterie während der Standzeit des Elektrofahrzeugs dazu genutzt werden, Strom aus dem Netz zu beziehen und diesen zu einem späteren Zeitpunkt wieder einzuspeisen (ohne also den Strom für den Fahrzeugbetrieb zu nutzen). Dadurch ergeben sich weitere Kosten und Erlöse auf dem Strommarkt.

Zunächst wird in Abschnitt 3.1 erläutert, welche Kosten und Erlöse auf dem Strommarkt für V2G relevant sind und welche Relevanz diese für die Wirtschaftlichkeit haben. In Abschnitt 3.2 werden die verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen auf dem Strommarkt in Bezug auf verschiedene Kostenkomponenten beschrieben und es wird analysiert, inwiefern V2G davon profitieren könnte. In Abschnitt 3.3 werden schließlich verschiedene Wirtschaftlichkeitsberechnungen angestellt.

3.1 Kosten und Erlöse auf dem Strommarkt

Sofern ein Betreiber eines Elektrofahrzeuges auf dem Strommarkt tätig werden will, so muss der Stromerlös durch Rückspeisung in das Netz mindestens die Strombezugskosten einschließlich der Kosten durch Verluste beim Be- und Entladen decken. Sofern der Betreiber den Strom zum Beladen der Batterie zu einem (heutigen) Endkundenpreis von 23,42 Cent/kWh (Abschnitt 2.1) bezieht und mit einer Effizienz von ca. 80%² ins Netz zurückspeist, so muss er mindestens 29 Cent/kWh (290 €/MWh) Erlösen, um seine Strombezugskosten zu decken.

An der Strombörse kommen Spotpreise in dieser Größenordnung jedoch nur selten vor. Im Jahr 2008 war dies in 2 Stunden und 2009 und 2010 in keiner einzigen Stunde der Fall. Die Ableitung der Strompreise für die Jahre 2020 und 2030 (Abschnitt 2.3) zeigt, dass auch 2030 nicht mit solchen Strompreisen gerechnet werden kann. Ein solches Geschäftsmodell, also der Einkauf zum Endkundertarif, die Speicherung und die Rückspeisung von Strom, ist also auf den ersten Blick nicht wirtschaftlich zu betreiben. Aus diesem Grund wird im folgenden Abschnitt überprüft, ob sich Einsparungen dadurch ergeben könnten, dass einzelne Kostenbestandteile des Endkundertarifs, die sich aus den regulatorischen

² Unter der Annahme, dass sowohl der Ladewirkungsgrad (Steckdose-Batterie) als auch der Entladewirkungsgrad (Batterie-Steckdose) 90% betragen, so dass sich insgesamt eine Effizienz von 81% für die Ein- und Ausspeisung ergibt (Arbeitspaket 3 des OPTUM-Projektes).

Rahmenbedingungen des Strommarkts ergeben, beim Strombezug für den Zweck der Rückspeisung nicht berücksichtigt werden müssen.

3.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Wenn der eingespeicherte Strom, der zu Endkundenbedingungen erworben wurde, nicht im Fahrzeug verbraucht, sondern in das Netz zurückgespeist wird, muss geprüft werden, inwiefern die regulatorischen Rahmenbedingungen, denen der Strombezug für Endkunden unterliegt, auch für V2G relevant sind. Die Auswirkungen der einzelnen regulatorischen Rahmenbedingungen auf die Wirtschaftlichkeit von V2G werden im Folgenden analysiert.

3.2.1 Stromsteuer

Nach dem Stromsteuergesetz (StromStG 2011) ist Strom, der zur Stromproduktion eingesetzt wird, von der Stromsteuer befreit. Damit ist beispielsweise Strom, der zum Betrieb einer Speisewasserpumpe in einem konventionellen Kraftwerk oder zum Pumpen des Wassers aus dem Unterbecken eines Pumpspeicherkraftwerks in das Oberbecken benötigt wird, von der Stromsteuer befreit.

Im Grundsatz könnte diese Befreiung also auch auf die Einspeisung von Strom in Batterien von Elektrofahrzeugen angewendet werden, wenn dieser Strom ins Netz zurückspeist wird. Das Stromsteuergesetz könnte entsprechend so konkretisiert werden, dass bei einer Rückspeisung von Strom aus Elektrofahrzeugen in das Netz der öffentlichen Versorgung die Stromsteuer zurückerstattet wird. Dies würde bedeuten, dass für jeglichen Strombezug von Elektrofahrzeugen aus dem Netz zunächst die Stromsteuer entrichtet werden muss, da zum Zeitpunkt der Speicherung noch nicht klar ist, zu welchem Zweck der Strom verwendet wird. Erst wenn der Strom ins Netz zurückgespeist wird, würde die Stromsteuer erstattet. Dies könnte so ausgestaltet werden, dass es einen Anreiz für eine Speicherung mit einer hohen Effizienz gäbe, wenn die Erstattung der Stromsteuer nur für den zurückgespeisten Strom erfolgt (und für aus dem Netz bezogenen Strom die Stromsteuer bezahlt werden muss).

Alternativ ist es denkbar, dass Elektrofahrzeuge die volle Stromsteuer auch für den Anteil des Stroms entrichten, der gespeichert und zurückgespeist wird. Dies ist administrativ die einfachste Lösung, weil kein Verfahren für die Erstattung eingeführt werden muss.

3.2.2 EEG-Umlage

Die EEG-Umlage wird grundsätzlich von allen Letztverbrauchern³ getragen. Im Jahr 2010 betrug die EEG-Umlage 2,047 Cent/kWh. Im Jahr 2011 wurde die EEG-Umlage auf 3,53 Cent/kWh erhöht (BNetzA 2010). Strom, der in Pumpspeicherkraftwerken oder anderen Stromerzeugungsanlagen eingesetzt wird, ist von der EEG-Umlage befreit, da diese keine Letztverbraucher sind. Die Neufassung des EEG sieht erstmals eine Befreiung von der EEG-Umlage für andere Stromspeicher vor (EEG 2011). Dies bedeutet, dass auch Elektrofahrzeuge von dieser Befreiung profitieren können.

³ Mit Ausnahme der Befreiung stromintensiver Unternehmen.

3.2.3 Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe wird von den Netzbetreibern an die Kommunen als Kompensation für die Nutzung öffentlicher Räume für die Niederspannungsnetze gezahlt. Im Jahr 2010 betrug sie 1,52 Ct/kWh (BNetzA 2010). Da die klassischen Stromspeicher große Pumpspeicherkraftwerke sind, die in der Regel an das Hochspannungsnetz angeschlossen sind und damit keine Konzessionsabgabe entrichten müssen, waren Ausnahmen von der Konzessionsabgabe für Stromspeicher bisher nicht relevant. Da Elektrofahrzeuge jedoch das Niederspannungsnetz nutzen, ist grundsätzlich davon auszugehen, dass Elektrofahrzeuge für den Strombezug die Konzessionsabgabe entrichten müssen. Von einer Senkung der Strombezugskosten durch Wegfall der Konzessionsabgabe für V2G kann also nicht ausgegangen werden.

3.2.4 Netznutzungsentgelte

Im Energiewirtschaftsgesetz ist festgelegt, dass alle Verbraucher grundsätzlich Netznutzungsentgelte bezahlen müssen. Im Jahr 2010 lag das Netznutzungsentgelt inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb bei 5,81 Ct/kWh (BNetzA 2011). Diese Netznutzungsentgelte müssen auch für den Stromverbrauch von Stromspeicher bezahlt werden⁴. Für neue Anlagen ist jedoch eine Freistellung für 20 Jahre bei Inbetriebnahme bis Ende 2026 vorgesehen (EnWG 2011).

Für Elektrofahrzeuge, die Strom ins Netz zurückspeisen möchten, würde diese Freistellung von den Netznutzungsentgelten für 20 Jahre einer Befreiung für die gesamte Lebensdauer entsprechen, da davon ausgegangen werden kann, dass die Lebensdauer weniger als 20 Jahre beträgt. Die gesetzlichen Regelungen sind jedoch auf große Pumpspeicherkraftwerke zugeschnitten und wurden nicht für Elektrofahrzeuge spezifiziert. Dies könnte jedoch bei einer Überarbeitung des Energiewirtschaftsgesetzes berücksichtigt werden. So könnten Elektrofahrzeuge für einen Teil ihrer Lebensdauer von den Netznutzungsentgelten freigestellt werden, sofern Batterien von Elektrofahrzeugen in ähnlicher Weise privilegiert werden sollen wie Pumpspeicherkraftwerke. Da Stromspeicher die Stromnetze nutzen, wäre jedoch auch begründbar, dass sie für den Strombezug Netznutzungsentgelte entrichten müssen.

3.3 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Aus den in Abschnitt 3.2 dargestellten regulatorischen Rahmenbedingungen werden im Folgenden drei Szenarien für die Anwendbarkeit auf V2G abgeleitet, auf Basis derer die Wirtschaftlichkeit von V2G im Vergleich zum Fall ohne V2G ermittelt werden soll:

- Szenario 1: Für die Berechnung der Strombezugskosten wird der Haushaltsstrompreis angesetzt. Damit wird der Strombezug für den Fahrzeugbetrieb grundsätzlich nicht vom Strombezug für die Rückspeisung unterschieden und es müssen somit alle Kostenkomponenten des normalen Strombezugs entrichtet werden.
- Szenario 2: Für die Berechnung der Strombezugskosten wird der Haushaltsstrompreis verringert um die EEG-Umlage und die Stromsteuer angesetzt. Hier wird davon

⁴ Wie vom Bundesgerichtshof 2009 für den Fall eines Pumpspeicherkraftwerks bestätigt.

ausgegangen, dass die EEG-Umlage sowie die Stromsteuer grundsätzlich vom Letztverbraucher getragen werden und somit für den Strombezug für die Rückspeisung im Rahmen von V2G gutgeschrieben werden können.

- Szenario 3: In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass die Batterie für die Rückspeisung insbesondere in Nachtstunden geladen wird und somit die Kosten für Strombeschaffung von 6,4 Cent/kWh auf 3,3 Cent/kWh sinken (Abschnitt 2.2). Außerdem werden die Strombezugskosten um die EEG-Umlage, die Stromsteuer und die Netznutzungsentgelte verringert. Damit werden sowohl die EEG-Umlage und die Stromsteuer als auch die Kosten für die zusätzliche Infrastrukturnutzung durch Elektrofahrzeuge durch den Letztverbraucher getragen und können somit für den Fall des Strombezugs für V2G gutgeschrieben werden.

Für diese Szenarien ergeben sich somit die folgenden Strombezugskosten für V2G:

Tabelle 9: Strombezugskosten für Elektrofahrzeuge im Rahmen von V2G

Szenario		€cent/kWh
1	Haushaltstrompreis	23,4
2	verringert um EEG, Stromsteuer, Mehrwertsteuer	15,6
3	'Nachtтарif' ohne EEG-Umlage, Stromsteuer, Netznutzungsentgelte, Mehrwertsteuer	6,7

Quelle: Eigene Berechnung

Im nächsten Schritt werden die Kosten von Elektroautos für die Teilnahme am Strommarkt ermittelt. Dabei müssen folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Die Strombezugskosten für Elektrofahrzeuge (Tabelle 9).
- Für die Batterie wird ein Speicherwirkungsgrad von 80% angenommen. Dies bedeutet, dass für jede Kilowattstunde (kWh), die in das Netz zurückgespeist wird, zuvor 1,2 kWh aus dem Netz bezogen werden müssen.
- Die Kosten für die Batterieabnutzung: (EWI 2010) gibt Batteriekosten von 200 bis 900 €/kWh und eine Lebensdauer von 3.000 Zyklen an. Umgerechnet ergeben sich damit (quasi-variable⁵) Kosten für die Rückspeisung von 6,7 Cent kWh bis 30 Cent/kWh. In einer weiteren Variante wird davon ausgegangen, dass die Abnutzungskosten durch Erhöhung der Zyklenzahl oder durch weitere Verringerung der Batteriekosten perspektivisch auf 2 Cent/kWh gesenkt werden können.
- Die Anschlussleistung von V2G wird mit 3 kW pro Anschluss abgeschätzt.

In Tabelle 10 werden die Grenzkosten auf Basis der Kosten für den Strombezug und der Kosten für die Batterieabnutzung aufgeführt und die daraus resultierende Erlöse in den Stunden berechnet, in denen der Spotmarktpreis der Jahre 2008, 2009 und 2010 über den jeweiligen Grenzkosten lag.

⁵ Die Kosten für die Erneuerung der Batterie fallen einmalig beim Neuerwerb an. Da die Abnutzung jedoch durch die Be- und Entladung der Batterie beeinflusst wird, können die Abnutzungskosten als quasivariable Kosten betrachtet werden und sind somit für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von V2G relevant.

Tabelle 10: Mögliche Erlöse für Elektrofahrzeuge durch V2G, 2008-2010 in verschiedenen Szenarien

Kosten Batterieabnutzung	Szenario	Grenzkosten Rückspeisung	2008	2009	2010
€cent/kWh		€cent/kWh	Erlöse in €		
2,0	1a Haushaltstrompreis	31,3	1	0	0
	2a Haushaltstrompreis verringert um EEG-Umlage, Stromsteuer	21,5	2	0	0
	3a "Nachtтарif" ohne EEG-Umlage, Stromsteuer, Netznutzungsentgelte	10,4	50	1	0
6,7	1b Haushaltstrompreis	35,9	0	0	0
	2b Haushaltstrompreis verringert um EEG-Umlage, Stromsteuer	26,1	1	0	0
	3b "Nachtтарif" ohne EEG-Umlage, Stromsteuer, Netznutzungsentgelte	15,1	7	0	0
30,0	1c Haushaltstrompreis	59,3	0	0	0
	2c Haushaltstrompreis verringert um EEG-Umlage, Stromsteuer	49,5	0	0	0
	3c "Nachtтарif" ohne EEG-Umlage, Stromsteuer, Netznutzungsentgelte	38,4	0	0	0

Quelle: Eigene Berechnungen

Dies war, selbst in den Szenarien mit niedrigen Grenzkosten (d.h. sofern einige Kosten der regulatorischen Rahmenbedingungen nicht anfallen), nur in wenigen Stunden der Fall. Die Grenzkosten der Elektrofahrzeuge sind der Mindestbetrag, der zu erwirtschaften wäre, um die Kosten für Strombezug und Batterieabnutzung zu decken. Die Grenzkosten werden sowohl von den Kosten der Batterieabnutzung als auch von den Strombezugskosten stark beeinflusst.

Daraus können folgenden Schlussfolgerungen gezogen werden:

- In allen Varianten des Szenarios 1 (Haushaltsstrompreis) können in keinem der betrachteten Jahre relevante Erlöse durch V2G erzielt werden. Wenn der Haushaltsstrompreis für die Strombezugskosten angesetzt werden muss, ist die Rückspeisung also nicht wirtschaftlich.
- In den Varianten des Szenarios 2 (Haushaltsstrompreis verringert um EEG-Umlage und Stromsteuer) können ebenfalls keine nennenswerten Erlöse erzielt werden.
- In den Varianten des Szenarios 3 ergibt sich ein anderes Bild:
 - Durch die niedrigen Strombezugskosten und den Wegfall von EEG-Umlage, Stromsteuer, Mehrwertsteuer sowie Netznutzungsentgelten sinken die Grenzkosten so stark, dass im Jahr 2008 bei niedrigen und mittleren Abnutzungskosten der Batterie Erlöse erzielt worden wären.
 - In den Jahren 2009 und 2010 hätten jedoch auch in den Varianten des Szenarios 3 keine relevanten Erlöse erzielt werden können.

- In der Variante 3a mit den sehr niedrigen Kosten für die Batterieabnutzung betragen die möglichen Erlöse im Jahr 2008 50 €
- In der Variante 3b mit mittleren Kosten für die Batterieabnutzung betragen die möglichen Erlöse im Jahr 2008 7 €
- In der Variante 3c mit hohen Kosten für die Batterieabnutzung können keine Erlöse erzielt werden.

In den meisten Szenarien ergibt sich, dass die Elektrofahrzeuge keine Erlöse am Strommarkt erzielen können, weil die Grenzkosten für die Teilnahme am Strommarkt zu hoch sind. Nur unter den Rahmenbedingungen der hohen Strompreise im Jahr 2008 und unter Annahme geringer Kosten für die Batterienutzung, geringer Strombezugskosten sowie der Möglichkeit einer Erstattung von EEG-Umlage, Stromsteuer und Netznutzungsentgelten wäre es möglich gewesen, relevante Erlöse (50 €/Jahr) zu erzielen.

Dies zeigt deutlich, dass die potenziellen Erlöse von V2G in der Regel niedriger sind als die in Kapitel 2 berechneten Erlöse aus Lademanagement. Das ist auch insofern nachvollziehbar, weil beim Lademanagement keine Kosten für die Batterieabnutzung und keine Wirkungsgradverluste anfallen.

4 Regelenergiemarkt

Potenziell kommt für Elektrofahrzeuge auch ein Einsatz auf dem Regelenergiemarkt in Betracht. Regelleistung wird dann benötigt, wenn unvorhergesehene Schwankungen bei Leistungsnachfrage oder -angebot im Netz entstehen, beispielsweise durch Kraftwerksausfall oder durch Änderung der Windeinspeisung, die kurzfristig ausgeglichen werden müssen. Der Ausgleich findet über regelfähige Kraftwerke (wie Gasturbinen oder Pumpspeicherkraftwerke, große konventionelle Kraftwerke wie Kohlekraftwerke tragen jedoch auch zur Regelleistung bei), zum Teil aber auch durch regelfähige Lasten (wie beispielsweise Kühlhäuser) statt.

Regelenergie wird in Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve unterschieden. Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden bereitgestellt werden, Sekundärregelleistung innerhalb von fünf Minuten. Kraftwerke, die an der Primär- und Sekundärregelung teilnehmen, müssen ihre Regelleistung bis maximal 15 Minuten nach Beginn des Regelvorgangs aufrechterhalten können. Anschließend werden sie von der Minutenreserve abgelöst, die innerhalb von 15 Minuten abrufbar sein muss.

Positive Regelleistung ist erforderlich, wenn ein zusätzliches Stromangebot (oder eine verringerte Nachfrage) benötigt wird, beispielsweise durch kurzfristige Erzeugung in einem Pumpspeicherkraftwerk oder durch Nachfragereduktion in einem Kühlhaus. Negative Regelleistung bedeutet, dass das Leistungsangebot reduziert oder die Leistungsnachfrage erhöht werden muss. Dabei müssen für die Bereitstellung negativer Regelleistung in der Regel konventionelle Kraftwerke am Netz bleiben, damit diese bei Abruf abgeregelt werden können.

Aufgrund der hohen technischen Anforderungen für die Präqualifikation von Anlagen zur Bereitstellung von Regelenergie gibt es bisher nur sechs Anbieter für Primär- und Sekundärregelung in Deutschland. Für Minutenreserve sind die Anforderungen weniger anspruchsvoll, so dass es zusätzlich 25 Anbieter aus dem kommunalen und industriellen Bereich gibt (Monopolkommission 2009). Der Abruf von Primär- und Sekundärregelung erfolgt ferngesteuert, wobei die Übertragungsnetzbetreiber direkten Zugriff auf die bereitstellenden Anlagen haben. Der Abruf von Minutenreserve ist technisch weniger aufwändig, da mehr Zeit zwischen der Anforderung der Leistung und der Bereitstellung liegen kann. Die Leistung kann auch per Telefonanruf abgerufen werden. Vor diesem Hintergrund konzentriert sich die folgende Analyse auf den Markt für Minutenreserve als plausibelste Option für die Beteiligung von Elektrofahrzeugen am Regelenergiemarkt.

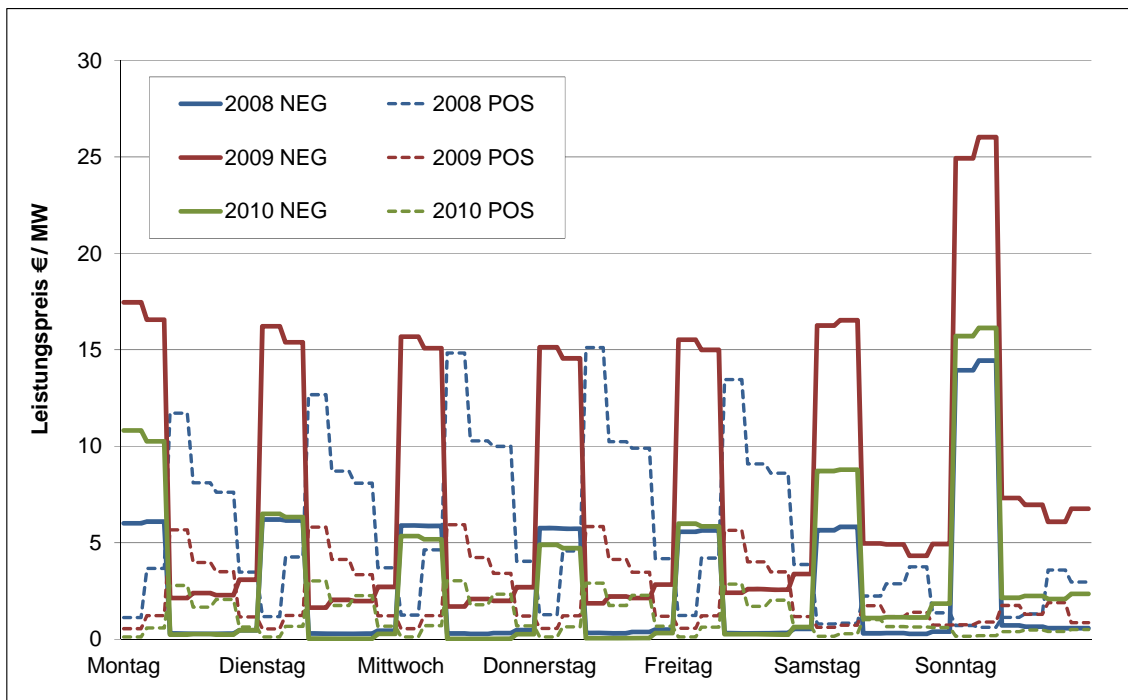
Im Folgenden wird basierend auf dem Regelleistungsbedarf und der entsprechenden Preise der Jahre 2008 bis 2010 eine Abschätzung der möglichen Erlöse für die Teilnahme von Elektrofahrzeugen am Markt für Minutenreserve vorgenommen. In Abschnitt 4.1 wird zunächst die Entwicklung der Preise am Regelenergiemarkt für Minutenreserve zwischen 2008 und 2010 dargestellt. In Abschnitt 4.2 wird darauf aufbauend berechnet, wie sich eine Beteiligung von Elektrofahrzeugen am Regelenergiemarkt auf die Wirtschaftlichkeit auswirken würde.

4.1 Preise am Regelenergiemarkt für Minutenreserve

Der Regelenergiemarkt ist als Pay-as-bid-Markt organisiert. Damit erhalten alle erfolgreichen Gebote Erlöse in Höhe des von ihnen angebotenen Preises. Außerdem zwischen Leistungs- und Arbeitspreis zu unterscheiden. Der Leistungspreis wird für die Vorhaltung der Kapazität gezahlt, der Arbeitspreis wird nur fällig, wenn diese Kapazität auch abgerufen wird.

Abbildung 5 zeigt die durchschnittliche Entwicklung des Leistungspreises für die Vorhaltung negativer und positiver Minutenreserve in den Jahren 2008 bis 2010. Die Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve erreichen im Zeitraum von 0 Uhr bis 8 Uhr an allen Wochentagen ein deutlich höheres Niveau als in den übrigen Stunden. Für positive Minutenreserve ist der Effekt gegenläufig; von 0 Uhr bis 8 Uhr sind hier die niedrigsten Preise zu beobachten. Während des Tages steigen die Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve an.

Abbildung 5: Durchschnittliche Leistungspreis für positive (POS) und negative (NEG) Minutenreserve, 2008 bis 2010



Quelle: (regelleistung.net 2011), Berechnungen Öko-Institut.

Am Montag, Samstag und Sonntag werden die höchsten Leistungspreise für negative Minutenreserve erreicht. An Werktagen ist die Preiskurve für positive Minutenreserve jeweils vergleichbar, am Wochenende werden jedoch nur sehr niedrige Leistungspreise erzielt.

Da für negative Minutenreserve in der Regel höhere Leistungspreise auftreten als für positive Minutenreserve und die höchsten Preise während der Nacht erzielt werden (in der die meisten Elektrofahrzeuge nicht in Betrieb sind), stellt die Bereitstellung negativer Minutenreserve die attraktivste Option für Elektrofahrzeuge dar.

Grundsätzlich steigen die Preise für negative Minutenreserve in der Nacht an, weil durch die geringe Last viele Kraftwerke bereits heruntergefahren sind oder in Teillast betrieben werden. Damit ist der Kreis der verfügbaren Kraftwerke, die negative Minutenreserve anbieten können (d.h. die heruntergefahren werden können), geringer als am Tag. Am Wochenende ist die Last typischerweise geringer als in der Woche – es sind also noch weniger Kraftwerke verfügbar, die heruntergefahren werden können. Dies erklärt die höheren Preise an Wochenenden.

4.2 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Wenn Elektrofahrzeuge negative Minutenreserve bereitstellen wollen, müssen sie mehrere Voraussetzungen erfüllen:

- Sie müssen ans Stromnetz angeschlossen sein;
- Die Batterie darf nur zum Teil geladen sein, damit beim Abruf negativer Regelleistung Strom in die Batterie eingespeist werden kann;
- Der Ladevorgang muss vom Stromversorger gesteuert werden. Der Stromversorger könnte beispielsweise mehrere Elektrofahrzeugen in einem Pool zusammenfassen und ein gemeinsames Gebot für Regelleistung abgeben;
- Der Betreiber des Elektrofahrzeuges muss sich am Vortag entscheiden, dass das Elektrofahrzeug auch wirklich zur Verfügung steht. Dabei werden Gebote für jeweils einen Zeitraum von vier Stunden abgegeben.

Abbildung 5 zeigt, dass insbesondere ein Einsatz von Elektrofahrzeugen für die Bereitstellung von negativer Minutenreserve im Zeitraum von 0 Uhr bis 4 Uhr attraktiv erscheint. Um diese Uhrzeit werden die meisten Fahrzeughalter zu Hause sein. In diesem Zeitraum konnten in den Jahren 2008 bis 2010 Leistungspreise von durchschnittlich 11 €/MW erzielt werden. Am Tag sinken die Leistungspreise für negative Minutenreserve stark ab (auf unter 5 €/MW). Ein mögliches Modell könnte also sein, dass der Betreiber eines Elektrofahrzeuges sein Fahrzeug grundsätzlich von 0 Uhr bis 4 Uhr für die Bereitstellung negativer Minutenreserve zur Verfügung stellt. Bei Leistungspreisen von 11 €/MW kann der Betreiber eines Elektrofahrzeuges mit einer möglichen Ladeleistung von 3 kW in diesen 4 Stunden rund 0,13 € Erlöse. Wenn es an 365 Tagen im Jahr anbietet, summieren sich die Erlöse auf rund 50 €⁶

Eine Analyse der in den Jahren 2008 bis 2010 erzielten Arbeitspreise ergibt, dass in den Nachtstunden für negative Minutenreserve die erfolgreichen Anbieter im Durchschnitt einen Arbeitspreis von 50 €/MWh angeboten haben. Außerdem erhalten die Betreiber eines Elektrofahrzeuges Strom kostenlos, wenn negative Minutenreserve abgerufen wird. Nachts kann hierfür ein Preis von 33 €/MWh angesetzt werden. Es wird jedoch nur ein kleiner Teil der kontrahierten Minutenreserve tatsächlich abgerufen. Da auch für den Arbeitspreis das Pay-as-bid-Verfahren angewendet wird und zunächst die günstigsten Anbieter abgerufen werden, stellt der Arbeitspreis in Höhe von 50 €/MWh damit die Obergrenze der möglichen Erlöse dar. Im Jahr 2009 wurde kontrahierte negative Minutenreserve in 5% der Zeit abgerufen. Bezieht man diese geringe Abrufwahrscheinlichkeit mit ein, kann ein Elektrofahrzeug zusätzliche Erlöse in Höhe von rund 20 € pro Jahr dadurch erzielen, dass beim Abruf negativer Minutenreserve der Arbeitspreis vergütet wird und es zugleich kostenlos Strom bezieht⁷.

⁶ Ein Elektroauto mit einer Fahrleistung von 5.000 km pro Jahr hat einen jährlichen Stromverbrauch von etwa 1.125 kWh (Tabelle 4). Dies bedeutet, dass pro Tag etwa 3 kWh geladen werden müssen. Bei einer Anschlussleistung von 3 kW wird die verfügbare Anschlussleistung damit meistens nicht vollständig zum Laden benötigt. Wenn das Elektroauto über Nacht an das Stromnetz angeschlossen ist, stehen ausreichend Zeit zur Verfügung, um im Zeitraum von 0 bis 4 Uhr negative Minutenreserve anzubieten und das Auto zu laden. Eine vollständige Ladung könnte z.B. im Zeitraum von 4 bis 6 Uhr erreicht werden.

⁷ $(33 \text{ €/MWh} + 50 \text{ €/MWh}) * 3 \text{ kW} * 365 \text{ Tage} * 4 \text{ Stunden} * 5\% = 18,18 \text{ €}$

Insgesamt sind die möglichen Erlöse aus der Erbringung negativer Minutenreserve mit nur 80 €/Jahr überschaubar. Diese Erlöse werden die zu erwartenden Kosten für die zusätzliche Steuerungselektronik und die Nutzungseinbußen sicher nicht aufwiegen. Bei einer regelmäßigen Teilnahme eines Elektroautos am Regelenergiemarkt könnte das Fahrzeug in der Nacht nicht genutzt werden.

Gleichzeitig ist jedoch auch anzumerken, dass sich die Preise an den Regelenergiemärkten allein in den Jahren 2008 bis 2010 stark verändert haben. Diese Untersuchungen haben gezeigt, dass die Preise weiter steigen müssen, damit es sich für dezentrale Energiespeicher wie Elektrofahrzeuge die Teilnahme lohnt.

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

5.1 Zusammenfassung

Das Ladeverhalten beeinflusst die Wirtschaftlichkeit von Elektrofahrzeugen. Zum einen werden die Strombezugskosten vom Ladezeitpunkt bestimmt. So wäre es bei einer Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen möglich, diese zu laden, wenn der Wind weht oder die Preise am Strommarkt niedrig sind. Zum anderen ist es denkbar, dass Elektrofahrzeuge durch intelligentes Lademanagement Systemdienstleistungen (Regelleistung) für den Energiesektor bereitstellen. Eine weitere Option ist das bidirektionale Lademanagement (V2G). In dieser Untersuchung wird eine ökonomische Bewertung der verschiedenen Interaktionen mit dem Energiesektor durch Elektrofahrzeuge durchgeführt.

Lademanagement

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Elektrofahrzeugen ist der Endkundenpreis des Strombezugs ausschlaggebend. Nur ein Teil davon, nämlich der Strombezug am Großhandelsmarkt, kann jedoch durch Lademanagement beeinflusst werden. Ladezeitraum und Ladedauer orientieren sich zum einen an den Erfordernissen der Fahrzeugnutzung (Standzeiten, minimaler Füllstand zu Beginn der nächsten Fahrt usw.). Zum anderen wird die Beladung preisoptimiert gestaltet, so dass die Strombezugskosten in Abhängigkeit vom Strommarkt möglichst gering ausfallen.

Basierend auf historischen Preisen für die Jahre 2008 bis 2010 wurde eine Abschätzung vorgenommen, wie stark sich die Strombezugskosten für Elektrofahrzeuge durch eine Verlagerung in lastschwache Zeiten senken lassen. Je nach Fahrleistung der betreffenden Elektrofahrzeuge und in Abhängigkeit vom Verschiebezeitraum lassen sich 26 bis 101 € pro Jahr durch Lademanagement einsparen. Bezogen auf die jährlichen Stromkosten für ein Elektroauto machen die am Großhandelsmarkt mit den dargestellten Verlagerungen einsparbaren Beträge nur etwa 10% aus. Vor dem Hintergrund der mit dem Lademanagement verbundenen Einschränkungen aus Nutzerperspektive ist die Attraktivität des Lademanagements aus heutiger Sicht als gering einzuschätzen.

Für die Jahre 2020 und 2030 führt ein Lademanagement für ein durchschnittliches Elektrofahrzeug zu jährlich einsparbaren Kosten von 26 bis 29 € (2020) bzw. 100 € (2030). Dies entspricht etwa 7 bis 8% (2020) bzw. 19 bis 22% (2030) der jährlichen Stromkosten, wenn ein Endkundenpreis mit ähnlichen Preisbestandteilen wie heute zugrunde gelegt wird. Damit ist wie unter heutigen Bedingungen die ökonomische Attraktivität des Lademanagements auch in den Szenarijahren 2020 und 2030 eher gering.

Vehicle-to-grid (V2G)

Eine weitere Möglichkeit der Interaktion von Elektrofahrzeugen mit dem Strommarkt ist die bidirektionale Anbindung an das Stromnetz einschließlich einer möglichen Rückspeisung von Strom in das Netz (Vehicle-to-grid (V2G)). In welchem Umfang diese Möglichkeit zum Einsatz kommen könnte, hängt neben technischen Randbedingungen wie der Zyklfestigkeit der Batterien oder der Realisierung der dafür notwendigen Netzinfrastruktur von der wirtschaftlichen Attraktivität der Rückspeisung des Stroms ab.

Grundsätzlich können bei einer bidirektionalen Anbindung von Elektrofahrzeugen die Einsparpotenziale des reinen Lademanagements genutzt werden. Darüber hinaus kann die Batterie während der Standzeit des Elektrofahrzeugs dazu genutzt werden, Strom aus dem Netz zu beziehen und diesen zu einem späteren Zeitpunkt wieder einzuspeisen (ohne also den Strom für den Fahrzeugbetrieb zu nutzen). Dadurch ergeben sich weitere Kosten und Erlöse auf dem Strommarkt.

Bedingt durch die hohen Kosten für die Batterieabnutzung und die Wirkungsgradverluste der Speicherung lässt sich die Rückspeisung von Strom mit V2G in den meisten betrachteten Szenarien jedoch nicht wirtschaftlich darstellen. Nur im Vergleich zu den sehr hohen Strompreisen im Jahr 2008 und bei Annahme sehr niedriger Kosten für die Batterieabnutzung sowie einer Erstattung der EEG-Umlage, der Stromsteuer, der Mehrwertsteuer sowie der Netznutzungsentgelte lassen sich Erlöse in der Größenordnung von bis zu 50 €/Jahr erzielen. Dabei ist anzumerken, dass diese Erlöse die Kosten für die Börsenanbindung sicherlich nicht decken werden.

Regelenergiemarkt

Potenziell kommt für Elektrofahrzeuge auch ein Einsatz auf dem Regelenergiemarkt in Betracht. Regelleistung wird dann benötigt, wenn unvorhergesehene Schwankungen bei Leistungsnachfrage oder -angebot im Netz entstehen, beispielsweise durch Kraftwerksausfall oder durch Änderung der Windeinspeisung, die kurzfristig ausgeglichen werden müssen. Der Ausgleich findet über regelfähige Kraftwerke (wie Gasturbinen oder Pumpspeicherkraftwerke, große konventionelle Kraftwerke wie Kohlekraftwerke tragen jedoch grundsätzlich auch zur Regelleistung bei), zum Teil aber auch durch regelfähige Lasten (wie beispielsweise Kühlhäuser) statt.

Positive Regelleistung ist dann erforderlich, wenn ein zusätzliches Stromangebot (oder eine verringerte Nachfrage) benötigt wird, beispielsweise durch kurzfristige Erzeugung von Strom in einem Pumpspeicherkraftwerk oder durch Nachfragereduktion in einem Kühlhaus. Umgekehrt bedeutet negative Regelleistung, dass das Leistungsangebot reduziert oder die Leistungsnachfrage erhöht werden muss.

Eine Teilnahme von Elektrofahrzeugen am Markt für Primärregelleistung und Sekundärregelleistung erscheint aufgrund der Präqualifikationsbedingungen nicht realistisch. Am Regelenergiemarkt erscheint insbesondere die Bereitstellung von negativer Minutenreserve in den Nachstunden interessant, weil hier die höchsten Preise realisiert werden können. Der Betreiber eines Elektrofahrzeuges könnte auf diese Weise einen Erlös von bis zu 80 € pro Jahr realisieren, müsste jedoch Nutzungseinbußen hinnehmen, weil er das Auto nachts nicht nutzen könnte.

5.2 Schlussfolgerungen

Grundsätzlich zeigt die Analyse der wirtschaftlichen Bewertung der verschiedenen Möglichkeiten der Interaktion mit dem Energiesystem, dass die Erlösmöglichkeiten durch Lademanagement, Rückspeisung in das Netz (V2G) und Teilnahme am Regelenergiemarkt beschränkt sind. Im optimistischsten Fall könnten Erlöse von 100 € (Lademanagement), 50 € (V2G) bzw. 80 € (Regelenergiemarkt) pro Jahr erzielt werden.

Damit verbunden sind jedoch zum einen technische und administrative Anforderungen für Steuerung bzw. für die Anbindung an Strom- und Regelenergiemarkt. Des Weiteren führt die Nutzung dieser Optionen zum Teil zu Einschränkungen für den Nutzer, da das Elektrofahrzeug nicht zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung steht.

Grundsätzlich ist das Lademanagement technisch einfacher umzusetzen als die Rückspeisung bei V2G. Gleichzeitig hat das Lademanagement den Vorteil, dass es nicht zu zusätzlichen Kosten für die Batterieabnutzung und zu Speicherverlusten führt. Aus technischer Sicht ist Lademanagement also sinnvoller anzusehen als die Rückspeisung von Strom.

Auf den ersten Blick zeigt sich, dass insbesondere für Elektrofahrzeuge mit geringen Fahrleistungen die Bereitstellung von negativer Minutenreserve wirtschaftlich attraktiver ist als das Lademanagement. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass für die Bereitstellung der negativen Minutenreserve sehr viel aufwendigere Steuerungselektronik benötigt wird als für das Lademanagement.

Insgesamt stellt sich damit auf mittlere Sicht das Lademanagement als die wirtschaftlichste Option dar, Flexibilität für die erneuerbaren Energien seitens der Elektrofahrzeuge bereitzustellen.

Die hier mit dem Modell PowerFlex durchgeführten Modellierungen lassen auch für die Jahre 2020 und 2030 keine Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit des Lademanagements erwarten. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die künftige Preisentwicklung am Strommarkt mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist. Auf die Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Elektrofahrzeuge hat außerdem das zukünftige Marktdesign im Stromsektor Einfluss. So wird beispielsweise diskutiert, den Strommarkt um Kapazitätselemente zu ergänzen. Dies könnte eine weitere Erlösquelle darstellen und damit die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsbereitstellung für Elektrofahrzeuge verbessern. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, ein regelmäßiges Monitoring (z.B. jährlich oder alle zwei Jahre) durchzuführen, das die Preisentwicklung an den Strombörsen, den Regelenergiemärkten und das Marktdesign untersucht und über den Zeitverlauf einen Wirtschaftlichkeitsindikator für die Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge darstellt.

6 Literaturverzeichnis

- BMWi & BMU, 2010. *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*,
- BNetzA, 2011. *Jahresbericht 2010*, Bonn.
- BNetzA, 2010. *Markt und Wettbewerb Energie - Kennzahlen 2010*, Bonn.
- EEG, 2011. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). , Pp. 1-36. Available at: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf.
- EPEX/EEX, 2011. Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Deutschland/Österreich. EPEX Spot Auktionsmarkt.
- EWI, 2010. *Potenziale der Elektromobilität bis 2050*,
- EnWG, 2011. *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*,
- Hacker, F., Harthan, R., Matthes, F. & Zimmer, W., 2009. *Environmental impacts and impact on the electricity market of a large scale introduction of electric cars in Europe - Critical Review of Literature*,
- Monopolkommission, 2009. *Strom und Gas 2009 : Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG.*,
- StromStG, 2011. Stromsteuergesetz (StromStG). , 02, Pp. 5-12. Available at: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromstg/gesamt.pdf>.
- regelleistung.net, 2011. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Available at: www.regelleistung.net.