

**WISSENSCHAFTLICHE UNTERSTÜTZUNG
BEI DER ERSTELLUNG VON
FAHRZEUGBEZOGENEN ANALYSEN ZUR
NETZINTEGRATION VON
ELEKTROFAHRZEUGEN UNTER NUTZUNG
ERNEUERBARER ENERGIEN**

Endbericht zum Vorhaben FKZ UM 11 96 107

Endbericht zum Vorhaben FKZ UM 11 96 107

Autoren

Manuel Wickert (IWES), Norman Gerhard (IWES), Tobias Trost (IWES), Johannes Prior (IWES), Andrej Cacilo (IKEM), Matthias Hartwig (IKEM), Alexander Reinhardt (IKEM), Heike Münzing (IKEM)

Prof. Dr. Clemens Hoffmann

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES
in Kassel und Bremerhaven.

Projektnummer: FKZ UM 11 96 107

Projektpartner/Unterauftragnehmer: Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM)

Inhalt

1		
Einleitung		13
2		
Methodische Vorgehensweise zur Bewertung und Weiterentwicklung der Geschäftsmodelle		16
2.1		
Simulationsmodelle		18
2.1.1		
Simulation der Erzeugungs- und Preiszeitreihen		17
2.1.2		
Simulation der Elektrofahrzeuge		20
3		
Stakeholderdialoge und Expertenworkshop		21
4		
Auswirkungen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf die Netzinfrastruktur		24
4.1		
Studie 1: Gesteuertes Laden V2.0		24
4.1.1		
Methodik und Prämissen		24
4.1.2		
Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte/gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen auf die Belastung und Grenzwerteinhaltung der Netzbetriebsmittel?		25
4.1.3		
Welche Auswirkungen hat die Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf den Netzausbaubedarf in Deutschland unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens?		28
4.1.4		
Welche Auswirkungen durch ungesteuertes/gesteuertes Laden sind hinsichtlich der optimierten Nutzung erneuerbarer Energien zu erwarten?		29
4.2		
Studie 2: Einbindung von Zuhausekraftwerken in Smart Grids		29
4.2.1		
Welche Auswirkungen hat die Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf den Netzausbaubedarf in Deutschland unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens?		29
4.3		
Studie 3: Net-Elan		30
4.3.1		
Methodik und Prämissen		30
4.3.2		
Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte/gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen auf die Belastung und Grenzwerteinhaltung der Netzbetriebsmittel? / Welche Auswirkungen durch ungesteuertes/gesteuertes Laden sind hinsichtlich der optimierten Nutzung erneuerbarer Energien zu erwarten?.....		31
4.4		
Studie 4: E-Aix Netzstudie (Verteilnetz).....		35
4.4.1		
Methodik und Prämissen		35

4.4.2	Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte/gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen auf die Belastung und Grenzwerteinhalten der Netzbetriebsmittel?	35
4.4.3	Welche Auswirkungen hat die Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf den Netzausbaubedarf in Deutschland unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens?	39
4.5	Studie 5: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Auslastung von Stromnetzen an einem Schweizer Fallbeispiel (Hochspannungsnetz)	40
4.5.1	Methodik und Prämissen	40
4.5.2	Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte/gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen auf die Belastung und Grenzwerteinhalten der Netzbetriebsmittel?	41
4.5.3	Welche Auswirkungen hat die Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf den Netzausbaubedarf in Deutschland unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens?	43
4.6	Synopse: Die Rückwirkung des Be- und Entladens von Elektrofahrzeugen auf das öffentliche Stromnetz	44
4.7	Die Untersuchung von Netzurückwirkungen von Elektrofahrzeugen im weiteren Verlauf dieses Projektes und der Bezug zu aktuellen Forschungsprojekten	44
5	Technische Betrachtung	46
5.1	Ladeinfrastruktur	46
5.1.1	Überblick	46
5.1.2	Konduktives Wechselstromladen	48
5.1.3	DC-Schnellladestationen:	49
5.1.4	Induktives Laden	50
5.1.5	Stand der Forschung im Bereich Messinfrastruktur und Zähler	52
5.2	Stand der Forschung im Bereich Batterietechnologien	53
5.2.1	Lithium-Ionen-Batterie: Ist-Stand und Optimierungsmöglichkeiten	53
5.2.2	Leistungsfähigkeit alternativer elektrischer Energiespeicher- und Energiewandlertechniken	54
5.2.3	Batteriekosten	57
5.2.4	Die Referenz Consumer Cells	61
5.2.5	Gründe für Kostensenkungen	63
5.2.6	Entwicklungsperspektiven bis 2030	64
5.2.7	Batteriealterung und Zyklendifestigkeit	71

5.2.8	Stand der Forschung im Bereich Batteriemanagementsysteme	75
5.3	Stand der Forschung im Bereich Netzumrichter	76
6	Energiewirtschaftliche Determinanten der Netzintegration von Elektrofahrzeugen.....	81
6.1	Integration von erneuerbaren Energien und Elektromobilität	81
6.2	Zusammensetzung des Strompreises für Endkunden	81
6.3	Analyse der Strompreisentwicklung am Großmarkt (zeitlich).....	82
6.4	Energiewirtschaftliche Determinanten der Energiespeicherung	84
6.4.1	Techniken zur Stromspeicherung	86
6.4.2	Einflussfaktoren für den Speichereinsatz.....	87
6.4.3	Entwicklung von Speicherbedarf und Preisen für Energiespeicherung	88
6.4.4	Potenziale	91
6.4.5	Kostenvergleich	93
6.4.6	Fazit zu den Speichertechnologien	95
6.5	Regelenergiemarkt.....	96
6.5.1	Regelleistung: Funktion, Regeln und Bedingungen.....	96
6.5.2	Rechtliche, technische und organisatorische Vorgaben	97
6.5.3	Marktvolumen und Preisentwicklung an den Regelenergiemärkten	105
7	Nutzerverhalten	108
7.1	Relevante Erkenntnisse aus der allgemeinen Mobilitätsforschung.....	108
7.2	Akzeptanz von Elektrofahrzeugen und Elektromobilität.....	114
7.3	Übertragung der Erkenntnisse der allgemeinen Mobilitätsforschung auf die Nutzung von Elektrofahrzeugen und Befunde aus den Pilotversuchen der Elektromobilität	123
7.3.1	Schlussfolgerungen für die benötigte Reichweite von Elektrofahrzeugen.....	130
7.3.2	Schlussfolgerungen zur Relevanz des öffentlichen Ladens	132
7.3.3	Ladefruchtstruktur und elektrischer Fahranteil.....	135
7.4	Nutzerverhalten und Nutzerakzeptanz im Bereich »Gesteuertes Laden«	136

7.5	Nutzerverhalten und Nutzerakzeptanz in gewerblichen Flotten.....	143
7.6	Zielgruppendifferenzierung	149
8	Rechtliche Rahmenbedingungen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen	154
8.1	Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien in juristischen Publikationen i. e. S.	154
8.2	Überblick über die rechtlichen Rahmenbedingungen für Elektromobilität.....	156
8.2.1	Energiewirtschaftsrechtlicher Rahmen	157
8.2.1.1	Vertragsbeziehungen beim Strombezug über einen privaten Anschluss.....	158
8.2.1.2	Netzanschlussvertrag.....	158
8.2.1.3	Anschlussnutzungsverhältnis	159
8.2.1.4	Netznutzungsvertrag bzw. Lieferantenrahmenvertrag	159
8.2.1.5	Bilanzkreisvertrag	160
8.2.1.6	Stromliefervertrag und Grundversorgung	160
8.2.1.7	Privater Anschluss auf fremden Grund	162
8.2.1.8	Vertragsbeziehungen bei Rückspeisung	172
8.2.1.9	Exkurs – Vertragsbeziehungen beim Laden an öffentlichen Ladestationen	173
8.2.1.10	Exkurs: Parken zur Teilnahme an Rückspeisung, am Regenergiemarkt und am gesteuerten Laden an öffentlichen Ladestation	173
8.2.2	Steuerrechtliche Rahmenbedingungen, Strafzahlungen und Netzentgelte	175
8.2.2.1	Energie- und Stromsteuer	175
8.2.2.2	Kraftfahrzeugsteuer.....	176
8.2.2.3	Verordnung zur Verminderung der CO ₂ -Emission von Personenkraftwagen.....	176
8.2.2.4	Das Recht der erneuerbaren Energien	176
9	Szenarien	181
1 0	Das Geschäftsmodell »Teilnahme am Regenergiemarkt«.....	185
10.1	Beschreibung des Geschäftsmodells	185
10.2	Technische Determinanten der Teilnahme am Regenergiemarkt	187

10.3	Energiewirtschaftliche Determinanten der Teilnahme am Regelenergiemarkt	188
10.4	Nutzerseitige Determinanten der Teilnahme am Regelenergiemarkt	189
10.5	Rechtliche Rahmenbedingungen der Teilnahme am Regelenergiemarkt.....	190
10.5.1	Angreifbarkeit der Präqualifikationsbedingungen	190
10.5.2	Anpassung des Rechtsrahmens	191
10.5.3	Konkretisierung der 100-prozentigen Verfügbarkeit.....	192
10.5.4	Kontrastierung der Präqualifikation jeder »Technischen Einheit«.....	193
10.6	Einzelwirtschaftliche Bewertung der Teilnahme am Regelenergiemarkt	193
10.7	Volkswirtschaftliche Bewertung der Teilnahme am Regelenergiemarkt	200
10.8	Zusammenfassung	201
1 1	Das Geschäftsmodell V2G	203
11.1	Beschreibung des Geschäftsmodells	203
11.2	Technische Determinanten von V2G	204
11.2.1	Energiewirtschaftliche Determinanten von V2G	205
11.3	Nutzerseitige Determinanten von V2G	207
11.4	Rechtliche Rahmenbedingungen von V2G.....	207
11.4.1	Netzanschluss und Anschlussnutzung	208
11.4.1.1	Kostentragung	209
11.4.1.2	Verhältnis des Hausanschlussvertrags zum Rückspeisungsanschlussvertrag	211
11.4.2	Netznutzung	211
11.4.3	Abnahme des rückgespeisten Stroms.....	212
11.4.4	Strom aus erneuerbaren Energien	215
11.4.5	Netzintegration des rückgespeisten Stroms	215
11.4.6	Keine Befreiung von den Netzentgelten	216
11.4.7	Befreiung von der Stromsteuer bei Einspeisung	218
11.4.8	Konzessionsabgabe.....	219
11.4.9	Umsatzsteuer bei Stromentnahme zur Speicherung	220

11.4.10	
EEG-Umlagen-Befreiung für Energiespeicher	221
11.4.11	
Fazit und zusammengefasster Regelungsvorschlag	222
11.5	
Einzelwirtschaftliche Bewertung von V2G	223
11.6	
Volkswirtschaftliche Bewertung von V2G	231
11.7	
Zusammenfassung	232

1 2

Das Geschäftsmodell »Gesteuertes Laden von Grünstrom« Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells 234

12.1	
Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells	234
12.1.1	
Beschreibung des Geschäftsmodells	234
12.1.2	
Technische Determinanten des gesteuerten Ladens mit Grünstrom	236
12.1.3	
Energiewirtschaftliche Determinanten des gesteuerten Ladens mit Grünstrom	236
12.1.4	
Nutzerseitige Determinanten des gesteuerten Ladens mit Grünstrom	236
12.1.5	
Rechtliche Rahmenbedingungen des gesteuerten Ladens mit Grünstrom	237
12.1.5.1	
Überblick	237
12.1.5.2	
Stromkennzeichnungspflicht	238
12.1.5.3	
Herkunftsnachweise	239
12.1.5.4	
Abläufe im Herkunftsnachweisregister	239
12.1.5.5	
Virtuelle« Ausweisung nach Zahlung der Grünstromumlage durch den Lieferanten	240
12.1.5.6	
Auffangtatbestand – Ausweisung des ENTSO-E Mixes	241
12.1.5.7	
Direktvermarktung mit Grünstromprivileg	241
12.1.5.8	
Exkurs: Wettbewerbsrechtliche und Zivilrechtliche Dimension der Stromkennzeichnung – Durchsetzbare Kennzeichnungspflicht	242
12.1.5.9	
Fazit	243
12.1.6	
Einzelwirtschaftliche Bewertung des gesteuerten Ladens mit Grünstrom	244
12.1.7	
Volkswirtschaftliche Bewertung des gesteuerten Ladens mit Grünstrom	247
12.1.8	
Zusammenfassung	248

1 3

Das Geschäftsmodell »Spotmarktorientiertes Laden« 250

13.1	Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells.....	250
13.1.1	Beschreibung des Geschäftsmodells	250
13.1.2	Technische Determinanten des spotmarktorientierten Ladens	251
13.2	Energiewirtschaftliche Determinanten des spotmarktorientierten Ladens	253
13.2.1	Price-Spread-Entwicklung.....	253
13.2.2	Demand Side Management Alternativen und deren Einfluss auf die Preisschwankungen am Spot-Markt.....	254
13.3	Nutzerseitige Determinanten des spotmarktorientierten Ladens	256
13.4	Rechtliche Rahmenbedingungen des spotmarktorientierten Ladens.....	259
13.4.1	Unterscheidung variabler Tarifmodelle.....	259
13.4.2	Gesetzliche Grundlage variabler Tarife, § 40 Abs. 5 EnWG.....	261
13.4.3	Hürden bei der Einführung last- und zeitvariabler Tarife.....	262
13.4.3.1	Informationsbeschaffung für die Tarifgestaltung: Messung.....	263
13.4.3.2	Variable Tarife und Standardlastprofile	265
13.4.3.3	Exkurs – Variable Tarife an (halb)öffentlichen Ladesäulen	266
13.4.4	Grobbewertung des spotmarktorientierten Ladens.....	268
13.4.5	Detailbewertung des spotmarktorientierten Ladens	270
13.4.6	Ergebnisse anderer Studien.....	273
13.5	Volkswirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells	274
13.5.1	Nutzung von erneuerbaren Energien	274
13.5.2	Volkswirtschaftliche Implikation ohne Betrachtung des Netzes.....	275
13.5.3	Betrachtung des Netzbetreibers.....	275
13.6	Weiterentwicklung des Geschäftsmodells	277
13.6.1	Einbindung des Netzbetreibers durch leistungsbezogene Netzentgelte	277
13.6.2	Einbindung des Netzbetreibers durch direkte Steuerungsmöglichkeiten.....	278
13.6.3	Einbindung des Netzbetreibers durch lastvariable Tarife	279
13.6.4	Neue Standardlastprofile	281
13.7	Zusammenfassung.....	282

1 4	
Das Geschäftsmodell »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«	284
14.1	
Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells	284
14.1.1	
Beschreibung des Geschäftsmodells	284
14.1.2	
Technische Determinanten der »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«	284
14.1.3	
Energiewirtschaftliche Determinanten der »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«	285
14.1.4	
Nutzerseitige Determinanten der »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«.....	285
14.1.5	
Rechtliche Rahmenbedingungen der »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«	285
14.1.5.1	
KWK-Eigenverbrauchsoptimierung.....	290
14.1.5.2	
Steuern, Umlagen und Netzentgelte und die Eigenverbrauchsoptimierung	293
14.1.6	
Einzelwirtschaftliche Bewertung der »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«	293
14.1.6.1	
Grobbewertung der PV-Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen in Privathaushalten.....	294
14.1.6.2	
Grobbewertung der BHKW-Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen in Privathaushalten.....	297
14.1.6.3	
Detailbewertung der PV-Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen in Privathaushalten.....	299
14.1.6.4	
Detailbewertung der BHKW-Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen in Privathaushalten.....	303
14.1.7	
Zusammenfassung, volkswirtschaftliche Bewertung und Ausblick.....	304
1 5	
Politische Förderinstrumente der Netzintegration von Elektrofahrzeugen.....	306
15.1	
Überblick über Förderinstrumente der Netzintegration	306
15.1.1	
Freistellung von strompreisrelevanten Abgaben, Umlagen und Steuern	306
15.1.2	
Fördermechanismen des EEG und KWKG und Ergänzung durch das Marktanzreizprogramm Batteriespeicher.....	308
1 6	
Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens und Verwertbarkeit der Projektergebnisse	311
1 7	
Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des FE-Ergebnisses	312

1 8	
Resümee	313

1 Einleitung

Eine rasche Marktdurchdringung der Elektromobilität ist angesichts des Umsatzes der deutschen Automobilindustrie in Höhe von 315 Mrd. €¹ und des erwirtschafteten Handelsüberschusses von ca. 90 Mrd. €² ein bedeutsames industriepolitisches Ziel. Daneben bietet die Elektromobilität eine Vielzahl umweltpolitischer Potenziale. Neben der lokalen Emissionsfreiheit (Lärm, Schadstoffe) eröffnet sie die klimapolitische Chance, die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors drastisch zu reduzieren. Die Einlösung der Potenziale hängt von der Nutzung erneuerbarer Energien ab.

Die politischen Ziele der Bundesregierung für die Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen sowie die avisierte Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch suggerieren, dass die Energiewende in den Elektrizitätserzeugungsstrukturen der Energiewende im Verkehrssektor rein quantitativ vorausgeht. Beide Entwicklungen sind jedoch nicht unabhängig voneinander. Gesucht sind Faktoren, die eine Verknüpfung und wechselseitige Verstärkung beider Entwicklungen ermöglichen.

Die Nutzung erneuerbarer Energien ist durch hohe Fluktuation und dezentrale Erzeugungsstrukturen gekennzeichnet. Dies führt u.a. zu erhöhtem Speicherbedarf, Anpassungen bei der energietechnischen Regelung des Stromnetzes und Herausforderungen für die Verteilnetzstabilität.

Durch den Bezug elektrischen Stroms, der Fähigkeit mobiler Speicherung, und den Anschluss über Ladepunkte ergibt sich eine mehrdimensionale Netzintegration von Elektrofahrzeugen (EFZ) in das Stromnetz, durch die Problemlösungsbeiträge für die oben genannten neuen Herausforderungen möglich werden.

Neben den technischen Herausforderungen, die bei einer mehrdimensionalen Netzintegration von Elektrofahrzeugen entstehen, ist es vor allem notwendig, eine wirtschaftliche Netzintegration für alle beteiligten Marktteilnehmer bzw. Marktrollen darzustellen. Nur wenn wirtschaftliche Geschäftsmodelle existieren und umgesetzt werden, wird sich in einer Markthochlaufphase eine Zahl von bis zu 1. Million Elektrofahrzeuge bis 2020 in Deutschland erreichen lassen.

Das Projekt »Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien« beschäftigt sich mit der Identifikation, Analyse, Bewertung und Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen zur intelligenten Netzintegration von Elektrofahrzeugen. Die Netzintegration von Elektrofahrzeugen wird vor allem hinsichtlich der intelligenten Verknüpfung von erneuerbaren Energien und der Elektromobilität betrachtet.

¹ Vgl. BMWi Branchenfokus, abrufbar unter:

<http://www.bmw.de/BMWi/Navigation/Wirtschaft/branchenfokus,did=195924.html?view=renderPrint>,
abgerufen am 18.05.2011.

² Vgl. Statistisches Bundesamt: Statistische Ämter des Bundes und der Länder – Verschiedene Statistiken,
Wiesbaden 2011, abgerufen auf folgender Webseite: <http://www.destatis.de>.

Für zukunftsgerichtete Aussagen über die Auswirkung der Geschäftsmodelle der Netzintegration auf die Entwicklungen und Resultate des Elektrizitätsmarkts und umgekehrt, sind sehr komplexe Modellierungen und Simulationen notwendig.

Geschäftsmodelle kommen jedoch bei den bisherigen Marktsimulationen nur implizit zum Ausdruck – ihre Genese und Erklärung ist mit Blick auf die Marktsimulation exogenisiert.

Demgegenüber sind Geschäftsmodelle einerseits bei der unternehmerischen Strategiebildung hinsichtlich der Elektromobilität entscheidend und daher ein unternehmerisches Desiderat, andererseits muss der politischen Steuerungsstrategie ein grundlegendes Verständnis möglicher Geschäftsmodelle und ihrer energiewirtschaftsrechtlichen sowie ordnungspolitischen Voraussetzungen zugrunde liegen. Bei den meisten Simulationen ist gegen die lediglich implizite Annahme bestimmter Geschäftsmodelle methodisch nichts einzuwenden, da Geschäftsmodelle eine weitestgehend unabhängige und starre Variable darstellen, die in den Inputfaktoren zum Ausdruck kommt. Beim Fall der Netzintegration der Elektromobilität, ihren Voraussetzungen und Auswirkungen ist es jedoch so, dass gerade die Geschäftsmodelle variabel, weil im Detail noch unbekannt, sind. Daher dynamisieren verschiedene Geschäftsmodelle das Gesamtsystem auf verschiedene Art.

Im Rahmen von Forschungsprojekten, wissenschaftlichen Arbeiten und praktischen Aktivitäten von Marktakteuren wurden fünf Geschäftsmodelle identifiziert und im Projektkontext für relevant befunden. Diese sind:

- PV- und BHKW-Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen
- Teilnahme am Energiehandel (V2G)
- Teilnahme am Regelleistungsmarkt
- Gesteuertes Laden im Rahmen eines Grünstrom-Produkts
- Spotmarktorientiertes Laden mit variablen Tarifen

Weitere mögliche energietechnische Funktionalitäten von Elektrofahrzeugen, wie Blindleistungsbereitstellung oder Notstrombereitstellung, wurden aufgrund der hohen Unsicherheiten im »Marktdesign« und den damit verbundenen Vergütungsmöglichkeiten nicht betrachtet. Ebenso nicht betrachtet wurden energiesystemtechnische Varianten des gesteuerten Ladens, denen auf absehbare Zeit kein umsetzbares Geschäftsmodell gegenübersteht (beispielsweise wind- bzw. EE-optimales Laden wie im Projekt Gesteuertes Laden V2.0 oder Lastmanagement durch den Netzbetreiber wie im Projekt Gridsurfer). Das Geschäftsmodell »Second Life«, d.h. die Zweitverwertung der Batterie nach Ende der Nutzungsdauer im Fahrzeug wird derzeit von BMW forciert. Prinzipiell sind Second-Life-Batteriespeicher zur (Zwischen-) Speicherung von EE-Erzeugung, insbesondere PV-Erzeugung, denkbar und wären somit auch relevant für dieses Projekt. Es ist allerdings unwahrscheinlich, dass die hierfür nötige kalendarische und zyklische Lebensdauer realisiert werden kann. Wenn doch, wäre dies ein batterietechnischer Fortschritt, der zu Projektbeginn nicht absehbar war.

Neben der Identifikation und Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen und einer rein betriebswirtschaftlich-monetären Bewertung war das Ziel des Projekts die Erzielung volkswirtschaftlicher, energie- und klimapolitischer Synergien. Zur Erreichung dieser Ziele konnten nicht nur verschiedene betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Implikationen klargestellt werden, sondern auch Handlungsempfehlungen für eine Anpassung des Rechts- und Politikrahmens zur Harmonisierung der betriebswirtschaftlichen und politischen Ziele sowie Schlussfolgerungen für weiteren Forschungsbedarf im Bereich der Fahrzeug-, Lade- und Energietechnik dargelegt werden. Wesentlich klar aus der Bewertung wird auch welche Geschäftsmodelle für die Markthochlaufphase der Elektrofahrzeuge zunächst wirtschaftlich und sinnvoll erscheinen

und welche Modelle im späteren Verlauf aus volkswirtschaftlicher Sicht zur Integration der erneuerbaren Energien notwendig werden. Dazu wurde im Projekt eine Roadmap erarbeitet, die diese Ergebnisse anschaulich darlegt.

2 Methodische Vorgehensweise zur Bewertung und Weiterentwicklung der Geschäftsmodelle

Ziel des Projekts war die Identifikation, Bewertung und Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen zur Integration von Elektrofahrzeugen in das elektrische Energienetz unter Berücksichtigung der Nutzung von erneuerbaren Energien. In diesem Abschnitt wird die angewendete Methodik beschrieben. Dabei wird zunächst das grundlegende Vorgehen beschrieben und im Abschnitt 2.1 die verwendeten Simulationsmodelle näher erläutert.

Zur detaillierten Bewertung von Geschäftsmodellen wurde nach dem in Abb. 01 dargestellten Schritten vorgegangen. Im Folgenden werden die einzelnen Schritte erläutert:

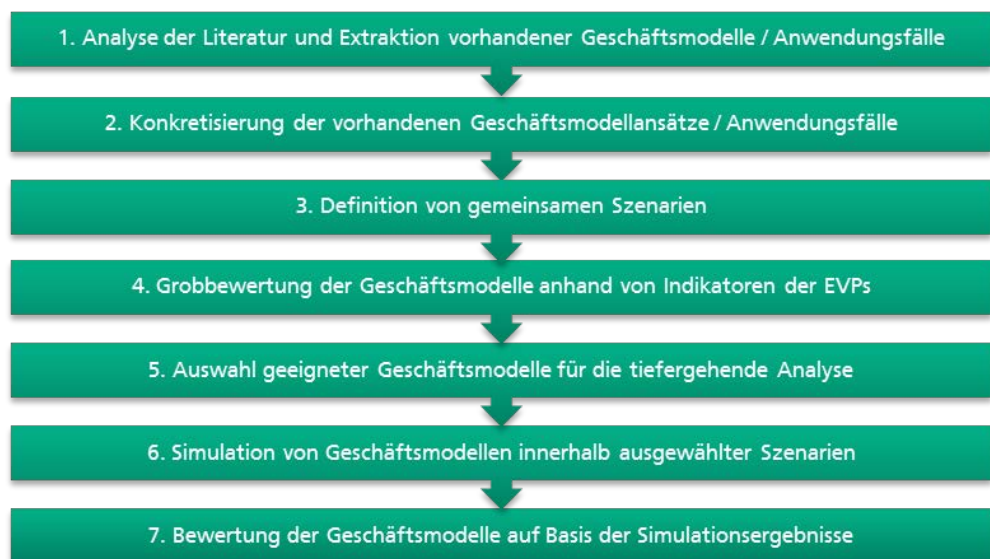


Abb. 01: Vorgehen zur Bewertung von Geschäftsmodellen

Im ersten Schritt wurden, in Abstimmung mit dem Fördermittelgeber, abgeschlossene Förderprojekte im Themenfeld der Netzintegration von Elektrofahrzeugen untersucht und Geschäftsmodelle identifiziert. Vollständig untersucht wurden dabei die folgenden Projekte:

- Gridsurfer
- Gesteuertes Laden V2.o.
- Mini E Berlin
- OPTUM
- Justpark
- IndiOn
- Conductix
- Harz-EE-Mobility
- W-Charge
- G4V
- EDISON
- Future Fleet
- E-Tour Allgäu

- Fraunhofer Systemforschung (Schwerpunkt: »Energieerzeugung, -verteilung und -umsetzung«)

Weiterhin wurde eine intensive Literaturrecherche auf Basis aktueller Veröffentlichungen im Zeitraum von Ende 2011 und Anfang 2012 durchgeführt. Ergebnisse der Recherche sind in den Kapiteln 4 - 8 thematisch aufgearbeitet. Auf Basis dieser Recherche wurden fünf Geschäftsmodelle identifiziert und im zweiten Schritt konkretisiert. Die fünf Geschäftsmodelle sind in Kapitel 10 - 14 beschrieben. Die Konkretisierung war notwendig, da die Beschreibung und der Detaillierungsgrad in den verschiedenen Projekten stark variierten. Neben der Konkretisierung der Geschäftsmodelle wurden Szenarien aufgestellt, die eine einheitliche Basis für die Bewertung der Geschäftsmodelle darstellen. Die Szenarien basieren auf den energiewirtschaftlichen Szenarien der Leitstudie 2011³ und den Annahmen über die Verkehrsentwicklung des Zweiten Abschlussberichts der Nationalen Plattform Elektromobilität. Die Szenario Annahmen sind detailliert in Kapitel 12 beschrieben und wurden im ersten Stakeholderdialog mit den Stakeholdern abgestimmt.

Im Schritt 4 wurden die fünf identifizierten Geschäftsmodelle auf Basis der aufgestellten Szenarien einer Grobbewertung unterzogen. Die Grobbewertung beinhaltete eine einzelwirtschaftliche Analyse und eine schematische rechtliche, technische und nutzerbezogene Einordnung. Sie diente dabei einer Vorauswahl für die detaillierte Bewertung und Weiterentwicklung. Eine detaillierte Bewertung aller fünf Geschäftsmodelle war im Rahmen des Vorhabens nicht möglich. Die Ergebnisse der Grobbewertung der Geschäftsmodelle wurde im Rahmen des zweiten Stakeholderdialogs vorgestellt. Im Anschluss an den Stakeholderdialog wurden in Absprache mit dem Fördermittelgeber zwei Geschäftsmodelle für die nähere Untersuchung ausgewählt (Schritt 5). Dabei wurden die Ergebnisse des zweiten Stakeholderdialogs als eine wesentliche Entscheidungsgrundlage verwendet.

Für die beiden ausgewählten Geschäftsmodelle wurden in Schritt 6 Daten für eine detaillierte Simulation unter verschiedenen Sensitivitäten erhoben. Auf Basis dieser Daten wurde für jedes Geschäftsmodell für die unterschiedlichen Sensitivitäten Simulationen auf Basis der in Abschnitt 2.1 beschriebenen Simulationsmodelle durchgeführt.

Im letzten Schritt wurde auf Basis der Ergebnisse der Simulation die Detailbewertung der Geschäftsmodelle durchgeführt. Diese sind in den Kapitel 13 und 14 beschrieben.

2.1

Simulationsmodelle

Bei der Detailbewertung der Geschäftsmodelle und Erzeugung von Preis- und Erzeugungszeitreihen für die Grob- und Detailbewertung wurden komplexe Simulationssysteme eingesetzt. Diese Simulationssysteme werden im Folgenden kurz beschrieben.

³ Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, DLR, Fraunhofer IWES, IfnE, 29. März 2012

2.1.1 Simulation der Erzeugungs- und Preiszeitreihen

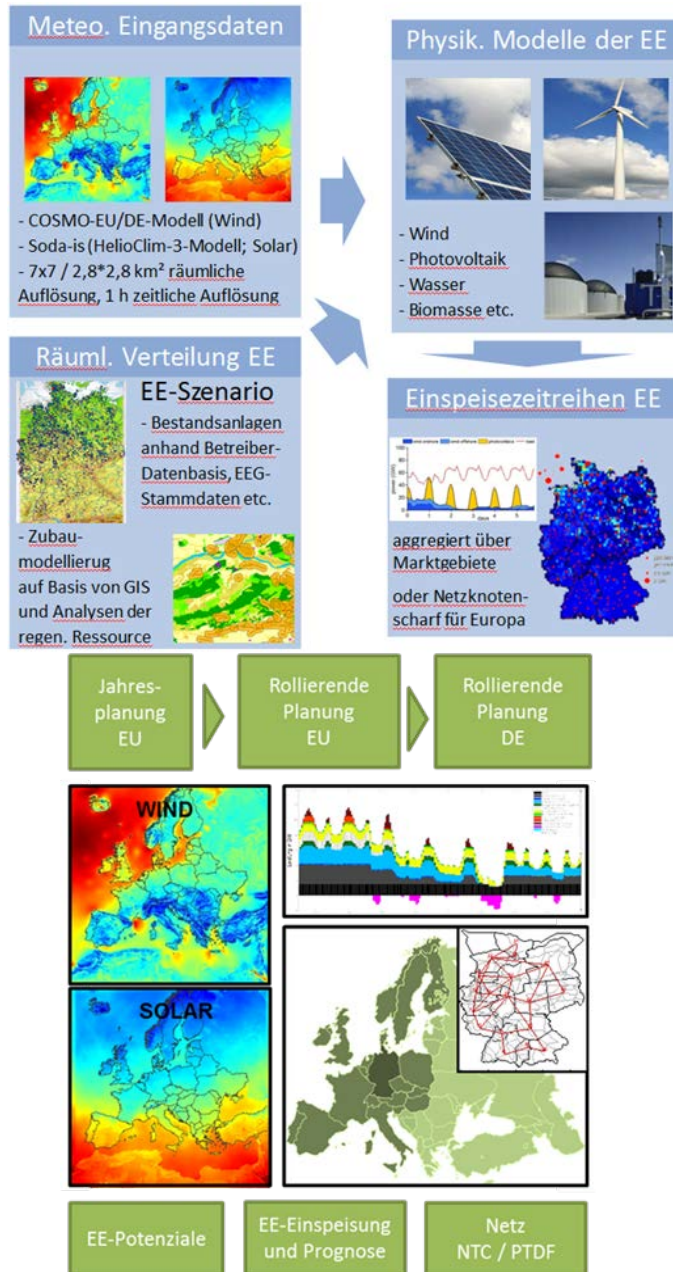


Abb. 02: IWES Modell zur Simulation der EE-Einspeisung und europäischer Kraftwerkseinsatzplanung

Die Abbildung der Einspeisung durch erneuerbare Energien erfolgt mithilfe eines räumlich und zeitlich hochaufgelösten Modells des Fraunhofer IWES. Basis für alle Simulationen der erneuerbaren Energien bildet das Gitter des COSMO-EU-Modells des Deutschen Wetterdienstes mit einer räumlichen Auflösung von ca. $7 \times 7 \text{ km}^2$ und COSMO-DE mit einer räumlichen Auflösung von $2,8 \times 2,8 \text{ km}^2$. Ausgehend vom aktuellen Anlagenbestand auf Basis von EEG-Stammdaten, der Betreiber-Datenbasis etc. sowie verfügbarer Informationen für Europa, werden zunächst bereits errichtete EE-Anlagen berücksichtigt und für die Differenz zwischen Bestand und Szenarioannahmen bzw. Zielfunktion mithilfe einer Zubauplanung zusätzliche EE-Anlagen platziert. Die räumliche Verteilung erfolgt anhand von Geoinformationen auf geeigneten Flächen unter Berücksichtigung von Nutzungs- und Naturschutzrestriktionen sowie der verfügbaren regenerativen Ressource. Auf Grundlage der installierten Leistung der verschiedenen EE-Technologien pro Gitterfläche werden anhand der historischen Wetterdaten mithilfe physikalischer Modelle der erneuerbaren Energien stündlich aufgelöste Zeitreihen der EE-Einspeisung erstellt.

Jedes Fahrzeug bzw. dessen Nutzer wird durch einen Agenten repräsentiert, der auf Basis von Wahrscheinlichkeitsverteilungen ein bestimmtes Verhalten abbildet. Die Mobilitätsprofile werden dabei anhand der Wegstreckendaten der MID 2008 gebildet und mit den Ergebnissen der Studie validiert. Für dieses Projekt wurden auf Basis der in Kapitel 7 ausgewählten Nutzerprofile für die Nutzergruppen »Avg Joe«, Vielfahrer und Zweitwagen Mobilitätsprofile extrahiert, die in die Simulation eingehen. Weiterhin können sowohl rein elektrische Fahrzeuge wie auch Fahrzeuge mit Plug-in Hybrid bzw. Range-Extender simuliert werden.

Mittels einer kostenminimierten Kraftwerkseinsatzplanung (gemischt-ganzzahlige-lineare Optimierung – GGLP) im Rahmen einer rollierenden Planung mit stündlicher Auflösung werden Flexibilitätsanforderungen durch die volatile EE-Einspeisung simuliert. Hier wird auf eine umfangreiche Kraftwerks-Datenbank zur blockscharfen Abbildung von konventionellen Kraftwerken, KWK-Anlagen und Speichern zurückgegriffen. Dabei werden die kraftwerkstypabhängigen Flexibilitäten bzw. Restriktionen (z. B. Mindestzeiten, Anfahrdauern, Anfahrkosten, Teillast, Teillastverluste) berücksichtigt. Die Einsatzplanung setzt sich dabei aus der Abfolge einer Jahresplanung zur Bestimmung der Rahmenbedingungen für saisonale europäische Laufwasserkraftwerke und im zweiten Schritt einer europäischen rollierenden Planung zusammen. Hierbei werden Entwicklungsszenarien zum Ausbau der europäischen Kuppelleistungen berücksichtigt. Bei Bedarf können für weitergehende Fragestellungen als dritten Schritt Rechnungen für Deutschland unter Berücksichtigung von innerdeutschen Netzengpässen auf Basis der dena-Netzregionen durchgeführt werden. Durch die periodische Überarbeitung und Konkretisierung der initialen Planung kann hierbei auch der Einfluss durch den Prognosefehler in Form von aktualisierten Kurzfristprognosen und Folgetagsprognosen mit einem Prognosehorizont von 72 Stunden abgebildet werden. Die volkswirtschaftliche Optimierung kann damit den grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz, welcher in der Praxis über die Spotmärkte Day-Ahead- und Intraday-Markt erfolgt, nachbilden.

Basierend auf dem volkswirtschaftlichen optimalen Kraftwerkseinsatz werden Preiszeitreihen des zukünftigen Spotmarktes generiert. Dazu wird das dem Kraftwerkseinsatz zugrunde liegende Bieterverhalten der betriebswirtschaftlich optimal agierenden Preisnehmer mit den entsprechenden Grenzkosten ermittelt und der Markträumungspreis bestimmt.

2.1.2 Simulation der Elektrofahrzeuge

Die Simulation der Elektrofahrzeuge und des Nutzerverhaltens geschieht auf Basis eines agentenbasierten Monte-Carlo-Simulationsframeworks. Das Simulationsframework ist modular aufgebaut und erlaubt so unterschiedliche Module z.B. Ladestrategien, Batteriemodelle oder Verbrauchsmodelle auszutauschen. Damit ist es möglich die Effekten unterschiedlicher Geschäftsmodelle auf das Energieversorgungssystem oder den einzelnen Haushalts gezielt zu untersuchen. Zu einzelnen Komponenten eines Fahrzeugs wie der Batterie, dem Lademanagement oder dem Verbrauch sind Module mit unterschiedlichen Detaillierungsgrad vorhanden. So können z.B. bei der Modellierung des Verbrauchs Außentemperatur (elektrisches Heizen) oder die Lichtverhältnisse mit einbezogen werden. Andererseits können auch einfache Verbrauchsmodelle auf Basis von durchschnittlichen Verbräuchen eingesetzt werden.

Neben der Modularisierung ist eine Parametrierung von bestimmten Fahrzeuggruppen bis zu einzelnen Fahrzeugen mit bis zu 100 Parametern möglich. Dadurch können gezielt Sensitivitäten eines Geschäftsmodells oder einer Ladestrategie evaluiert werden.

Jedes Fahrzeug bzw. dessen Nutzer wird durch einen Agenten repräsentiert, der auf Basis von Wahrscheinlichkeitsverteilungen ein bestimmtes Verhalten abbildet. Die Mobilitätsprofile werden dabei anhand der Wegstreckendaten der MID 2008 gebildet und mit den Ergebnissen der Studie validiert. Für dieses Projekt wurden auf Basis der in Kapitel 7 ausgewählten Nutzerprofile für die Nutzergruppen »Avg Joe«, Vielfahrer und Zweitwagen Mobilitätsprofile extrahiert, die in die Simulation eingehen. Weiterhin können sowohl rein elektrische Fahrzeuge wie auch Fahrzeuge mit Plug-in Hybrid bzw. Range-Extender simuliert werden.

Ergebnisse der Simulationen von wenigen tausend bis zu mehreren zehntausend Einzelfahrzeugen können auf unterschiedlichen Aggregationsebenen bis zum einzelnen Fahrzeug untersucht werden. Weiterhin können durch mesoskalische Ansätze auch die Rückwirkung von mehreren Millionen Fahrzeugen untersucht werden.

3

Stakeholderdialoge und Expertenworkshop

Während der Durchführung des Vorhabens wurden drei Stakeholderdialoge und ein Expertenworkshop vom Projektkonsortium veranstaltet. Ursprünglich wurden vier Stakeholderdialoge geplant. Im Laufe des Vorhabens wurde sich allerdings mit dem Auftraggeber darauf geeinigt, statt der Durchführung des dritten Stakeholderdialogs ein Expertenworkshop durchzuführen, um die Zwischenergebnisse aus wissenschaftlicher Sicht zu spiegeln.

Die Veranstaltung der Stakeholderdialoge hatte zwei primäre Ziele. Zum einen sollten die Zwischenergebnisse des Projektkonsortiums kritisch aus Sicht der Industrie reflektiert werden, zum anderen sollten die Stakeholder über mögliche neue Entwicklungen aus der Forschung möglichst frühzeitig involviert werden. Insbesondere Geschäftsmodellanalysen und – entwicklungen sollten von den Stakeholdern, die später die Treiber der Geschäftsmodelle sein werden, begleitet werden. Dabei wurden Anregungen zur Identifizierung notwendiger Determinanten zur Bewertung und konkrete Vorschläge zum weiteren Vorgehen aufgenommen.

Vor der Durchführung des ersten Dialogs wurden zunächst die Stakeholder vom Projektkonsortium in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber ausgewählt und angeschrieben. Zu den Stakeholderdialogen wurden folgende Unternehmen bzw. Institutionen eingeladen:

- BMW Group
- Daimler AG
- VW AG
- PSA Peugeot Citroen
- German E-Cars R&D GmbH
- Juwi Holding AG
- LichtBlick AG
- SmartLab GmbH
- E.ON AG
- RWE Effizienz GmbH
- EWE AG
- E.ON Avacon Netz GmbH
- EnBW AG
- 50Hertz Transmission
- VZBV
- BfDI
- Siemens AG
- Alcatel-Lucent Deutschland AG
- DB Energie GmbH
- BEE e.V.
- DB-Rent GmbH
- Deutsche Post DHL
- SAP AG
- Vattenfall Europe Innovation GmbH
- Bundesnetzagentur

Bei der Durchführung der Stakeholderdialoge war jeweils der Großteil der angeschriebenen Institutionen vertreten.

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die Ziele und Ergebnisse der einzelnen Stakeholderdialoge gegeben. Die einzelnen themenbezogenen Ergebnisse spiegeln sich allerdings in den weiteren Kapiteln wider.

Erster Stakeholderdialog

Im ersten Stakeholderdialog wurden die Ergebnisse der Auswertungen von Projekt- und Studienergebnissen abgeschlossener Projekte dargestellt. Weiterhin wurde die Methodik erläutert, mit der die Analyse und Bewertung der Geschäftsmodelle durchgeführt werden sollte. Die Leitfragen des ersten Stakeholderdialogs waren:

- Wie ist der Ist-Stand der Forschung bezüglich der Geschäftsmodelle der Netzintegration von EFZ?
- Welche Methodik zur Beschreibung, welche Kriterien zur Bewertung von Geschäftsmodellen bieten sich an?

Wesentliches Ergebnis der Diskussionen im ersten Stakeholderdialog war die gemeinsame Festlegung von Szenarien und Determinanten für die Bewertung der Geschäftsmodelle. So wurden die Szenarioannahmen über die Fahrzeugentwicklung von der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) übernommen, statt auf die Annahmen der BMU Leitstudie zurückzugreifen. Gleichzeitig wurden konkrete Determinanten der NPE in Aussicht gestellte, die im Anschluss an den Stakeholderdialog übergeben worden.

Zweiter Stakeholderdialog

Der zweite Stakeholderdialog beschäftigte sich mit der Grobbewertung der Geschäftsmodelle. Dabei wurde die Grobbewertung von fünf ausgewählten Geschäftsmodellen vorgestellt und gemeinsam diskutiert. Das Ziel des zweiten Stakeholderdialogs war die Identifikation von 2 – 3 Geschäftsmodellen für die detaillierte Analyse und Weiterentwicklung. Dabei wurden als Ergebnis des Stakeholderdialogs die Geschäftsmodelle »Eigenstromoptimierung« und »spotmarktorientiertes Laden« zur Weiterentwicklung ausgewählt.

Dritter Stakeholderdialog

Ziel des Dritten Stakeholderdialogs war die Vorstellung der detaillierten Bewertung der Geschäftsmodelle in weiterentwickelter Form. Dazu wurde neben der betriebs- und volkswirtschaftlichen Bewertung dem Rechtsrahmen ein besonderes Augenmerk zugewendet. Die Leitfragen des dritten Stakeholderdialogs waren:

- Wie sehen die beiden tragfähigsten Geschäftsmodelle in weiterentwickelter Form aus?
- Welche Anpassungen des Rechtsrahmens und welche politisch-ökonomischen Instrumente sind notwendig, um gesellschaftlich und einzelwirtschaftlich vorteilhafte Geschäftsmodelle zu fördern?

Der dritte Stakeholderdialog diente im Wesentlichen der Information der Stakeholder über die Projektergebnisse. Die Ergebnisse des Projekts stießen bei den Stakeholdern auf Zustimmung und lösten eine Diskussion zu möglichen Folgefragestellungen aus, wie beispielsweise eine Ausweitung auf internationale Märkte und konkreten Zuordnungen von Markttrollen und Funktionen innerhalb der Geschäftsmodelle.

Expertenworkshop

Anstatt der Durchführung von vier Stakeholderdialogen wurde während der Laufzeit des Vorhabens entschieden, einen Stakeholderdialog durch einen Expertenworkshop zu ersetzen. Einer der Hauptgründe dafür war die Erwartungshaltung durch einen veränderten Teilnehmerkreis und mit einem veränderten Blickwinkel (Sichtweise der wissenschaftlichen Community) neue Impulse für das Projekt aufzunehmen, die in die Detailbewertung und Weiterentwicklung einfließen konnten. Inhalt des Expertenworkshops war es, sich die Determinanten und Szenarien mit dem Blick auf die beiden ausgewählten Geschäftsmodelle näher zu betrachten und mit den Experten detailliert zu besprechen, welche Annahmen valide erscheinen. Leitfragen des Expertenworkshops waren:

1. Welche Geschäftsmodelle sind in Zukunft tragfähig bzgl. der effizienten Nutzung von erneuerbaren Energien in der Elektromobilität
2. Welche Hindernisse und Hemmnisse sind beim »spotmarktorientierten Laden« und »Eigenstromverbrauch PV / BHKW« zu erwarten

Während des Expertenworkshops wurde eine von Detailfragen diskutiert, die hier nicht im Einzelnen erläutert werden können. Prinzipiell konnten sich auf Basis der Ergebnisse des Workshops die Annahmen über die Determinanten festigen und einige offene Fragestellungen aus den Stakeholderdialogen geklärt werden. Insgesamt wurde vor allem das Geschäftsmodell »Eigenverbrauchsoptimierung« ähnlich wie von den Stakeholdern als interessant angesehen. Gerade bzgl. der BHKW-Technik konnten hier auch offene Fragen geklärt werden.

4 Auswirkungen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf die Netzinfrastruktur

Die Auswirkungen der Integration von Elektrofahrzeugen auf die Netzinfrastruktur, unter Berücksichtigung der Nutzung erneuerbarer Energien, werden anhand folgender Fragestellungen untersucht.

- A) Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte/gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen auf die Belastung und Grenzwerteinhalten der Netzbetriebsmittel?
- B) Welche Auswirkungen hat die Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens auf den Netzausbaubedarf in Deutschland?
- C) Welche Auswirkungen durch ungesteuertes/gesteuertes Laden sind hinsichtlich der optimierten Nutzung erneuerbarer Energien zu erwarten?

Die genannten Teilfragen wurden bereits in verschiedenen Studien betrachtet. Im Anschluss erfolgt eine kurze Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse dieser Studien hinsichtlich der Fragestellungen.

4.1

Studie 1: Gesteuertes Laden V2.0

Vattenfall Europe Innovation GmbH, BMW AG, TU Chemnitz, TU Ilmenau, TU Bremen (2011): Gesteuertes Laden V2.0. Verbundprojekt Steigerung der Effektivität und Effizienz der Applikationen Wind-2-Vehicle (W2V) sowie Vehicle-to-Grid (V2G) inklusive Ladeinfrastruktur.

4.1.1

Methodik und Prämissen

Im Projekt Gesteuertes Laden V2.0 wurden die Auswirkungen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf das Energieversorgungssystem simuliert. Für die Modellbildung wurden drei wesentliche Systemgrenzen definiert. Die erste Systemgrenze bilden Erzeugerpark und Netzlast innerhalb Deutschlands. Die zweite Systemgrenze stellt die Regelzone von 50 Hertz dar. Durch eine Beschränkung der Analyse auf stationäre Betriebszustände innerhalb eines bestimmten Zeitraums kann die Regelzone als ein geschlossenes System betrachtet werden. Die dritte Systemgrenze stellt das Verteilnetz am Beispiel des Verteilnetzes der Vattenfall Distribution GmbH in Berlin dar. Die Betrachtung ist innerhalb dieser Systemgrenze insbesondere auf die Systemverträglichkeit bezüglich maximal gleichzeitig ladender Elektrofahrzeuge und dem daraus unter Umständen resultierenden Netzausbaubedarf gerichtet⁴.

Unter Berücksichtigung der Systemgrenzen definieren die Autoren folgende Anzahl möglicher Elektrofahrzeuge.

⁴ Vgl. Vattenfall Europe Innovation GmbH, BMW AG, TU Chemnitz, TU Ilmenau, TU Bremen: Gesteuertes Laden V2.0. Verbundprojekt Steigerung der Effektivität und Effizienz der Applikationen Wind-2-Vehicle (W2V) sowie Vehicle-to-Grid (V2G) inklusive Ladeinfrastruktur, Berlin 2011, S.74 ff.

Systemgrenze	Anzahl Elektrofahrzeuge	
	2020	2030
1. Systemgrenze	1.000.000	5.000.000
2. Systemgrenze	200.000	1.000.000
3. Systemgrenze	50.000	150.000

Abb. 03: Systemgrenzen im Projekt Gesteuertes Laden V2.0, Quelle⁵

Die folgende Abbildung gibt die einzelnen Komponenten des Simulationskonzepts der Studie unter Berücksichtigung der Systemgrenzen wieder. Hinsichtlich der Netzbetrachtung basiert die Studie auf drei Referenznetze in Berlin (1. Verteilnetz im innerstädtischen Bereich, 2. Technisch modernisiertes Verteilnetz im äußeren Bereich, 3. Verteilnetz im äußeren Bereich mit Kabeln mit Minderquerschnitten)⁶. Auf eine ausführliche Wiedergabe der Modellannahmen wird verzichtet.

Die einzelnen Modelle (Physikalisches Modell, Marktmodell, Flottenmodell) werden in der Studie detailliert dargestellt⁷.

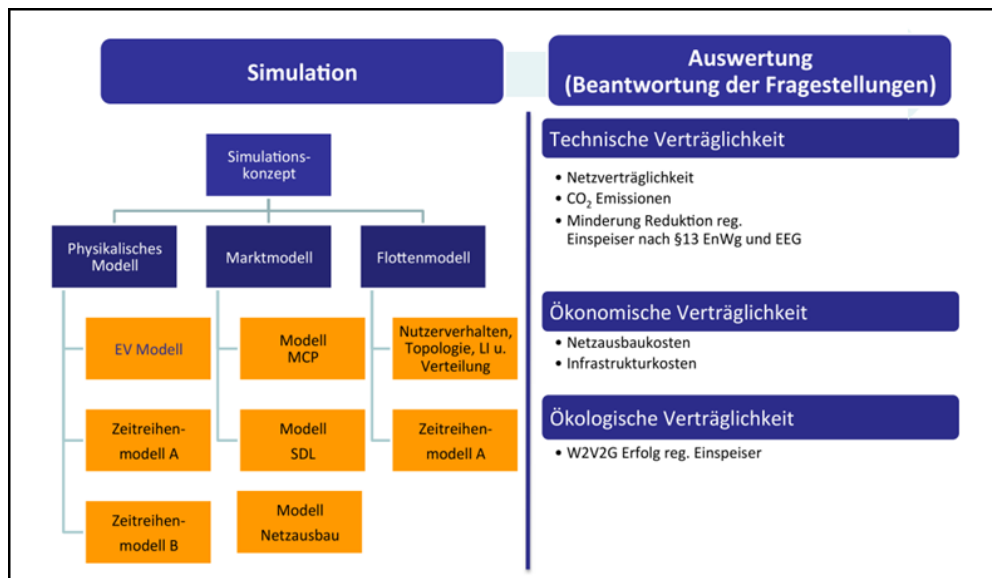


Abb. 04: Simulationsumgebung im Projekt Gesteuertes Laden V2.0, Quelle:⁸

4.1.2

Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte/gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen auf die Belastung und Grenzwerteinhaltung der Netzbetriebsmittel?

Im Rahmen der Simulation untersucht die Studie die Auswirkungen des gesteuerten Ladens bzw. des öffentlichen Lastmanagements (ÖLM) auf die öffentliche

⁵ Vgl. Ebd.

⁶ Vgl. Ebd., S. 82.

⁷ Vgl. Ebd., S. 77.

⁸ Ebd., S. 77.

Netzinfrastruktur⁹. Beim ungesteuerten Laden decken sich die entstehenden tagtäglichen auf wenige Stunden konzentrierte Leistungsspitzen der Elektrofahrzeug-Beladung zeitlich mit den Leistungsspitzen der bereits vorhandenen Haushaltslast¹⁰. Durch das gleichzeitige Laden von Elektrofahrzeugen kommt es zu lokal kritischen Netzsituationen. Agsten hebt allerdings hervor, dass auch variable Tarife zu einer Synchronisierung des Ladeverhaltens mit hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren führen, die sogar deutlich höher sind als die Gleichzeitigkeiten des ungesteuerten Ladens. Entsprechend schlussfolgert er, dass der Ansatz einer für alle Fahrzeuge gleichartig gewählten Zielfunktion als kritisch zu betrachten ist¹¹.

Zudem bestehen derzeit große Unsicherheiten hinsichtlich der Frage, wann und wo Elektrofahrzeuge in einem bestehenden Verteilnetz geladen werden, so dass der Einfluss auf den Netzbetrieb nicht vorhersagbar ist¹². Dies wird in folgender Abbildung illustriert.

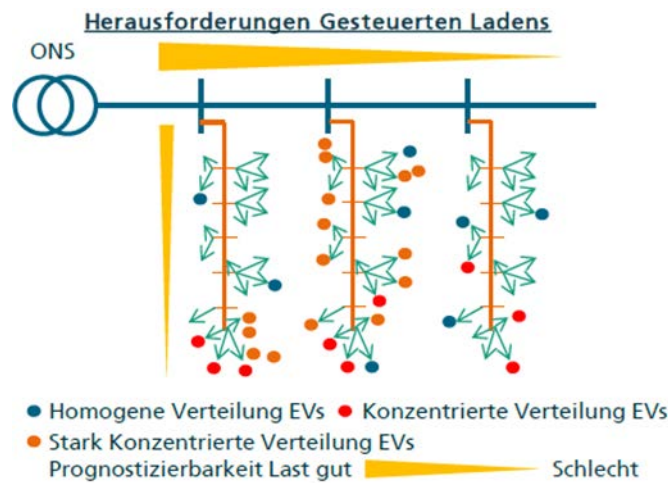


Abb. 05: Herausforderung Elektromobilität für den Verteilnetzbetrieb, Quelle¹³

Aus diesen Gründen wird im Projekt ein Smart Grid LLM & ÖLM (Lokales Lastmanagement und Öffentliches Lastmanagement) vorgeschlagen. Die mögliche Anzahl zeitlich paralleler Ladevorgänge wird durch die Belastungsgrenzen von Leitungen und Transformatoren bestimmt. Die Aufgabe von LLM ist es, Fahrzeugladevorgänge bzw. die maximale Stromstärke an einen Netzanschluss so zu steuern, dass die Restriktionen am Hausanschluss eingehalten werden. Grundsätzlich können auch andere Restriktionskriterien eingesetzt werden, z.B. die Einhaltung definierter Grenzwerte der Spannung oder maximalen Wirkleistung. Die hierfür relevanten Restriktionsfunktionen

⁹ Vgl. Ebd., S.181 ff.

¹⁰ Vgl. Agsten, M. ; et al.: Determinanten erfolgreichen Gesteuerten Ladens elektrischer Fahrzeuge, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

¹¹ Vgl. Ebd.

¹² Vgl. Ebd.

¹³ Agsten, M. ; et al.: Determinanten erfolgreichen Gesteuerten Ladens elektrischer Fahrzeuge, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

basieren auf netzanschlusspezifischen Informationen (z.B. Normwerte der Sicherungen im Hausanschlusskasten oder in einer Ladestation mit eigener Absicherung)¹⁴.

Das ÖLM wird als ein Prozess beschrieben, bei dem die Ladevorgänge (Ladestrom/ Ladeleistung) von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der lokalen Netzsituation begrenzt werden. Im ÖLM (vor dem Hausanschluss bis zum ersten Ortsnetz-Trafo) werden passive und aktive Netzdaten zu einer Restriktion für den maximal zulässigen Ladestrom verarbeitet. Zur Berücksichtigung der netztechnischen Restriktionen im Wirkungsbereich des ÖLM werden neben der Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel die Einhaltung des Spannungsbands direkt am Netzanschluss und an den Verknüpfungspunkten des Verteilnetzes herangezogen¹⁵.

Die Studie geht davon aus, dass durch ÖLM die Einhaltung der Grenzwerte für die Belastung der Betriebsmittel zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden kann. Der »Extremfall« des ÖLM wäre die vollständige Verweigerung der Ladung eines Elektrofahrzeuges zur Einhaltung der Betriebsmittelgrenzen. Dem ÖLM wird damit das Potenzial zugeschrieben, »Netzausbaumaßnahmen vollständig [zu] vermeiden (...)«. Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass ÖLM in dieser extremen Ausgestaltung negative Auswirkungen auf die Verbreitung der Elektromobilität haben könnte¹⁶, da die Lastmanagement-Verfahren dazu führen können, dass die geplante Ladezeit überschritten wird und damit den Kundenbedürfnissen nicht vollständig entsprochen werden kann¹⁷.

Als wichtige Voraussetzung für die Umsetzung eines ÖLM wird die Verfügbarkeit aktiver (aktuelle Netzsituation, Messdaten) und passiver (Grenzwerte der Betriebsmittel) Netzdaten genannt¹⁸. Hierzu ist die Nutzung Intelligenter Elektronischer Geräte (IEDs), mit denen Informationen über den aktuellen Netzzustand (Last- und Einspeiseverhalten) ermittelt werden können, nötig¹⁹.

In der Studie wurde unter Berücksichtigung der genannten Gesichtspunkte untersucht, wie viele Elektrofahrzeuge innerhalb der drei Referenznetze gleichzeitig laden können, ohne dass es zu einer Verletzung der Grenzwerte der Betriebsmittel kommt. Im Ergebnis wird gezeigt, dass die maximale Anzahl gleichzeitig möglicher Ladevorgänge von der Tageszeit und den zugrunde liegenden angenommenen Lasten abhängig ist. Im schwächsten der drei Netze (Netz 3) ist beispielsweise unter Beachtung der Lastverläufe eine zusätzliche Netzlast durch Elektrofahrzeuge ausschließlich während der Nacht möglich. Durch gesteuertes Laden ist in den Netzen 1 und 2 jedoch eine Erhöhung der gleichzeitig ladenden Fahrzeuge um den Faktor 5 möglich (Vattenfall et al. 2011: 189).

¹⁴ Vgl. Vattenfall Europe Innovation GmbH, BMW AG, TU Chemnitz, TU Ilmenau, TU Bremen (2011): Gesteuertes Laden V2.o. Verbundprojekt Steigerung der Effektivität und Effizienz der Applikationen Wind-2-Vehicle (W2V)

¹⁵ sowie Vehicle-to-Grid (V2G) inklusive Ladeinfrastruktur, Berlin 2011, S.182 ff.

¹⁶ Ebd., S.187ff., S.191.

¹⁷ Vgl. Agsten, M. ; et al.: Determinanten erfolgreichen Gesteuerten Ladens elektrischer Fahrzeuge, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

¹⁸ Vgl. Vattenfall Europe Innovation GmbH, BMW AG, TU Chemnitz, TU Ilmenau, TU Bremen (2011): Gesteuertes Laden V2.o. Verbundprojekt Steigerung der Effektivität und Effizienz der Applikationen Wind-2-Vehicle (W2V) sowie Vehicle-to-Grid (V2G) inklusive Ladeinfrastruktur, Berlin 2011, S.187.

¹⁹ Vgl. Ebd.

4.1.3

Welche Auswirkungen hat die Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf den Netzausbaubedarf in Deutschland unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens?

Der wirtschaftliche Nutzen des ÖLM wird als Ergebnis vermiedener Netzausbaukosten betrachtet. Unter Netzausbaukosten/-maßnahmen wird der Austausch von Betriebsmitteln (Transformatoren, Kabeln) zur Kapazitätserweiterung des Netzes gesehen. Die Studie vernachlässigt an dieser Stelle Lösungsansätze »durch den Aufbau neuer Netztopologien«²⁰.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird durch »ein Stufenmodell« simuliert. Zunächst werden die Betriebsmittel bei Verletzung der Belastungsgrenzwerte ausgetauscht. Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, wird der Netzausbau im Modell erhöht und die Ausbaukosten »mittels Häufigkeitsschlüssel der Referenznetze und Kostenschlüssel für Betriebsmittel« bestimmt (Vattenfall et al 2011: 191). Ausgehend von den im Zusammenhang mit den Systemgrenzen ermittelten Fahrzeugzahlen für Elektrofahrzeuge in Berlin (2020 ca. 50.000 Fahrzeuge, 2030 ca. 150.000), wären als Ergebnis der Simulation ohne die Anwendung eines ÖLM Investitionskosten im Niederspannungsnetz von 26 Mio. € (2020, Ladeleistung von 3,6 kW je Elektrofahrzeug) bis 500 Mio. € (2030, Ladeleistung von 22 kW je Elektrofahrzeug) zu erwarten. Über einen Zeitraum von 20 Jahren würde dies pro Fahrzeug eine Investitionssumme von 530 € (2020, 3,6 kW Ladeleistung) bis 3.200 € (2030, Ladeleistung 22 kW) bedeuten.

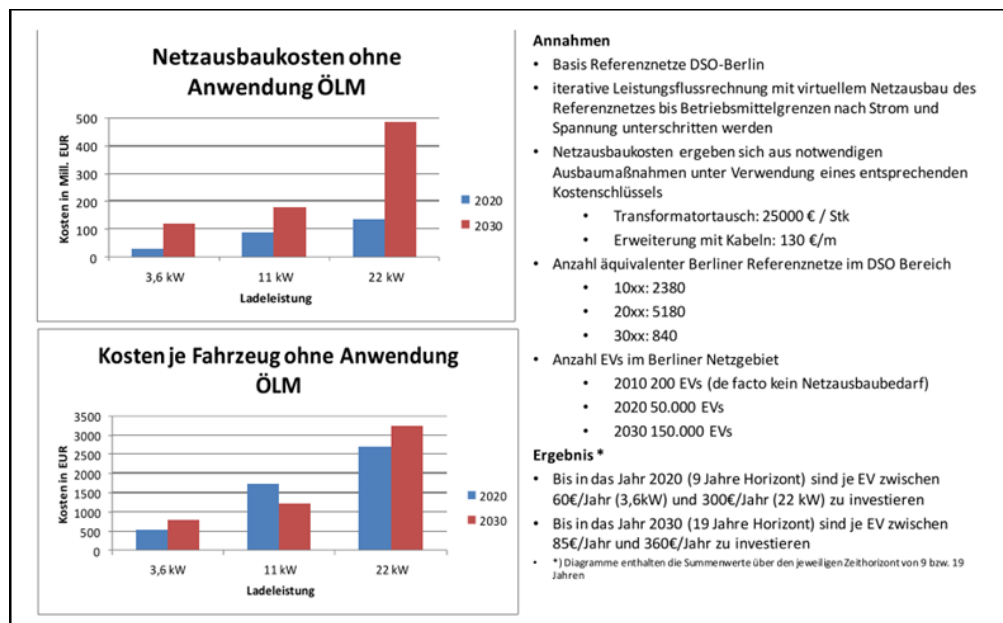


Abb. 06: Netzausbaukosten durch Elektromobilität, Quelle²¹

²⁰ Vattenfall Europe Innovation GmbH, BMW AG, TU Chemnitz, TU Ilmenau, TU Bremen (2011): Gesteuertes Laden V2.o. Verbundprojekt Steigerung der Effektivität und Effizienz der Applikationen Wind-2-Vehicle (W2V) sowie Vehicle-to-Grid (V2G) inklusive Ladeinfrastruktur, Berlin 2011, S.191.

²¹ Ebd., S.192

4.1.4

Welche Auswirkungen durch ungesteuertes/gesteuertes Laden sind hinsichtlich der optimierten Nutzung erneuerbarer Energien zu erwarten?

Die Studie verweist in diesem Zusammenhang auf die Tatsache, dass ÖLM unter der Maßgabe des gegebenen Netzes/ der gegebenen Netzkapazität jedoch zu nicht optimalen Ergebnissen führen könnte. Wird als primäres Ziel die zusätzliche Integration möglichst hoher Strommengen aus erneuerbaren Energien angestrebt, kann eine Limitierung des Ladeverhaltens durch ÖLM im Vergleich zu einem möglichen Netzausbau unter Umständen negative Auswirkungen auf die Zielerreichung haben. Eine Bewertung wird in der Studie an dieser Stelle jedoch nicht vorgenommen, da sich die Betrachtungen auf die Nutzung technischer Alternativen zum Netzausbau beschränken²².

4.2

Studie 2: Einbindung von Zuhausekraftwerken in Smart Grids

LBD (2012): Einbindung von Zuhausekraftwerken in Smart Grids. Kurzugutachten im Auftrag der Lichtblick AG.

4.2.1

Welche Auswirkungen hat die Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf den Netzausbaubedarf in Deutschland unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens?

LBD geht für Deutschland im Jahr 2020 von einer Marktdurchdringung von einer Million Elektrofahrzeugen aus. Die Ladeleistung der Fahrzeuge wird sich laut LBD zwischen 3,7 kW (einphasig, 16 A / 230 V) und 35 kW (Schnellladung) bewegen. Davon abgeleitet wird in dem Gutachten eine mittlere Ladeleistung von 10 kW (dreiphasig, 16 A und 400 V) unterstellt. Durch die Netzintegration von einer Million Elektrofahrzeugen würde bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 dadurch eine zusätzliche Netzlast in den Verteilnetzen in Höhe von 10 GW verursacht. Da das gleichzeitige Laden aller Elektrofahrzeuge unwahrscheinlich ist, wird die tatsächliche Netzlast deutlich geringer ausfallen²³. LBD geht davon aus, dass durch ungesteuertes Laden Gleichzeitigkeitsfaktoren von 0,5 eintreten könnten. Eine intelligente Steuerung der Ladevorgänge durch die Einbindung der Elektrofahrzeuge in Smart Grids könnte den Gleichzeitigkeitsfaktor auf 0,1 bis 0,3 absenken. Die Speicherkapazität der Batterien von Elektrofahrzeugen wird mit 20-30 kWh angenommen. Bei einer mittleren Ladeleistung von 10 kW würde ein vollständiger Ladevorgang 2-3 Stunden in Anspruch nehmen. Aus der angenommenen Fahrleistung von 12.000 km pro Jahr bzw. 50 km täglich sowie einem Energiebedarf von 0,2 kWh/km ergibt sich ein täglicher Ladebedarf in Höhe von 10 kWh. Ein Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen 0,1 und 0,3 würde für 1 Mio. Elektrofahrzeuge Ladezeiten zwischen 10 und 3,3 Stunden bedeuten. Dies entspricht einer zusätzlichen Netzlast von 1 bis 3 GW.²⁴

Aufgrund der begrenzten Reichweiten von Elektrofahrzeugen sieht LBD Elektrofahrzeuge vorwiegend für Pendler mit einer täglichen Fahrleistung von maximal 80 km als geeignet an. Für das Jahr 2020 prognostiziert LBD daher eine Netzbelastung durch Elektromobilität insbesondere in städtischen Ballungsräumen. Für diese Ballungsräume wird angenommen,

²² Vgl. Ebd. S.191

²³ Vgl. LBD: Einbindung von Zuhausekraftwerken in Smart Grids. Kurzugutachten im Auftrag der Lichtblick AG. 2012, S.29.

²⁴ Vgl. Ebd., S.30 f.

dass die Netzintegration von Elektrofahrzeugen bei 5-10% der Betriebsmittel zu zusätzlichen Engpässen führen wird. LBD nimmt an, dass die Verschiebung des Austauschs eines Transformators auf NS/MS Ebene um 10 Jahre zu Kosteneinsparungen von ca. 2.950 Euro pro Transformator (lediglich Berücksichtigung der Differenzkosten zu dem bestehenden Transformator, Restnutzungsdauer von 10 Jahren) führt²⁵. Durch die beschriebene zusätzliche Belastung des Netzes in städtischen Ballungsräumen wird durch Diskontierung über 9 Jahre unterstellt, dass zusätzliche Investitionen in den Verteilnetzausbau in Höhe von 21-42 Mio. notwendig würden (vgl. LBD 2012: 30). Nähere Ausführungen zu den genannten Daten und Berechnungen sind in der Studie nicht enthalten.

4.3 Studie 3: Net-Elan

Linssen, J. et al. (2012): Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen. NET ELAN.

4.3.1 Methodik und Prämissen

Die NET ELAN Studie geht entsprechend der politischen Zielvorgaben von einer Marktdurchdringung von 1 Mio. Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 und 1 Mio. E-Fahrzeugen 2030 aus²⁶. Die Betrachtung beschränkt sich auf PKW, die privat genutzt werden. Dies wird damit begründet, dass laut »Mobilität in Deutschland« (MiD 2010) private Fahrten einen Anteil von 79% am gesamten Verkehrsaufkommen ausmachen. Weiterhin wird das Substitutionspotenzial der E-Mobilität für gewerbliche Nutzer aufgrund deutlich höherer Fahrleistungen geringer eingeschätzt²⁷.

Für die künftige Stromversorgung orientiert sich die Studie ebenfalls an den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung unter Berücksichtigung des beschlossenen Atomausstiegs. Die Studie betrachtet die in der Grafik dargestellten Bereiche. Hinsichtlich des Ausbaus der Übertragungsnetze werden die Ausbaumaßnahmen als gegeben angenommen, die die ÜNB im März 2012 veröffentlicht haben.

Bei der Überprüfung der Auswirkungen der Netzintegration von E-Fahrzeugen wird davon ausgegangen, dass die Nutzer überwiegend zuhause oder am Arbeitsplatz laden. Gleichzeitig wird daraus abgeleitet, dass Nutzer, die zuhause und am Arbeitsplatz laden können, keinen Bedarf an öffentlicher Ladeinfrastruktur haben²⁸.

Die aus dem Netz bezogene elektrische Leistung für das Laden wird durch die Ladeleistung des Anschlusses und durch die Leistung, welche die Batterie maximal aufnehmen kann, begrenzt. Für das Jahr 2020 nimmt die Studie eine durchschnittliche Ladeleistung von 3,3 kW und für 2030 von 9,9 kW an²⁹. In der NET ELAN Studie wurden des Weiteren vier verschiedene Ladestrategien und die daraus resultierenden Netzlasten simuliert.

²⁵ Vgl. Ebd, S.26

²⁶ Vgl. Linssen, J. et al.: Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen. NET ELAN. 2012, S.12.

²⁷ Vgl. Ebd.

²⁸ Vgl. Ebd., S.114.

²⁹ Vgl. Ebd., S.120.

4.3.2

Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte/gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen auf die Belastung und Grenzwerteinhalten der Netzbetriebsmittel? / Welche Auswirkungen durch ungesteuertes/gesteuertes Laden sind hinsichtlich der optimierten Nutzung erneuerbarer Energien zu erwarten?

Ungesteuertes Laden ab Rückkehr zum Wohnungsplatz

Bei dieser Ladestrategie wird davon ausgegangen, dass der Ladevorgang direkt nach der Rückkehr von der letzten Fahrt beginnt. Die Rückkehrzeitpunkte streuen in der Regel so, dass maximal 22% der Fahrzeuge gleichzeitig laden. Daraus resultiert bei einer Ladeleistung von 3,3 kW eine zusätzliche Netzlast für das deutsche Stromversorgungsnetz von 720 MW. Bei einer Ladeleistung von 9,9 kW verkürzt sich die Ladedauer, so dass die max. Netzlast auf lediglich 870 MW ansteigt³⁰. Diese Ladestrategie wird als unvorteilhaft bewertet, da die zusätzliche Netzlast in die Abendstunden und damit in einen Zeitraum mit ohnehin (besonders in den Wintermonaten) hoher Netzlast fällt.

Gesteuertes Laden in den Nachtstunden

Da die Netzlast im Tagesverlauf zwischen 0 und 6 Uhr am geringsten ist, wird in der Studie davon ausgegangen, dass es vorteilhaft sei, die Fahrzeuge in dieser Zeit zu laden. Bei gleichzeitigem Ladebeginn um 0 Uhr käme es zu diesem Zeitpunkt zu einem Lastsprung in Höhe von 3,3 GW (2020). Ein solcher Lastsprung ist für das Netz nachteilig. Bei gleicher Verteilung der verschiedenen Ladedauern, mit dem Ziel einer gleichmäßigen Netzlast zwischen 0 und 6 Uhr, wird eine zusätzliche Netzlast von ca. 0,5 GW erwartet. Die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen bleibt in diesen Szenarien unberücksichtigt³¹.

Gesteuertes Laden in den Nachtstunden unter Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien

Ausgangspunkt der Betrachtung bildet die Annahme, dass zur Gewährleistung der Netzstabilität eine Mindestleistung konventioneller Kraftwerke in Höhe von 20-30 GW benötigt wird, bei installierter Windleistung in Höhe von 48 GW³².

Die Betrachtung erstreckt sich auf zwei Fälle: a) konstantes Laden der Fahrzeuge zwischen 0 und 6 Uhr ohne Berücksichtigung des Windstromangebotes und b) gesteuertes Laden in Abhängigkeit vom Windstromangebot. Es wird angenommen, dass das gesamte verfügbare Windstromangebot von den Fahrzeugen aufgenommen werden kann und keine Begrenzung der Ladeleistung durch Netz- oder Ladeanschlüsse besteht.

Die Untersuchungen ergeben, dass ausgehend vom Stromverbrauch 2007 und 2010 (hochgerechnet auf 2020 und 2030), durch windgesteuertes Laden nur unwesentlich mehr Windstrom durch windabhängiges gesteuertes Laden genutzt werden kann. Als Grund wird der begrenzte Ladebedarf der Fahrzeuge genannt. Diese Betrachtung erfolgt unter

³⁰ Vgl. Ebd., S.121.

³¹ Vgl. Ebd., S.122 f.

³² Vgl. Ebd., S.123.

der Annahme, dass keinerlei Beschränkungen durch die Netze bestehen. Die Studie geht davon aus, dass 2020 ca. 30% bis 40% und 2030 40% bis 60% des Ladebedarfs durch Windstrom gedeckt werden können³³. Es wird jedoch gezeigt, dass ohne die Notwendigkeit der Nutzung einer konventionellen Mindestleistung zum Laden der Fahrzeuge (Windstromangebot + Mindestproduktion konvent. Kraftwerke > Stromnachfrage ohne EV) lediglich in 8-12% der Nächten der Windstromüberschuss ausreicht, um die Elektrofahrzeuge vollständig zu laden³⁴.

Gesteuertes Laden mit NetZRückspeisung

Ausgangspunkt der Betrachtung ist die Erwartung/ das Ziel, dass Elektrofahrzeuge zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen sollen. Insbesondere steht die Frage nach der Nutzung der E-Fahrzeuge als Zwischenspeicher im Fokus. NET ELAN geht jedoch davon aus, dass die Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge zu gering ist, um ausreichende Energiemengen speichern zu können, um mit diesen Mengen längerfristige Windflauten zu überbrücken.

Die Autoren rechnen dazu folgendes Beispiel vor:

Bei hohem Verbrauch (zwischen 6 und 18 Uhr, 50 GW Last) sollen 10% der Nachfrage gesichert aus Windstrom gedeckt werden. Im Jahr 2030 steht mit 6 Mio. E-Fahrzeugen (BEV) eine Batteriekapazität von 113 GWh zur Verfügung. Werden die Tagesfahrtstrecken nach MiD 2008 angesetzt und eine zusätzliche Reserve für eine Fahrtleistung von 30 km angenommen, verbleibt eine nicht für Fahrzwecke benötigte Speicherkapazität von 53 GWh. Die benötigte Leistung aus Windstrom in Höhe von 5 GW (10% der Tageslast zwischen 6 und 18 Uhr) könnte damit lediglich 10 Stunden gespeichert werden³⁵. Als realistisch wird jedoch die Möglichkeit eingeschätzt, dass E-Fahrzeuge zur Stabilisierung des Netzes eingesetzt werden können. Durch NetZRückspeisung könne die maximale Netzlast verringert werden. Als Beispiel wird ein Tag im Dezember in den frühen Abendstunden herangezogen, da in dieser Zeit die größte Nachfrage auftritt. Es ist davon auszugehen, dass in dieser Zeit bereits viele Fahrzeuge an das Netz angeschlossen sind und es möglich ist, unter Berücksichtigung einer Reserve für eine Fahrtleistung von 30 km, die verbliebene Energie zur Deckung von Lastspitzen einzuspeisen.

Folgende Annahmen liegen der Betrachtung zugrunde: Alle Fahrzeuge haben einen Ladeanschluss mit 9,9 kW zur Verfügung und Ladeleistung sowie NetZRückspeisung können geregelt werden. Alle Fahrzeuge, die vor 19 Uhr zurückkehren, nehmen an der NetZRückspeisung teil. Jedes Fahrzeug speist ab 17 Uhr bzw. ab Rückkehr bis 19 Uhr konstant in das Netz ein. Zwischen 0 und 6 Uhr werden die Fahrzeuge geladen, so dass eine konstante Netzlast entsteht³⁶.

Die Simulation zeigt, dass die Netzlast zwischen 17 und 19 Uhr stärker verringert wird als erforderlich. Zudem beginnt das Netzlastmaximum bereits um 16 Uhr.

³³ Vgl. Ebd., S.124.

³⁴ Vgl. Ebd., S.125.

³⁵ Vgl. Ebd., S.126f.

³⁶ Vgl. Ebd., S.S.127 ff

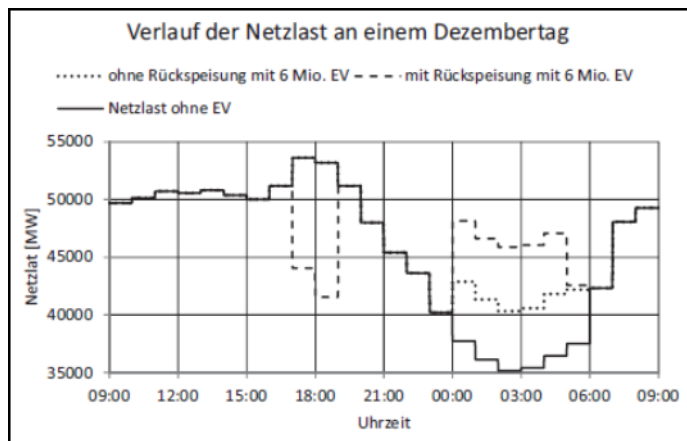


Abb. 07: Verlauf der Netzlast bei Rückspeisung zwischen 17 und 19 Uhr, Quelle³⁷

Zur Optimierung des Ergebnisses wird nun angenommen, dass nur Fahrzeuge teilnehmen, die vor 15 Uhr zurückkehren (nur die Hälfte der Fahrzeuge wäre beteiligt). Der Zeitraum der Rückspeisung wird auf 16 bis 20 Uhr verlängert. Im Ergebnis zeigt sich eine deutlich gleichmäßiger verteilte Netzlast³⁸

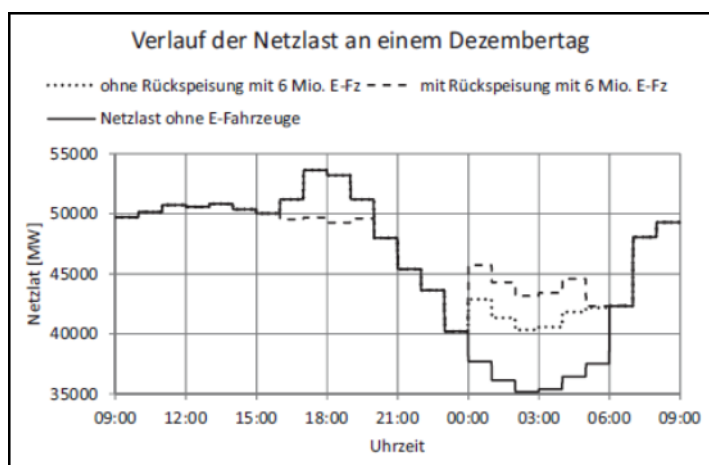


Abb. 08: Verlauf der Netzlast bei Rückspeisung zwischen 16 und 20 Uhr, Quelle³⁹

Einfluss der Elektromobilität auf das Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetzmodell, welches in der NET ELAN Studie zugrunde gelegt wurde, basiert auf jenen Netzausbauvorhaben, die die Übertragungsnetzbetreiber bis März 2011 bereits veröffentlicht hatten. Die Daten der dena Netzstudie I wurden nicht berücksichtigt, da diese als zu optimistisch bewertet werden. Die Netzmodelle wurden für die Jahre 2010, 2020 und 2030 erstellt, wobei die Aussagen für die Jahre 2020 und 2030 auf der Annahme basieren, dass alle angekündigten Netzausbauvorhaben bis dahin umgesetzt sein

³⁷ Ebd.S.128

³⁸ Vgl. Ebd.,S.128.

³⁹ Vgl. Ebd.,S.128

werden⁴⁰. Der simulierte Kraftwerkspark in Deutschland wurde auf der Grundlage der Daten des Forschungszentrums Jülich dargestellt⁴¹. Die räumliche Verteilung des Kraftwerksparks wurde unter Berücksichtigung des Atomausstiegs, geplanten Kraftwerksneubauten- und abschaltungen und errechneten Erzeugungskapazitäten modelliert⁴².

Für die Bewertung der Verteilung der zusätzlichen Netzlasten durch Elektromobilität wurde folgende räumliche Verteilung der Elektrofahrzeuge angenommen: 50 % in der Kernstädten, 33% in verdichteten Kreisen, 17% in ländlichen Kreisen. Weiterhin wird angenommen, dass es zu einer besonders hohen Konzentration in den Modellregionen E-Mobilität kommt (Potsdam/Berlin, Bremen/Oldenburg, Hamburg, München, Rhein-Main, Rhein-Ruhr, Sachsen, Stuttgart)⁴³.

Anschließend wurde der Einfluss der E-Fahrzeuge gemäß angenommener regionaler Verteilung auf die Windintegration ermittelt, indem die zusätzliche Netzlast durch gesteuertes Laden, gemäß der Verteilung der Elektrofahrzeuge in Deutschland, zur bestehenden Netzlast ohne Elektrofahrzeuge addiert wurde. Davon abhängig wurde ermittelt, wie hoch die zulässige Windeinspeisemenge mit und ohne E-Fahrzeuge ist. Die Differenz ergibt die bei starker Netzbelastung mögliche, durch E-Fahrzeuge nutzbare Menge an Windstrom⁴⁴. Bei einer E-Fahrzeugflotte im Jahr 2020 von 1 Mio. Fahrzeugen zeigt die Analyse, dass bei ungesteuertem Laden zusätzlich 120 GWh in das Netzmodell integriert werden können (=2,4% des ansonsten nicht integrierten Windstroms). Durch gesteuertes Nachladen ließe sich dieser Anteil auf 360 GWh (7,5%) erhöhen. Im Jahr 2030 wäre die zusätzliche Integration von 1,5 TWh bzw. 3,0 TWh möglich. Da 2030 die nicht integrierbare Windenergie im Verhältnis zu 2020 gestiegen ist, würde dies einem Anteil von 4,1% bzw. 8,1% entsprechen⁴⁵. Durch eine Verstärkung besonders belasteter Leitungsabschnitte im Übertragungsnetzmodell, wäre eine weitere Erhöhung dieser Anteile möglich.

	Nicht integrierbare Windenergie ohne xEV	Integrierbare Windenergie bei ungesteuertem Laden	Integrierbare Windenergie bei gesteuertem Laden
Netzmodell 2020	4,8 TWh	0,1 TWh	0,4 TWh
Netzmodell 2030	36,9 TWh	1,5 TWh	3,0 TWh

Abb. 09: Integration von Windenergie durch gesteuertes Laden, Quelle:⁴⁶

In einem Worst-Case-Szenario mit einer Spitzenlast von 62,2 GW und ohne die Einspeisung von Windenergieanlagen und Pumpspeicherkraftwerken können im Netzmodell 2020 zwei Millionen Elektrofahrzeuge geladen werden, ohne dass es zu einer Überlastung im Übertragungsnetzmodell kommt. Bei 2,5 Mio. gleichzeitig ladenden Fahrzeugen kommt es im Modell in Leitungsabschnitten in Sachsen zu Überlastungen.

⁴⁰ Vgl. Ebd.,S.133f.

⁴¹ Vgl. Vgl. Ebd.,S.135.

⁴² Für weitere Details siehe: Vgl. Ebd.,S.136 ff.

⁴³ Vgl. Ebd.,S.140f.

⁴⁴ Vgl. Ebd.,S.141 f.

⁴⁵ Vgl. Ebd.,S.150.

⁴⁶ Vgl. Ebd.

Durch die Einspeisung aus Pumpspeicherkraftwerken könnten im Netzmodell 2020 vier Millionen Fahrzeuge zum Zeitpunkt der Spitzenlast gleichzeitig laden. Bei 4,5 Mio. Fahrzeugen, die gleichzeitig laden, kommt es zu Überlastungen sowie zu einer Unterdeckung der Einspeisekapazität (Prämisse: keine Windeinspeisung)⁴⁷.

Es wurde bereits gezeigt, dass bei einer Ladeleistung von 3,3 kW bei ungesteuertem Laden max. 22% der Fahrzeuge gleichzeitig laden. Bei gesteuertem Laden liegt der Anteil bei ca. 35%. Im Jahr 2020 müssten bei 1 Mio. Fahrzeugen demnach 300.000 Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden. Dies ist im Netzmodell auch im Worst Case möglich⁴⁸.

4.4

Studie 4: E-Aix Netzstudie (Verteilnetz)

4.4.1

Methodik und Prämissen

Das Projekt E-Aix (Modellregion BMVBS) beinhaltet eine Netzstudie, bei der die Auswirkung von zwei verschiedenen Lademodi (ungesteuert / vertriebsoptimal) auf das Aachener Verteilnetz untersucht wurde⁴⁹.

Methodisch wurden die Marktdurchdringungsszenarien von Elektrofahrzeugen in den Jahren 2020, 2030 und 2050 zu Grunde gelegt und die Fahrprofile (Aufenthaltsort und Energieverbrauch) der Elektrofahrzeuge ermittelt. Mithilfe dieser Eingangsdaten wurde eine Simulation unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen dreier Referenznetze durchgeführt⁵⁰.

4.4.2

Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte/gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen auf die Belastung und Grenzwerteinhalten der Netzbetriebsmittel?

Die ausgewählten Niederspannungsnetze wurden in einem ersten Schritt ohne Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen analysiert. Diese Betrachtung dient als Referenzfall für die Bewertung der Lastgänge durch Elektrofahrzeuge mit verschiedenen Lademodi⁵¹.

Definiert wurden drei Netzgebiete:

A: Dieses Netzgebiet zeichnet sich durch eine hohe Kundendichte und den Bebauungstyp »Blockgebäude« aus. Photovoltaikanlagen und Wärmepumpen werden nicht angenommen. Die Betriebsmittelbelastung ist mittelmäßig. Bis zum Jahr 2050 wird der Transformator wegen der zu erwartenden Laststeigerung stark belastet⁵².

⁴⁷ Vgl. Ebd., S.159 f.

⁴⁸ Vgl. Ebd., S.161.

⁴⁹ Vgl. Zhao, L. ; et al.: Auswirkungen von Steuerungsstrategien für Elektrofahrzeuge auf Niederspannungsnetze, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

⁵⁰ Ebd.

⁵¹ Ebd.

⁵² Ebd.

B: Dieses Netzgebiet ist vorwiegend mit Einfamilienhäusern bebaut. Für den Szenariozeitraum von 2020 bis 2050 wird eine steigende installierte Leistung von Wärmepumpen und PV-Anlagen erwartet. Aufgrund der konservativen Dimensionierung heute verwendeter Betriebsmittel ist keine Verletzung der Netzrestriktionen zu beobachten.

C: Dieses Netzgebiet weist eine hohe Anschlussdichte von Haushaltskunden im Stadtzentrum mit dem Bebauungstyp »Mehrfamilienhaus« auf. Dadurch ergibt sich eine sehr hohe Vorbelastung der Betriebsmittel. Im Netzgebiet C sind sechs Ortsnetzstationen verbaut, die über Kuppelleitungen verbunden sind, so dass bei einem Ausfall kurzfristig durch Umschaltmaßnahmen die Versorgung sichergestellt ist. Die Kuppelleitungen sind in allen Szenarien ohne Elektrofahrzeuge nur leicht belastet⁵³.

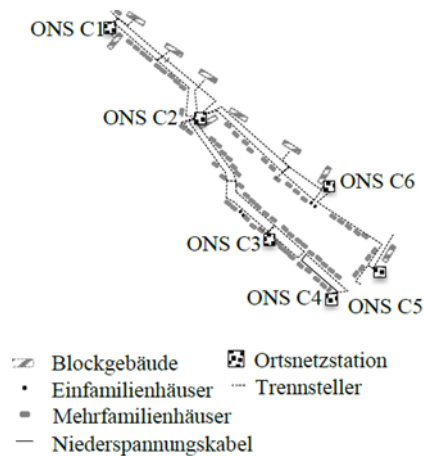


Abb. 10: Niederspannungsnetze im Netzgebiet C, Quelle:⁵⁴

Auswirkung des ungesteuerten Lademodus

Im Fall des ungesteuerten Ladens werden die drei Netze mittelfristig kaum von der zusätzlichen Last der Elektrofahrzeuge beeinflusst. Selbst im Jahr 2030 sind nur im Netzgebiet C wegen der starken Vorbelastung vereinzelte Überlastungen eines Transformators absehbar⁵⁵.

Im Jahr 2050 hingegen ist ein stärkerer Einfluss der Elektrofahrzeuge in allen Netzgebieten zu beobachten, so dass Verstärkungen der Netzleitungen und Erhöhungen der Transformatorkapazitäten in den Ortsnetzstationen erforderlich sind. Die Betriebsmittel in den Gebieten A und B sind beim ungesteuerten Laden trotz hoher Fahrzeugzahlen im Jahr 2050 nur leicht bis mittelmäßig belastet⁵⁶.

Abb. 11 stellt die Belastung der Transformatoren in den drei Referenznetzen im Jahr 2050 dar. Für das Netzgebiet C wird die am stärksten belastete Ortsnetzstation aufgezeigt⁵⁷.

⁵³ Ebd.

⁵⁴ Ebd.

⁵⁵ Ebd.

⁵⁶ Ebd.

⁵⁷ Ebd.

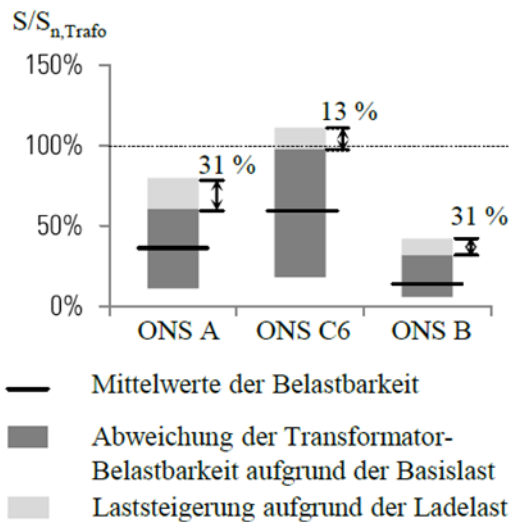


Abb. 11: Transformatorbelastung (ungesteuert), Quelle:⁵⁸

Auswirkungen des vertrieboptimierten Lademodus

Die Ladesteuerung folgt dem Strompreissignal und führt somit zu Zeiten günstiger Strompreise, z.B. in der Nacht, zu einer sehr hohen Ladegleichzeitigkeit. Im Netzgebiet B werden die Betriebsmittel bei der vertrieboptimierten Steuerung zwar nur leicht überlastet. Im Netzgebiet A und C werden wegen der erhöhten Gleichzeitigkeit sowohl Leitungen als auch Transformatoren stark überlastet⁵⁹.

Nachfolgende Abbildung zeigt die Belastung der Transformatoren bei vertrieboptimalem Laden.

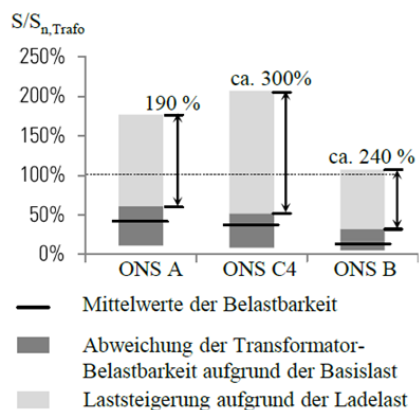


Abb. 12: Transformatorbelastung (vertrieboptimiert), Quelle:⁶⁰

⁵⁸ Vgl. Ebd.

⁵⁹ Für das Netzgebiet C wird der am stärksten belastete Transformator, d.h. ONS C₄, dargestellt. Vgl. Ebd.

⁶⁰ Zhao, L. ; et al.: Auswirkungen von Steuerungsstrategien für Elektrofahrzeuge auf Niederspannungsnetze, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

Nachfolgende Abbildung zeigt die Belastungen der kritischen Leitungen im jeweiligen Netzgebiet für das Ist-Netz heute sowie das Netz im Jahr 2050 mit Berücksichtigung der verschiedenen Steuerungsstrategien.⁶¹

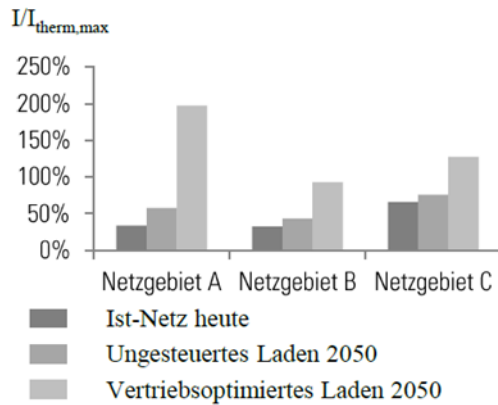


Abb. 13: Belastungen der kritischen Leitungen, Quelle:⁶²

Da das Netzgebiet B von Einfamilienhäusern geprägt ist, werden im Vergleich zu A und C weniger Elektrofahrzeuge pro Niederspannungsabgang versorgt. Dies erklärt, weswegen es im Netzgebiet B im Gegensatz zu den Netzgebieten A und C auch im Jahr 2050 zu keinen Überlastungen der Leitungen kommt⁶³.

Im Vergleich zum ungesteuerten Laden führt die mit der reinen Orientierung an Preissignalen einhergehende Erhöhung der Gleichzeitigkeit des vertrieboptimalen Ladens zu deutlich kritischeren Ladezuständen, wie anhand der simulierten Überlastungen im Jahr 2050, bezogen auf die Ortsnetzstation C₄, deutlich wird⁶⁴.

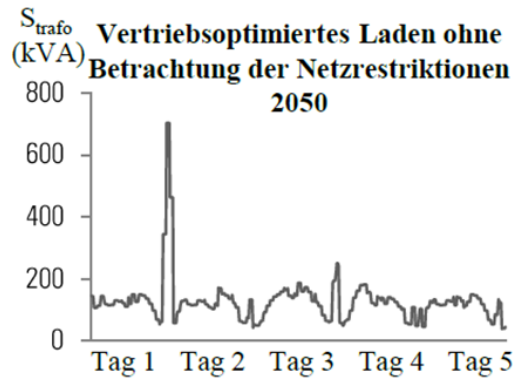


Abb. 14: Lastprofil an der ONS C₄ im Netzgebiet C ohne Betrachtung der Netzrestriktionen, Quelle:⁶⁵

⁶¹ Vgl. Ebd.

⁶² Zhao, L. ; et al.: Auswirkungen von Steuerungsstrategien für Elektrofahrzeuge auf Niederspannungsnetze, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

⁶³ Vgl. Ebd.

⁶⁴ Vgl. Ebd.

⁶⁵ Ebd.

Aufgrund der Marktrückkopplungen des vertrieboptimalen Ladens ist es sinnvoll, die gesamte zulässige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge zu begrenzen und in einer Phase günstiger Strompreise gleichmäßig zu verteilen. Um die Auswirkungen des Ladens auf die Verteilnetze zu reduzieren, sollten in Absprache mit den Netzbetreibern auch Netzrestriktionen Berücksichtigung finden in der Ladesteuerung⁶⁶.

Vertrieboptimales Laden unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen

Überwacht und kontrolliert der Netzbetreiber das Ladeverhalten und hat er die Möglichkeit die Ladeleistung einzuschränken, können sämtliche Überlastungen in allen Referenznetzen behoben werden⁶⁷.

Abb. 15 zeigt die Auswirkung der vertrieboptimierten Ladestrategie mit Betrachtung der Netzrestriktionen auf das Lastprofil.

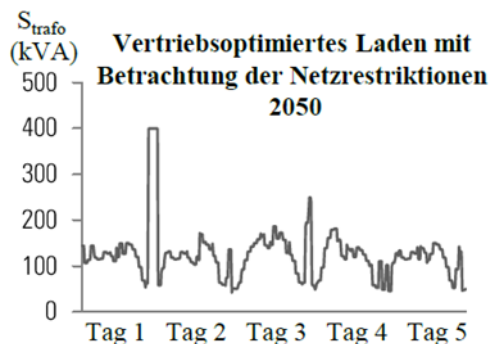


Abb. 15: Lastprofil an der ONS C4 im Netzgebiet C mit Betrachtung der Netzrestriktionen, Quelle:⁶⁸

4.4.3

Welche Auswirkungen hat die Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf den Netzausbaubedarf in Deutschland unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens?

Bezüglich des Netzausbaubedarfs lässt sich schlussfolgern, dass eine vertrieboptimale Steuerung die Gleichzeitigkeit der Fahrzeugladung stark erhöht und zu einer erhöhten Netzbelastung und Überlastung der Transformatoren führt⁶⁹. Werden Elektrofahrzeuge vertrieboptimiert geladen, ohne die Netzrestriktionen zu berücksichtigen, sind in der Folge wesentliche Netzausbaumaßnahmen erforderlich⁷⁰.

⁶⁶ Vgl. Ebd.

⁶⁷ Vgl. Ebd.

⁶⁸ Ebd.

⁶⁹ Vgl. Ebd.

⁷⁰ Vgl. Ebd.

4.5 Studie 5: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Auslastung von Stromnetzen an einem Schweizer Fallbeispiel (Hochspannungsnetz)

4.5.1 Methodik und Prämissen

Anhand des Netzes von BKW (Netzbetreiber der Schweizer Kantone Bern und Jura) wurden die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Hochspannungsnetz untersucht. Im Fokus der Studie standen nur Transformatoren, keine Leitungen⁷¹.

Untersucht wurden drei verschiedene Ladeszenarien:

- 1) Fixer Tarif (fester Strompreis)
- 2) B-Tarif (Fixer Bestandteil + variable Börsenpreiskomponente): Der stündliche Preis des Spotmarktes bildet die Berechnungsgrundlage der Börsenpreiskomponente.
- 3) BN-Tarif (Netzkomponente, wird am Transformator berechnet)⁷²: Um die Netze zu berücksichtigen, wird auf den B-Tarif angelehnt an Salah.⁷³ eine weitere Preiskomponente aufgeschlagen, die sich an der Auslastung der HS/MS-Transformierung orientiert. Die Netzauslastungskomponente wird dabei für jede Unterstation individuell nach folgender Formel bestimmt«:

$$p_{netz,t} = \frac{\varepsilon \times \rho}{1 - \rho}$$

» ρ entspricht dabei der prozentualen Auslastung der Unterstation zum Zeitpunkt t . ε ist ein Faktor, der die Krümmung der Funktion beeinflusst. Für $\rho \rightarrow 1$ geht die Funktion unabhängig vom gewählten ε gegen unendlich. Je niedriger ε gewählt wird, desto stärker ist die Funktion gekrümmt⁷⁴. Bei niedrigen Auslastungen hat die Netzkomponente einen geringen Anteil am Gesamtpreis. Bei hohen Auslastungen steigt der Gesamtpreis, so dass eine Anreizwirkung entfaltet wird. Die Endverbraucher hätten im Mittel keine zusätzlichen Kosten, sondern würden von einer verursachungsgerechteren Kostenstruktur profitieren.⁷⁵

Unterschieden wurden zwei Ladestrategien, die beide modelliert wurden. 1) Einfaches Laden, d.h. geladen wird immer dann, wenn es technisch möglich ist und 2) intelligentes Laden, d.h. Minimierung der individuellen Ladekosten in Abhängigkeit vom Preis, unabhängig von den anderen Entscheidungen (dezentrale Optimierung). Im zweiten Fall

⁷¹ Vgl. Salah, F. ; Basse, H. ; Ilg, J.: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Auslastung von Stromnetzen an einem Schweizer Fallbeispiel, Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

⁷² Vgl. Ebd.

⁷³ Vgl. Ebd, mit Bezug auf: Flath, C. ; et al.: Improving EV Charging Coordination Through Area Pricing, Working Paper, 2012.

⁷⁴ Vgl. Salah, F. ; Basse, H. ; Ilg, J.: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Auslastung von Stromnetzen an einem Schweizer Fallbeispiel, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

⁷⁵ Vgl. Ebd.

wurde vorausgesetzt, dass der sog. Response Agent die Ladeentscheidung selbst trifft.⁷⁶ Eine weitere Modellbeschreibung findet sich bei Salah et al.⁷⁷

4.5.2

Welche Auswirkungen hat das ungesteuerte/gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen auf die Belastung und Grenzwerteinhalten der Netzbetriebsmittel?

Fixer Tarif

In der folgenden Abbildung sind verschiedene Balkendiagramme abgebildet, die einen Überblick über die Verteilung der Spitzenlasten aller untersuchten Unterstationen unter der Annahme fixer Tarife geben. Die beiden oberen Histogramme zeigen, dass ohne Elektrofahrzeuge bzw. bis zu einer Marktdurchdringung von 16 % keine Überlastungen auftreten. Unten links zeigt sich, dass bei einer Marktdurchdringung von 50% die erste Unterstation überlastet ist und sich mit einer höheren Marktdurchdringung die Überlastungen erhöhen.⁷⁸

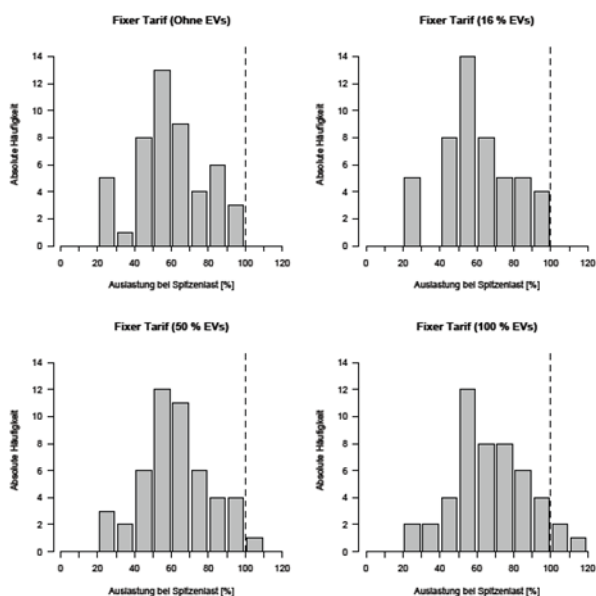


Abb. 16: Histogramme der Spitzenlasten bei fixem Tarif und verschiedenen Marktdurchdringungen, Quelle: 79

Tarif mit variabler Börsenpreiskomponente (B-Tarif)

Elektrofahrzeuge erhalten nun Preissignale, aufgrund derer die Ladevorgänge in bestimmte Zeitspannen mit niedrigen Preisen gelegt werden. Bereits bei einer

⁷⁶ Vgl. Ebd.

⁷⁷ Vgl. Ebd.

⁷⁸ Vgl. Ebd.

⁷⁹ Salah, F. ; Basse, H. ; Ilg, J.: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Auslastung von Stromnetzen an einem Schweizer Fallbeispiel, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

Marktdurchdringung von 16 % entstehen Überlastungen. Dies ist der hohen
Gleichzeitigkeit dieser Form des Demand Side Managements geschuldet.^{80,81}

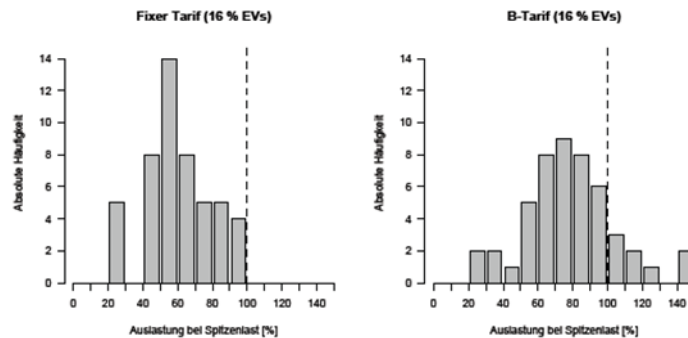


Abb. 17: Histogramme der Spitzenlasten bei fixem Tarif und B-Tarif bei 16% Marktdurchdringung, Quelle:⁸²

Bei höheren Marktdurchdringungen steigen die Überlastungen weiter an. Im Fall einer vollständigen Marktdurchdringung würden die Spitzenlasten theoretisch auf bis zu 600% der Nennlast steigen und lediglich vier von 49 Unterstationen wären nicht überlastet.⁸³

Tarif mit variabler Börsenpreis- und Netzauslastungskomponente (BN-Tarif)

Mit dem BN-Tarif können variable Preismodelle unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen realisiert werden. Die Funktionsmechanismen werden in Salah.⁸⁴ und Basse⁸⁵ detaillierter beschrieben.

Abb. 18 zeigt, dass bei netz- und vertriebsorientierter Bepreisung keine Unterstation überlastet ist, während bei einer rein einspeiseorientierten Bepreisung (16% EVs) acht Unterstationen überlastet waren. In diesem Modell kommt es auch bei höheren Marktdurchdringungen bis zu 100% zu keinen Überlastungen.⁸⁶

⁸⁰ Vgl. Ebd, mit Bezug auf: Strbac, G.: Demand Side Management: Benefits and Challenges. Energy Policy Z. 36 (2008) H. 12, S. 4419-4426.

⁸¹ Vgl. Salah, F.; Basse, H.; Ilg, J.: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Auslastung von Stromnetzen an einem Schweizer Fallbeispiel, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

⁸² Vgl. Salah, F.; Basse, H.; Ilg, J.: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Auslastung von Stromnetzen an einem Schweizer Fallbeispiel, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

⁸³ Vgl. Ebd.

⁸⁴ Vgl. Ebd, mit Bezug auf: Flath, C.; et al.: Improving EV Charging Coordination Through Area Pricing, Working Paper, 2012.

⁸⁵ Vgl. Basse, H.; et al.: Nutzung von Demand Side Management für Leistungsausgleich und Netzausbauvermeidung: Ein komplexer Spagat. ew – das Magazin für die Energie Wirtschaft Z. 111 (2012) H. 22 u. 23.

⁸⁶ „Allerdings muss man anmerken, dass es sich hier um eine optimale Lösung handelt, die auf perfekter Kenntnis der zukünftigen Fahrprofile und Strompreise basiert. Dennoch ist zu erwarten, dass die Bepreisung der

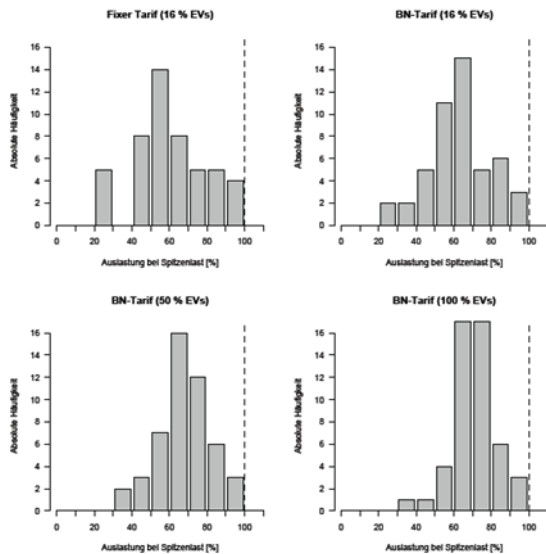


Abb. 18: Histogramme der Spitzenlast bei fixem Tarif und BN-Tarif und verschiedenen Marktdurchdringungen, Quelle:⁸⁷

4.5.3

Welche Auswirkungen hat die Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf den Netzausbaubedarf in Deutschland unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens?

Die wesentliche Schlussfolgerung der Studie ist, dass die HS/MS-Transformatoren und die überlagerten Hochspannungsnetze mittelfristig aufgrund der Elektromobilität nicht ausgebaut werden müssen. Bei gleichbleibenden Marktbedingungen (fixer Tarif) gibt es erst ab einer Marktdurchdringung von 50% gebietsweise Überlastungen.⁸⁸

Sollten jedoch variable Preisstrukturen eingeführt werden (B-Tarif), würden auch auf der Hochspannungsebene deutliche Überlastungen eintreten. Bereits bei einer Marktdurchdringung von 16% wäre in diesem Fall mit zahlreichen Netzüberlastungen zu rechnen.⁸⁹ Eine Preisstruktur, die sich hauptsächlich am Börsenpreis orientiert, würde daher zu hohen Kosten für den Netzausbau führen.⁹⁰

Werden Netzengpässe hingegen bei der Preisstruktur berücksichtigt (BN-Tarif), könnten Überlastungen sogar bei einer Marktdurchdringung von 100% verhindert werden.⁹¹

Die Autoren weisen darauf hin, dass im Rahmen von Folgeuntersuchungen eine Detaillierung der Ergebnisse erreicht werden kann. Bisher wurden die Unterstationen der Hochspannungsebene einzeln betrachtet, dies könnte durch einen ganzheitlichen Ansatz

Netzengpässe auch in der Realität annähernd den gewünschten Effekt haben kann.“ Salah, F. ; Basse, H. ; Ilg, J.: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Auslastung von Stromnetzen an einem Schweizer Fallbeispiel, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

⁸⁷ Salah, F. ; Basse, H. ; Ilg, J.: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Auslastung von Stromnetzen an einem Schweizer Fallbeispiel, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

⁸⁸ Vgl. Ebd.

⁸⁹ Vgl. Ebd.

⁹⁰ Vgl. Ebd.

⁹¹ Vgl. Ebd.

mit einer Untersuchung der Auslastung der Unterstationen und der Auslastung der Leitungen zwischen den Unterstationen ersetzt werden. Des Weiteren könnte die Annahme der perfekten Kenntnis der künftigen Strompreise durch Preisvorhersagen ersetzt werden und die Untersuchung um eine Betrachtung der individuellen Kosteneinsparungen der Elektrofahrzeug-Besitzer ergänzt werden.⁹²

4.6

Synopse: Die Rückwirkung des Be- und Entladens von Elektrofahrzeugen auf das öffentliche Stromnetz

Die zentrale Erkenntnis aller Studien ist, dass eine ausschließlich vertriebs- bzw. marktorientierte Beladung der Fahrzeuge zu erheblichen Gleichzeitigkeitseffekten und zu einer Überlastung der Netze führt.

Eine generelle Aussage hinsichtlich der möglicherweise durch Elektromobilität verursachten Netzausbaukosten ist aufgrund der Heterogenität der Netzinfrastruktur sowie der zu erwartenden unterschiedlichen regionalen Marktdurchdringung kaum möglich. Eine abschließende Bewertung verschiedener Geschäftsmodelle zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen kann jedoch nur unter Berücksichtigung möglicher zusätzlicher oder vermiedener Netzausbau- bzw. Netzinstandhaltungskosten erfolgen.

Vor diesem Hintergrund sollte bei der Bewertung verschiedener Geschäftsmodelle darauf hingewiesen werden, dass mehrere Zielfunktionen zu berücksichtigen sind. Eine Zielfunktion, die einzig die Minimierung des Netzausbaus verfolgt, kann zum Beispiel negative Auswirkungen auf die Ziele Ausbau der Elektromobilität oder Netzintegration erneuerbarer Energien haben. Eine ökonomische und ökologische Gesamtbewertung von Geschäftsmodellen im Bereich der Netzintegration von Elektrofahrzeugen ist daher nur unter Beachtung der Wechselwirkungen verschiedener Zielfunktionen möglich. Im Rahmen dieses Projektes sind keine detaillierten Netzanalysen möglich. Trotzdem findet im Rahmen dieses Projektes eine Grobbewertung der Geschäftsmodelle hinsichtlich des Netzbetriebs auf Basis verschiedener Berechnungsergebnisse anderer Studien statt. Problematisch ist dabei allerdings, dass in den analysierten Studien zu den aufgestellten Zielfunktionen keine wirtschaftliche Umsetzung (d.h. keine Geschäftsmodell zur Umsetzung der Zielfunktion) beschrieben ist.

4.7

Die Untersuchung von Netzurückwirkungen von Elektrofahrzeugen im weiteren Verlauf dieses Projektes und der Bezug zu aktuellen Forschungsprojekten

Der Projektauftrag und das Projektvolumen sehen keine Simulation von Netzen bzw. keine Simulation der Interaktion verschiedener Ladestrategien, verschiedener Speicheroptionen und verschiedener Netzausbauszenarien vor. Die technischen Auswirkungen der Elektromobilität auf die Stromnetze werden in verschiedenen aktuellen Forschungsprojekten dezidiert untersucht. Im BMU-Förderprojekt »E3-VN« wird der elektromobilitätsbedingte Netzausbaubedarf ganzheitlich für die Verteilnetzebene in

⁹² Vgl. Salah, F.; Basse, H.; Ilg, J.: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Auslastung von Stromnetzen an einem Schweizer Fallbeispiel, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.11.2012 in Stuttgart.

Deutschland betrachtet und dabei auch das Zusammenspiel mit den erneuerbaren Energien berücksichtigt. Im BMU-Förderprojekt »Auswirkungen einer zunehmenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen auf die Elektroenergiequalität in öffentlichen Niederspannungsnetzen« wird das Netzurückwirkungsverhalten verschiedener Lademodi erforscht. Es wäre sinnvoll, die Ergebnisse dieser Projekte mit den Ergebnissen der genannten Parallelprojekte abzugleichen und zu integrieren.

5

Technische Betrachtung

5.1 Ladeinfrastruktur

5.1.1 **Überblick**

Aufbauend auf den Erkenntnissen abgeschlossener oder laufender Forschungsvorhaben bestehen fünf realistische technische Möglichkeiten zur Anbindung der Traktionsbatterien an die elektrischen Energieversorgungssysteme.

- 1) Batteriewechsel entladener gegen stationär vorab geladene Akkumulatoren.
- 2) Elektrolytwechsel auf Basis von Redox-Flow-Batteriesystemen,
- 3) Kabelgebundenes Laden am Wechselstromnetz (AC-Laden),
- 4) Kabelgebundenes Laden an einer DC-Quelle,
- 5) induktives Laden mittels einer elektromagnetischen Übertragungsstrecke

Die verschiedenen Arten der Energieübertragung in das Elektrofahrzeug haben jeweils bestimmte Vor- und Nachteile, die je nach der angestrebten Anwendung zu gewichten sind. Kriterien sind u.a.:

- Geschwindigkeit der Energieübertragung bzw. die Übertragungsleistung
- Technischer Aufwand und Kosten für die Infrastruktur
- Technischer Aufwand und Kosten im Fahrzeug
- Kosten für den Betrieb
- Bedienerfreundlichkeit und Akzeptanz

Nachfolgend werden die verschiedenen Ladetechniken leistungsbezogen eingeordnet.

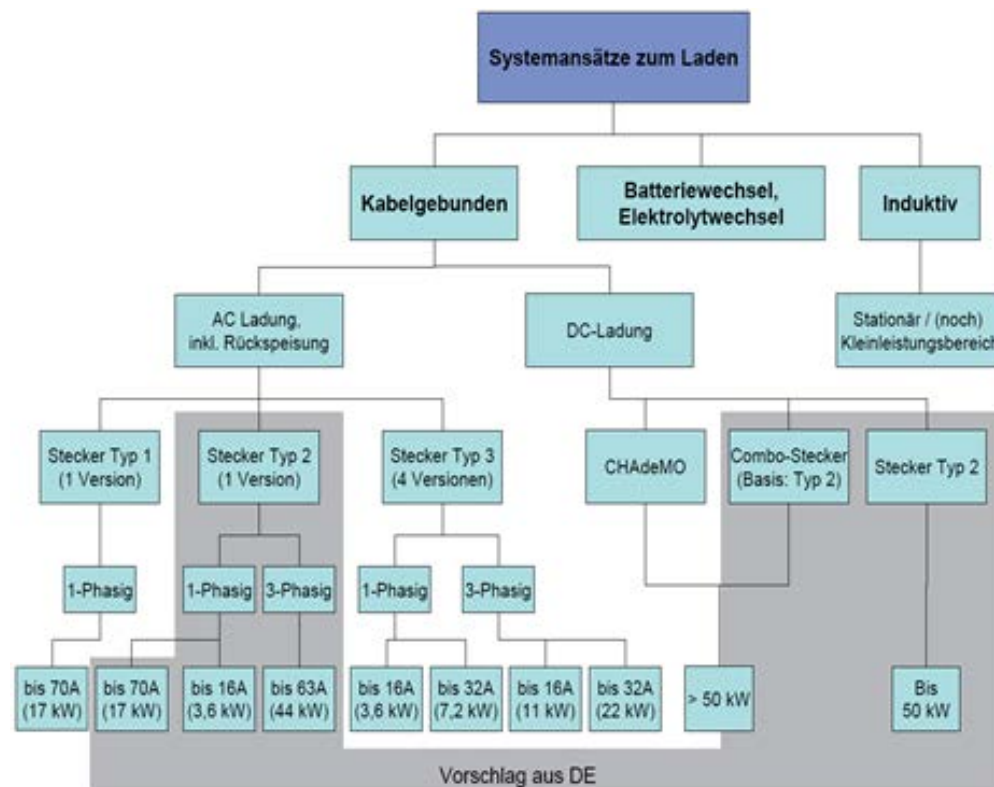


Abb. 19: Verzweigung der verschiedenen Arten der Energieübertragung in das Elektrofahrzeug entsprechend der Leistung und der verfügbaren Stecker Typen, Quelle:⁹³

Für die Technik des Batteriewechsels kann keine definierte Leistung angegeben werden, geht man allerdings von einer Wechselzeit von 2 Minuten aus, so ergibt sich bei einer durchschnittlichen Batteriegröße von 16 kWh eine theoretische Leistung von 480 kW.

Konduktives Wechselstromladen ist derzeit die am häufigsten verwendete Technik bei den bislang schwerpunktmäßig im Rahmen von Förderprojekten installierten (halb)öffentlichen Ladepunkten. Dies hat vorrangig zwei Gründe:

1. ist die Technik bereits weitestgehend serienreif und wird von verschiedenen Anbietern angeboten,
2. sind daran anschließend die Kosten, insbesondere im häuslichen Umfeld, deutlich günstiger als bei den Alternativen.⁹⁴

Die mittelfristig erfolgversprechendsten Varianten sind: kabelgebundene AC-Ladung, kabelgebundene DC-Ladung und induktives Laden.⁹⁵ Redox-Flow-Batterien, mit der

⁹³ DKE: Normungsroadmap

⁹⁴ Vgl. Mauch, Wolfgang et al: Modellregion Elektromobilität München. Szenarien für das Potenzial an Elektrofahrzeugen im Münchner Individualverkehr bis 2030, München 2010, S.59.

⁹⁵ Redox-Flow-Batterien mit der Möglichkeit des Elektrolytwechsels an „Tankstellen“ sind derzeit noch in einem frühen Forschungsstadium und bislang (noch) nicht für den Praxiseinsatz in großem Maßstab geeignet. Batteriewechselstationen werden zwar international teilweise forciert, z.B. von Better Place, u.a. in Frankreich, Israel und Dänemark, sind jedoch im deutschen Kontext aufgrund der nicht vorhandenen

Möglichkeit des Elektrolytwechsels an »Tankstellen«, sind derzeit noch in einem frühen Forschungsstadium und bislang (noch) nicht für den Praxiseinsatz in großem Maßstab geeignet. Batteriewechselstationen werden zwar international teilweise forciert, z.B. von Better Place, u.a. in Frankreich, Israel und Dänemark, sind jedoch im deutschen Kontext, aufgrund der nicht vorhandenen Standardisierungsvoraussetzungen hinsichtlich des Unterbodens der Fahrzeuge, nachzeitigem Stand nicht zukunftsfähig.

5.1.2 Konduktives Wechselstromladen

Wechselstromladen liegt in einem Leistungsbereich von bis zu 44 kW, bei 400 Volt. Die nationale Plattform Elektromobilität rechnet damit, dass Ladevorgänge unter 30 Minuten bis 2015 im All-tagsbetrieb erreichbar sind.⁹⁶

Abgesehen von den Ladeleistungsrückschaltungen, die durch das Temperaturmanagement bedingt sind und einer kurzen Pause bei 80% SOC, werden Ladungen in der Regel mit dem klassischen IUa-Verfahren durchgeführt.⁹⁷ Dadurch ist bei niedrigeren Strömen im Gegensatz zum DC-Schnellladen auch die Vollladung auf 100 % SOC sinnvoll.

Bidirektionale Stromflüsse (und ihre Voraussetzungen im Fahrzeug und in der Infrastruktur) im konduktiven AC-Modus sind bereits in einer Reihe von Forschungsprojekten realisiert worden.⁹⁸

Ein Vorteil konduktiver Wechselstromladesysteme ist dadurch bedingt, dass wesentliche Standards und Normen bereits geschaffen wurden – so sind die generellen Anforderungen beispielsweise in IEC 61851-1 beschrieben. Dennoch gibt es noch offene Fragen, was den geeigneten technischen Entwicklungspfad angeht. Beispielsweise wird derzeit das Kabel im Fahrzeug mitgeführt und muss manuell vom Fahrer eingesteckt werden. Die damit verbundenen Komforteinbußen werfen Fragen nach automatisierten Alternativen auf. Volck hat hierzu das Konzept des automatischen Elektroanschlusses zum Patent angemeldet. Das Konzept wurde allerdings aufgrund der Tatsache, dass die sichere Funktion bei Abrieb, Verschmutzung oder Vereisung nicht geklärt ist, bislang weder von der standardsetzenden Großindustrie, noch von der Wissenschaft aufgegriffen und entwickelt.

Im üblichen »Lastenheft« für öffentliche Ladeinfrastruktur stehen eine Vielzahl von Anforderungen, insbesondere Sicherheitsfunktionen⁹⁹, Messfunktionen¹⁰⁰ und

Standardisierungsvoraussetzungen hinsichtlich des Unterbodens der Fahrzeuge nachzeitigem Stand nicht zukunftsfähig.

⁹⁶ Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität, Zwischenbericht der AG Drei, S.19.

⁹⁷ Vgl. Schuster Andreas, Leitinger, Christopf; Brauner, Andreas: Begleitforschung der TU Wien in VLotte, Wien 2011, S.12, mit Bezug auf: Jossen; Weydanz : Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, Neusäß 2006.

⁹⁸ Beispielsweise: EDISON, Gridsurfer, Grid4Vehicles, HarzEE Mobil, MeRegio Mobil.

⁹⁹ Sicherheitsfunktionen (kontinuierliche Überprüfung der Schutzleiterkontaktierung, Leitungsschutz, Fehlerstromschutz, Vermeidung von Batteriegasung in geschlossenen Räumen ohne Belüftung, Stromloses Ein- und Ausstecken des Ladekabels), vgl. IEC 61851-1.

¹⁰⁰ Messungsfunktionen: Lösungen auf Basis von Smart Grid Technologien, zeitgenaue Erfassung der übertragenen Leistung, Kundenkennung durch Übermittlung und Empfang einer Kunden-ID, Übermittlung, Empfang und Speicherung des Abrechnungstelegramms mit Zeitstempel, Energiemenge, Zähler und Kunden-ID, eichrechtlich sichere Zuordnung und Anzeigen der bezogenen Energie für den Kunden), vgl. IEC 61851-1.

Kommunikationsfunktionen¹⁰¹. Die konkrete Erfüllung dieser Anforderungen hat selbstverständlich Auswirkungen auf die Kosten. Aufgrund des Zielkonflikts von Funktionalität und Kosten ist momentan noch nicht endgültig geklärt, welche »Intelligenz« tatsächlich in den verschiedenen Ladestellen stecken muss. Ubitricity hat hierzu einen konzeptionellen Gegenvorschlag gemacht, der die Nutzung günstiger Systemsteckdosen im öffentlichen Raum mit Zählertechnik im Kabel bzw. Fahrzeug verbindet (»Mobile Metering«).

Daneben ist klarzustellen, dass die Gesamtkosten sich nicht nur durch technische Modifikationen¹⁰², sondern auch aufgrund des Aufstellungsorts der Ladestelle stark unterscheiden können. Private Wallboxes sind bereits für ca. 500 Euro einsetzbar, wohingegen bei öffentlicher Ladeinfrastruktur Kosten von bis zu 10000 Euro entstehen können (wenn Installationskosten, Genehmigungsverfahren, Netzanschlussgebühren, Sicherheitstechnik in der Ladestation etc. berücksichtigt werden). Der Aufstellungsort prägt neben den »Vandalismuskosten« insbesondere die Kosten für die Netzanbindung (so ist z.B. die Kabelverlegung im Parkhaus günstiger als eine Öffnung der Straßendecke im öffentlichen Raum). Aber auch bei Firmenparkplätzen bzw. Parkplätzen im halböffentlichen Raum ist zu differenzieren. Da Firmenparkplätze privater Raum sind, ist grundsätzlich von geringeren Vandalismusgefahren auszugehen, als bei öffentlichen Ladestationen. Jedoch ist Firmenparkplatz nicht gleich Firmenparkplatz, sondern es bestehen erhebliche Unterschiede, was die energie- und sicherheitstechnischen Voraussetzungen angeht (das Spektrum reicht von der grünen Wiese ohne Beleuchtung und Stromanschluss bis zum kameraüberwachten High-Tech-Parkgelände).

5.1.3

DC-Schnellladestationen:

Eine Verkürzung der Ladedauer in Richtung des Zeitbedarfs für die konventionelle Betankung ist mit hohen Ladeleistungen an Gleichstromladestellen möglich. Die NPE hält mittelfristig Ladeleistungen bis oder über 100 kW für denkbar, die Batterien wären in diesem Fall in ca. 8-12 Minuten auf 80 % SOC geladen.^{103 104}

Ladevorgänge mit Gleichstrom bedeuten außerdem, dass der Gleichrichter nicht mehr im Fahrzeug, sondern in der Ladesäule installiert ist. Dadurch werden die Fahrzeuge leichter. DC-Ladestationen werden derzeit vor allem in Japan genutzt, stellen jedoch auch für Deutschland eine realistische Option, insbesondere für einen punktuellen Einsatz, dar. Die Gleichstrom-Infrastruktur erfordert zwar deutlich höhere Investitionen, erlaubt aber auch einen höheren »Durchsatz«, als das heute übliche Laden mit 3,7 kW Wechselstrom.

Auch hinsichtlich der Standards ist die Entwicklung bereits vorangekommen. Für DC-Schnellladesysteme wurde im Projekt Drive-eCharged von Siemens und BMW ein sogenannter Combo2-Stecker entwickelt und erprobt, der sowohl für Wechselstrom als auch für Gleichstromladung geeignet ist, und auch für beide Ladearten nur eine Buchse

¹⁰¹ Kommunikationsfunktionen: Die Norm IEC 61851-1 ermöglicht verschieden aufwändige Abläufe der Kommunikation. Zu den üblichen Funktionen zählen die Erkennung des Ladekabels und der Batterieeigenschaften, die Erkennung der ordnungsgemäßen Verriegelung des Steckers in der Buchse und die Kommunikation der zur Verfügung stehenden Ladeleistung per PWM-Signal bzw. die Übermittlung des Initiierungssignals für die IP-

Kommunikation, vgl. IEC 61851-1.

¹⁰² Sind kürzere Ladezeiten gewünscht, sind hierfür höhere Leistungen erforderlich, auch die Technik für gesteuertes Laden erhöht die Kosten, ebenso Sicherheits- und Kommunikationsfunktionen.

¹⁰³ State of Charge (SOC) = Ladezustand

¹⁰⁴ Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität. Zwischenbericht der Arbeitsgruppe Drei, Berlin 2010, S.13.

und ein Kabel nötig macht.¹⁰⁵ Dennoch gibt es momentan noch technische Schwierigkeiten bei der Etablierung von DC-Schnellladestationen. Problematisch ist dabei vor allem die heutige Batterietechnologie, da sich bei hohen Ladestromstärken die Batteriedegradation erhöht. Daher muss die Ladestromstärke bei steigendem Energieinhalt der Batterie gesenkt werden. Auf absehbare Zeit ist aus diesem Grund nur die Möglichkeit eines schnellen Zwischenladens auf 80 % der Batteriekapazität umsetzbar.¹⁰⁶

Doch selbst wenn DC-Schnellladen auf 30-80 % SOC begrenzt wird, erhöht sich bereits die Batteriedegradation gegenüber dem »langsamen Laden«. Sollen Schnellladestationen zukünftig mit Leistungen im Bereich von 200 kW arbeiten, wird es nötig sein, auch die Batteriesystemauslegung der dazu tauglichen Elektrofahrzeuge anzupassen, beispielsweise muss aufwändig gekühlt werden, was dann den Wirkungsgrad negativ beeinflusst.¹⁰⁷ Ein weiteres Problem von DC-Schnellladestationen sind die Netzvoraussetzungen und Netzbelastungen. Mit der derzeitigen Netz- und Leitungskapazität sind Gleichstromladestationen mit hohen Ladestromstärken kaum zu realisieren. Sie wären außerdem ans Mittelspannungsnetz anzuschließen und hätten bei simultaner Nutzung Auswirkungen auf die Spannungshaltung und die Auslastung des MS-Netzes.¹⁰⁸

5.1.4 Induktives Laden

Eine fundamentale Alternative zum kabelgebundenen Laden ist die Induktion. Technisch möglich wäre grundsätzlich auch mobile (dynamische) Induktion. Diese Variante wird bei Transportsystemen im industriellen Einsatz genutzt und wird aktuell für schienengebundene Fahrzeuge erprobt.¹⁰⁹ Allerdings wären für ein flächendeckendes System massive Investitionen in die Nachrüstung bestehender Straßen mit Sendespulen erforderlich.¹¹⁰

Induktive Ladetechnik wird daher in Bezug auf die Elektromobilität nur als stationäre Variante realistisch. In den letzten zwei Jahren wurde sie in einer Vielzahl von Forschungsprojekten erprobt und weiterentwickelt (u.a. JustPark, Conductix, Indion, W-Charge, die alle im Rahmen der Kopa II-Forschungsförderung gefördert wurden).

Als Quintessenz der Projekte lässt sich folgendes festhalten.

Für kontaktlose Netzkopplung spricht eine Reihe von Gründen, u.a.:

- Keine herumliegenden Kabel als Stolperfalle
- Vergessen des Ladevorgangs ist nicht möglich bzw. unrealistisch

¹⁰⁵ Die meisten momentan eingesetzten DC-Schnellladestationen – insbesondere in Japan - basieren jedoch auf dem CHAdeMO-Standard und liegen in einem Leistungsbereich um 50 kW.

¹⁰⁶ Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität. Zwischenbericht der Arbeitsgruppe Drei, Berlin 2010, S.12.

¹⁰⁷ Vgl. Lunz, Bendedikt; De Donecker, Rik W.; Sauer, Dirk Uwe: Analyse von Ladeinfrastrukturkonzepten für Elektromobilität. Beitrag auf dem VDE-Kongress 2010 in Leipzig; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, S.1

¹⁰⁸ Vgl. Westenburg, M: Gridsurfer, Öffentlicher Abschlussbericht, 2011, S.113.

¹⁰⁹ Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität. Zwischenbericht der Arbeitsgruppe Drei, Berlin 2010, S.12.

¹¹⁰ Vgl. Mauch, Wolfgang et al.: Modellregion München Szenarien für das Potenzial an Elektrofahrzeugen im Münchner Individualverkehr bis 2030, München 2010, S.59.

- Da kein Kabel in die Hand genommen und angeschlossen werden muss, ist die Kundenakzeptanz höher und damit verbunden auch eine größere Bereitschaft, »am Netz« zu sein ¹¹¹
- Weniger Vandalismusgefahr
- Ästhetische Vorteile im öffentlichen Raum - Keine Behinderung auf Gehwegen (z.B. für Rollstuhlfahrer)

Demgegenüber stehen einige Probleme bzw. »Forschungsherausforderungen«:

Induktives Laden ist aus sicherheitstechnischen Gründen derzeit an eine niedrige Ladeleistung gebunden, die der niedrigsten über Kabel (1phasig, kabelgebunden) entspricht. Technisch ist jedoch grundsätzlich eine höhere Übertragungsleistung realisierbar. Derzeit werden im Rahmen eines Forschungsvorhabens von Fraunhofer IAO (bidirektionale) induktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge mit 22 kW entwickelt und getestet.

Aufgrund der geringen Positionierungstoleranzen von ca. 5-10 cm ist ein Einpark- bzw. Positionierungsassistent nötig, was wiederum die Fahrzeugkosten erhöht. Ein weiteres Problem ist der schlechtere Wirkungsgrad induktiver Systeme. Derzeit liegen die Verluste ca. 10 % höher als bei kabelgebundenen Ladesystemen, eine vollständige Angleichung der Effizienz ist auch bei Ausschöpfung aller Effizienzpotenziale nicht zu erwarten. ¹¹²

Zwar laufen gerade Standardisierungsprozesse für induktive Ladesysteme ¹¹³, bislang ist jedoch keine finale Kompatibilität der Systeme verschiedener Hersteller gegeben. Solange dieser Zustand anhält, ist mit höheren Kosten und Investitionsunsicherheiten zu rechnen.

Aktuelle Feldversuche zeigen, dass viele Nutzer ihr Fahrzeug nur einstecken, wenn es für die nächste Fahrt notwendig ist und dass öffentliche Ladestationen nur selten genutzt werden. Im Gegensatz dazu kann beim kontaktlosen Laden erwartet werden, dass eine Netzanbindung immer hergestellt wird, wenn die dafür notwendige Ladeinfrastruktur zur Verfügung steht. ¹¹⁴

¹¹¹ Vgl. Barth, Heike; Braun, Martin u.a., IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystem-technik u.a., Gemeinsamer Abschlussbericht, Kontaktloses Laden von Elektrofahrzeugen W-Charge, Kassel, 2011, S. 49

¹¹² Vgl. Barth, Heike; Braun, Martin u.a., IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystem-technik u.a., Gemeinsamer Abschlussbericht, Kontaktloses Laden von Elektrofahrzeugen W-Charge, Kassel, 2011, S. 50

¹¹³ Die in den USA gestarteten Aktivitäten bei der Society of Automotive Engineers (SAE) zielen, genauso wie nationalen Aktivitäten bei der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik (DKE), auf eine Standardisierung des kontaktlosen Ladens ab. Weiterhin sind internationale Aktivitäten angelaufen, die bei der International Organization for Standardization (ISO) und der International Electrotechnical Commission (IEC) organisiert sind. Barth, Heike; Braun, Martin u.a., IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik u.a., Gemeinsamer Abschlussbericht, Kontaktloses Laden von Elektrofahrzeugen W-Charge, Kassel, 2011, S. 62.

¹¹⁴ Vgl. Barth, Heike; Braun, Martin u.a., IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystem-technik u.a., Gemeinsamer Abschlussbericht, Kontaktloses Laden von Elektrofahrzeugen W-Charge, Kassel, 2011, S. 49

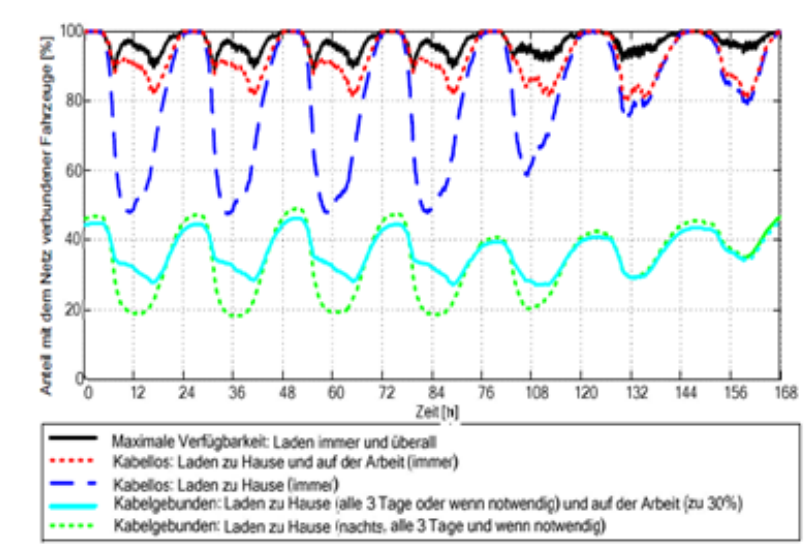


Abb. 20: Anteil mit dem Netz verbundener Fahrzeuge unter verschiedenen Annahmen zur Ladehäufigkeit, Quelle:¹¹⁵

Vergleicht man die Kosten von induktiven und konduktiven Ladesystemen, so sind zum einen die Anzahl der Komponenten in etwa gleich groß und viele Kostenbestandteile (bspw. Netzanschluss) vergleichbar.¹¹⁶ Zum anderen ist das weitere Kostensenkungspotenzial bei konduktiven Ladesystemen relativ begrenzt, während induktive Systeme aufgrund der rein elektronischen Bauteile vollautomatisch hergestellt werden können und große Kostensenkungspotenziale bei Massenfertigung aufweisen.¹¹⁷

Zwar muss beim induktiven Laden sehr genau positioniert werden, über Positionsassistenten der Fahrerassistenzsysteme kann dies jedoch sichergestellt werden.

Der schlechtere Wirkungsgrad des induktiven Ladens gegenüber dem konduktiven Laden kommt bei V2G quadratisch zur Geltung. Allerdings wurden mittlerweile auch beim induktiven Laden Wirkungsgrade von über 90 % nachgewiesen.¹¹⁸

5.1.5 Stand der Forschung im Bereich Messinfrastruktur und Zähler

Der Zähler zur Erfassung des Energieverbrauchs eines Elektroautos kann entweder in der Ladestelle oder im Elektrofahrzeug selbst eingebaut sein.

Derartige fahrzeuggebundene Energiezähler sind im Bereich der schienengeführten Elektrofahrzeuge bekannt. Die Deutsche Bahn nutzt zur Erfassung und transparenten

¹¹⁵ Vgl. Barth, Heike; Braun, Martin u.a., IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystem-technik u.a., Gemeinsamer Abschlussbericht, Kontaktloses Laden von Elektrofahrzeugen W-Charge, Kas-sel, , 2011, S. 49, Ladehäufigkeit basierend auf Mobilitätsdaten [MiD2008]

¹¹⁶ Vgl. Hoppe, A.; Rathge, C; Jumar, U: Laden ohne Kabel – Potenziale und Grenzen der kontaktlos-induktiven Energieübertragung in der Elektromobilität, Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 06.11.2012.

¹¹⁷ Vgl. Hoppe, A.; Rathge, C; Jumar, U: Laden ohne Kabel – Potenziale und Grenzen der kontaktlos-induktiven Energieübertragung in der Elektromobilität, Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 06.11.2012.

¹¹⁸ Vgl. Hoppe, A.; Rathge, C; Jumar, U: Laden ohne Kabel – Potenziale und Grenzen der kontaktlos-induktiven Energieübertragung in der Elektromobilität, Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 06.11.2012.

Abrechnung des Stromverbrauchs elektrischer Triebfahrzeuge ein Energiedatenmanagement. Dieses als "Traktions-Energie-Messung und Abrechnung" (TE-MA) bezeichnete System ist im Triebwagen fest eingebaut und ermittelt die bezogene und zurückgespeiste Energiemenge.¹¹⁹

Ein Konzept für den Einbau des Zählers im Fahrzeug und die kabellose Übertragung der Daten zur Authentifizierung und Abrechnung über GPRS/3G wurde bereits von "BetterPlace" vorgestellt. Bei diesem Konzept kann ein Aggregator (z.B. eine Leitwarte) direkt die am Netz angeschlossenen Fahrzeuge ansprechen. Nachteilig wirkt sich dabei jedoch die Empfangsproblematik in Garagen, Parkhäusern usw. aus. Die Empfangsproblematik betrifft auch die GPS-Positionsbestimmung. Bei einer Vielzahl von Ladepunkten auf kleinstem Raum wie z.B. auf Parkplätzen und in Parkhäusern hat GPS zudem eine zur eindeutigen Ladepunktbestimmung nicht ausreichende Positionsgenauigkeit. Für diese Fälle muss eine andere Form der Datenübertragung und Identifizierung gefunden werden.

Bislang gehen sowohl die Nationale Plattform Elektromobilität, als auch die Joint Working Group des IEC / ISO davon aus, dass der abrechnungsrelevante Energiezähler stationärer Bestandteil des Ladepunkts sein wird.¹²⁰ Das Berliner Startup-Unternehmen »Ubitricity« schlägt demgegenüber einen mobilen Zähler vor, der entweder im Kabel oder im Fahrzeug angebracht ist. In einem Verbundvorhaben mit Voltaris, ITF-EDV Fröschl wurde diesbezüglich ein On-Board-Metering-System entwickelt, mit dem auch bidirektionales Laden mess- und abrechnungstechnisch abgewickelt werden kann. Auch die eichrechtliche Konformität wurde geprüft. Durch »Mobile Metering« werden Kostenvorteile erwartet, weil die Mess- und Zähltechnik nur ein Mal pro Fahrzeug angeschafft werden muss. Außerdem senkt diese Variante die Abhängigkeit von regionalen Versorgungsdifferenzen. Darüber hinaus senkt es die Kosten für Infrastrukturbetreiber, um überhaupt öffentliche Ladeinfrastruktur anbieten zu können.¹²¹ Eine größere Anzahl an Ladepunkten wird voraussichtlich auch zu einer größeren Netzverfügbarkeit der Elektrofahrzeuge führen.

5.2

Stand der Forschung im Bereich Batterietechnologien

5.2.1

Lithium-Ionen-Batterie: Ist-Stand und Optimierungsmöglichkeiten

Lithium-Ionen-Akkumulatoren haben sich heute in vielen Domänen (Mobile Telefone und Computer, E-Fahrräder, u.a.) als beste verfügbare elektrochemische Speicherlösung durchgesetzt.

Zwar verfügen Lithium-Ionen-Batterien nur über eine Speicherdichte, die ca. 2 Prozent der Speicherdichte von Benzin entspricht,^{122 123} gegenüber anderen elektrochemischen

¹¹⁹ Vgl. Arnold, G. et al.; Studie Marktübersicht Kommunikation/Steuerung; S. 17; Mai 2010

¹²⁰ Vgl. Arnold, G. et al.; Studie Marktübersicht Kommunikation/Steuerung; S. 16; Mai 2010

¹²¹ Vgl. Berg, Andreas et al: On-Board-Metering, einfach überall Strom tanken, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 6, 2011, S. 59ff.

¹²² Das gravimetrische Äquivalent bezüglich der Speicherdichte von 1 Kilo Treibstoff (1,2 Liter), d.h. 12 kWh beträgt bei einem Lithium-Ionen-Akkumulator mit 140 Wh / kg 86 kg, bei einem Blei-Säure-Akku 480 kg.

¹²³ Müsste der Sauerstoff (Abgas) bei der Benzinverbrennung mitgeführt werden, hätte Benzin eine kleinere Energiedichte als die besten Batterien. Vgl. Winter, Martin: Interview mit Professor Martin Winter, Universität

Energiespeichern ist die Energiedichte jedoch vergleichsweise hoch. Zudem sind der Wirkungsgrad bei der Leistungsaufnahme und Abgabe hoch¹²⁴, so dass bis auf weiteres von Lithium-Ionen-Akkumulatoren als präferiertes Speichermedium in Elektrofahrzeugen auszugehen ist. Vorgängertechnologien wie Bleiakkumulatoren oder Nickel-Systeme werden aufgrund der geringen Energiedichten bei der weiteren Entwicklung der Elektromobilität höchstwahrscheinlich keine Rolle spielen. Entsprechend fokussieren sich derzeit auch die Normungsbemühungen der nächsten 10 Jahre auf Lithium-Ionen-Akkumulatoren.¹²⁵

Während eine hohe Energiedichte eine lange Reichweite erlaubt, ermöglicht eine hohe Leistungsdichte eine schnelle Leistungsabgabe, die u.a. für den Beschleunigungsvorgang und die Rekuperation der Bremsenergie nötig ist.¹²⁶ Folgende Abbildung zeigt den Zusammenhang von Leistungs- und Energiedichte der konkurrierenden Technologien:

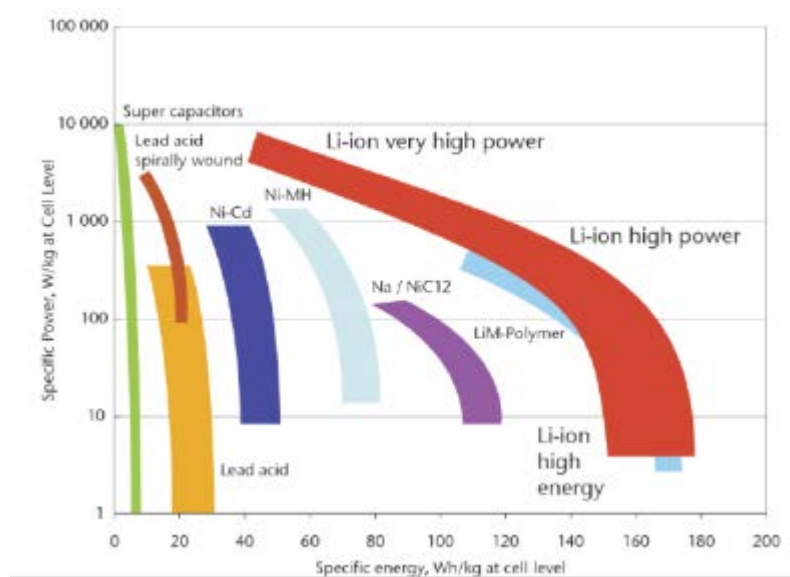


Abb. 21: Leistungsfähigkeit verfügbarer elektrischer Speichertechniken, Quelle¹²⁷

5.2.2 Leistungsfähigkeit alternativer elektrischer Energiespeicher- und Energiewandlertechniken

Fahrzeugbezogen stehen neben Batterien bzw. Akkumulatoren folgende Energiespeicher- und Energiewandloptionen zur Verfügung:¹²⁸

- Kondensatoren (elektrostatische Energiespeicher)

Münster, Sprecher der Innovationsallianz LIB 2015, in: Bundesministerium für Bildung und Forschung: Elektromobil in die Zukunft. Batterieforschung als Schlüssel, Bonn; Berlin 2010, S.19.

¹²⁴ Vgl. Schäfer, H.: Die wachsende Bedeutung elektrischer Antriebe bei der Traktion von Kraftfahrzeugen, in: Schäfer, H.: Neue elektrische Antriebskonzepte für Hybridfahrzeuge, Renningen 2007, S.1-22, S.2.

¹²⁵ Vgl. GGEMO, Die Deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität – Version 1, 30.11.2010, Seite 30

¹²⁶ Vgl. Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität, S.10.

¹²⁷ IEA: Technology Roadmap - Electric and plug-in hybrid electric vehicles. Paris 2009, S.12.

¹²⁸ Vgl. Schröder, U.: Energiespeicher für die Elektromobilität, Vortrag auf 5.Greifswalder Forum Umwelt und Verkehr, Greifswald 2010.

- Schwungräder (mechanische Energiespeicher)
- Redox-Flow-Zellen (= Reversible Brennstoffzellen und damit elektrochemische Energie-wandler)
- Hochtemperaturbrennstoffzellen / Niedertemperaturbrennstoffzellen (elektrochemische Energiewandler)

Kondensatoren können hohe Leistungen aufnehmen, aber nur wenig Energie. Insbesondere »Supercaps« (Hochleistungskondensatoren) verfügen über eine sehr hohe Leistungs- und eine geringe Energiedichte. Mittelfristig könnte eine Alternative darin bestehen, mithilfe eines intelligenten Batteriemangements Hochenergieakkumulatoren mit Hochleistungs(doppelschicht)kondensatoren zu kombinieren. Des Weiteren kommen Kondensatoren für Anwendungen wie Elektrobusse¹²⁹ oder in Kombination mit einem Range Extender-Modul in Frage.¹³⁰ Kondensatoren eröffnen aber keine weiteren Potenziale für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen und werden daher im Rahmen dieses Projektes nicht weiter untersucht.

Schwungräder

Beim Schwungradspeicher (auch Schwungmassenspeicher genannt) handelt es sich um mechanische Systeme, welche die Energie in Form von kinetischer Energie speichern, indem sie das Trägheitsmoment einer drehbar gelagerten Masse zur Speicherung nutzen.¹³¹ Zur Beladung des Speichers wird die Drehmasse mit elektrischer oder mechanischer Energie beschleunigt. Während des Entladevorgangs wird die mechanische Energie der Drehmasse über einen Generator zurück in elektrische Energie gewandelt. Die Kapazität des Speichers hängt von Drehzahl und Trägheitsmoment der Drehmasse ab.¹³² Schnelle Zugriffszeiten, sehr hohe Zyklenzahlen, eine lange Lebensdauer und hohe Leistungsdichten sind die Vorteile dieser Technologie. Die Selbstentladung des Speichers durch Reibung in den Lagern und der Luft ist allerdings sehr hoch, so dass sich Schwungräder nur zur kurzzeitigen Energiespeicherung im Sekunden- und Minutenbereich eignen.¹³³ Als Kurzzeitspeicher werden sie heutzutage zur Rückgewinnung von Bremsenergie in Straßen-, U-Bahnen oder S-Bahn-Netzen eingesetzt.¹³⁴ Für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen ergeben sich durch Schwungradspeicher keine weiteren Potenziale.

¹²⁹ Denkbar für Elektrobusse ist der Einsatz von Hochleistungskondensatoren, sogenannten „Supercaps“, die mit Batterien kombiniert werden könnten. Die Supercaps wären dann eine Art Zwischenpuffer zum schnellen Laden, der Akku könnte kleiner und leichter ausfallen.

¹³⁰ Ein Beispiel einer Kombination mit einem Range Extender-Modul ist der AFS Trinity Plug-in-Hybrid, der jedoch momentan von der Kopplung der Förderung der Elektromobilität an die kWh-Anzahl der Batterie, wie sie in einigen Ländern praktiziert wird, benachteiligt wird. Musk (Tesla) sieht in Kondensatoren sogar langfristig das Potenzial, Akkumulatoren zu substituieren, vgl. Musk, Elon, zitiert in: Rees, Jürgen: „Der bessere Stromspeicher fürs Elektroauto“, abrufbar unter: <http://www.zeit.de/auto/2012-10/superkondensatoren-autotechnik/komplettansicht>.

¹³¹ Vgl. Fraunhofer ISE et al.: Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie, Berlin 2009, S.14.

¹³² Vgl. Ebd.

¹³³ Vgl. Fraunhofer ISE et al.: Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie, Berlin 2009, S.14.

¹³⁴ Vgl. Wietschel, Martin et al.: Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung, Karlsruhe 2010, S.538.

Redox-Flow-Batterien (Redox-Durchflussbatterien)

Die ursprünglich für stationäre Anwendungen entwickelte Technologie speichert die Energie nicht in den Elektroden, sondern in der Batterieflüssigkeit. Redox-Flow-Batterien basieren auf zwei flüssigen Elektrolyten, die Metall-Ionen enthalten. Diese strömen durch Elektroden aus porösem Graphitfließ, getrennt von einer Membran, die Protonen durchlässt. Bei diesem Ladungsaustausch fließt über die Elektroden Strom, der sich nutzen lässt. Voraussetzung dafür sind zwei Redoxpaare in Form gelöster Salze, deren Halbzellenpotenziale unterschiedliche Spannungen mit möglichst großer Differenz besitzen. Hinsichtlich der Art der Elektrolyte sind viele Stoffkombinationen denkbar, derzeit am fortschrittlichsten sind Systeme auf Basis von Vanadium-Ionen.¹³⁵ Die verbrauchten Elektrolyte werden im Auto fürs Recyceln aufbewahrt. An einer Tankstelle kann man sie dann gegen fertig geladene Elektrolyte binnen Minuten austauschen lassen. Die entladene Elektrolytflüssigkeit wird einfach abgepumpt und durch aufgeladene ersetzt. Zudem kann der abgepumpte Elektrolyt an der Tankstelle wieder geladen werden, beispielsweise durch ein Windrad oder eine Solaranlage. Redox-Flow-Zellen zeichnen sich durch folgende Vorteile aus: Ihr größter Vorteil ist die unabhängige Skalierbarkeit von Leistung und Kapazität.¹³⁶ Darüber hinaus tritt quasi keine Selbstentladung auf und die Zellen sind tiefendladungsfähig. Sie sind beliebig oft regenerierbar, d.h. es gibt kein Lebensdauer-Problem. Außerdem sind Redox-Flow-Zellen deutlich kostengünstiger als Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Bislang haben Redox-Flow-Batterien jedoch einen Nachteil: Sie speichern deutlich weniger Energie als Lithium-Ionen-Akkus. Die Reichweite der Autos würde gegenüber heutigen Lithium-Ionen-Batterien nur etwa ein Viertel betragen und der Fahrer müsste viermal so oft die Batterien nachladen.¹³⁷ In aktuellen Versuchen konnte die Reichweite nun auf das 4-5 fache gesteigert werden und rückt damit in die Nähe von Lithium-Ionen-Akkumulatoren.¹³⁸ Derzeit gibt es allerdings nur Prototypen und Modellfahrzeuge mit Redox-Flow-Zellen, Federführend forschen hierzu das Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie (ICT) in Pfinztal bei Karlsruhe und die Hochschule für Angewandte Wissenschaften Ostfalia. Vanadium-Redox-Flow-Batterie werden derzeit von den Fraunhofer-Instituten UMSICHT, ISE und ICT für eine stationäre Nutzung im großen Maßstab (20 MWh) optimiert.¹³⁹ Immer wieder werden vielversprechende Grundlagenforschungsergebnisse zu Redox-Flow-Batterien publiziert, die auch die Anwendung in Elektrofahrzeugen näher rücken.¹⁴⁰ Die weitere Forschung muss dabei versuchen, den Zielkonflikt von Kosten und Energiedichte zu überwinden, um für mobile Anwendungen in Frage zu kommen.¹⁴¹ Würden Redox-Flow-Akkumulatoren

¹³⁵ Getestet wurden vorher unter anderem Eisen-Titan, Eisen-Chrom oder Zink-Brom.

¹³⁶ Bei anderen Akkutypen geht eine höhere Batteriekapazität unabwendbar mit einem höheren Gewicht einher. Bei Redox-Flow-Systemen können aufgeladene Elektrolyt-Flüssigkeiten unabhängig von der Größe der Redox-Flow-Zelle in einem getrennten Tank gelagert werden.

¹³⁷ Zu alledem, vgl. Vanhaelst, Robin: Vortrag auf 5. Greifswalder Forum Umwelt und Verkehr, Greifswald 2010 sowie Vgl. BMWi-Auftragsstudie: „Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie –

Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie“, Berlin 2009, S.20..

¹³⁸ Vgl. Tübke, Jens, in: Verbesserte Redox-Flow-Batterien für Elektroautos, abrufbar unter:

<http://www.fraunhofer.de/presse/presseinformationen/2009/09/redox-flow-batterie-fuer-elektroautos.jsp>, abgerufen am 01.09.2010.

¹³⁹ Vgl. Energie & Technik 2/2011: Riesen-Batterien für die Ökostrom-Speicherung, S.49.

¹⁴⁰ Exemplarisch: Li, Liyu et al: A Stable Vanadium Redox-Flow Battery with High Energy Density for Large-Scale Energy Storage, Advanced Energy Materials: Volume 1, Issue 3, pages 394–400, May 2011.

¹⁴¹ Günstige, wässrige Elektrolyten verfügen über zu geringen Energiedichten für die Anwendung in Fahrzeugen, Hochenergiesysteme auf Redox-Flow-Basis sind wiederum aufgrund der benötigten Komponenten sehr teuer. Vgl. Winter, Martin: Interview mit Professor Martin Winter, Universität Münster, Sprecher der Inno-

wettbewerbsfähig, könnten sich daraus u.U. neue Potenziale für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen ergeben, da zentralisiert über große, steuerbare Energiespeichermengen verfügt werden könnte.

Brennstoffzellenfahrzeuge bieten aufgrund der fehlenden direkten Stromnetzanbindung und aufgrund der hohen Wirkungsgradverluste einer Rückkonversion keine Potenziale für die Netzintegration.

Aufgrund der inhärenten Beschränkungen von Kondensatoren, Schwungrädern und Brennstoffzellenfahrzeugen und der fraglichen Fortentwicklung von Redox-Flow-Systemen gelten Akkumulatoren (elektrochemische Energiespeicher) derzeit als vorzugswürdige Technologie. Die Vielzahl wissenschaftlicher Publikationen und der massive Aufbau von Fertigungsstrukturen macht die Lithium-Ionen-Technologie auf absehbare Zeit zum Stand der Technik in Serienanwendungen für den Individualverkehr.

5.2.3 Batteriekosten

Die Batteriekosten sind der Hauptkostenfaktor bei der Anschaffung von Elektrofahrzeugen. Die meisten wissenschaftlichen Auswertungen der vergangenen Jahre gehen relativ zurückhaltend von einer degressiven Batteriekostenentwicklung aus.

Noch im Jahr 2009 ging die Boston Consulting Group bzgl. Lithium-Ionen-Batterien von Produktionskosten von ca. 750 – 900 € / kWh für das Gesamtpaket aus (siehe Abbildung unten). Mehrwertsteuer, Handling, Einbau und die Garantie erhöhen die Kosten weiter.¹⁴²

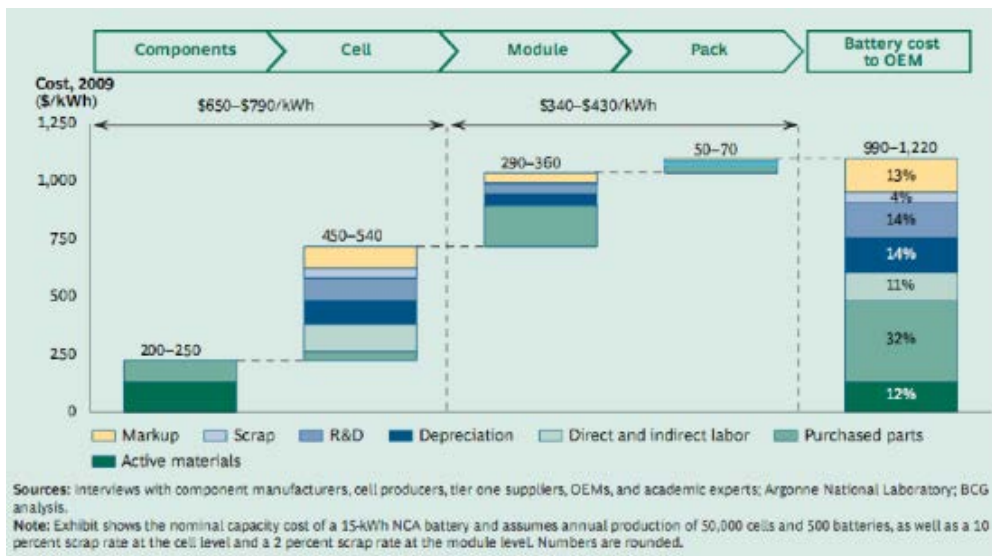


Abb. 22: Zusammensetzung der Batteriekosten für Automobilhersteller, Quelle¹⁴³

vationsallianz LIB 2015, in: Bundesministerium für Bildung und Forschung: Elektromobil in die Zukunft. Batterieforschung als Schlüssel, Bonn; Berlin 2010, S.19.

¹⁴² Sauer von der RWTH Aachen rechnet mit einem Faktor von 1,8 der dann noch auf das Batteriesystem aufgeschlagen werden muss, vgl. Sauer, D.U.: „Jeder kann sich selbst überlegen, was er haben möchte“, abrufbar unter: <http://www.spektrum.de/artikel/997215>, abgerufen am. 02.10.2010.

¹⁴³ Boston Consulting Group: Batteries for Electric Cars, 2009, S.6

Das ewi (energiwirtschaftliche Institut an der Universität Köln) ¹⁴⁴ veranschaulicht in folgender Abbildung drei verschiedene Szenarien zur möglichen Entwicklung von Batteriekosten. Das Referenzszenario, basierend auf Daten von Andermann (2010) ¹⁴⁵, ging für das Jahr 2010 von Batteriekosten von 900 €/kWh aus. Bis 2020 sinken die Kosten auf ca. 270 €/kWh, wobei in der weiteren Entwicklung 200 €/kWh nicht unterschritten werden. Im optimistischen Szenario liegen die Kosten langfristig bei 150 €/kWh, im pessimistischen Szenario langfristig mit 300 €/kWh deutlich darüber.

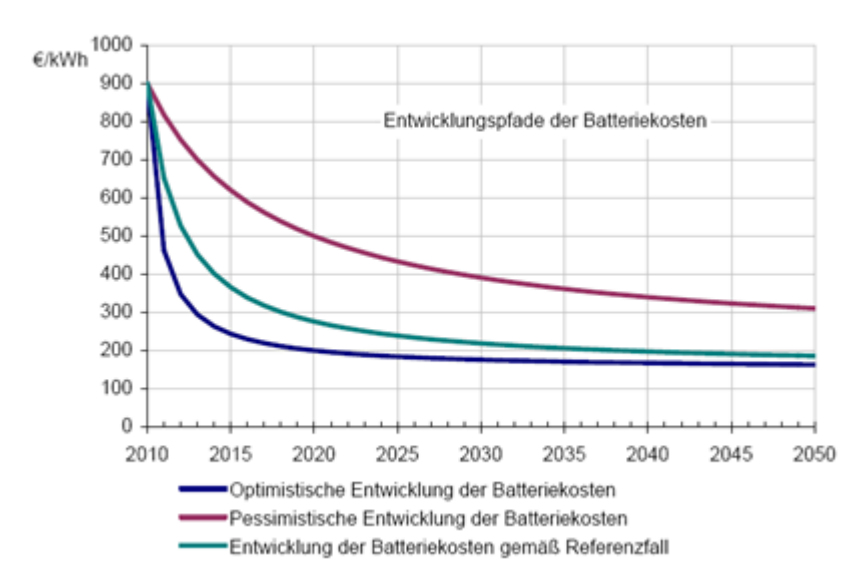


Abb. 23: Szenarien zur Entwicklung von Batteriekosten, Quelle:¹⁴⁶

Wesentlicher als die Kostenzuordnung zu einer Jahreszahl ist die Kostenzuordnung zu Stückzahlen. CARB sieht die Kosten bei einer Jahresproduktion von 100.000 Stück bei ca. 130 Euro/kWh. ¹⁴⁷ Der hohe Materialkostenanteil deutet andererseits darauf hin, dass der Skaleneffekt begrenzt ist und dass sich das »Moore'sche Gesetz, welches besagt, dass sich die Anzahl der Schaltkreise auf einem Chip bei identischen Kosten alle zwei Jahre verdoppelt, nicht dauerhaft auf die Batterieproduktion übertragen lässt. Tübke sieht außerdem auch bei den angestrebten 1 Million Fahrzeugen keine ausreichenden Skaleneffekte für die Batterieproduktion. ¹⁴⁸ Die Batteriehersteller sind an diesem Punkt jedoch anderer Auffassung. Ein einfaches Beispiel zeigt die Bedeutung der Stückzahlen: Ein Hersteller mit Kapazitäten von 50.000- 100.000 Packs p.a. hat im Vergleich zu einem Hersteller von 500.000 Packs pro Jahr laut SBLimotive pro Stück ca. 500 Euro höhere

¹⁴⁴ Vgl. EWI, Potenziale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration, Juni 2010.

¹⁴⁵ Vgl. Anderman, Menahem: Feedback on ARB's Zero-Emission Vehicle Staff Technical Report of 11/25/2009 including attachment A: Status of EV Technology Commercialization. Advanced Auto-motive Batteries. Januar 2010. - URL http://www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/2009zevreview/anderman_review.pdf

¹⁴⁶ Ewi; Potenziale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration, 2010, S. 89

¹⁴⁷ Kahlhammer, Fritz et al (CARB): Status and Prospects for Zero Emission Vehicle Technology, Sacramento 2007, S. 42

¹⁴⁸ „Da müsste ein einziges Werk schon zwei bis drei Millionen Batterien produzieren“, Tübke, J. (Fraunhofer-er): zitiert in: <http://www.wissen.de/wde/generator/wissen/services/nachrichten/ftd/UB/50202623.html>, abgerufen am 23.03.2010.

Entwicklungskosten.¹⁴⁹ Auch unten stehende Abbildungen auf Basis von Aussagen verschiedener Batteriehersteller verdeutlichen die Skaleneffekte.

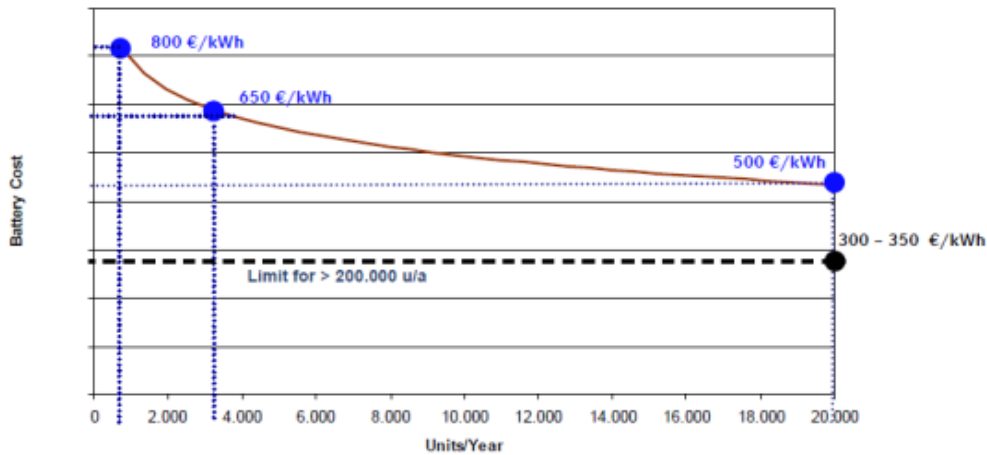


Abb. 24: Kostendegressionseffekte bei der Batterieherstellung, Quelle:¹⁵⁰

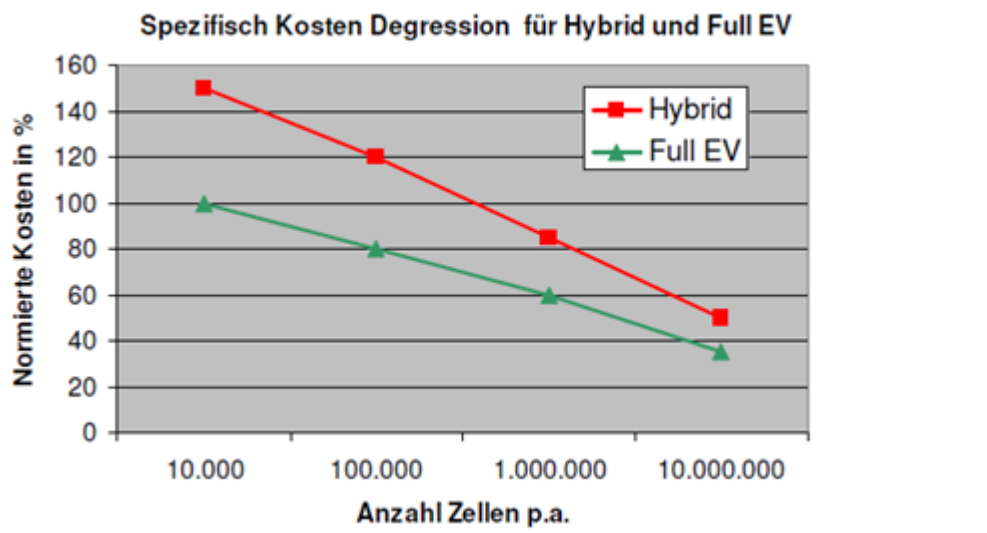


Abb. 25: Batteriekostenentwicklung in Abhängigkeit der Stückzahlen, Quelle:¹⁵¹

Es ist daher davon auszugehen, dass sich aufgrund der Skaleneffekte die Batteriekosten zeitnah drastisch reduzieren. Einen Hinweis darauf gibt das deutliche Absinken der Batteriekosten zwischen 2010 und 2013.

¹⁴⁹ Der Entwicklungsaufwand für Zellen und Packs wird dabei auf ca. 1500 Personenjahre geschätzt. Damit sind Investitionen von 150 Mio Euro verbunden, d.h. Afa und Kapitalkosten i.H.v. 25 Mio pro Jahr und Hersteller. Diese Entwicklungskosten müssen auf die Stückzahlen verteilt werden. Vgl. SB LiMotive: Antriebsbatterie der Zukunft - Kosten, Energiedichte und Sicherheit im Fokus, Stuttgart 14.07.2010.

¹⁵⁰ Darstellung auf Basis der Daten verschiedener Batteriehersteller

¹⁵¹ Gutsch, Andreas (LiTec) Workshop Energiespeicher

Folgende Abbildung zeigt die von verschiedenen Akteuren im Zeitablauf erwartete Entwicklung der Batteriekosten in € / kWh sowie einige reale Kostenaussagen aus den Jahren 2010-2013.

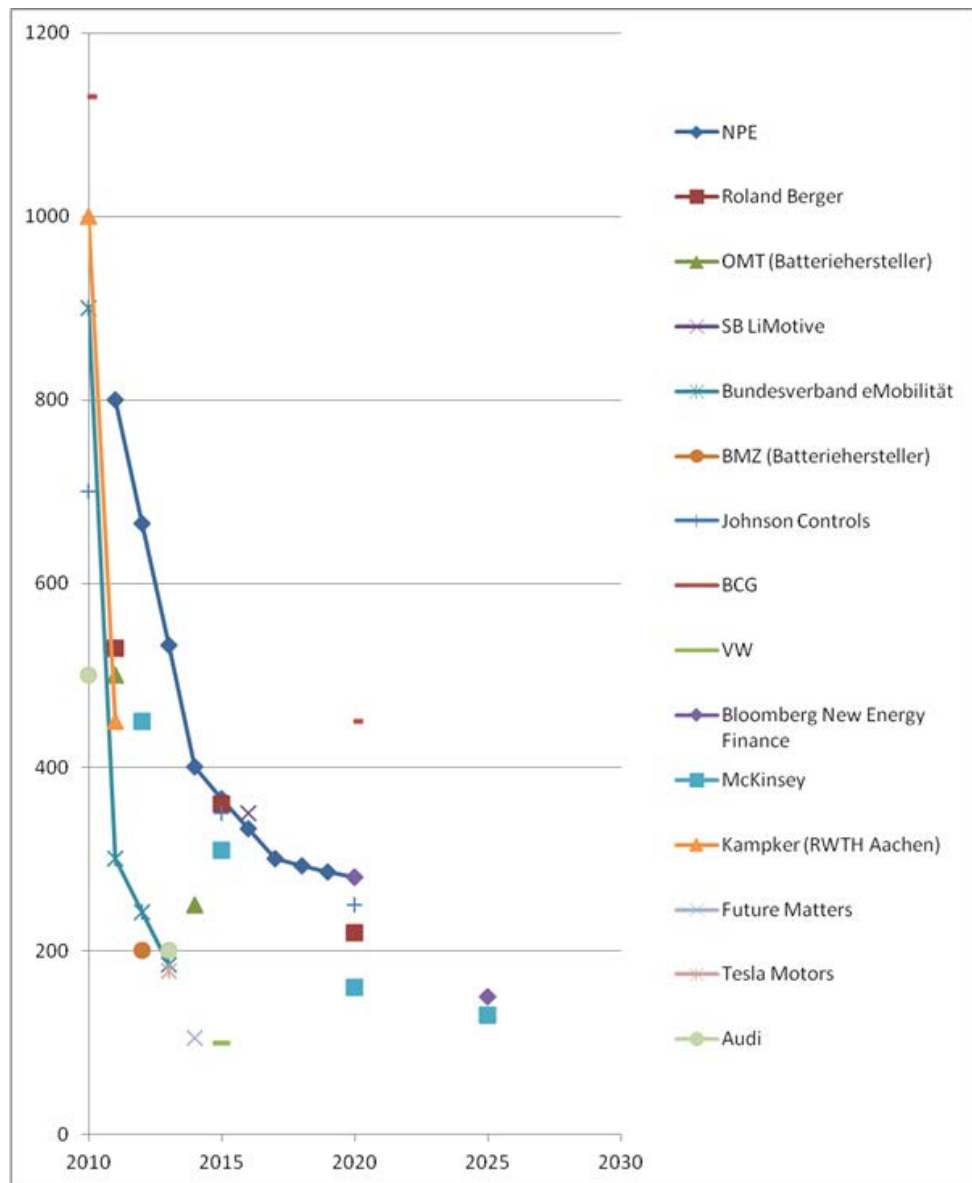


Abb. 26: Batteriekostenentwicklung bis 2030, Quelle:¹⁵² ¹⁵³

Insbesondere die Aussagen der Hersteller von bereits erhältlichen Modellen bestätigen eher die unteren Kostengrenzen. Bei den aktuellen Preisen könnten allerdings die

¹⁵² Eigene Darstellung auf Basis von Publikationen und Presseausagen.

¹⁵³ Insbesondere die Höhe der Batteriekosten in Großserien ist jedoch umstritten. Teilweise werden Zellkosten und Batteriesystemkosten vermengt, außerdem sind die Unterschiede bei den Batterietypen und Elektrodenmaterialien bei Kostenaussagen zu berücksichtigen. BCG, die eher am oberen Rand liegt, bezieht sich beispielsweise explizit auf den Endverbraucherpreis von Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Batterien (NCA). Vgl. BCG: "Batteries for Electric Cars—Challenges, Opportunities, and the Outlook to 2010".

Überkapazitäten der Batteriehersteller und die preispolitische Strategie, in einer frühen Marktphase mit günstigen Preisen zum Lieferanten der Automobilhersteller werden zu wollen, eingepreist sein, so dass die aktuell erzielten Preise u.U. zunächst nicht weiter fallen bzw. sogar steigen.

Das Ende der ersten Lebenszeit von Traktionsbatterien ist bei 80% der Nennkapazität erreicht. Ein mögliches Szenario ist, dass die Traktionsbatterien zunächst im Flottenbetrieb und dann in Privat-Pkw (z.B. Zweitwagen) eingesetzt werden, bevor sie am Ende stationär genutzt werden.¹⁵⁴ Es ist somit möglich, dass Traktionsbatterien aufgrund ihrer Second-Life-Nutzungsmöglichkeit auch nach dem Ende der Fahrzeuglebensdauer über einen erheblichen Restwert verfügen, der in die Batteriekostenrechnung einbezogen werden müsste. Im Projekt »Gridsurfer« wurde beispielsweise für einen E3/VW Polo zwischen 900 und 2300 Euro Restwert der Batterie ermittelt, je nach Nutzung bzw. Integration in verschiedene Geschäftsmodelle der Netzintegration.¹⁵⁵ Da hierzu jedoch derzeit keine realen Erfahrungen vorliegen, wurde im Weiteren darauf verzichtet, Restwerte einzubeziehen.

5.2.4

Die Referenz Consumer Cells

Bei Consumer Cells gibt es bereits eine Historie der technischen Entwicklung und der Kostenentwicklung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Diese Entwicklung gilt als guter historischer Indikator für die Kostenentwicklung bei Traktionsbatterien. Da bereits ca. mehrere Mrd. Lithium-Ionen-Batterie-Zellen pro Jahr gefertigt werden, könnte die Elektrofahrzeugherstellung direkt von der historischen Kostenentwicklung profitieren.¹⁵⁶ Laut Winterkorn (VW) könnten Automobilhersteller ein ähnliches Preisniveau beim Einkauf von Akkumulatoren erwarten wie die Elektronikindustrie im Bereich von Laptops und Handys.¹⁵⁷ In den vergangenen Jahren wurden in Großserien von Konsumentenprodukten der IKT-Branche stetig leistungsfähigere elektrische Speichersysteme eingesetzt. Damit einhergehend konnten innerhalb der letzten 15 Jahre nennenswerte Kostendegressionseffekte erzielt werden (siehe untenstehende Abbildungen) – bei gesteigerter Leistungsfähigkeit der Batterien. Laptop-Batterien liegen heute bei ca. 190 Euro / kWh, alleine von 1995 bis 2005 war eine Kostenreduktion um den Faktor 5 möglich. Folgende Abbildung zeigt die negative Korrelation vom Umsatz der Batteriehersteller und Kosten je kWh.

¹⁵⁴ Vgl. Bohr, Bernd: Growing electro-mobility in a globally competitive environment. Ausbau der Elektromobilität im internationalen Wettbewerb, Vortrag auf dem Fachkongress Elektromobilität, Frankfurt am Main am 21.09.2011.

¹⁵⁵ Westerburg et al: Öffentlicher Abschlussbericht Verbundprojekt Gridsurfer, 2011, S.167.

¹⁵⁶ Allerdings gelten im Bereich Consumer Cells andere Anforderungen (2-3 Jahre Haltbarkeit vs. eine an der Fahrzeuglebensdauer orientierte Haltbarkeit, ca. 500 Zyklen vs. 2000-3000 Zyklen, höhere Thermomanagement- und Sicherheitsanforderungen im Automotive-Bereich).

¹⁵⁷ Vgl. Winterkorn, Martin, zitiert in: Seiwert, Martin; Rother, Franz W.: VW rechnet mit rasch sinkenden Batteriepreisen, www.handelsblatt.com

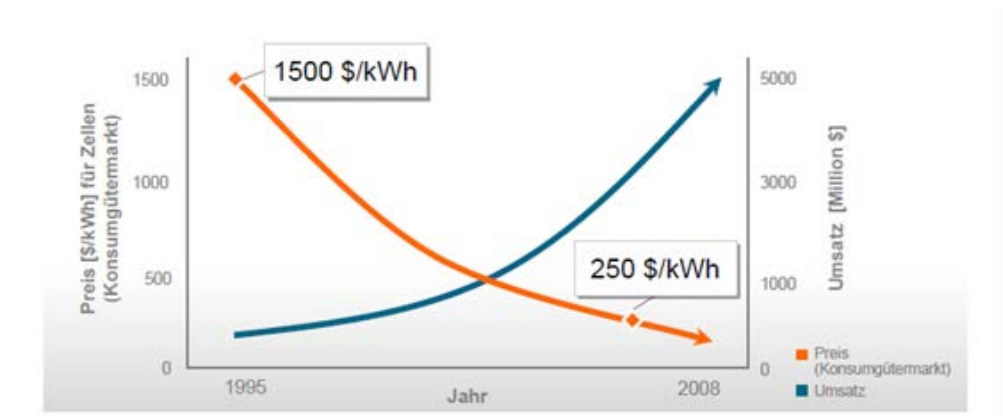


Abb. 27: Kostenreduktion bei Consumer Cells, Quelle¹⁵⁸

Auch die Parallelität von Verbesserungen bei der spezifischen Energiedichte und Kostensenkung macht der Batterieforschung im Automotive-Bereich Hoffnung.

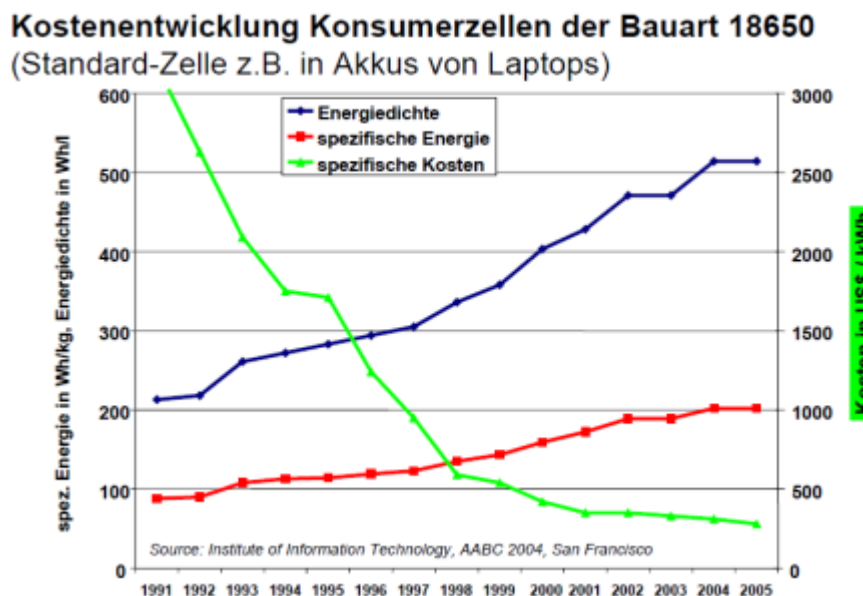


Abb. 28: Kostenentwicklung der Konsumerzellen der Bauart 18650, Quelle:¹⁵⁹

Die Kostenentwicklung hängt sehr stark mit der Marktentwicklung und den damit einhergehenden Skaleneffekten zusammen. Der Umsatz mit Batterien für den Konsumgütermarkt hat sich von 1995 bis 2008 von rund 100 Millionen Euro auf etwa 5 Mrd. Euro entwickelt.¹⁶⁰

¹⁵⁸ Samsung SDI

¹⁵⁹ Institute of Information Technology, zitiert bei Lunz / Sauer, RWTH Aachen

¹⁶⁰ Vgl. Bulander, Rolf: Elektromobilität: Bosch ist Komplettanbieter, in: Automotive 10/2010, S.52-53.

5.2.5

Gründe für Kostensenkungen

Zwar gibt es aufgrund der Rohstoffpreisschwankungen große Unsicherheiten bei den Batteriekosten.¹⁶¹ Die reinen Materialkosten betragen jedoch weniger als 50 % der Kosten einer Zelle. Den größeren Anteil an den Kosten hat der Produktionsprozess.¹⁶²

In einer Studie von McKinsey werden verschiedene Ursachen für Kostensenkungen bei der Fertigung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren genannt und quantifiziert:

- Skalen- und Erfahrungseffekte durch steigende Produktionskapazitäten und –aufträge¹⁶³ (siehe oben)
- Sinkende Margen in den Lieferketten (insb. für Anodenfolien und Separatoren)¹⁶⁴
- Sinkender Ausschuss¹⁶⁵
- Fortschritte der Batterietechnik, vor allem durch neue Materialien.¹⁶⁶

Auch Grotendorst sieht von 2010 bis 2020 Kostenreduktionspotenziale von ca. 65 % und quantifiziert die Einzelursachen:

¹⁶¹ VDI Nachrichten: „Batterien bleiben größte Hürde für Stromer“, München 29.06.2012.

¹⁶² Grünewald, Bernhard (Toyota): Intermodalität in Städten – Neue Lastenhefte für Elektroautos, Vortrag auf den Winter Lectures am 14.01.10 im InnoZ in Berlin.

¹⁶³ Unter den Marktteilnehmern bei der Batterieherstellung gibt es neben hochautomatisierten Werken mit sechsstelliger Batteriepack-Jahresproduktion auch viele kleine Fabriken mit einer Jahresproduktion im unteren fünfstelligen Bereich. Insbesondere bei den großen Werken kommen in den nächsten Jahren Skaleneffekte zum Tragen. Bis 2020 erwartet McKinsey, dass die Fertigungsprozesse in der Autoindustrie Jahr für Jahr um 3 % effizienter werden und zudem Skaleneffekte auftreten. Vgl. VDI Nachrichten: Preissturz bei Lithium-Ionen-Akkus bringt Bewegung in den Automobilmarkt, Düsseldorf 29.06.2012, mit Bezug auf McKinsey, sowie: Hensley, Russel; Newman, John; Rogers, Matt: Battery technology charges ahead, in: McKinsey Quarterly 2012.

¹⁶⁴ Bei einer schnellen Marktdurchdringung könnte es allerdings auch sein, dass die Fertigungskapazitäten nicht schnell genug aufgebaut werden können und Knappheitspreise ausgelöst werden. Würden alle Verbrennungsfahrzeuge durch Elektrofahrzeuge substituiert, d.h. 90 Millionen Fahrzeuge p.a. bis 2020, müssten die Fertigungskapazitäten für Consumer Cells um den Faktor 100 ausgebaut werden (von 5 Mrd. Ah auf 500 Mrd. Ah). Vgl. Fetzer, Joachim: Schlüsselfaktor Speichertechnologie: Chance und Herausforderung in der Elektromobilität, Vortrag auf dem Fachkongress Elektromobilität, Frankfurt am Main am 21.09.2011.

¹⁶⁵ Laut McKinsey werden die Ausschussquoten von heute 20-30 % bis 2015 auf 6 % fallen. Die Gründe hierfür sind fortschreitende (Zell)Standardisierung und Automation und eine verbesserte Prozesskontrolle. Vgl. VDI Nachrichten: Preissturz bei Lithium-Ionen-Akkus bringt Bewegung in den Automobilmarkt, Düsseldorf 29.06.2012, mit Bezug auf McKinsey, sowie: Hensley, Russel; Newman, John; Rogers, Matt: (2012) Battery technology charges ahead, in: McKinsey Quarterly 2012.

¹⁶⁶ Laut Prognosen von McKinsey wird die „Layered-layered“-Technik bis 2020 zu 40% mehr Speicherfähigkeit auf Zellebene führen, weitere 30 % Speicherzuwachs stehen bei den Anoden durch den Wechsel von Graphit zu Silizium-basierter Technik in Aussicht. Vgl. VDI Nachrichten: Preissturz bei Lithium-Ionen-Akkus bringt Bewegung in den Automobilmarkt, Düsseldorf 29.06.2012, mit Bezug auf McKinsey, sowie: vgl. Hensley, Russel; Newman, John; Rogers, Matt: Battery technology charges ahead, in: McKinsey Quarterly 2012.

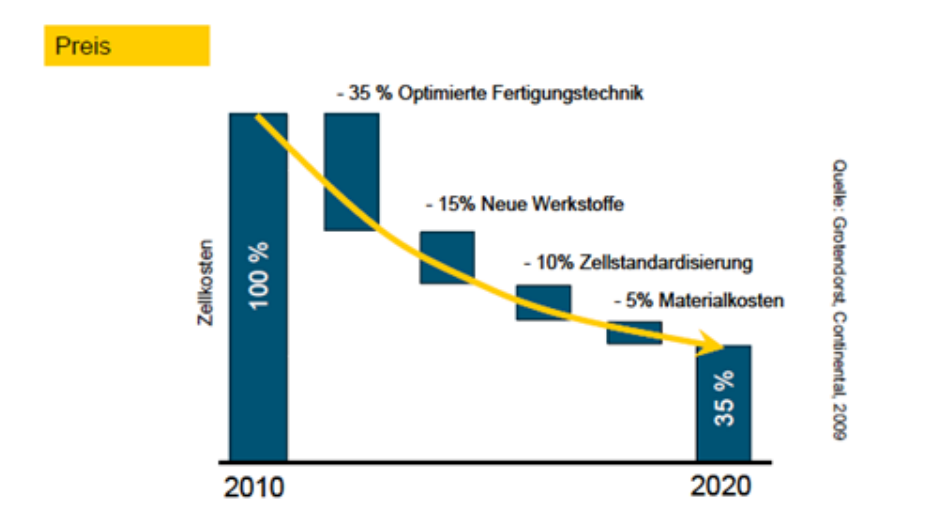


Abb. 29: Kostensenkungspotenziale für Lithium-Ionen-Batterien bis 2020, Quelle:¹⁶⁷

5.2.6 Entwicklungsperspektiven bis 2030

»Die heutige Zelltechnologie und die Herstellungsweise werden nicht dieselbe sein, die wir in 10 oder 15 Jahren nutzen [...] Wir werden in den nächsten 5 Jahren mehr Fortschritte machen als in den letzten 50«

Alex Molinaroli, CEO Johnson Controls Power Solutions

Zwar ist die Energiedichte von Lithium-Ionen-Batterien grundsätzlich naturwissenschaftlich be-schränkt, es gibt jedoch noch Verbesserungspotenziale von über 100 %. In den 2013 gebauten Fahrzeugen ist die erste bzw. zweite Generation von Traktionsbatterien verbaut, mit jeder Fahr-zeuggeneration werden die Batteriesysteme, langlebiger, zyklenbeständiger¹⁶⁸, günstiger und leistungsfähiger. Von vielen Experten wird eine Verbesserung um den Faktor 2-3 in den nächsten 10 Jahren erwartet.¹⁶⁹ Bereits bis 2015 wird eine Energiedichte von 200 Wh /kg gefordert¹⁷⁰ Winterkorn (VW) rechnet bis 2020 mit einer Erhöhung der spezifischen Zell-Energie von derzeit 140 Wh / kg auf 220 Wh / kg.¹⁷¹ Fetzer (SB-Li-Automotive) geht sogar davon aus, dass bis 2020 Li-Ion-Zellen mit 250-300 Wh / kg auf den Markt kommen.¹⁷² Das u.a. von General Motors finanzierte Start-

¹⁶⁷ Grotendorst, Continental, 2009

¹⁶⁸ An der Universität Stanford wurde eine Elektrode aus Nanopartikeln einer Kupferverbindung entwickelt, die 40.000 Lade- und Entladezyklen hält bis 80% der Nennleistung erreicht sind. Vgl. Colin D. Wessells, Robert A. Huggin und Yi Cui der Universität Stanford eine Lösung gefunden zu haben:

¹⁶⁹ „Die Experten mit denen ich momentan diskutiere, sagen, in etwa zehn Jahren sind wir dort wo wir heute mit den vergleichbaren Benzinfahrzeugen sind. Also bei bis zu 500 km. In der Technik ist ein Faktor zwei bis drei kein riesiger Faktor. Wir brauchen nur die IT-Technik anschauen oder die Rechner-Technik und Halbleiter-Technik, wo man noch ganz andere Faktoren geschafft hat. Ich bin sehr optimistisch, dass auch in der Batterie-Technik ein Faktor zwei bis drei in zehn Jahren machbar ist.“ Achatz, Reinhold: „Man wird Mobilität statt Autos verkaufen“, Interview vom 28.10.2010.

¹⁷⁰ Vgl. Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität, S.10.

¹⁷¹ Vgl. Winterkorn, Martin, zitiert in: Becker, Joachim: Wiederbelebung per Stromstoß, abrufbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/auto/elektroautos-wiederbelebung-per-stromstoss-1.1669791>.

¹⁷² Vgl. Fetzer, Joachim: Schlüsselfaktor Speichertechnologie: Chance und Herausforderung in der Elektromobilität, Vortrag auf dem Fachkongress Elektromobilität, Frankfurt am Main am 21.09.2011.

Up-Unternehmen Envia Systems hat bereits Batteriezellen mit einer Energiedichte von über 400 Wh/kg zu einem Großserienpreis von ca. 100 €/ kWh angekündigt.

Fortschritte sind insbesondere durch neue Elektroden- und Materialkonzepte und ein verbessertes geometrisches Zelldesign zu erwarten. Beispielsweise enthalten heutige Lithium-Ionen-Batterien nur 1-2 % Lithium. Der Rest der Zellchemie dient der Sicherheit, Langlebigkeit, Berechenbarkeit und Dynamik der Zelle. Wenn der Lithiumanteil ohne Einbußen bei den genannten Qualitätsmerkmalen erhöht werden kann, könnte die gravimetrische Speicherdichte deutlich gesteigert werden.¹⁷³ Zur Fortentwicklung der Lithium-Ionen-Technologie gibt es derzeit eine Reihe vielversprechender Forschungsvorhaben: In Grundlagenforschungen von Kung et al an der Northwestern University in Evanston (US-Bundesstaat Illinois) wurde mit einem veränderten Anodenaufbau von Lithium-Ionen-Akkuzellen experimentiert. Dabei ist es gelungen, Siliziumcluster zwischen verschiedenen löchrigen Lagen aus Graphen (Kohlenstoff) zu platzieren, wodurch sich die Speicherkapazitäten verzehnfachen und zugleich die Ladezeit auf ein Zehntel reduziert werden soll.¹⁷⁴ Braun et al (University of Illinois) haben mithilfe einer neuartigen nanoarchitektonischen Kathode Lithium-Ionen-Akkus entwickelt, die mit bis zu 400 C geladen werden können, ohne an Kapazität zu verlieren.¹⁷⁵ Ähnliche Forschungen finden derzeit an der TU München statt, wo mithilfe der Nanotechnologie versucht wird, die Energiedichte zu erhöhen und mit neuen Lithiumverbindungen bis zu 20.000 Ladungszyklen angestrebt werden.

Da die Verbesserungspotenziale der Lithium-Ionen-Technik aber langfristig begrenzt sind, wird an Alternativen (sog. Post-Lithium-Ionen-Technologien) geforscht.

Hierbei gibt es eine Vielzahl von Alternativen für künftige Zellmaterialien.

¹⁷³ Vgl. Winter, Martin: "Engpass ist der Elektrolyt", abrufbar unter: <http://www.atzonline.de>.

¹⁷⁴ Vgl. Kung Harold; Kung, Mayfair; Zhao, Xin, Hayner, Cary M.: In-Plane Vacancy-Enabled High-Power Si-Graphene Composite Electrode for Lithium-Ion Batteries, in: *Advanced Energy Materials*, Volume 1, Issue 6, pages 1079–1084, November, 2011

¹⁷⁵ Vgl. Braun, Paul, Zhang, Huigang; Yu, Xindi: Three-dimensional bicontinuous ultrafast-charge and -discharge bulk battery electrodes, in: *Nature Nanotechnology* 6, 2011. S. 277–281.

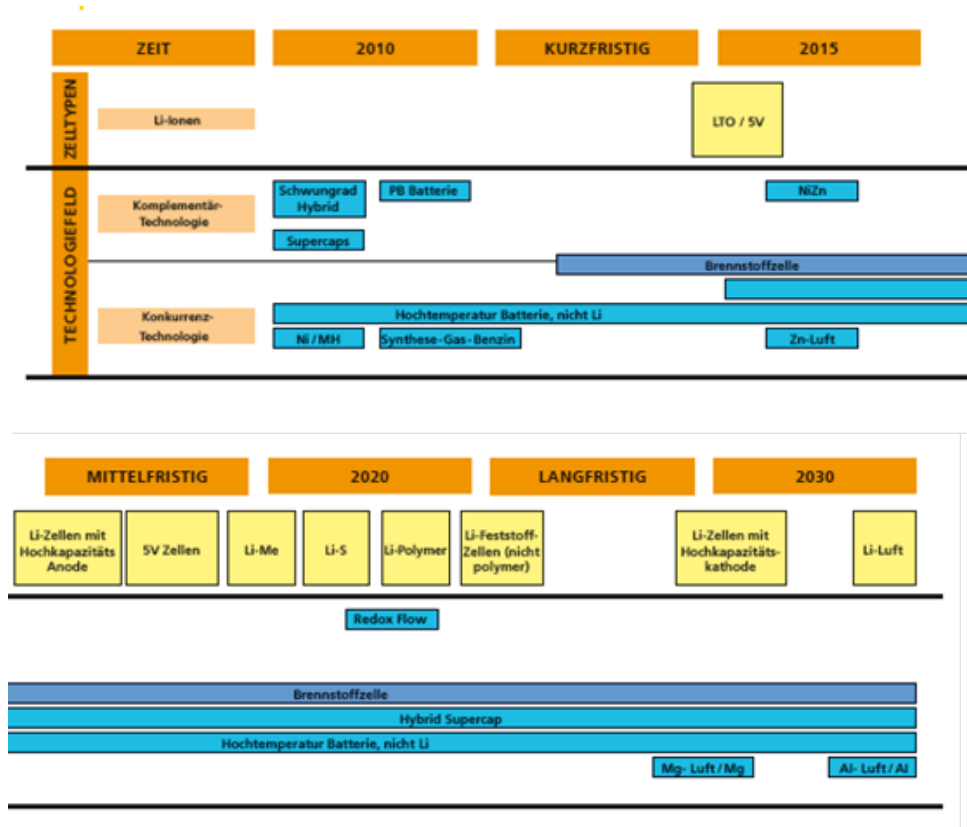


Abb. 30: Roadmap bei der Batterieentwicklung für Elektrofahrzeuge, Quelle:¹⁷⁶

Ein Vergleich der theoretischen Werte, insbesondere der Energiedichten verschiedener Speichertechnologien, zeigt, dass theoretisch noch große Spielräume vorhanden sind.

Energie

Neue Speichertechnologien für Elektrofahrzeuge

Vergleich der theoretischen Werte^{*}:

Interessante Technologien:

- Metall-Luft-Batterien
- Lithium-Schwefel-Batterien
- Lithium-Ionen Batterien

	Ah/kg	U/V	Wh/kg
Li//O ₂	1.787	4,27	7.630
Mg//O ₂	1.330	3,61	4.801
Zn//O ₂	659	1,65	1.318
Li//S _x	1.165	2,56	2.982
C ₆ //LiMO ₂	170	4,20	714

^{*} Realistisch sind nur 10-25% als praktischer Energieinhalt

Abb. 31: Potenziale verschiedener Speichertechnologien, Quelle:¹⁷⁷

In folgender Darstellung sind Lithium-Ionen-Akkus aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Energiedichte gar nicht aufgelistet. Die Abbildung zeigt neben den Potenzialen auch die Grenzen. Weitere Steigerungen als die theoretischen Werte von Lithium-Luft bzw. Beryllium-Luft-Systemen sind nicht mehr möglich, da die in den galvanischen

¹⁷⁶ Technologie-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030, Fraunhofer ISE, Karlsruhe 2010, S.11.

¹⁷⁷ Jelden, Volkswagen

Systemen ablaufenden elektrochemischen Prozesse nicht zu überlistende naturwissenschaftliche Grenzen setzen. Es soll außerdem darauf hingewiesen werden, dass Benzin mit knapp 13 kWh/kg eine elektrochemisch nicht überwindbare Referenz darstellt.

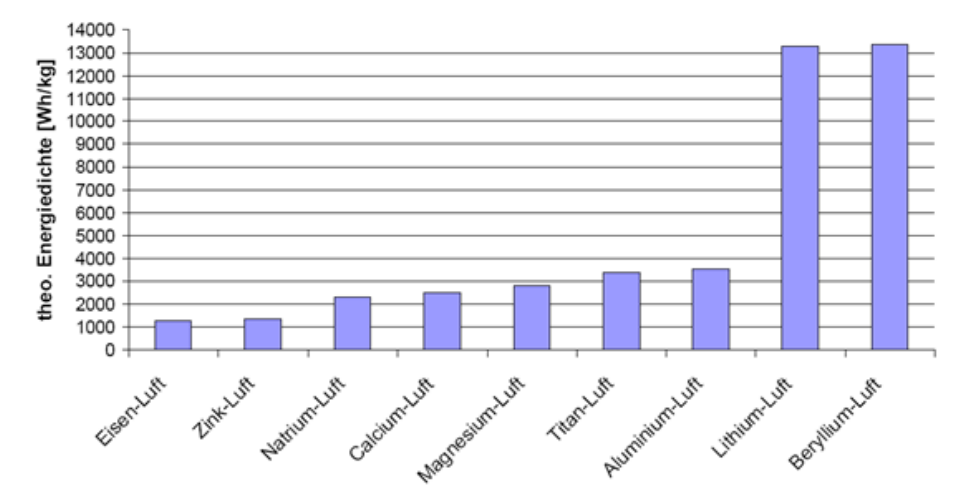


Abb. 32: theoretische Energiedichte verschiedener Batterietypen, Quelle:¹⁷⁸

Hochenergiebatteriesysteme, die das Potenzial haben, die Lithium-Ionen-Technologie abzulösen, sind Lithium-Feststoff-, Metall-Luft-Zellen (z.B. Lithium-Luft, Zink-Luft) oder die Lithium-Schwefel-Zellen.

Metall-Luft

Metall-Luft-Akkus haben eine reizvolle hohe Energiedichte. Bei Lithium-Luft Akkumulatoren lassen sich bis über 1000 Wh / kg realisieren.¹⁷⁹ Es wird davon ausgegangen, dass Metall-Luft-Systeme die einzige realistische Batterieoption für spezifische Energien > 1000 Wh/kg sind. Insbesondere erscheinen Lithium-Luft-Systeme lukrativ. Der Sauerstoff wird der Luft entnommen und muss nicht gespeichert werden, so dass die Batterien sehr leicht sind.¹⁸⁰ Bei Metall-Luft-Systemen gibt es aber noch viele Hürden. Das Hauptproblem: Viele Metall-Luft-Zellen lassen sich (noch) schlecht aufladen. Heute kommt man im Labor im besten Fall auf 200-300 Zyklen mit Lithium-Luft-Akkus, Zink-Sauerstoff-Systeme haben es nicht wesentlich über 40, 50 Zyklen geschafft.¹⁸¹ In der Anwendung sind daher Metall-Luft-Systeme vor allem als nicht wieder aufladbare Primärzellen bekannt, wie beispielsweise in Form von Zink-Luft-Akkus bei Hörgeräten.¹⁸²

¹⁷⁸ Sauer, Dirk Uwe, RWTH Aachen

¹⁷⁹ Vgl. Fetzter, Joachim: Schlüsselfaktor Speichertechnologie: Chance und Herausforderung in der Elektromobilität, Vortrag auf dem Fachkongress Elektromobilität, Frankfurt am Main am 21.09.2011, sowie: Winter, Martin: "Engpass ist der Elektrolyt", abrufbar unter: <http://www.atzonline.de>.

¹⁸⁰ Vgl. Kutzbach, Carl Josef: „Weiter kommen mit der Batterie“, in: DLR-Magazin 127, S.9-11, S.10.

¹⁸¹ Vgl. Tübke, J.: „Neue Batterien braucht das Land“ in: <http://www.dradio.de/dlf/sendungen/forschak/1019658/>, abgerufen am 05.08.2010.

¹⁸² Vgl. Fraunhofer ISE: Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie, Berlin 2019, S.21.

Ein US-amerikanisches Unternehmen bietet bereits allerdings eine Zink-Luft-Batterie an, die bei mehr als 10000 Vollzyklen weniger als ca. 100 Euro pro kWh kosten soll.¹⁸³

Ein weiteres Problem von Lithium-Luft-Batterien sind Verunreinigungen des Batteriesystems. Da Sauerstoff aus der Umgebungsluft entnommen wird, gibt es eine Schnittstelle zur Umwelt, über die unerwünschte Gase, Stäube oder ähnliches die Zellen schädigen könnten. Metall-Luft-Batterien erzeugen zudem bei der Reaktion mit dem Luftsauerstoff feste Stoffe, die an Bord behalten werden müssen und die Batterie somit im Laufe des Entladeprozesses immer schwerer werden lassen, d.h. die gravimetrische Speicherdichte nimmt während der Entladung ab. Mittelfristig kann aber nicht damit gerechnet werden, dass wiederaufladbare Batterien mit spezifischen Energien > 1000 Wh/kg für die Traktion verfügbar sein werden.¹⁸⁴ Denkbar ist stattdessen die mechanische Aufladung verbrauchter Anoden an Tankstellen, was letztlich zu einem Konzept von Austauschbatterien führen würde.¹⁸⁵

Momentan befindet sich die Metall-Luft-Akkumulatoren-Technologie im Stadium der Grundlagenforschung. Mit ersten funktionierenden Prototypen ist eventuell 2015 zu rechnen. Führend bei der Lithium-Luft-Batterieforschung ist momentan ein Forschungskonsortium in den USA, das von IBM und der Universität Berkeley geleitet wird. Das Konsortium betreibt Grundlagenforschung an Lithium-Luft-Akkus. Wilcke (IBM) erwartet bei Lithium-Luft-Batterien eine Energiedichte von etwa 1 kWh/kg.¹⁸⁶ Offene Probleme sind dabei die Langsamkeit des Ladeprozesses sowie die geringe Leistungsdichte und die damit einhergehenden Einbußen bei der Beschleunigung. Die Serienreife ist frühestens 2020 möglich. Ab Ende 2013 ist der Übergang von der Grundlagen- und Werkstoffforschung zur eigentlichen Entwicklung geplant. BASF rechnet sogar mit Jahrzehnten.¹⁸⁷

Laut Fetzer benötigten Innovationen in der Elektrochemie ca. 8-10 Jahre ab der Anmeldung von Grundlagenpatenten bis zur Serienreife. Bei Lithium-Luft gibt es derzeit noch keine Grundlagenpatente, so dass nicht vor 2025 mit einem Markteintritt gerechnet werden kann.¹⁸⁸

Metallfluorid-Speicher

Am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) werden Grundlagenforschungen mit Metallfluorid-Akkus durchgeführt, die über eine ca. zehnfach höhere Energiedichte als Li-

¹⁸³ Allerdings bei einem sehr schlechten Wirkungsgrad von ca. 60 % und einer sehr geringen Leistungsfähigkeit von 17 kW, so dass Superkondensatoren als Zwischenspeicher benötigt werden. Das Unternehmen heißt Eos und bietet ein Batteriesystem namens Aurora 17 / 100. www.eosenergystorage.com

¹⁸⁴ Vgl. Vgl. Fraunhofer ISE: Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie, Berlin 2019, S.21. Unter Bezugnahme auf: Sauer, D: Elektrische Energiespeicher in Hybrid- und Elektrofahrzeugen, Seminar für Kraftfahrzeug- und Motorentchnik, Berlin 29.01.2009

¹⁸⁵ Vgl. Ebd.

¹⁸⁶ Winfried Wilcke, Leiter der Forschungsabteilungen Nanoscales Science & Technology bei IBM in San José, Kalifornien/USA.

¹⁸⁷ "Das werden in jedem Fall Batterien jenseits von 2030 sein.", vgl. Oessen (BASF), zitiert in: <http://www.zeit.de/auto/2010-06/akkutechnik-elektroauto/seite-2>.

¹⁸⁸ Vgl. Fetzer, Joachim: Schlüsselfaktor Speichertechnologie: Chance und Herausforderung in der Elektromobilität, Vortrag auf dem Fachkongress Elektromobilität, Frankfurt am Main am 21.09.2011.

Ion-Akkus verfügen.¹⁸⁹ Zeitnaher zu realisieren scheinen Lithium-Feststoff-Speicher und Lithium Schwefel-Akkumulatoren

Lithium Feststoff Speicher

Toyota hat Ende 2010 in Japan den Prototyp einer Lithium-Feststoff-Batterie vorgestellt. Lithium-Feststoff bietet gegenüber Lithium-Ionen-Speichern die Möglichkeit, schnell Energie aufnehmen und hohe Leistungen verarbeiten zu können. Lithium-Feststoff-Akkus sind sehr hitzebeständig und arbeiten auch bei 100 Grad Celsius noch zuverlässig. Da sie keine aufwendige Kühlung benötigen, können sie einfacher gebaut werden. Schwierigkeiten bereiten zwar noch elektrische Widerstände in der Zelle, die durch chemische Reaktionen zwischen den Oberflächen der positiven Elektroden und der festen Elektrolyte hervorgerufen werden, Toyota scheint aber mithilfe des japanischen National Institute of Materials Science ein keramisches Material entwickelt zu haben, das die positive Elektrode wirksam vor dieser Reaktion schützt. Bislang gibt es noch keine Informationen zum Zeitpunkt der Serientauglichkeit dieser Technologie.¹⁹⁰

Lithium Schwefel

Lithium-Schwefel-Systeme sind vielversprechend, da sie auf gleichem Raum bis zu zehnmal so viel Energie speichern wie Li-Ion-Akkus¹⁹¹ und Schwefel zudem relativ günstig und umwelt-freundlich ist.¹⁹² Derzeit gibt es jedoch noch viele Probleme bei den Reaktionen. Neben der Selbstentladung ist die geringe Zyklfestigkeit problematisch. Bisher sind die Akkumulatoren nur für 50 bis 150 Ladezyklen stabil.^{193 194} Ein weiteres grundsätzliches Problem ist, dass Schwefel als nichtleitendes, isolierendes Material die Ladungsträger, z.B. Ionen, nur an der Oberfläche binden könnte, was dazu führt, dass die Anlagerungsquote von 2:1 (gegenüber 0,5-0,7 Lithium Ionen pro Atom des Elektrodenmaterials) abnimmt.¹⁹⁵ Desweiteren können Verästelungen entstehen, die einen Kurzschluss oder die Schmelzung des Lithiums hervorrufen könnten.¹⁹⁶ Jäckel

¹⁸⁹ Vgl. Karlsruhe Institute for Technology: Presseinformation 151/2011. Fluorid-Shuttle steigert Speicherkapazität, Karlsruhe 2011, mit Bezug auf: Reddy, M. Anji; Fichtner, M.: Batteries based on fluoride shuttle. Journal of Materials Chemistry. 2011, Advance Article. DOI: 10.1039/C1JM13535J.

¹⁹⁰ Vgl. http://www.focus.de/auto/news/batterietechnik-durchbruch-bei-der-feststoff-batterie_aid_576892.html

¹⁹¹ Die Bandbreite der Aussagen ist sehr groß. Jäckel (BASF) erwartet Energiedichten, die um den Faktor 2-3 höher liegen werden als bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Laut Winter liegt die Grenze bei Lithium-Schwefel-Zellen bei 500 Wh/kg und damit bei einer 3-4-fachung der heutigen Lithium-Ionen-Zellen. Tübke (Fraunhofer ICT) geht von einem Faktor 5-6 aus, Kutzbach (DLR) hält sogar eine Verzehnfachung für möglich. Vgl. Jäckel, Christoph (BASF). : „Elektromobilität als Wachstumsmotor für Lithium-Ionen-Akkus“, abrufbar unter: www.elektroniknet.de, sowie: Vgl. Winter, Martin: "Engpass ist der Elektrolyt", abrufbar unter: <http://www.atzonline.de>. sowie: Vgl. Tübke, J.: Lithium-Ionen-Batterien: Vom Material zum Batteriesystem, Vortrag auf dem Forum Elektromobilität, am 31.05.2011 in Berlin, sowie: Vgl. Kutzbach, Carl Josef: „Weiter kommen mit der Batterie“, in: DLR-Magazin 127, S.9-11, S.10.

¹⁹² Vgl. Kutzbach, Carl Josef: „Weiter kommen mit der Batterie“, in: DLR-Magazin 127, S.9-11, S.10.

¹⁹³ Vgl. Tübke, Jens: Lithium-Ionen-Batterien: Vom Material zum Batteriesystem, Vortrag auf dem Forum Elektromobilität, am 31.05.2011 in Berlin.

¹⁹⁴ Die niedrige Zyklfestigkeit liegt an Ablagerungen, die den Ladeprozess behindern. Vgl. Bullis, K.: Schwefelige Hoffnung, abrufbar unter: <http://www.heise.de/tr/artikel/Schwefelige-Hoffnung-276451.html>, abgerufen am 26.02.2011.

¹⁹⁵ Vgl. Bullis, K.: Schwefelige Hoffnung, abrufbar unter: <http://www.heise.de/tr/artikel/Schwefelige-Hoffnung-276451.html>, abgerufen am 26.02.2011

¹⁹⁶ Vgl. Ebd.

betont, dass sich die Lithium-Schwefel-Technologie noch in der Grundlagenforschung befindet und erwartet die Marktreife nicht vor 2022.¹⁹⁷ An der University of Stanford wurden allerdings bereits Lithium-Schwefel-Zellen entwickelt, mit denen 1000 Ladevorgänge vorgenommen werden konnten, und die danach immer noch über fast 70 % der Kapazität verfügten, das Ziel ist es 3000 Ladevorgänge zu erreichen.¹⁹⁸

Fazit Post-Li-Ion

Laut Winter sind Metall-Element-Batterien (z.B. Lithium-Schwefel) Übergangstechnologien zu Metall-Luft-Batterien, die langfristig 500 km Reichweite bei 100 kg Batteriegewicht versprechen.¹⁹⁹ Post Li-Ionen Technologien befinden sich zurzeit noch im Forschungsstadium und werden erst nach 2025 im Serieneinsatz erwartet. Insbesondere stellt das Thema Wiederaufladbarkeit im Sinne ausreichender Zyklenstabilität eine große Herausforderung dar.²⁰⁰ Auf absehbare Zeit werden Lithium-Ionen-Batterien das Maß der Dinge sein. Wie absehbar die Zeit jedoch tatsächlich ist, kann kaum bestimmt werden. Im Feld der Elektrochemie ist es ein weiter Weg von der Laborforschung zum Engineering und der Fertigung.²⁰¹ Elektrochemie ist von langen Entwicklungszeiten geprägt. Laut Jossen dauert es bei Stromspeichern 10 Jahre bis zur Marktreife einer neuen Technologie.²⁰² Den langen Entwicklungszyklen entsprechend sei die Lithium-Ionen-Batterie eine Technologie, die ihren Ursprung vor 15 Jahren habe.²⁰³ Andererseits verkürzen sich die Entwicklungszyklen bei Zellen gerade in Richtung ein- bis eineinhalb Jahre. Außerdem ist grundsätzlich zu konstatieren, dass elektrische Speicher für Automobile nach wie vor eine eher »unreife Technologie« darstellen und daher mit hoher Wahrscheinlichkeit Start-Ups und Quereinsteiger unerwartete Lösungen entwickeln.²⁰⁴ Hinter einigen euphorischen Ankündigungen bezüglich der Batterieforschung stecken vermutlich weniger bereits erzielte substanzielle Fortschritte, als das Ziel, das Interesse von Investoren zu wecken.²⁰⁵

¹⁹⁷ Jäkel, Christoph (BASF): „Elektromobilität als Wachstumsmotor für Lithium-Ionen-Akkus“, abrufbar unter: www.elektroniknet.de

¹⁹⁸ Vgl. Zhi Wei Seh et al: Sulphur-TiO₂ yolk-shell nanoarchitecture with internal void space for long-cycle lithium-sulphur batteries“, in: Nature Communications 4, 08 January 2013.

¹⁹⁹ Vgl. Winter, Martin: Interview mit Professor Martin Winter, Universität Münster, Sprecher der Innovationsallianz LIB 2015, in: Bundesministerium für Bildung und Forschung: Elektromobil in die Zukunft. Batterieforschung als Schlüssel, Bonn, Berlin 2010, S.19.

²⁰⁰ Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität: Bericht der AG-2 Batterietechnologie, Berlin 2010, S.6.

²⁰¹ Vgl. Winter, Martin: Interview mit Professor Martin Winter, Universität Münster, Sprecher der Innovationsallianz LIB 2015, in: Bundesministerium für Bildung und Forschung: Elektromobil in die Zukunft. Batterieforschung als Schlüssel, Bonn, Berlin 2010, S.19.

²⁰² Vgl. Jossen, A. (TU München): „Geringes Drehmoment“, abrufbar unter: <http://www.manager-magazin.de/magazin/artikel/0,2828,704024-2,00.html>, abgerufen am 03.01.2011.

²⁰³ Vgl. Gutsch, A. (Karlsruhe Institute for Technology): „Forscher sieht keine schnellen Batterieerfolge für E-Autos“, abrufbar unter: <http://www.automobil-produktion.de/2011/05/forscher-sieht-keine-schnellen-batterie-erfolge-fuer-e-autos/>, abgerufen am 31.05.2011.

²⁰⁴ Vgl. Göschel, B.: „Ernst nehmen, was wie Zukunft aussieht“, abrufbar unter: <http://www.wiwo.de/unternehmen-maerkte/ernst-nehmen-was-wie-zukunft-aussieht-448450/>, abgerufen am 20.12.2010.

²⁰⁵ Vgl. Winter, Martin: Interview mit Professor Martin Winter, Universität Münster, Sprecher der Innovationsallianz LIB 2015, in: Bundesministerium für Bildung und Forschung: Elektromobil in die Zukunft. Batterieforschung als Schlüssel, Bonn, Berlin 2010, S.19.

5.2.7 Batteriealterung und Zyklenfestigkeit

Im Folgenden wird dargestellt, welche Faktoren die Alterung der Batterie, als Hauptkostenträger, beeinflussen.

Die Batteriealterung wird unterteilt in kalendarische und zyklische Alterung. Im Allgemeinen gilt die Lebensdauer der Batterie als beendet, wenn die entnehmbare Kapazität um 20% abgenommen hat.

Die kalendarische Alterung findet zwar grundsätzlich auch ohne Nutzung statt, ihre Intensität ist aber vom Ladezustand, der Batterie- und der Umgebungstemperatur abhängig.²⁰⁶ Die zyklische Alterung bezeichnet den Kapazitätsverlust durch vom Energiedurchsatz hervorgerufene Degradationserscheinungen in der Batterie und hängt von der Zyklenhäufigkeit und der Zyklientiefe ab.^{207 208} Weitere, das Batteriealter beeinflussende Faktoren, sind die Höhe des Lade- und Entladestroms, die Höhe der Ladespannung und die Batterietemperatur.²⁰⁹

In Abb. 33 ist die Zahl der möglichen Zyklen einer Lithium-Ionen Batterie in Abhängigkeit der Entladetiefe (Depth of Discharge (DOD)) aufgezeigt. Die Abbildung hat eine logarithmische Skala. Es wird verdeutlicht, dass bei geringer Entladetiefe wesentlich mehr Zyklen getätigt werden können, als bei voller Entladung, was gerade im Bezug auf Vehicle-to-Grid eine wichtige Rolle spielt, da es dort gehäuft zu mehreren kleinen Lade- und Entladezyklen kommt.

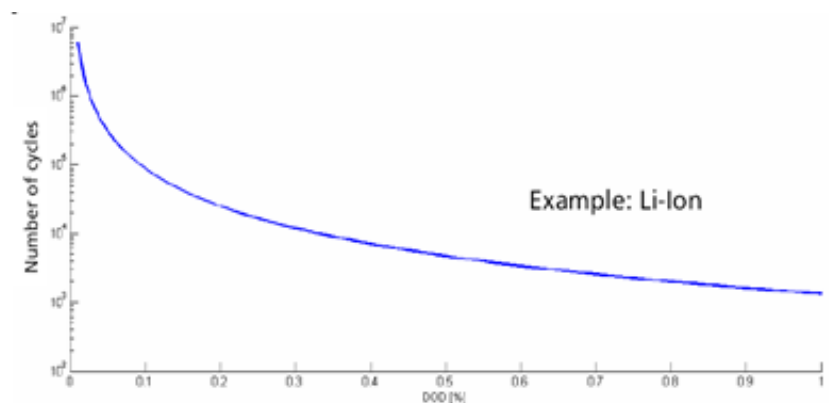


Abb. 33: Zahl der Zyklen in Abhängigkeit der Entladetiefe am Beispiel Li-Ion, Quelle:²¹⁰

Abb. 34 stellt die Kapazität einer Lithium-Ionen Batterie in Abhängigkeit der Zyklenzahl in einem realen Versuch dar. Das Lebensende der Batterie ist hier nach ca. 900 Vollzyklen erreicht, was einer durchschnittlichen Abnahme der Kapazität um 2,2 % pro 100 Zyklen entspricht. Laut Herstellerangaben wären für diese Batterie 1.500 Zyklen bei

²⁰⁶ Vgl. Rosekeit, Martin et al: Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid, Paper VDE-Kongress 05-06.11.2012 in Stuttgart.

²⁰⁷ Vgl. Jossen und Weydanz: Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, Leipzig und München 2006.

²⁰⁸ Vgl. Rosekeit, Martin et al: Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid, Paper VDE-Kongress 05-06.11.2012 in Stuttgart.

²⁰⁹ Hohe Ströme beschleunigen die Degradation tendenziell, Vgl. Arnold, G. et al.; Studie Marktübersicht Kommunikation/Steuerung, Mai 2010, S.35.

²¹⁰ Dalliger, D., Fraunhofer ISI, 2009

Nennbedingungen möglich.²¹¹ Auch im Projekt eCologne ergaben Batterietests eine Lebensdauer unter idealisierten Bedingungen von 1400 Zyklen. Im Nationalen Entwicklungsplan ist das Langfristziel von 3000-5000 Ladezyklen genannt.²¹² Laut Evonik entsprechen heute bereits 4000 Ladezyklen dem Stand der Technik.²¹³

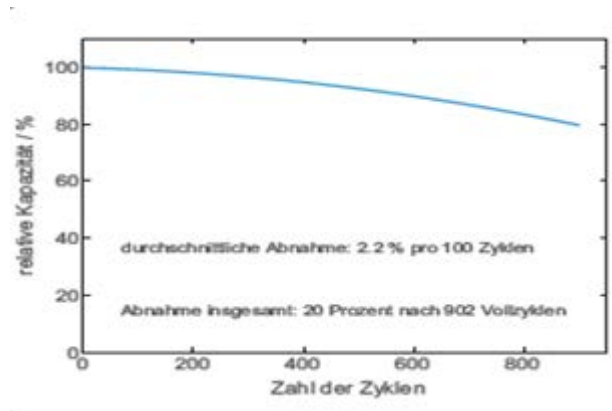


Abb. 34: Kapazität der Li-Ion-Batterie als Funktion der Zahl der Zyklen, Quelle: ²¹⁴

Daher sei an dieser Stelle auf den Einfluss der Batterietemperatur auf die Batteriekapazität hin-gewiesen. Abb. 35 zeigt die Kapazität der Li-Ion Batterie bei unterschiedlichen Temperatu-ren. 25 °C ist die Nenntemperatur, bei der die relative Kapazität der Batterie 100 % entspricht.

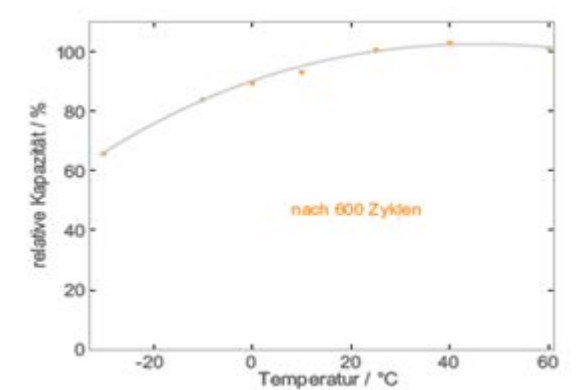


Abb. 35: Kapazität der Li-Ion-Batterie bei unterschiedlichen Temperaturen , Quelle:²¹⁵

Bei höheren Temperaturen ist ein leichter Anstieg der Kapazität zu verzeichnen, was auf eine bessere chemische Reaktionsfähigkeit innerhalb der Batterie zurückzuführen ist. Zusätzlich werden jedoch auch die Prozesse beschleunigt, die zu einer schnelleren Alterung der Batterie führen, sodass der positive Effekt der Kapazitätserhöhung durch die Alterungseffekte verringert wird. Bei einer Abweichung der Batterietemperatur von der

²¹¹ Vgl. Fischer, S. et al; Ergebnisbuch eE - Tour Allgäu, 2011, S. 27-28

²¹² Vgl. Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität, S.10.

²¹³ Hahn (Evonik), zitiert in: Rother, Franz et al: Die Chancen der Zulieferer beim Elektroauto, abrufbar unter www.wiwo.de

²¹⁴ Fischer, S. et al; Ergebnisbuch eE - Tour Allgäu, 2011, S. 27

²¹⁵ Fischer, S. et al; Ergebnisbuch eE - Tour Allgäu, 2011, S. 28

Nenntemperatur nach unten, verringert sich die Kapazität der Batterie deutlich.²¹⁶ Dieser Zusammenhang sollte bei der Nutzung eines Elektrofahrzeuges gerade an kalten Wintertagen berücksichtigt werden.

Neben der Kapazitätsabnahme kann die Alterung einer Batterie durch die Kenngröße des Innenwiderstandes ausgedrückt werden. Wie in Abb. 36 dargestellt ist, nimmt der Innenwiderstand mit der Anzahl der Zyklen zu. Für die bereits untersuchte Lithium-Ionen-Zelle steigt der Innenwiderstand der Zelle nach 600 Zyklen auf das 1,5-fache der ungenutzten Batterie.²¹⁷

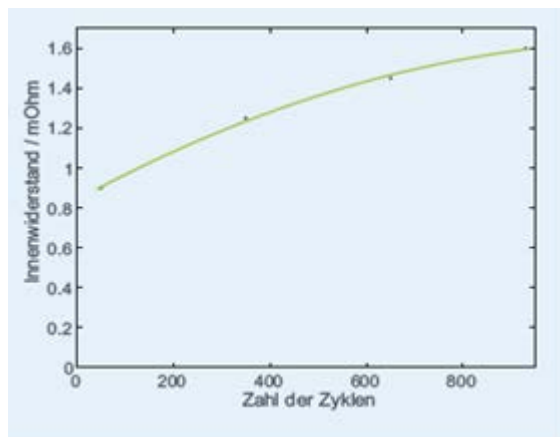


Abb. 36: Innenwiderstand der Li-Ion-Batterie bei unterschiedlicher Alterung durch Zyklen, Quelle: 218

Durch eine Erhöhung des Innenwiderstandes vergrößern sich auch die Verluste der Batterie, da am Innenwiderstand größere Mengen an Energie in Wärme umgewandelt werden, was die indirekte Alterung der Batterie verstärkt. Derselbe Effekt tritt auf, wenn mit dem EFZ sehr schnell gefahren oder beschleunigt wird.²¹⁹

Hohe Unsicherheit herrscht hinsichtlich der kalendarischen Lebenszeit («shelf life»), da Langzeiterfahrungen im Automobilbereich fehlen und die Garantieleistungen vorrangig auf Labortests, Simulationen und extrapolierten Pilotversuchen basieren. Andererseits gibt es vergleichbare Anwendungen wie Gabelstapler, bei denen Lithium-Ionen-Akkumulatoren heute bereits auf eine Lebensdauer von 12 Jahren ausgelegt werden und intensiv – oft im Drei-Schicht-Betrieb – genutzt werden.²²⁰ Die Erfahrungen mit dem Toyota Prius bestehen zudem für den Hybridbereich die Langlebigkeit von Batterien im Automotivbereich.

Insbesondere privat genutzte Fahrzeuge weisen hohe Standzeiten auf, bei einer Fahrzeuglebensdauer treten ca. 1500 äquivalente Vollzyklen auf. Somit werden die von aktuellen Lithium-Ionen-Batterien laut Rosekeit et al. erzielten zyklischen Lebensdauern von 3000 bis 5000 Vollzyklen nicht ausgeschöpft. Daher ist bei Elektro- und Plug-In-

²¹⁶ Vgl. Fischer, S. et al; Ergebnisbuch eE - Tour Allgäu, 2011, S. 27-28.

²¹⁷ Vgl. Fischer, S. et al; Ergebnisbuch eE - Tour Allgäu, 2011, S. 28.

²¹⁸ Fischer, S. et al; Ergebnisbuch eE - Tour Allgäu, 2011, S. 28.

²¹⁹ Vgl. Fischer, S. et al; Ergebnisbuch eE - Tour Allgäu, 2011, S. 28.

²²⁰ Vgl. Bauer, Sven (Geschäftsführer BMZ): Batterien für das Elektroauto: Fünf große Hersteller beherrschen den Weltmarkt – Experten-Interview

Hybridfahrzeugen insbesondere die kalendarische Lebensdauer begrenzend für die Benutzungsdauer der Batterie, die kalendarische Batteriealterung überwiegt die zyklische Alterung²²¹. Kalendarisch altert die Batterie vor allem durch hohe Batterieladezustände und Temperaturen. In der folgenden Abbildung zeigt sich die Abhängigkeit der Lebensdauer einer Lithium-Ionen-Batterie vom Ladezustand und der Temperatur.²²²

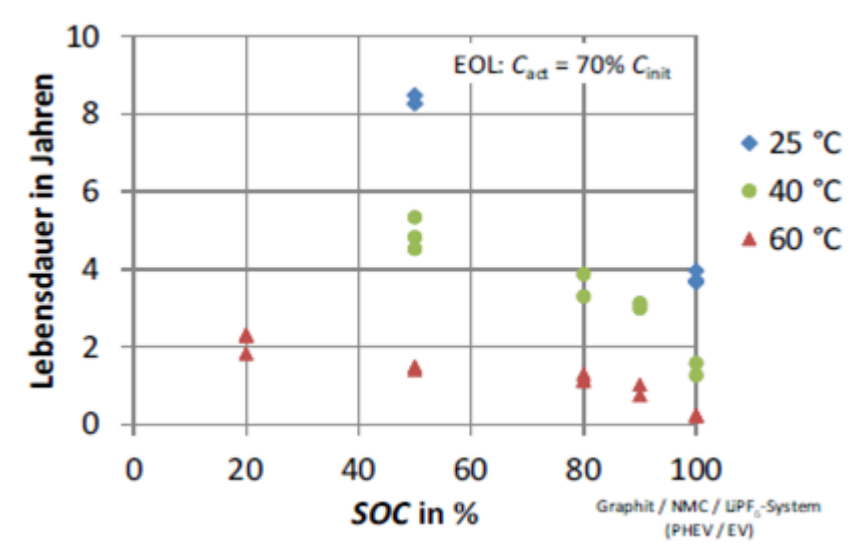


Abb. 37: Der Einfluss von Ladezustand und Temperatur auf die kalendarische Batteriealterung, Quelle: ²²³

Die Konsequenz daraus ist, dass Rückspeisung von Energie V2G sogar positiv für die Batteriealterung sein kann.²²⁴ Die oftmals geäußerte Ansicht, dass extrem flaches Laden am ökonomischsten bzw. batteriechonendsten sei, trifft lediglich auf die zyklische Lebensdauer und nicht auf die kalendarische Lebensdauer zu. Die Argumentation der Befürworter von V2G, dass die Zyklenzahl der Batterie ausgenutzt werden müsse, da sonst die Batterie kalendarisch altere und chemisch kaputt ginge, ohne dass die Zyklenzahl ausgenutzt worden wäre, ist sogar noch zu verschärfen. V2G kann die kalendarische Alterung verzögern.

Fazit:

Die Batteriekosten sind zwischen 2010 und 2013 schneller gesunken als vorab erwartet. Mittel-fristig sind weitere Kostensenkungen bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren wahrscheinlich. Zudem gibt es vielversprechende Grundlagenforschung im Bereich der

²²¹ Vgl. Rosekeit, Martin et al: Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid, Paper VDE-Kongress 05-06.11.2012 in Stuttgart.

²²² Vgl. Rosekeit, Martin et al: Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid, Paper VDE-Kongress 05-06.11.2012 in Stuttgart.

²²³ Rosekeit, Martin et al: Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid, Paper VDE-Kongress 05-06.11.2012 in Stuttgart.

²²⁴ Dies wird in der Literatur in der Regel anders dargestellt. So wird häufig behauptet, dass V2G zu einer verstärkten Batterieabnutzung führt. Beispielhaft: DENA: Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus vom Pumpspeicherkraftwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, Berlin 2010, S.82.

Post-Lithium-Ionen-Technologien. Dies wird aller Voraussicht nach ab 2025 zu Batterien mit deutlich höheren Energiespeicherkapazitäten führen. Diese Entwicklung hätte erheblichen Einfluss auf die in diesem Projekt betrachteten Geschäftsmodelle. Die mobilitätsbedingte Ladehäufigkeit würde sich reduzieren, gleichzeitig würden sich die Rückspeisepotenziale erhöhen. Bei der Teilnahme am Regelenergiemarkt würde sich die Arbeitsreserve erhöhen bzw. die teilnehmenden Fahrzeuge würden weniger häufig in Anspruch genommen.

5.2.8

Stand der Forschung im Bereich Batteriemanagementsysteme

Im folgenden Abschnitt wird das Batteriemanagementsystem (BMS) beschrieben. Im Bereich der Traktion ist ein solches System unverzichtbar. Das BMS teilt sich in mehrere Pakete auf:

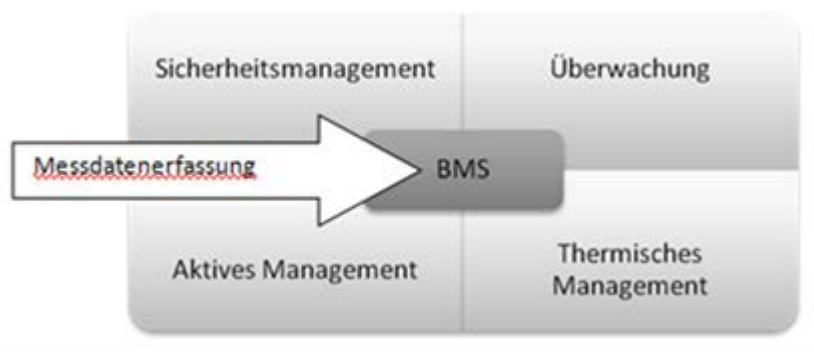


Abb. 38: Komponenten eines Batteriemanagementsystems, Quelle:²²⁵

Die Messdatenerfassung beinhaltet meist die Werte Batteriespannung, -strom, -temperatur sowie die Modulspannung. Das Sicherheitsmanagement ist eine Schutzschaltung, die bei Überladung, Tiefentladung, Überstrom, Kurzschluss sowie Übertemperatur, aktiv wird. Beachtet werden muss jedoch der elektrische Verbrauch dieses Elements gerade im tiefentladenen Zustand, daher gibt es Schutzschaltungen, die in den Sleep-Modus fallen können. Bei mehrzelligen Packs wird die Spannung jeder einzelnen Zelle überwacht.²²⁶

Die Überwachung ist ein passives Element des BMS. Es berechnet aus den Messdaten Größen wie beispielsweise State of Charge (SOC) und State of Health (SOH) und übergibt diese, sowie die Messdaten, an ein übergeordnetes System, wie beispielsweise der Anzeige im EFZ. Die errechneten Größen sind anwendungsfallspezifisch.²²⁷

Das thermische Management dient der Vermeidung der negativen Einflüsse zu hoher oder zu niedriger Temperaturen. Es hat die Aufgabe die Batterie zu kühlen, falls dies notwendig wird und die Temperaturen der einzelnen Zellen anzugleichen. Die Kühlung kann durch

²²⁵ Jossen, et al., Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, 2006, S. 163-169

²²⁶ Vgl. Jossen, et al., Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, 2006 S. 63-65

²²⁷ Vgl. Jossen, et al., Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, 2006 S. 165, f.

Luftkühlung oder durch Wasserkühlung erfolgen. Gerade im Bereich der Elektromobilität ist ein thermisches Management sehr wichtig.²²⁸

Das aktive Management dient der Lade- und Entladeregulation anhand der gemessenen und berechneten Größen. Das Ladegerät wird direkt vom BMS angesteuert. Teil des aktiven Managements ist die Ladeausgleichsregelung (engl. balancing).²²⁹

Lithium-Ionen (Li-Ion) Batteriezellen müssen in einem vorgegebenen Spannungsbereich betrieben werden und dürfen daher weder überladen noch überentladen werden. Daher bestimmt bei einer Serienschaltung der Batterie mit unterschiedlichen Zellkapazitäten grundsätzlich die schwächste Zelle die Kapazität der gesamten Batterie.²³⁰ Die Batteriesteuerung im Fahrzeug ist somit hinsichtlich der Sicherheits- und Leistungsmerkmale der Batterie ein erfolgskritischer Faktor. Mithilfe des Batteriemanagementsystems wird u.a. der Energiefluss zwischen den Einzelzellen einer Reihenschaltung ermöglicht (Ladungsausgleichsverfahren). Dadurch werden die schwächeren Zellen entlastet.²³¹

5.3 Stand der Forschung im Bereich Netzumrichter

Prinzipiell besteht beim Einsatz von Batterien am Netz immer die Problematik der DC/AC Wandlung, da Batterien immer nur Gleichspannung bereitstellen bzw. mit Gleichspannung geladen werden, das elektrische Versorgungsnetz aber immer als Wechselspannungssystem ausgeführt ist. Somit wird für die Netzanbindung der Elektrofahrzeugbatterie immer ein Umrichter (Ladegerät) benötigt, der die Wechselspannung (AC-Spannung) des Netzes in eine Gleichspannung (DC-Spannung) wandelt. Für den Anwendungsfall der Rückspeisung ins Netz, also einem bidirektionalen Einsatz, erweitert sich die Aufgabe des Umrichters um die Komponente des Wechselrichters von DC auf AC. Wie bereits erläutert, ergeben sich für verschiedene Anwendungsfälle des Ladens von Elektrofahrzeugen verschiedene Anforderungen an die Ladetechnik. Die verschiedenen Arten der Ladetechnik können wie folgt unterteilt werden:

1. einphasiges, unidirektionales Laden (On-Board)
2. dreiphasiges, unidirektionales Laden (On-Board)
3. dreiphasiges, bidirektionales Laden (On-Board)
4. dreiphasiges, unidirektionales Laden (Off-Board)
5. dreiphasiges, bidirektionales Laden (Off-Board)
6. induktives Laden

Für diese Kategorien gibt es unterschiedliche technische Lösungen oder es werden im Moment Lösungen erarbeitet. Nachfolgend soll für diese Punkte kurz ein Ist-Stand aufgeführt werden und wichtige neue Ergebnisse aus aktuellen Forschungsprojekten gezeigt werden.

²²⁸ Vgl. Jossen, et al., Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, 2006 S. 167

²²⁹ Vgl. Jossen, et al., Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, 2006 S. 166, f.

²³⁰ Vgl. M. Einhorn, W. Rößler, J. Fleig "Improved Performance of Serially Connected Li-Ion Batteries With Active Cell Balancing in Electric Vehicles" IEEE Transactions on Vehicular Technology, Vol. 60, Nr. 6, 07/2011.

²³¹ Vgl. M. Einhorn, W. Rößler, J. Fleig "Improved Performance of Serially Connected Li-Ion Batteries With Active Cell Balancing in Electric Vehicles" IEEE Transactions on Vehicular Technology, Vol. 60, Nr. 6, 07/2011.

1. einphasiges, unidirektionales Laden (On-Board)

Die Technik einphasiger Ladegeräte ohne Rückspeisung ist schon seit langem verfügbar. Es gibt mehrere Hersteller für Ladegeräte von Elektrofahrzeugbatterien. Die Geräte basieren meist auf einer Hochfrequenz (HF) Topologie, wodurch eine galvanische Trennung von AC und DC Seite erreicht und gleichzeitig ein guter Wirkungsgrad erzielt wird.

Die mit der Einführung von Elektrofahrzeugen im Massenmarkt einhergehenden Herausforderungen sind für diese Technologie in erster Linie Kosten- und Gewichtsreduzierung. Ein weiterer Punkt sind die immer höher angesetzten Batteriespannungen, da bis jetzt meistens Geräte für kleine Spannungsbereiche entwickelt wurden.

2. dreiphasiges, unidirektionales Laden (On-Board)

Auch die Technik dreiphasiger Ladegeräte ohne Rückspeisung ist verfügbar, allerdings gibt es hier vornehmlich im unteren Leistungsbereich bis 22 kW einen Markt. Technisch sind verfügbare dreiphasige Ladegeräte meist auch als HF Topologie ausgeführt, oft werden auch 3 einphasige Ladegeräte zusammen am drei Phasen Netz betrieben. Für höhere Leistungen wird oft auf Frequenzumrichter mit B6 Topologie gesetzt, da diese für andere Anwendungen vor allem in der Antriebstechnik bereits im Markt vorhanden sind. Dabei ergeben sich aber Schwierigkeiten hinsichtlich der galvanischen Trennung und auftretender Fehlerströme.

3. dreiphasiges, bidirektionales Laden (On-Board)

Für bidirektionale Ladegeräte gab es bis zum erneuten Aufkommen der Elektromobilität keinen Markt. Daher werden im Moment durch verschiedene Hersteller und Forschungseinrichtungen (z.B. German E-Cars, Fraunhofer IWES oder die E3/DC GmbH) Konzepte und auch schon Prototypen entwickelt. Basis dafür stellt meistens eine B6 Topologie dar, die mit einem DC/DC Wandler kombiniert wird. Als Beispiel ist nachfolgend die Entwicklung der E3/DC GmbH aus dem Projekt »Gridsurfer« dargestellt. Die in den Inverter integrierte Lösung von E3/DC fasst den Fahr-wechselrichter, die Bordnetzversorgung und die 3-phasige Ladetechnik 3-phasig zusammen. Dadurch können Kabel, Elektronikteile, Thermomanagement, Bauraumbedarf und letztlich Kosten minimiert werden. Der Gesamtaufbau wurde als dreiphasiges und rückspeise-fähiges Gerät mit Straßenzulassung nach VDEo100 sowie EMV gerecht integriert. Die Gewichtseinsparung, die Packagevorteile und Wirkungsgradvorteile wurden im direkten Vergleich zur existierenden batterieelektrischen Fahrzeugplattform bewiesen. Die erreichten Leistungen von 3500W pro Phase und 97,2% maximalem Wirkungsgrad am DC/DC Wandler im Ladegerät ermöglichen eine Rückspeiseleistung von 11,2kW ins

Stromnetz.²³² Da die Entwicklung unter Aufsicht der Volkswagen AG durchgeführt wurde, ist die Lösung »OEM kompatibel«.²³³

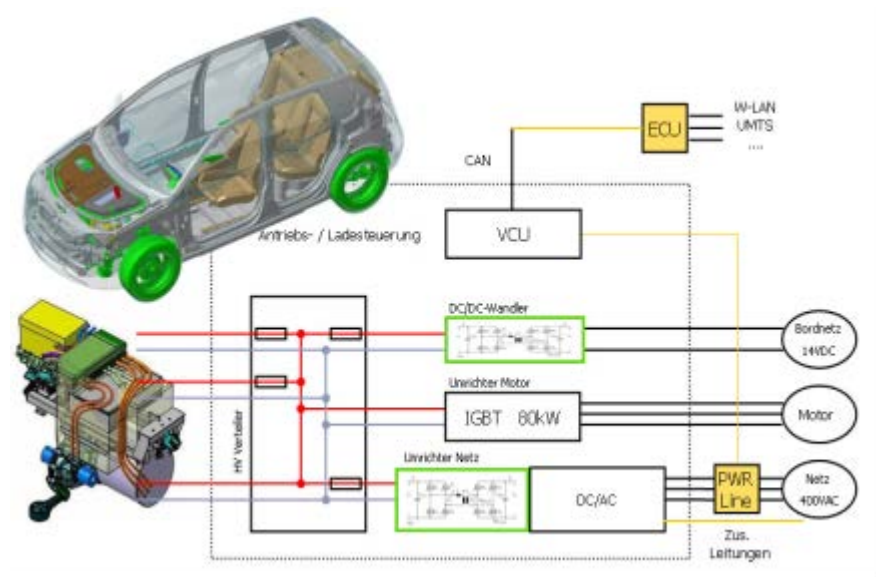


Abb. 39: Im Projekt GridSurfer entwickelte Topologie, Quelle:²³⁴

Auch Siemens hat in verschiedenen Projekten bidirektionale Stromrichter bis 22 KW entwickelt. In den Projekten »4S« und »Emotion ohne Emission« wurde die bidirektionale Ladetechnik (Gleichrichter bzw. Inverter beim bidirektionalen Laden) in die fürs Fahren verwendete Leistungselektronik integriert.²³⁵

²³² Dr. Andreas Piepenbrink, Michael Gottschlich, Peter Gutendorf, Adalbert Sajdowski E3/DC GmbH: Bidirektionales Ladegerät mit galvanischer Trennung für stationären und mobilen Einsatz. Elektro-nische Flachbaugruppe mit kleinstem Bauraum und höchsten Wirkungsgraden Lebenswelt Elektro-mobilität Mannheim –10. Sep 2011

²³³ Dr. Andreas Piepenbrink, Michael Gottschlich, Peter Gutendorf, Adalbert Sajdowski E3/DC GmbH: Bidirektionales Ladegerät mit galvanischer Trennung für stationären und mobilen Einsatz. Elektro-nische Flachbaugruppe mit kleinstem Bauraum und höchsten Wirkungsgraden Lebenswelt Elektro-mobilität Mannheim –10. Sep 2011

²³⁴ E3/DC

²³⁵ Emotion ohne Emission, S.5.

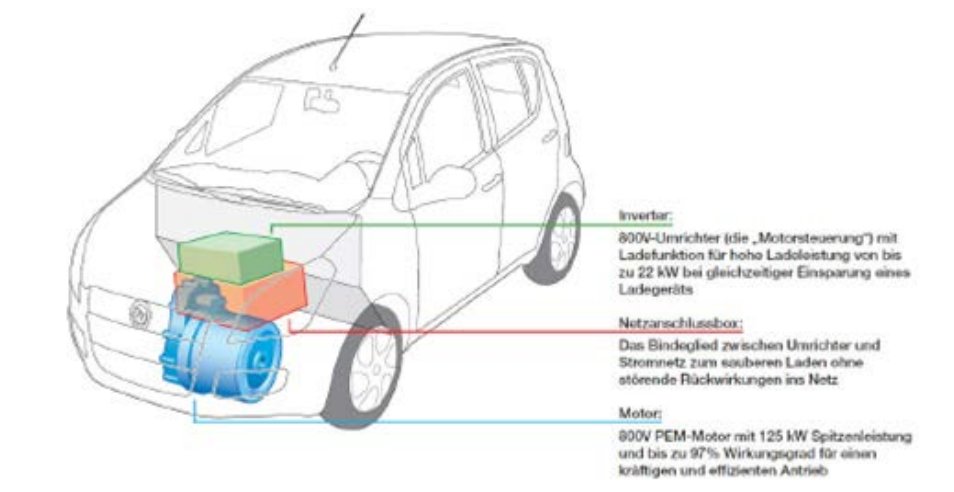


Abb. 40: Siemens /Stromos, 4S

4. dreiphasiges, unidirektionales Laden (Off-Board)

Diese auch als DC-Schnellladung geführte Ladetechnik wird von vielen Marktteilnehmern angeboten, unter anderem von ABB und weiteren japanischen Herstellern. Die Schnellladetechnik basiert auf Frequenzumrichtern mit B6 Topologie, die aus mehreren Leistungsmodulen zusammengesetzt sein können oder als ein leistungsstarker Umrichter ausgeführt sind.

5. dreiphasiges, bidirektionales Laden (Off-Board)

Für diese auch als DC-Schnellladung geführte Ladetechnik, nur im Vergleich zu Punkt 3. mit der Möglichkeit zur Rückspeisung ausgestattet, gelten ähnliche technische Aussagen wie für 3. Allerdings stellt sich der Anwendungsbereich anders da. So werden rückspeisefähige DC Schnellladestationen nur für spezielle Anwendungen interessant, z.B. als Kombination aus DC Schnellladestationen und PV-Wechselrichter (Zusatznutzen durch die Verwendung der gleichen Bauteile) oder für spezielle Anwendungen, wo nicht immer eine schnellstmögliche Ladung im Mittelpunkt steht wie z.B. bei der Beladung von Bussen im Öffentlichen Personen Nahverkehr.

6. induktives Laden

Auch beim induktiven Laden kommen Wechselrichter zum Einsatz, sie sind vom Prinzip her mit HF Geräten zu vergleichen, wobei die induktive Übertragungsstrecke den HF Transformator ersetzt. Die Technik für solche Anwendungen gibt es, da in der Förder- und Lagertechnik solche Systeme Standard sind. Allerdings müssen noch viele Anpassungen an die Anforderungen der Autoindustrie und für den Einsatz im öffentlichen Raum gemacht werden.

Kombinierte Ladetechnik (induktiv, AC und DC)

Der höher integrierte Stromrichter stellt eine fahrzeugseitige Ladeinfrastruktur dar. Hierbei werden alle bisher separaten Komponenten zur Ladung und Rückspeisung vereint, d.h. es kann sowohl 1-phasig und 3-phasig als auch induktiv unter Nutzung der gleichen Leistungselektronik und Drosseln geladen werden. Zusätzlich ist eine 3-phasige

Rückspeisung möglich. Diese Mehrfachnutzung von Komponenten führt zu einer Gewichts-, Größen- und Kostenersparnis.

Folgende grundlegende Randbedingungen waren für den höher integrierten Stromrichter vorgesehen:

- Ladung mittels induktiver Energieübertragung (max. 3 kW)
- 3-phasige Ladung vom Netz (max. 10 kW kabelgebunden)
- 3-phasige Rückspeisung ins Netz (max. 10 kW kabelgebunden)
- 1-phasige Ladung vom Netz (max. 3 kW kabelgebunden)
- Minimum an verwendeten Komponenten
- Entwicklung hinsichtlich geltender Standards und Richtlinien
- Bereitstellung der notwendigen Batterieladespannungen bzw. -ströme
- Kommunikation mit Batteriemanagementsystem und Pick-up bzw. übergeordnetes Lademanagement

Auch eine Rückspeisung über die Schnittstelle zur induktiven Übertragungsstrecke ist von der Topologie her möglich. Innerhalb des Vorhabens wurde dieser Leistungsfluss jedoch nicht näher untersucht.²³⁶

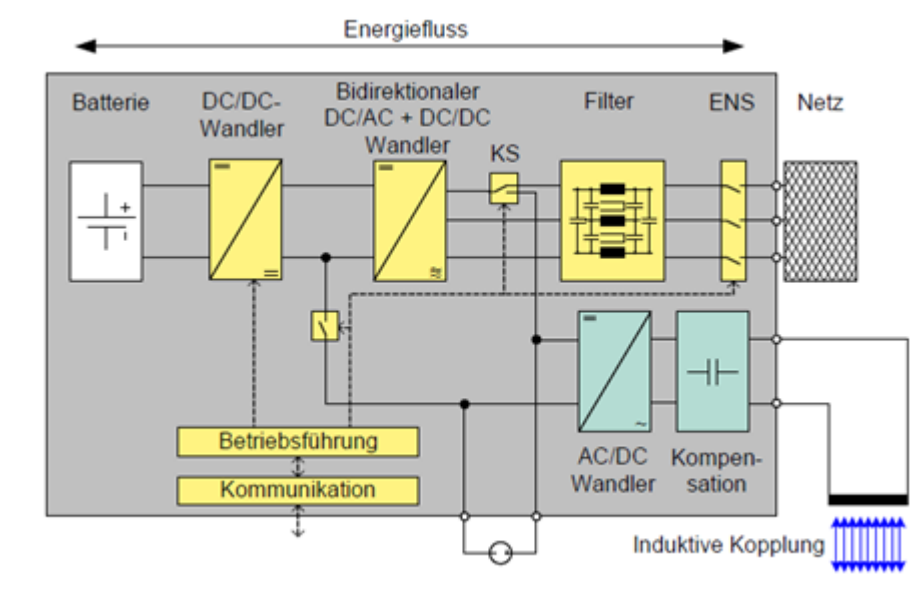


Abb. 41: Konzept induktives und kabelgebundenes Laden und kabelgebundener Rückspeisung, Komponenten des höher integrierten Stromrichters sind gelb dargestellt.²³⁷

Wie am eben erläuterten Beispiel zu sehen ist, bieten sich vielfältige Möglichkeiten für kombinierte Topologien zur Versorgung der Elektrofahrzeuge mit elektrischer Energie. Damit wird klar, es gibt zwar verfügbare technische Lösungen, aber ob diese noch optimal auf die neuen Herausforderungen passen, ist noch unklar.

²³⁶ Barth, Heike; Braun, Martin u.a., IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik u.a., Gemeinsamer Abschlussbericht, Kontaktloses Laden von Elektrofahrzeugen W-Charge, Kassel, , 2011

²³⁷ Barth, Heike; Braun, Martin u.a., IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik u.a., Gemeinsamer Abschlussbericht, Kontaktloses Laden von Elektrofahrzeugen W-Charge, Kassel, , 2011, S. 20

6

Energiewirtschaftliche Determinanten der Netzintegration von Elektrofahrzeugen

6.1

Integration von erneuerbaren Energien und Elektromobilität

Der Einsatz von Elektrofahrzeugen führt zu einer deutlichen Senkung der lokalen Emissionen (z.B. Lärmbelästigung, Schadstoff- oder Treibhausgasemissionen) im Vergleich zu konventionellen Antrieben im Mobilitätssektor. Für eine umfängliche Betrachtung ist es jedoch notwendig, die Klimabilanz bzw. die Einflüsse des gesamten Lebenszyklus («cradle-to-grave») von Elektrofahrzeugen zu berücksichtigen. Insbesondere die Stromerzeugung hat einen maßgeblichen Einfluss auf den CO₂-Ausstoß von Elektrofahrzeugen. So sinken die Treibhausgasemissionen von Elektrofahrzeugen mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien im Ladestrom im Vergleich zu einer reinen fossilen Stromerzeugung signifikant.

Ein Fokus dieses Projektes ist es daher, Geschäftsmodelle insbesondere auch vor dem Hintergrund der Integration von erneuerbaren Energien zu analysieren und zu bewerten. Die Elektromobilität kann durch gezieltes Be- und Entladen der Batterie einen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien leisten. Aus Gründen der Akzeptanz und des Nachweises des Klimanutzens wäre zudem ein Zubau von zusätzlichen erneuerbaren Energien in der Größenordnung des Zuwachses des Energiebedarfs der Elektromobilität wünschenswert ist, um Emissionen zu reduzieren.

»Die Emissionen pro Kilowattstunde des zusätzlich erzeugten Stroms sind in allen Szenarien – mit und ohne Lademanagement – deutlich höher als die Emissionen pro Kilowattstunde der gesamten Stromerzeugung. Beim preisgesteuerten Laden wiegt der höhere Braunkohleanteil den höheren Anteil erneuerbarer Energien auf, so dass die Emissionen pro Kilowattstunde in etwa gleich hoch sind wie ohne Lademanagement.«²³⁸

Die Aussagen der Projektberichte machen deutlich, dass unter ungünstigen politischen Rahmenbedingungen die Einführung von Elektrofahrzeugen auch vor allem zu einer besseren (Nacht-)Auslastung von nuklearen und Kohlekraftwerken führen kann. Je nach Berücksichtigung der Deckelung durch den europäischen Emissionshandel sind damit ggf. auch Mehremissionen verbunden). Insbesondere vor diesem Hintergrund sind eine genaue Analyse der Geschäftsmodelle und deren Auswirkungen auf die Integration von erneuerbaren Energien notwendig, um die bestehenden Synergien zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Einführung der Elektromobilität nutzen zu können.

6.2

Zusammensetzung des Strompreises für Endkunden

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Elektromobilität sind neben den Investitionskosten für die Fahrzeuganschaffung vor allem der Strompreis und insbesondere die Struktur des Endkundenpreises für Strom ausschlaggebend, wenn man

²³⁸ Öko-Institut (2011): Autos unter Strom. Ergebnisbroschüre OPTUM. S. 32-33.

davon ausgeht, dass die »Betreiber« von Elektrofahrzeugen typischerweise Endkunden sein werden, die Strom von einem Energielieferanten und nicht am Großhandelsmarkt beziehen. Dieser setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen, die in folgender Abbildung dargestellt sind:

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

Abb. 42: Struktur des Endkundenpreises für Strom. (Quelle: Bundesnetzagentur 2011, 2010)

Anhand der Preisbestandteile lässt sich ablesen, dass nur ein kleiner Teil des Endkundenpreises - der Strombezug am Großhandelsmarkt - einer zeitlichen Variabilität unterliegt, die im Rahmen von variablen Tarifen genutzt werden kann. Der preisvariable Anteil der Energiebeschaffung liegt bei etwa einem Drittel des gesamten Endkundenpreises für private Haushalte. Im Jahr 2010 lag der variable Anteil bei ca. 34 % und im Jahr 2009 bei ca. 38 %.²³⁹

6.3

Analyse der Strompreisentwicklung am Großmarkt (zeitlich)

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Lade- und Entladestrategien von Elektrofahrzeugen ist neben der Größe des preisvariablen Anteils am Endkundenpreis die Höhe der Preisschwankungen (»Schwankungsbreite«) am Spot-Markt entscheidend. Auf dem Spot-Markt an der Leipziger Strombörse wird die Energie am Vortag (day-ahead) bzw. am selben Tag (Intraday-Markt) bis zum sogenannten »gate closure« 45 Minuten vor Lieferung gehandelt.

Im Rahmen des Projektes OPTUM wurde untersucht, welche Ersparnisse unter dem heute gültigen Elektrizitätsmarktdesign durch zeitlich variables Laden in Abhängigkeit von den jeweiligen Strompreisen für Elektrofahrzeuge erreicht werden können: »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.«²⁴⁰ Hierzu wurden 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

²³⁹ Hermann, H. et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.2.

²⁴⁰ Hermann, H. et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S. 3.

verschiedenen Stunden entscheidend. In einem ersten Schritt wurde die Streuung der Strompreise über die geordnete Jahresdauerlinie der Spot-Marktpreise ermittelt.²⁴¹

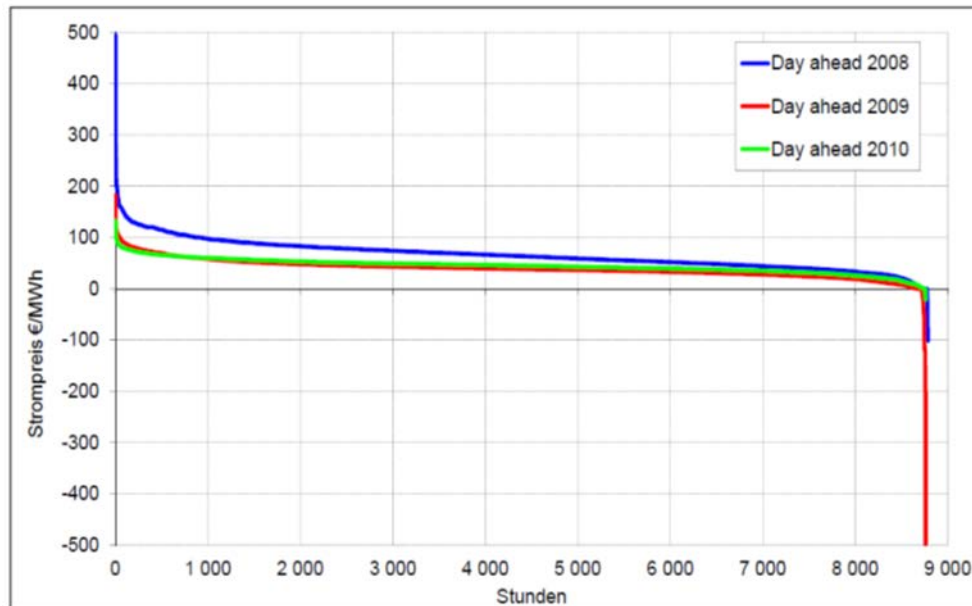


Abb. 43: Jahresdauerlinien für den Großhandelspreis für Strom für die Jahre 2008 bis 2010. (Quelle: Hermann, H. et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S. 3)

Wesentliches Ergebnis ist, dass der Strompreis in den meisten Stunden zwischen 0 und 100 €/MWh liegt. «[G]rößere 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.»²⁴²

Die durchschnittlichen Strompreisentwicklungen innerhalb eines Tages (gegliedert nach Werktagen und Nicht-Werktagen – Samstage, Sonntage sowie Feiertage) sind somit von besonderem Interesse und wurden in OPTUM für die Jahre 2008, 2009 und 2010 ebenfalls analysiert: »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

²⁴¹ Hermann, H. et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S. 3.

²⁴² Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S. 4.

zwischen 6 Uhr und 7 Uhr morgens auf. Grundsätzlich sind die Strompreise an Werktagen höher als an Samstagen, Sonntagen und Feiertagen.»²⁴³

In diesem Zusammenhang gilt es zu berücksichtigen, dass sich durch die Einspeisung großer Mengen fluktuierender erneuerbarer Elektrizität weiterhin große Preisspannen ergeben können. Lediglich würden diese nicht mehr dem heutigen Modell von Grund-Mittel- und Spitzenlast entsprechen: Durch den starken Zubau von Photovoltaikanalgen dürfte beispielsweise in Deutschland bereits im Jahr 2012 der Mittagspreis im Jahresmittel niedriger liegen, als der gesamte durchschnittliche Börsenpreis.

Die Ergebnisse des OPTUM-Projekts wurden in hier vorliegendem Forschungsprojekt zugrunde gelegt und um eine Modellierung künftiger Preisspreizungen ergänzt, mit denen spotmarktorientiertes Laden von Elektrofahrzeugen im Detail untersucht werden konnte.

6.4

Energiewirtschaftliche Determinanten der Energiespeicherung

Der Beitrag erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch soll von ca. 20 % im Jahr 2011 auf 80% im Jahr 2050 erhöht werden.²⁴⁴ Der Ausbau an installierter Erzeugungskapazität allein für Wind hat im Januar 2013 eine Leistung von über 30 GW erreicht.²⁴⁵ Auch der Fotovoltaikausbau liegt bereits bei einer installierten Leistung von über 30 GW. Bis 2020 sollen beide Kraftwerkstypen zusammengenommen auf über 100 GW installierte Leistung ausgebaut werden.²⁴⁶

Der zunehmende Anteil fluktuierender verteilter Einspeisung aus Windkraft- und Solaranlagen stellt das Energieversorgungssystem vor große Herausforderungen, insbesondere wenn sich langfristig Situationen häufen, in denen deutlich mehr Energie eingespeist werden könnte, als nachgefragt wird, da durch die Zunahme der nicht präjudizierbaren erneuerbaren Energien die Möglichkeit schwindet, das Netz mit einem »Hinterherfahren« von Kraftwerken dem Verbrauch anzupassen.

Um im heutigen Energieversorgungssystem das notwendige Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage an elektrischer Energie gewährleisten zu können, folgt vorrangig die fossile und atomare Stromerzeugung der fluktuierenden Nachfrage. Die heutigen Energieflüsse sind überwiegend linear, hierarchisch (»Top Down«) und uni-direktional.²⁴⁷ Diese Top-Down-Struktur ist ein technisch an die bisherigen Verhältnisse perfekt

²⁴³ Hermann, H. et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S. 6.

²⁴⁴ Vgl. Die Bundesregierung: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin 2010, S.5.

²⁴⁵ Vgl. IWES: Windmonitor. Stand 07.01.2013.

²⁴⁶ Vgl. Nitsch, Joachim et al: BMU Leitstudie: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht, März 2012, S.116.

²⁴⁷ Die (fossilen) Rohstoffe werden umgewandelt und in das Energienetz eingespeist, der Strom wird über Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung entsprechend distribuiert und zum Verbraucher transportiert.

angepasstes System.²⁴⁸ In Ländern, in denen die Energieerzeugung vorrangig auf fossilen Rohstoffen basiert bleibt diese Struktur auch zukünftig erhalten.

Vor dem Hintergrund der Energieziele der Bundesregierung ist es notwendig, dass sich das Energieversorgungssystem zu einem hybriden System mit zentraler und dezentraler Einspeisung entwickelt, das durch höhere Volatilität der Erzeugung, Bidirektionalität der Kommunikations- und Leistungsflüsse und Flexibilität der Verbraucher charakterisiert sein wird.²⁴⁹

Zukünftig, bei weiter steigendem Ausbau der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und sinkenden Auslastungen konventioneller Kraftwerke, bieten Energiespeicher die Möglichkeit, das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage sicherzustellen.

Da zunehmend auf der Niederspannungsebene eingespeist wird und diese Erzeugungsleistung den Bedarf auf den untersten Netzebenen, d.h. hinter dem Ortsnetztransformator, übersteigt, muss verstärkt Energie in die höheren Spannungsebenen übertragen werden. Verteilnetze bekommen daher eine weitere Aufgabe - neben der reinen Verteilung der Energie, wird die Energie gesammelt und in die höhere Spannungsebenen transferiert.

Insbesondere in PV-reichen Gebieten in Süddeutschland wird bereits in Schwachlasttagen deutlich mehr Energie erzeugt, als verbraucht und in vorgelagerte Netzebenen abtransportiert. Hierzu werden enorme Investitionen getätigt.²⁵⁰

In einem Szenario bidirektionaler Lastflüsse können Speicher eine wesentliche Rolle bei der effizienten Ausnutzung von Netzkapazitäten einnehmen. Im Fall eines geringen Verbrauchs und einer hohen EE-Erzeugung, die in den oberen Spannungsebenen eingespeist wird z.B. durch Windenergie, kann die Energie nach unten durchgeleitet und z.B. in Elektrofahrzeugen gespeichert werden. In diesem Fall besteht der marktwirtschaftliche Anreiz für die Speichernutzung im Ausnutzen der Price-Spreads.²⁵¹

In diesem Szenario ist das Energienetz nun nicht mehr als hierarchisches Leistungsnetz aufgebaut, sondern es ist mithilfe von Speichern und bidirektionalen Lastflüssen ein »pumpender« Kreisring, bei dem an jeder Stelle Energie »rein- und rausgeschoben« wird. Auf diese Weise kann die Durchlaufmenge über den Tag erhöht und damit das Energienetz effizienter ausgenutzt werden.

Batterien sind eine Technologieoption zur dezentralen Energiespeicherung. Die Kosten liegen jedoch auch unter Berücksichtigung zukünftiger Einsparpotenziale deutlich über

²⁴⁸ Vgl. von Scheven, A. & Prella, M.: Lastmanagementpotenziale in der Stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.-06.11.2012 in Stuttgart.

²⁴⁹ Vgl. von Scheven, A. & Prella, M.: Lastmanagementpotenziale in der Stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.-06.11.2012 in Stuttgart.

²⁵⁰ Vgl. Stölze, F.; Bader, D. & Backes, J.: Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen durch Batteriespeicher im Verteilnetz am Beispiel des Pilotprojektes „INESS“ (Intelligent Netz Energie Speicher-System), Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.-06.11.2012 in Stuttgart.

²⁵¹ Dieser Fall negiert jedoch nicht die Notwendigkeit von stationären Speichern in den oberen Netzebenen, um Energie bei Netzengpässen und sehr hoher Erzeugung oben speichern zu können und dann bei einer Beseitigung des Engpasses nach unten durchleiten zu können.

den Kosten von zentralen großtechnologischen Speicheroptionen wie Pump- oder Druckluftspeicherwerken.²⁵²

Elektrofahrzeuge können in einen direkten Vergleich zu Energiespeichern sowohl beim Einsatz im Lastmanagement als auch beim Einsatz in der Rückspeisung gesetzt werden. Hierbei stellen sich die Fragen, wie sich derzeit

- Elektrofahrzeuge im Vergleich zu anderen Speichertechnologien wirtschaftlich darstellen,
- welche Investitionsanreize der Strommarkt bietet,
- der Speicherbedarf entwickelt und in Relation dazu das Potenzial bzw. Angebot von Energiespeichern darstellt.

6.4.1 Techniken zur Stromspeicherung

Je nach Speicherkapazität kann vereinfacht zwischen Kurzzeitspeichern (Minuten bis Tag(e)) und Langzeitspeichern (Woche(n) bis saisonal) unterschieden werden. Kurzzeitspeicher weisen andere Einsatzgebiete als Langzeitspeicher auf (Regelleistung, Intraday-Handel, Preisspreizungen des Day-Ahead-Marktes) und konkurrieren nicht oder nur indirekt gegeneinander. Technologien zur Langzeitspeicherung sind die chemischen Energieträger Wasserstoff und Methan (unter Verwendung von überschüssigem EE-Strom) und die bestehenden Speicherwasserkraftwerke in Skandinavien und teilweise im Alpenraum bzw. auch deren Erweiterung zu Pumpspeichern.

Im Bereich der Kurzzeitspeicher muss zwischen dezentralen Speichern und zentralen Großspeichern unterschieden werden. Großspeicher sind Pumpspeicher, diabate und adiabate Druckluftspeicher. Dezentrale Speicher sind eine Vielzahl stationärer Batteriespeicher und mobile Batteriespeicher (Elektrofahrzeuge). Im weiteren Sinne können auch bestimmte verschiebbare Lasten und verlagerbare Erzeugungskapazitäten (KWK, Speicherwasserkraft) als Speicher betrachtet werden. Der begrenzte Speichereffekt zeigt sich im Vergleich des unregelmäßigen mit dem geregelten Last- bzw. Erzeugungsgang.²⁵³

Elektrochemische Speicher (Batterien) werden vorwiegend als Backup-Technik in Kraftwerken eingesetzt. Trotz ihrer hohen Stromverlagerungskosten ist ein steigender Bedarf an dezentralen Speichern zu erwarten,²⁵⁴ um regionale Versorgungsaufgaben zu lösen (Netzengpässe, Kopplung mit PV-Anlagen zur Deckung des Eigenbedarfs). In diesen Einsatzbereich können auch mobile Batterien in der Elektromobilität eingeordnet werden.²⁵⁵

²⁵² Vgl. Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht, 2010.

²⁵³ Vgl. DLR; Fraunhofer-IWES; IfnE.; Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, 2011, S. 28f.

²⁵⁴ Vgl. Sterner, M.; Gerhardt, N.; et al.: Fraunhofer-IWES-Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, 02/2010.

²⁵⁵ Vgl. DLR; Fraunhofer-IWES; IfnE.; Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, 2011, S. 74.

6.4.2

Einflussfaktoren für den Speichereinsatz

Ein Einflussfaktor ist zunächst die Verfügbarkeit der Technik in Bezug auf den Entwicklungshorizont. Von den Langzeitspeichertechnologien sind momentan lediglich Pumpspeicher und diabate Druckluftspeicher ausgereift.²⁵⁶

Ein weiterer maßgeblicher Faktor für den Kraftwerkeinsatz der Technologien ist der Lade-Entlade-Wirkungsgrad. Je besser der Wirkungsgrad desto niedriger ist der jeweilige Speicher auf der Grenzkosten-Meritorder des Spot- und Regelleistungsmarktes angesiedelt und desto häufiger kommt der Speicher zum Einsatz. Bei Pumpspeicherkraftwerken liegt dieser besonders hoch und kann 80 % überschreiten.²⁵⁷ Adiabate Druckluftspeicher und Batterien liegen in der Regel in einer Größenordnung zwischen 65 und 75 % (Li-Ionen > 90 %).²⁵⁸

Bezogen auf die Investitionsentscheidung sind dagegen auch die Kapitalkosten und die Investitionsrisiken relevant. Bei zentralen Großspeichern wie Pumpspeicher- und Druckluftkraftwerke sind die politischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Diese Anlagen bedürfen auf Grund langer Abschreibungszeiträume und hohem Investitionsrisiko stabiler politischer Rahmenbedingungen.²⁵⁹ Batteriespeicher weisen dagegen deutlich geringere Abschreibungszeiträume und Investitionsrisiken auf.²⁶⁰

Eine Speicherung von erneuerbaren Energien in Form von Wasserstoff oder Methan hat ihren Vorteil insbesondere in der hohen Speicherdichte (Speichergewicht und Volumen).²⁶¹ Der Vorteil der hohen Speicherdichte kann insbesondere bei der mobilen Wasserstoffspeicherung (im Verkehrssektor) relevant sein bzw. werden. Eine Anwendung ist dort sinnvoll, wo eine angemessene Reichweite gefordert ist. Dies ist z.B. bei dem Fahrmuster der Stadtbusse der Fall, wovon mehrere Pilotprojekte zeugen.²⁶² Wasserstoff kann den Vorteil der hohen volumetrischen Speicherdichte aber nur dann voll entfalten,

²⁵⁶ Vgl. Pehnt, M.; Höpfner U.: ifeu-Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg 2009, S. 8.

²⁵⁷ Vgl. Pehnt, M.; Höpfner U.: ifeu-Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg 2009, S. 1.

²⁵⁸ Vgl. Pehnt, M.; Höpfner U.: ifeu-Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg 2009) S. 1;:

Wirkungsgrade des Lade- und Entladevorgangs bei verschiedenen Groß-Speicherpfeifen (Technologiestatus 2010+), Pehnt, M.; Höpfner U.: ifeu-Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg 2009, S. 7.

²⁵⁹ Vgl. Pehnt, M.; Höpfner U.: ifeu-Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg 2009, S. 8; siehe auch Kleinmaier, Martin (2009). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, Seite 13f.

²⁶⁰ Vgl. Kleinmaier, Martin (2009). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, Seite 13f.

²⁶¹ Wasserstoff weist im Verhältnis zur Masse eine sehr hohe Energiedichte auf. Siehe auch Institut für Energie- und Umweltforschung (Hrsg.) (2009). Wasserstoff und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbaren Energien: Analyse der kurz und mittelfristigen Perspektive; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, Seite 14: Speicherdichten verschiedener Strom-Großspeicher, Pehnt, M.; Höpfner U.: ifeu-Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg 2009, S. 7.

²⁶² Vgl. Pehnt, M.; Höpfner U.: ifeu-Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg 2009,, S. 2-3.

wenn Deutschland, aber auch die anderen europäischen Staaten sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien erreichen.²⁶³

6.4.3

Entwicklung von Speicherbedarf und Preisen für Energiespeicherung

Bislang war der Bedarf an Speichern im Energiesystem nur in begrenztem Maße gegeben. Aufgrund der Erzeugungsstruktur und der Stabilität und Größe des deutschen Netzes und des europäischen Verbundnetzes reichten die geringen Speicherkapazitäten der wenigen Pumpspeicherkraftwerke aus.

Langfristig aber werden Energiespeicher als notwendig erachtet. Abschätzungen des Speicherbedarfs sind jedoch mit großer Unsicherheit verbunden. Der derzeitige Speicherbedarf ist grundsätzlich über die Einsatzgebiete und die generell gestiegenen Flexibilitätsanforderungen an den Kraftwerkspark durch den Ausbau der EE charakterisiert. Bezogen auf den Day-Ahead-Markt bedingt insbesondere der starke Ausbau der Photovoltaik eine möglichst frühzeitige Erschließung von Ausgleichsmaßnahmen. Die Bereitstellung von Regelennergie durch Pumpspeicherwerke ist bereits heute wichtig, auch wenn der Bestandteil der Pumpen normalerweise nicht für Sekundärregelleistung geeignet ist. Neue Speicher wie Batteriespeicher können zur Verdrängung von noch bestehenden konventionellen »must-run-units« bzw. Kraftwerken der »drehender Reserve« und damit zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien bzw. vermeidet deren Abregelung beitragen.²⁶⁴ Die Sicherstellung eines stabilen Betriebs der Stromnetze erfordert große Investitionen in FuE sowie Demonstrationsanlagen von Speichersystemen.²⁶⁵ Aufgrund von Netzengpässen kommt es immer häufiger zu Redispatch und der Abregelung von EE-Erzeugung. Durch den Prognosefehler der Wind- und PV-Einspeisung steigt der Anteil des untertägigen Stromhandels (Intraday-Markt) und damit die zusätzlichen Anforderungen an die Flexibilität des Kraftwerksparks.²⁶⁶ Die Erschließung von Ausgleichsoptionen gewährt den bestehenden konv. Kraftwerken Zeit sich anzupassen und vermeidet die Abregelung von Wind- und PV-Strom. Eine Quantifizierung des Speicherbedarfs, insbesondere für Kurzzeitspeicher, ist jedoch schwierig und primär wirtschaftlich bedingt.

Um Verbrauch und Erzeugung im Energiesystem in Einklang zu bringen, gibt es neben Energiespeichern verschiedene Ausgleichsoptionen:

- Einspeisemanagement, d.h. Abregelung des EE-Stroms (»Windrad anhalten«): Diese Ausgleichsoption wird zunehmend genutzt, und ist für geringen Strommengen eine sinnvolle volkswirtschaftliche Lösung.
- Flexibilisierung der Nachfrage durch Lastmanagement mit Smart Grids (»Verbrauch wird der Erzeugung hinterhergefahren«)

²⁶³ Vgl. Pehnt, M.; Höpfner U.: ifeu-Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg 2009, S. 3.

²⁶⁴ Vgl. BMWi (Hrsg.): Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, 2009, S. 14.

²⁶⁵ Vgl. Kleinmaier, Martin (2009). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, Seite 13f.

²⁶⁶ Vgl. Sterner, M.; Gerhardt, N. et al.: Addendum - Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem - Ergänzung zum Endbericht, IWES April 2011.

- Netzausbau (National Nord / Süd; Transnational; Verteilnetze): Insbesondere ein Ausbau des europäischen Verbundnetzes und eine Nutzung der Speicherkapazitäten der Nachbarländern senken den Speicherbedarf in Deutschland.
- Erzeugungstaler können mit flexiblen Residualkraftwerken (z.B. GuD-Kraftwerken) abgedeckt werden.

Für weitere Ausgleichslücken könnten dann Speicher zur Pufferung überschüssig produzierter Energie und Überbrückung von Lasttälern eingesetzt werden. Mithilfe von Vehicle-to-Grid-Technologien können Elektrofahrzeuge als kurzfristige Zwischenspeicher und »Kleinkraftwerke« am Strommarkt teilnehmen. Kurz – und mittelfristig stellt das Einspeisemanagement jedoch häufig die kostengünstigste Ausgleichsoption dar. Mit dem zunehmenden Anteil EE werden aber effiziente Technologien der Zwischenspeicherung nötig sein. Bei der Quantifizierung bzw. auch nur bei der Einschätzung der Größenordnungen des letztlich resultierenden Speicherbedarfs gehen die Meinungen derzeit weit auseinander.

In der BMU-Leitstudie wird festgestellt, dass der langfristige technisch-ökonomische Speicherbedarf derzeit nicht benannt werden kann und Untersuchungsgegenstand aktueller Forschungsprojekte ist.²⁶⁷ Während einige Experten davon ausgehen, dass in den nächsten 20 Jahren vermutlich kein Bedarf für Speicher in großem Maßstab besteht, sieht beispielsweise eine Studie der DENA einen erheblichen Speicherbedarf bis 2020.²⁶⁸ Laut Köhler folgt daraus ein Investitionsbedarf in Stromspeicher in Höhe von zweistelligen Milliardenbeträgen bis 2020.²⁶⁹

Gemäß einer Studie von Moser et al.²⁷⁰ ist es kostenoptimal, bis zu einem EE-Anteil von ca. 40 % vorrangig die Flexibilisierung fossiler Kraftwerke voranzutreiben. Der Einsatz des verbleibenden thermischen Kraftwerksparks sowie eine geringfügige Abregelung der Einspeisung erneuerbarer Energien stellen in diesem Szenario die erforderliche Flexibilität bereit.²⁷¹ Bei einem EE-Anteil von 40 % treten nur sehr geringe Erzeugungsüberschüsse auf (1 Promille der EE-Erzeugung). Kurz- und Langzeitspeicher sind bis zu einem EE-Anteil von 40% noch nicht zwingend erforderlich.²⁷²

Bei einem EE-Anteil von 80 % treten sowohl nennenswerte Überschüsse (7% der EE-Erzeugung) als auch Unterdeckungen auf. Kurz- und Langzeitspeicher werden daher unverzichtbarer Bestandteil des Elektrizitätsversorgungssystems sein. Ohne großmaßstäbliche Speicherlösungen könnte dieses Erzeugungsszenario zu starken

²⁶⁷ Vgl. Nitsch, Joachim et al: BMU Leitstudie: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht, März 2012, S.200.

²⁶⁸ Vgl. Dena (Hrsg.): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht. 2010.

²⁶⁹ Köhler, Stephan (dena), zitiert in: Stratmann, Klaus: Energiebranche muss Milliarden in Speicher stecken, abrufbar unter: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/erneuerbare-energien-energiebranche-muss-milliarden-in-speicher-stecken/3385518.html>.

²⁷⁰ Vgl. VDE; ETG (Hrsg.): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, Frankfurt am Main 2012.

²⁷¹ Vgl. Moser, Albert et al.: Bedarf an Energiespeichern und Netzausbau in Deutschland bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung Teil A: Speicherbedarf, Paper zum Vortrag auf dem VDE Kongress 2012 am 05. – 06.11.2012 in Stuttgart.

²⁷² Vgl. Moser, Albert et al.: Bedarf an Energiespeichern und Netzausbau in Deutschland bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung Teil A: Speicherbedarf, Paper zum Vortrag auf dem VDE Kongress 2012 am 05. – 06.11.2012 in Stuttgart.

Schwankungen der Strompreise führen.²⁷³ Zwar ist auch in einem 80%-Szenario das Abregeln seltener, großer Leistungsspitzen grundsätzlich wirtschaftlicher als eine Auslegung der Speicherleistung auf diese großen Leistungswerte, dennoch würden in einem 80% Szenario etwa 14 GW an Kurzzeitspeicher und 18 GW an Langzeitspeicher erforderlich werden.²⁷⁴

Derzeit sind die systemischen Wechselwirkungen und das optimale Verhältnis der Erzeugungsstrukturen, Ausgleichsmaßnahmen (int. Speicheroptionen, Einspeisemanagement etc.), Netzrestriktionen und Netzausbauszenarien und die Frage, welcher deutsche Speicherbedarf sich daraus ergibt Inhalt vieler Forschungsprojekte.

Für den zukünftigen Speicherbedarf von Kurzzeitspeichern ist grundsätzlich von einer Verstärkung der schon derzeit feststellbaren Tendenzen auszugehen. Die Auswertung aktueller energiewirtschaftlicher Studien SRU-Sondergutachten »Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung«, ²⁷⁵ UBA-Studie »Energieziel 2050 – 100% Strom aus erneuerbaren Quellen« ²⁷⁶ und die dena-Netzstudie II »Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025« ²⁷⁷ macht deutlich, dass in einer zukünftigen Energieversorgung eine Vielzahl an Ausgleichsmaßnahmen notwendig wird, um fluktuierende erneuerbare Energien in das System zu integrieren. Zudem wird deutlich, dass alle Technologien aufgrund ihrer unterschiedlichen technischen/ökonomischen Charakteristika für unterschiedliche Aufgaben benötigt werden.²⁷⁸

Bessere Abschätzungen lassen sich für den Bereich der Langzeitspeicher treffen – unter der ökologisch motivierten Maßgabe die Abregelung von überschüssigem EE-Strom zu vermeiden. Die heute vorhandenen Pumpspeicherwerke in der deutschen Regelzone besitzen eine Kapazität von etwa 0,06 TWhel. Zum Ausgleich von Fluktuationen bei sehr hohen Anteilen von (fluktuierenden) EE-Strom (> 50%) werden benötigte Kapazitäten auf etwa 20 bis 40 TWhel abgeschätzt, was dem 350- bis 700-fachen der heutigen Pumpspeicherkapazitäten entspricht. Ein europäischer Stromverbund würde zwar die benötigten Kapazitäten deutlich reduzieren, jedoch verbleibt selbst bei idealem Ausgleich ein großer Bedarf an Speichern.²⁷⁹

²⁷³ Vgl. Moser, Albert et al.: Bedarf an Energiespeichern und Netzausbau in Deutschland bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung Teil A: Speicherbedarf, Paper zum Vortrag auf dem VDE Kongress 2012 am 05. – 06.11.2012 in Stuttgart.

²⁷⁴ Vgl. Moser, Albert et al.: Bedarf an Energiespeichern und Netzausbau in Deutschland bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung Teil A: Speicherbedarf, Paper zum Vortrag auf dem VDE Kongress 2012 am 05. – 06.11.2012 in Stuttgart unter Bezug auf: VDE; ETG (Hrsg.): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, Frankfurt am Main 2012.

²⁷⁵ Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Juli 2011.

²⁷⁶ Vgl. Klaus, T. et al.: Energieziel 2050 – 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt, Juli 2010.

²⁷⁷ Vgl. Dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, .November 2010.

²⁷⁸ Vgl. Addendum - Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem - Ergänzung zum Endbericht, IWES April 2011.

²⁷⁹ Vgl. DLR; Fraunhofer-IWES; IfnE.; Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, 2011, S. 73.

6.4.4 Potenziale

In der deutschen Regelzone (unter Berücksichtigung der ausländischen PSW in Vorarlberg und Luxemburg) bestehen 33 Pumpspeicherkraftwerke mit etwa 8,7 GW Leistung, die vorrangig Regelenergie liefern. Diese Pumpspeicherwerke haben eine Kapazität von etwa 0,06 TWh_{el}.²⁸⁰ Das weitere Ausbaupotenzial wurde lange Zeit auf Grund der starken ökologischen Eingriffe und der fehlenden geologischen Standorte als gering eingestuft.²⁸¹ Aktuelle entwickelte Projekte und Potenzialstudie bescheinigen aber ein hohes technisches Potenzial für neue Speicher und die Erweiterung bestehender Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss zu Pumpspeichern.²⁸² Ebenso wird die Nutzung von Kohlebergbau diskutiert. Die derzeit geplanten Projektvorhaben sind in folgender Abbildung dargestellt. Aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit werden die Projekte derzeit aber nicht umgesetzt.

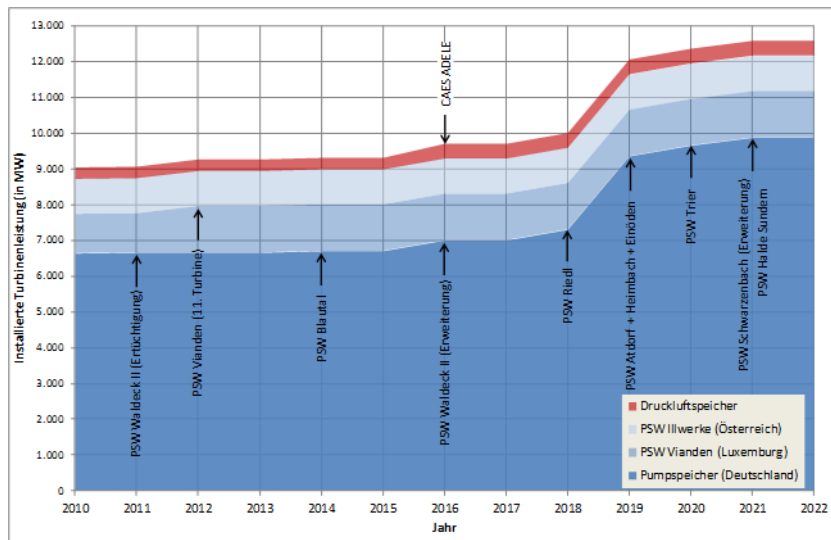


Abb. 44: Darstellung bestehender und geplanter Großspeicher der deutschen Regelzone (Stand September 2011, ohne Berücksichtigung der Realisierungswahrscheinlichkeit) (Quelle: Leitstudie 2011, S. 200)

Das Ausbaupotenzial von adiabaten Druckluftspeicher ist grundsätzlich groß. Zahlreiche Salzkavernen gerade in Küstennähe und Offshore bieten sich zur Druckluftspeicherung an.

²⁸⁰ Vgl. DLR, Fraunhofer IWES, IfnE: Leitstudie 2011 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, S. 200.

²⁸¹ Vgl. Pehnt, M.; Höpfner U.: ifeu-Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg 2009, S. 10.

²⁸² Vgl. DLR; Fraunhofer-IWES; IfnE.; Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, 2011, Datenanhang II, 2010, S. 28ff.

²⁸³ Allerdings besteht eine Konkurrenz der Speicher mit potenziellen Lagerstätten für abgetrenntes CO₂, Wasserstoff oder Gas. ²⁸⁴

Für die Kapazität von Elektrofahrzeugen zur Stromspeicherung wird in einer Beispielrechnung von Sterner et al. 2010 ²⁸⁵ ein maximales Potenzial von 0,45 TWh_{el} abgeschätzt (45 Mio. PKW). Im Vergleich zu den bestehenden PSW ist diese Kapazität um den Faktor 7 größer. Bezogen auf den Speicherbedarf zur Integration überschüssiger Wind- und Solarenergie (Langzeitspeicherung) ist die Kapazität aber als gering einzuordnen. Dies macht folgende Abbildung deutlich;

Wie viel Speicher wäre notwendig, um Windkraft grundlastfähig zu machen?

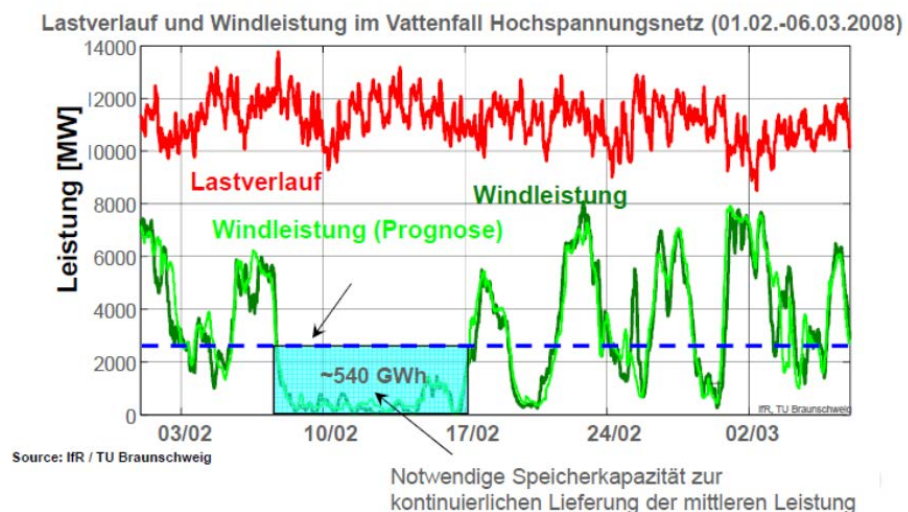


Abb. 45: Speicherbedarf zur Grundlastfähigkeit von Windkraft, Quelle: ²⁸⁶

Die Nutzung von Elektrofahrzeugen wird langfristig eher im dezentralen Einsatz zur Erfüllung der erweiterten dezentralen Anforderungen gesehen. ²⁸⁷ Von anderer Seite wird bis zum Jahr 2025 die Gesamtspeicherkapazität der Elektromobilität auf 37,5 bis 129 MWh abgeschätzt. ²⁸⁸

²⁸³ Vgl. Pehnt, M.; Höpfner U.: ifeu-Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen

²⁸⁴ erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg 2009, S. 10.

²⁸⁵ Vgl. Pehnt, M.; Höpfner U.: ifeu-Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Heidelberg 2009, S. 10; VDE 2009; dena 2008.

²⁸⁶ Vgl. Sterner et al.: Perspektiven des Energieträgers Methan - Methan aus Solar- und Windenergie, 2010.

²⁸⁷ Vgl. Sauer, Dirk Uwe: Technologische Optionen zur Energiespeicherung, Vortrag auf der Tagung "Balancing Renewable Electricity", 02.02.2012 in Berlin.

²⁸⁸ Vgl. DLR; Fraunhofer IWES; IfnE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, 2011, S. 74.

²⁸⁹ Vgl. BMWi (Hrsg.). Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie, 2009; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, S.14.

6.4.5 Kostenvergleich

Im Rahmen der Arbeiten zur Leitstudie 2010 wurde eine Vielzahl von Datenquellen ausgewertet (Grotogino/Donadei 2009, dena 2008, Gatzen 2008, Grimm 2007, SANDIA 2008, Sauer 2009, TAB 2008, VDE 2009). Dabei wurde festgestellt, dass aufgrund der Dynamik der Forschung die Erfassung die weitere Entwicklung der technisch-ökonomischen Daten mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Deshalb wurde lediglich eine Entwicklung bis 2020 mit den Perspektiven in Bandbreiten angegeben.²⁸⁹ Diese Datengrundlage wurde in weiteren Studien aktualisiert und auf Mittelwerte reduziert.²⁹⁰ Der Vergleich ermöglicht eine Einordnung der verschiedenen Speichertechniken. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind dabei die Stromgestehungskosten maßgeblich. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind hingegen ledig die Stromverlagerungskosten als Mehrkosten für das Gesamtsystem zu bewerten. Ferner ist darauf hinzuweisen, dass sich die Wirtschaftlichkeit bei anderen Annahmen – wie z. B. die Berücksichtigung von negativen Strompreisen als Anreiz für Stromspeicher – auch anders darstellen kann.²⁹¹ Trotz der Literaturbandbreiten heben sich Großspeicher mit deutlichen Kostenvorteilen gegenüber anderen Kurzzeitspeichern ab.

	dezentrale Speicher						zentrale Großspeicher							
	E-KFZ*	PbS	NaS	Lilon	TACAS	Redox-Flow	H ₂ -dezentral	PSW	CAES**	AA-CAES	H ₂ -Kaverne	H ₂ -Gasnetz	CH ₄ -Gasnetz	PSW-Norwegen
6 h-Speicherkapazität														
Kurzzeitspeicher - 2009														
Stromverlagerungskosten ct_2009/kWh	123,6	32,2	37,5	127,0	38,6	25,5		6,1	7,0					
Stromgestehungskosten ct_2009/kWh	118,8	37,4	42,6	132,1	43,4	30,5		11,2	11,8					
Kurzzeitspeicher - 2020														
Stromverlagerungskosten ct_2009/kWh	42,6	26,6	19,1	33,4	21,7	15,8		6,1	7,3	7,4				
Stromgestehungskosten ct_2009/kWh	48,8	32,7	25,2	39,6	27,5	21,9		12,2	13,0	13,4				
200 h-Speicherkapazität														
Langzeitspeicher - 2009														
Stromverlagerungskosten ct_2009/kWh						96,8	49,4							
Stromverlagerungskosten ct_2009/kWh						101,5	53,0							
Langzeitspeicher - 2020														
Stromverlagerungskosten ct_2009/kWh						69,8	27,1			10,9	10,5	13,6	7,3	
Stromgestehungskosten ct_2009/kWh						74,9	31,3			15,3	18,4	21,4	13,3	

*E-KFZ mit anderer Speichergröße im Vergleich zu den übrigen dezentralen Speichern (nur begrenzte Vergleichbarkeit)

** diabate Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) sind nicht direkt mit anderen Speichern vergleichbar, da es sich hierbei um ein Hybrid aus Speicher und Kraftwerk handelt. (Erdgasturbinenkraftwerk welches zusätzlich die verdichtete Ansaugluft nutzt)

Abb. 46: Kostenvergleich dezentraler Speicher und zentraler Großspeicher (Kurz- und Langzeitspeicher) für 2009 und 2020. (Quelle: Addendum - Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem - Ergänzung zum Endbericht, IWES April 2011)

Die Erfassung der Speicherkosten von Elektrofahrzeugen ist mit großen Unsicherheiten verbunden. Die Rückspeisung wird jedoch tendenziell als teuerste Speicheroption gesehen.²⁹² In einigen Untersuchungen werden dagegen wirtschaftliche Potenziale in der Rückspeisung gesehen, wenn aufgrund der begrenzten Lebensdauer der Batterien freie Ladezyklen zur Rückspeisung zur Verfügung stehen.²⁹³ Die Kosten für DSM mit

²⁸⁹ Vgl. DLR; Fraunhofer-IWES; IfnE; Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, 2011, S. 28f.

²⁹⁰ Vgl. Addendum - Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem - Ergänzung zum Endbericht, IWES April 2011.

²⁹¹ Vgl. DLR; Fraunhofer-IWES; IfnE; Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, 2011, Datenanhang II, 2010, S. 27 f.

²⁹² Vgl. DLR; Fraunhofer-IWES; IfnE; Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, 2011, S. 28f.

²⁹³ Siehe z.B. Sauer, Lunz: Intelligente Ladestrategien senken Mobilitätskosten. In: mobilität morgen 1.2012 2012, S. 19

Elektrofahrzeugen sind dagegen schwer zu quantifizieren. Neben dem reinen wirtschaftlichen Anreiz der Preisspreizung des Strommarktes sind hier die Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen und Ausgestaltung von Anreizsystemen zu diskutieren.

Lastmanagementanwendungen und die Flexibilisierung der KWK kann ebenfalls über die Nutzung bestehender oder die Investition in neue Speicher erfolgen (Nutzung der Gebäudemasse, Wärmespeicher, Gasspeicher, u.a.). Ggf. ist auch eine Investition in eine höhere Generator-/Verbraucherleistung notwendig (z.B. BHKW). Die »Speicherkosten« dieser Techniken liegen im Allgemeinen unter den Kosten für elektrische Speicher.²⁹⁴

Nicht-konventionelle Speicher wie z.B. Druckluftspeicher oder Wasserstoffspeicher erweisen sich im Rahmen der betrachteten Szenarien der dena-Netzstudie II bis 2020 als nicht wirtschaftlich.²⁹⁵ Die Deckungsbeiträge durch Stromeinspeicherung zu off-peak-Zeiten mit niedrigen Strompreisen und Ausspeicherung bzw. Stromverkauf zu peak-Zeiten mit hohen Strompreisen genügen im Rahmen der Szenariorechnung nicht aus, um die Fixkosten der Speicher einzuspielen.²⁹⁶ Auch bei zusätzlicher Berücksichtigung einer netzorientierten Fahrweise durch kostenfreie Einspeicherung der als nicht-integrierbar identifizierten Erzeugungsleistung erweisen sich die Speicher gegenwärtig als nicht wirtschaftlich. Der Grund sind ihre vergleichsweise geringen Wirkungsgrade und die hohen Investitionskosten.²⁹⁷ Der große Nachteil von Wasserstoff-/Brennstoffzellen-Systemen ist, dass sie äußerst kostenintensiv sind. Langfristspeicherung mit weniger als einem Ladezyklus pro Woche sind nach heutigem Stand kaum wirtschaftlich darstellbar.²⁹⁸

Redox-Flow-Batterie		2010	2020
Spezifische Speicherkapazität (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	h	6	6
Wirkungsgrad	%	70	80
Kosten (Abschreibungsdauer 20/30 Jahre, Zinssatz 6%, 1500 VLS)			
spezifische Investitionen (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	€/kW	3400	2200
Stromverlagerungskosten (System-Mehrkosten)	ct/kWh	25,5	16,3
Pumpspeicherwerk		2010	2020
Spezifische Speicherkapazität (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	h	6	6
Wirkungsgrad	%	80	80
Kosten (Abschreibungsdauer 35 Jahre, Zinssatz 6%, 1500 VLS)			
spezifische Investitionen (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	€/kW	700	700
Stromverlagerungskosten (System-Mehrkosten)	ct/kWh	5,1	5,6
Diabate/Adiabate Druckluftspeicher (2010/2020)		2010	2020
Spezifische Speicherkapazität (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	h	6	6
Wirkungsgrad	%	53	70
Kosten (Abschreibungsdauer 30 Jahre, Zinssatz 6 %, 1500VLS)			
spezifische Investitionen (bezogen auf die Erzeugungsleistung)	€/kW	720	830
Stromverlagerungskosten (System-Mehrkosten)	ct/kWh	8,1	7,4

²⁹⁴ Vgl. DLR; Fraunhofer-IWES; IfnE; Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, 2011, S. 28f.

²⁹⁵ Vgl. Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (2010). Dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2015; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, S. 9.

²⁹⁶ Vgl. Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (2010). Dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2015; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, S. 9.

²⁹⁷ Vgl. Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (2010). Dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2015; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, S. 9.

²⁹⁸ Vgl. Kleinmaier, Martin (2009). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, S. 13f.

Abb. 47: Entwicklung der technisch-ökonomischen Kenngrößen für Kurzzeitspeicher, Quelle:²⁹⁹

In der DENA Netzstudie II wird davon ausgegangen, dass auch bei zunehmender Volatilität der Erzeugung ein Ausbau der verhältnismäßig deutlich kostengünstigeren zentralen Druckluft- und Wasserstoffspeicherkapazitäten marktgetrieben nicht erfolgen wird.³⁰⁰

6.4.6 Fazit zu den Speichertechnologien

Neben Pumpspeicherwerken und stofflicher Speicherung werden künftig weitere Technologien für einen Lastausgleich herangezogen, wie Elektromobilität, Lastmanagement und der Effekt von überregionalen Ausgleichseffekten (Import/Export - bei einem ausgebauten Transportnetz).³⁰¹ Insofern kommt auch die E-Mobility als Speicher in Frage. Für mehrtägige Windflauten sowie saisonaler Schwankungen von erneuerbaren Energien sind die mobilen und die meisten Groß- und Batteriespeichertechnologien nicht ausreichend. Hierzu sind große stationäre Speicher erforderlich. Die möglichen Optionen sind oben beschrieben worden. Aus der stationären Wasserstoffspeicherung sind Synergien für die Versorgung zukünftiger Brennstoffzellen-Hybridfahrzeuge zu erwarten.

Neue Speichertechnologien werden ohne Anschubförderung den Sprung in den Markt nicht oder nicht schnell genug schaffen. Elektrofahrzeuge können einen wesentlichen Beitrag zum Lastmanagement liefern und somit ein zusätzliches Ausbaupotenzial für erneuerbare Energien erschließen.

Die wichtigsten Speichertechnologien bieten noch erhebliche Kostensenkungspotenziale.³⁰² Beispielhaft wird von 10 GW Windstromüberschuss über etwa 6 Stunden (entsprechend 60 GWh) ausgegangen, der u.a. in Elektrofahrzeugen gespeichert werden müsste. Zum Vergleich: Die deutschen Pumpspeicherkraftwerke haben derzeit eine Leistung von 7,5 GW und eine Kapazität von 40 GWh.³⁰³ Ein Mangel an Windstrom ist im Vergleich zum Überschuss wesentlich häufiger. Bei einem Maximum von 19 GW und einem Jahresmittelwert von 4,5 GW lag der Wochenmittelwert der Windstromerzeugung in 2008 in 5 der 52 Wochen unter 2 GW. In einer solchen Schwachwind-Woche fehlten gegenüber der mittleren Windeinspeisung 420 GWh Stromerzeugung oder mehr. Eine solche Energiemenge ist in Elektrofahrzeugen nicht sinnvoll speicherbar. Sie könnten aber Speicheranforderungen von bis zu 1 Tag abdecken, z. B. in Schwachwindphasen zur Spitzenlastzeit Strom einspeisen.³⁰⁴ So könnten bei hoher Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen mobile Speicher – integriert in ein intelligentes Last- und Speicheranagement – alle Aufgaben für das Netz im Zeitbereich von Sekunden bis zu einem Tag erfüllen.

²⁹⁹ Vgl. IWES: BMU Leitstudie 2010, S. 29.

³⁰⁰ Vgl. Dena: dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, 2010, S. 18.

³⁰¹ Vgl. IWES: BMU Leitstudie 2010, S. 29.

³⁰² Vgl. Dena: dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, 2010, S. 18.

³⁰³ Vgl. Sterner, M.; Gerhardt, N. et al.: Fraunhofer-IWES-Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, 02/2010, S. 8.

³⁰⁴ Vgl. Schröppel, W.: Energiespeicher: Integration erneuerbarer Energien; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, 2010, Seite 14 f.

6.5 Regelenergiemarkt

6.5.1 Regelleistung: Funktion, Regeln und Bedingungen

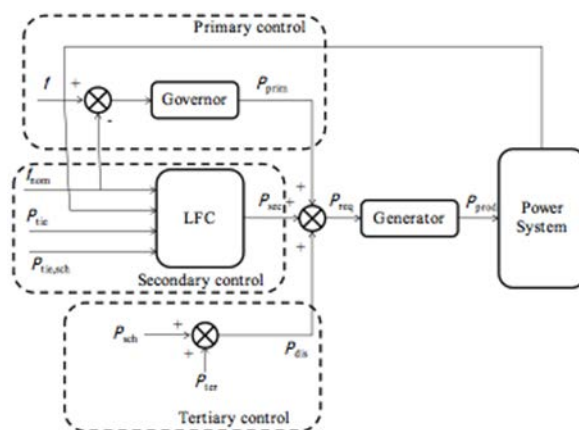
Systemdienstleistungen dienen dazu, die Stabilität des Netzes und die Versorgungsqualität zu gewährleisten. Sie werden folgendermaßen untergliedert:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- System-/ Betriebsführung
- Versorgungswiederaufbau³⁰⁵

Im Folgenden wird die Systemdienstleistung »Frequenzhaltung" – also die Bereitstellung von positiver oder negativer Regelleistung – als mögliches Marktumfeld für zukünftige Elektrofahrzeugflotten genauer betrachtet.

Regelleistung wird eingesetzt, um die Frequenz im Stromnetz konstant zu halten. Üblicherweise werden drei Arten von Regelleistung eingesetzt: Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Letztere wird in Deutschland auch Minutenreserve genannt. Über die Regelung der Wirkleistungseinspeisung oder der Wirkleistungsentnahme aus dem Netz werden Erzeugung und Verbrauch stets im Gleichgewicht gehalten, so dass die Systemfrequenz nahe ihrem Sollwert gehalten werden kann.³⁰⁶

Die Verantwortung für die Systemsicherheit und damit auch für den Einsatz der Frequenzregelleistung liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern. Das Grundprinzip der Regelleistungsbereitstellung ist in den verschiedenen Ländern der UCTE gleich, jedoch gibt es in der genauen Ausführung bzw. den Marktregeln Unterschiede. In dieser Zusammenfassung wird speziell auf die Situation in Deutschland eingegangen.³⁰⁷



³⁰⁵ Vgl. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility. Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 161.

³⁰⁶ Silva, V.; Kieny, C.: G4V-Work Package No. 6,1-Impacts and Opportunities of EV on Power Systems Operation, 2011, S. 22.

³⁰⁷ Vgl. Silva, V.; Kieny, C.: G4V-Work Package No. 6,1-Impacts and Opportunities of EV on Power Systems Operation, 2011, S. 22.

Beschaffung von Regelleistung

Für eine zuverlässige Leistungs-Frequenz-Regelung muss sichergestellt werden, dass zu jedem Zeitpunkt ausreichend Regelleistung zur Verfügung steht. Die ÜNB, die für die Systemsicherheit verantwortlich sind, müssen entsprechende Reservekapazitäten von Erzeugungsanlagen oder regelbaren Lasten beschaffen bzw. vorhalten.³⁰⁸

Gemäß § 22 Abs. 2 EnWG haben die ÜNB bei der Beschaffung von Regelenergie ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren anzuwenden, bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Regelenergie für die Teilnahme erfüllen müssen, von den ÜNB zu vereinheitlichen sind. Daraufhin können zuvor präqualifizierte Anlagen Angebote für die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung abgeben. Die aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber günstigsten Angebote bekommen zunächst den Zuschlag zur Vorhaltung der angebotenen Regelleistung. Bei der Sekundär- und Tertiärregelleistung (SRL und MRL) wird der tatsächliche Abruf von Regelenergie über einen zweiten Preis, den sogenannten Arbeitspreis geregelt und vergütet. Zur Vergütung wird das Prinzip "pay as bid" eingesetzt.³⁰⁹ Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben für die Ausschreibung von Regelenergie eine gemeinsame Internetplattform einzurichten. Die Ausschreibungsergebnisse (z.B. Mengen und Preise) werden zur Information der Marktteilnehmer auf den jeweiligen Internetauftritten veröffentlicht. § 6 StromNZV konkretisiert die Anforderungen und trifft einige Regelungen zum Ausschreibungsverfahren.

6.5.2

Rechtliche, technische und organisatorische Vorgaben

Aufgabe des Übertragungsnetzbetreibers

Nach § 11 Abs. 1 EnWG ist der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, ein zuverlässiges, leistungsfähiges und sicheres Energienetz zu betreiben. Aufgrund ihrer Systemverantwortung (§ 13 EnWG) haben sie Gefährdung oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes zu beseitigen. Zur Gewährleistung der Netzstabilität im Drehstrom-Verbundnetz gehört insbesondere die Frequenzhaltung. Die Frequenz kann nur dann stabil gehalten werden, wenn jederzeit genauso viel Strom in das Netz eingespeist wird, wie daraus entnommen wird. Um seiner Systemverantwortung gerecht zu werden, gleicht der ÜNB daher Leistungsungleichgewichte zwischen Stromeinspeisungen und -entnahmen in der Regelzone³¹⁰ aus. Diese kommen vornehmlich durch Abweichungen der Netznutzer von geplanter Einspeisung und Entnahme aus ihrem Bilanzkreis (vgl. § 4 Abs. 2 Satz 2 StromNZV) und von den durch die Bilanzkreisverantwortlichen angemeldeten Fahrplänen (vgl. § 5 Abs. 1 Satz 5 StromNZV)

³⁰⁸ Vgl. Silva, V.;Kieny, C.: G4V-Work Package No. 6,1-Impacts and Opportunities of EV on Power Systems Operation,2011,S. 24f.

³⁰⁹ Vgl. Silva, V.;Kieny, C.: G4V-Work Package No. 6,1-Impacts and Opportunities of EV on Power Systems Operation,2011,S. 24f.

³¹⁰ Zu einer Regelzone gehören alle Elektrizitätsversorgungsnetze in einem Netzgebiet, § 3 Nr. 30 EnWG. Jede der vier Regelzonen in Deutschland wird von Übertragungsnetzbetreiber (Tennet TSO, 50Hertz Transmission, Amprion, TransnetBW) betrieben

zustande. Zum Zwecke der Frequenzhaltung setzen die ÜNB Primärleistung, Sekundärleistung und Minutenreserve (Regelleistung) ein (§ 5.2.2 TransmissionCode 2007).

Davon abesondert behandelt werden die physikalisch bedingten Netzverluste, die insbesondere beim Transport von Elektrizität über große Strecke anfallen (Verlustenergie).

³¹¹ Das Elektrizitätsversorgungsnetz funktioniert auf Grundlage eines sog. transaktionsunabhängigen Punktmodells, das entgegen der technischen Realität davon ausgeht, dass ein Netznutzer, der Strom an einer Stelle ins Netz einspeist, diesen unabhängig von der überbrückten Entfernung verlustfrei und zeitgleich an jeder anderen Stelle des Netzes entnehmen kann. Die Voraussetzungen dafür hat der ÜNB (der gleichzeitig sog. Bilanzkreiskoordinator für seine Regelzone ist) durch das Bilanzkreissystem verbunden mit dem Ausgleich von Verlustenergie herzustellen.

Die Netznutzer (ggf. vermittelt durch von ihnen benannte Bilanzkreisverantwortliche) haben im Gegenzug dafür einzustehen, dass ihre Bilanz zwischen Einspeisung und Entnahme, saldiert mit Lieferungen von und an andere Netznutzer, ausgeglichen ist. Ist diese Bilanz nicht ausgeglichen, wird in Bezug auf einen Bilanzkreis zu viel Strom eingespeist oder entnommen. Diese Differenz zur ausgeglichenen Bilanz nennt sich Ausgleichenergie. Um diese Abweichungen auszugleichen, werden zunächst alle Bilanzkreise in einer Regelzone saldiert, also ein Bedarf an positiver Ausgleichenergie aus unterspeisten Bilanzkreisen zunächst durch negative Ausgleichenergie aus überspeisten Bilanzkreisen ausgeglichen. Ist auch dieses Saldo nicht ausgeglichen, steht fest, dass in der Regelzone insgesamt zu viel Strom eingespeist oder entnommen wurde. Um die Netzfrequenz gleichwohl stabil zu halten, muss dieser Differenzbetrag vom ÜNB ausgeglichen werden. Die dazu erforderliche elektrische Energie nennt man Regelenenergie.

Seit 2001 beschaffen die ÜNB ihren Bedarf an Regelenenergien auf einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Markt für Regelleistung entsprechend der Vorgaben des Bundeskartellamtes. Der Bedarf an Regelleistung aller deutschen ÜNB beläuft sich insgesamt auf ca. 7.400 MW. Die Regelleistungen lassen sich in Primärregel-, Sekundärregelleistung und Minutenreserve aufteilen. Die Beschaffung von Primär- und Sekundärregelleistung erfolgt im wöchentlichen Zyklus, Minutenreserve wird täglich ausgeschrieben. Für die Abwicklung der Ausschreibungen haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die gemeinsame IT-Plattform www.regelleistung.net eingerichtet.

Aufgabe des Bilanzkreises

Das Bilanzkreissystem bildet ab, welche Strommengen von welchen Netznutzern aber auch für welche besonderen energiewirtschaftlichen Vorgänge (z. B. Verlustenergie) eingespeist und verbraucht wurden. ³¹² Dazu ist jede Einspeise- oder Entnahmestelle in eine Regelzone ist einem Bilanzkreis zuzuordnen (§ 4 Abs. 3 Satz 1 StromNZV). Einspeisung und Entnahme in einem Bilanzkreis müssen in jeder Viertelstunde

³¹¹ Verlustenergie verbucht jeder Netzbetreiber in einem eigenen Bilanzkreis und beschafft sie unabhängig von der Regelenenergie in einem eigenen marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren (§ 10 StromNZV). Die Kosten die bei der Beschaffung von Verlustenergie entstehen, können direkt bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz gebracht werden (§ 10 StromNEV) und damit über die Netzentgelte umgelegt werden, wohingegen für Regelenenergie die Umlage auf die unausgeglichenen Bilanzkreise im Vordergrund steht, die den Regelenenergiebedarf verursacht haben.

³¹² Vgl. Lütke-Handjery, Alexander, in: Danner, Wolfgang; Theobald, Christian: Energierecht, § 4, 5 StromNZV Rn. 1 (Stand Aug. 2009).

ausgeglichen sein (vgl. § 4 Abs. 2 Satz 2 StromNZV). Zusätzlich können Lieferungen von Energie zwischen Bilanzkreisen an den ÜNB gemeldet werden (Fahrplan) und müssen dann in die Bilanz eingerechnet werden (§ 5 StromNZV). In jedem Bilanzkreis werden im Rahmen einer Leistungsbilanz Einspeisungen, Entnahmen und fahrplanmäßige Lieferungen in oder aus anderen Bilanzkreisen saldiert und so Abweichungen ermittelt (Bedarf an Ausgleichenergie des einzelnen Bilanzkreises). Aus der Summe aller Abweichungen, die in den einzelnen Bilanzkreisen entstehen, errechnet sich die erforderliche Regelenergie. Ist in einer Viertelstunde ein positiver Regelenergiebedarf entstanden, werden die Kosten der Beschaffung auf die Bilanzkreise umgelegt, die positive Ausgleichenergie in Anspruch genommen haben. Ist in einer Viertelstunde dagegen ein negativer Regelenergiebedarf entstanden, werden diese Kosten auf die Bilanzkreise mit einem Bedarf an negativer Ausgleichenergie umgelegt. Die Kosten der Regelenergiebeschaffung werden so vom ÜNB verursachergerecht weitergegeben. Die Preise für Bilanzkreisabweichungen werden auf ¼-Stunden-Basis berechnet und aus den Zahlungen oder Einnahmen des ÜNB für die eingesetzte Sekundärregelenergie und Minutenreserveenergie ermittelt. Es gibt einen symmetrischen Preis pro ¼ Stunde, d.h. keine Preisspanne zwischen positiven und negativen Bilanzkreisabweichungen. Wenn im Saldo die Bilanzkreise der Regelzone überspeist sind, muss negative Regelleistung entgeltlich beschafft werden die den Bilanzkreisverantwortlichen mit überspeisten Bilanzkreisen in Rechnung gestellt wird. Diejenigen Bilanzkreisverantwortlichen, die in derselben Viertelstunde ihren Bilanzkreis unterspeist haben, bekommen diese Unterspeisung dagegen vergütet, und zwar genau zu dem Preis pro kWh, der den Bilanzkreisverantwortlichen mit überspeistem Bilanzkreis in Rechnung gestellt wird. Ist die Regelzone im Saldo unterspeist, drehen sich die Vorzeichen um: positive Ausgleichenergie wird dann zu dem kWh-Preis vergütet, der für negative Ausgleichenergie in Rechnung gestellt wird. Da vorab nicht klar ist, ob in einer Viertelstunde ein negativer oder positiver Regelenergiebedarf entsteht, ist die Über- oder Unterspeisung eines Bilanzkreises immer mit einem finanziellen Risiko verbunden, sodass ein Anreiz zum Ausgleich des Bilanzkreises besteht.³¹³

Präqualifikation ³¹⁴

Um am deutschen Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können, muss für alle drei Regelleistungsqualitäten ein spezifisches Präqualifikationsverfahren durchlaufen werden. Am 12.4.2011 veröffentlichte die Bundesnetzagentur (BNetzA) ihre neuen Ausschreibungsbedingungen zur Primärregelleistung (PRL) und Sekundärregelleistung (SRL). Am 27.6.2011 traten die neuen Ausschreibungsbedingungen für PRL und SRL in Kraft. Die neuen Ausschreibungsbedingungen zur Minutenreserveleistung (MRL) wurden am 18.10.2011 veröffentlicht und treten ab dem 02.07.2012 in Kraft.³¹⁵ Als Fazit kann festgehalten werden, dass die Ausschreibungsbedingungen flexibler geworden sind. Die Reduktion der Mindestangebotsgröße von 15, 10 und 5 MW auf 5 MW bzw. 1 MW bietet kleineren Anbietern die Möglichkeit, am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Wegen der hohen technischen Anforderungen für die Präqualifikation von Anlagen zur Bereitstellung von Regelenergie gibt es bisher nur neun Anbieter für Primär- und 15 für Sekundärregelung in Deutschland. Für Minutenreserve sind die Anforderungen weniger anspruchsvoll, so

³¹³ Vgl. Modell zur Berechnung der Ausgleichenergiepreise der 4 ÜNB (www.tennetso.de; Link: Startseite > Transparenz > Veröffentlichungen > Bilanzkreise > Preise für Ausgleichenergie); a. A. scheinbar Lüdtke-Handjery, in: Danner/Theobald, Energierecht EnWG I B₃ § 8 StromNZV Rn. 29.

³¹⁴ Vgl. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility. Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 95.

³¹⁵ Siehe hierzu beispielsweise www.regelleistung.de

dass es hier zurzeit 36 kommunale und industrielle Anbieter gibt (Stand Feb. 2012). Durch die Änderungen hinsichtlich des Ausschreibungszeitraums und des Ausschreibungszeitpunkts erhöhen sich die Flexibilität des Marktes und die Anzahl der Ausschreibungen pro Kalenderjahr. Aufgrund der jetzt festgeschriebenen Möglichkeit des Poolings und der Besicherung der Anlagen durch Dritte wird eine weitere Option zur Flexibilisierung genutzt. Alle Neuerungen offerieren neue Chance im Bereich des Regelenergiemarktes aktiv zu werden. Abb. 49 stellt die alten und neuen (in Klammern) Ausschreibungsbedingungen aller für die zu entwickelnden Geschäftsmodelle relevanten sich ändernden Rahmenbedingungen dar.³¹⁶

Ausschreibungsbedingungen	Primärregelleistung [PRL]	Sekundärregelleistung [SRL]	Minutenreserve [MRL]
Mindestangebotsgröße	5 MW (1 MW)	10 MW (5 MW)	15 MW (5 MW)
Ausschreibungszeitraum	Monatlich (Wöchentlich: Mo. 0 Uhr - So. 24 Uhr)	Monatlich (Wöchentlich: Mo. 0 Uhr - So. 24 Uhr)	Täglich (Täglich)
Ausschreibungszeitpunkt	Ausschreibungskalender für den Zeitraum von einem Jahr (Vorwoche: dienstags Angebotsabgabe: 15Uhr Zuschlag: 16:00 Uhr)	Ausschreibungskalender für den Zeitraum von einem Jahr (Vorwoche: dienstags Angebotsabgabe: 15Uhr Zuschlag: 16:00 Uhr)	Ausschreibung für Folgetag vor Beginn des Handels für Stundenkontrakte der EEX (k.A.)
Poolmöglichkeit		Auf Freiwilligkeit seitens der ÜNB gestattet (Pooling innerhalb einer Regelzone gestattet)	
Besicherung der Anlagen		Anlagenbesicherung nur durch Anbietereigene Kapazitäten möglich (Besicherung durch präqualifizierte Anlagen Dritter in der gleichen Regelzone erlaubt)	

Abb. 49: Relevante alte (neue) Ausschreibungsbedingungen für den Regelenergiemarkt (Quelle: Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility. Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 95)

Anbieter, die Regelenergie bereitstellen möchten, müssen den Nachweis erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenergiearten erfüllen. Nachzuweisen sind insbesondere die notwendigen technischen Fähigkeiten und die ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen, § 6 Abs. 5 StromNZV. Somit darf nicht jeder Regelenergie anbieten, sondern nur solche Unternehmen, die hinsichtlich der Versorgungssicherheit die entsprechenden Nachweise vorlegen können.³¹⁷
»Für alle Regelenergiearten (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung) erfolgt die Präqualifikation ausschließlich bei demjenigen ÜNB, in dessen Regelzone die betreffenden Technischen Einheiten (Erzeugungseinheiten als auch

³¹⁶ Vgl. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility. Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 95.

³¹⁷ Vgl. Lüdtker-Handjery, in Danner; Theobald, Energierecht, 74. Ergänzungslieferung 2012, § 6 StromNZV Rn. 3.

regelbare Verbraucherlasten) unabhängig von der Spannungsebene netztechnisch angeschlossen sind (Anschluss-ÜNB).«³¹⁸

Die Präqualifikation hat derzeit die »Technische Einheit« zum Gegenstand.³¹⁹ Dieser Terminus ist im TransmissionCode 2007 nicht definiert, lehnt sich aber wohl an den Begriff der Erzeugungseinheit an, der sich auf »abgrenzbare Anlagen« bezieht,³²⁰ jedoch unter Aufgabe der Einschränkung auf die Elektrizitätsproduktion. »Technische Einheit« wäre damit eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage innerhalb eines Regelleistungsangebots. Damit müsste nach derzeitigem Stand jedes einzelne Fahrzeug in die Präqualifikation einbezogen werden. Daran haben hat der Beschluss der Bundesnetzagentur über die Herabsetzung des Mindestangebotsmenge und die Vereinfachung der Poolung (BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-097) etwas geändert. Hier kann es auch ausreichend sein, eine Standardisierungen vorzunehmen und nur repräsentative Elektroautos zur präqualifizieren. Dennoch sind die Präqualifikationskosten für EFZ-Pools voraussichtlich relativ hoch.

Das Präqualifikationsverfahren und weitere Bedingungen sind im Transmission Code³²¹ festgelegt. Der Transmission Code entfaltet als ergänzendes Regelwerk des VDN keine unmittelbare Rechtswirkung, wird aber üblicherweise individualvertraglich einbezogen und bildet dann eine wesentliche Vertragsgrundlage. Darüber hinaus hat nach § 27 Abs. 1 Nr. 2 StromNZV die Bundesnetzagentur im Hinblick auf die Bedingungen, die die Anbieter erfüllen müssen, eine umfassende Festsetzungskompetenz.

Wesentliche Voraussetzung für einen Einsatz von EFZ auf dem Regelenergiemarkt ist somit, dass der Flottenbetreiber als potentieller Anbieter die folgenden Präqualifikationsbedingungen erfüllt:

Mindestangebotsmenge

Wegen der Mindestangebotsmenge ist eine Teilnahme einzelner EFZ am Regelenergiemarkt ausgeschlossen. Eine Teilnahme wäre über eine Poolbildung möglich.

Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Minutenreserveausschreibung wurde von der Bundesnetzagentur mit Beschluss vom 12.04.2011 von 15 MW auf 5 MW jeweils für positive und negative Minutenreserve abgesenkt.³²² Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung für Primärregelleistung wurde von 5 MW auf jeweils +/- 1 MW verringert.³²³ Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der

³¹⁸ www.regelleistung.net (Link: Startseite > Präqualifikation).

³¹⁹ So etwa TransmissionCode 2007 Anhang D2 Teil 1 3.1 „Technisch Anforderungen an die technische Einheit.“

³²⁰ TransmissionCode 2007, S. 76 „Erzeugungseinheit“.

³²¹ Vgl. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode2007_Anhaenge.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode2007_Anhaenge.pdf) (21.05.2012).

³²² Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-099, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss_2011_10_18.pdf?__blob=publicationFile (21.05.2012).

³²³ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-097, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile (21.05.2012).

Sekundärregelausschreibung wurde auf 5 MW jeweils für positive und negative Sekundärregelleistung festgesetzt.³²⁴

Durch die Reduzierung der Mindestmenge erhalten sowohl kleine Anbieter eine Chance an den Ausschreibungsverfahren teilzunehmen, als auch Anbieter weiterer Technologien, wie z. B. Speicherbetreiber oder regelbare industrielle Verbraucher, die im Vergleich zu den großen Anlagenportfolien der etablierten Anbieter ohnehin über geringe Anlagenkapazitäten verfügen und i. d. R. auch nur einen begrenzten Anteil ihrer Kapazitäten für die Bereitstellung von Regelleistung nutzen können.³²⁵ Zudem wird durch die Reduzierung der Mindestangebotsgröße Anbietern, die die bisherige Mindestangebotsgröße und die geforderte Verfügbarkeit nur im Rahmen eines Anlagenpools erreichen konnten, die Möglichkeit eines selbständigen Marktauftritts gegeben.³²⁶

Die Reduzierung erleichtert den Zugang von EFZ-Pools auf dem Markt. Für das Erreichen der verringerten Mindestangebotsgröße wird aber nach wie vor eine große Anzahl von Elektromobilen benötigt werden. Gegen ein weiteres Herabsetzen der Mindestangebotsgröße haben sich die Übertragungsnetzbetreiber bereits ausgesprochen, da der Aufwand unverhältnismäßig zur Leistung werde. EnBW Trading und Vattenfall erschien sogar die »Mindestlosgröße von ± 5 MW, gerade wegen der Möglichkeit zur Poolung, ausreichend klein, um allen potenziellen Anbietern eine Marktteilnahme zu eröffnen. Bei einer Reduzierung der Mindestangebotsgröße stünden etwaigen positiven Effekten höhere operative Risiken und Transaktionskosten gegenüber, so dass eine entsprechende Reduzierung nicht für sinnvoll erachtet wird.« Sie verwendeten sich daher bereits gegen die letzte Herabsetzung der Mindestlosgröße durch die BNetzA.³²⁷

Ansprüche eines Pools von EFZ

Weiterhin steht jetzt Akteuren und somit auch potentiellen Nutzern von EFZ ein Anspruch zu, als Pool am Reserveenergiemarkt aufzutreten.³²⁸ Neu festgelegt wurde auch die Vorgabe, die Zuordnung der Anlagen zu einem Pool zu Beginn jeder Viertelstunde ändern zu können und die für die Erbringung von Minutenreserve eingesetzten Anlagen innerhalb eines Pools jederzeit wechseln zu dürfen.³²⁹ Insbesondere Anbietern, deren Anlagen Minutenreserven nicht für den gesamten Produktzeitraum zur Verfügung stellen können (z. B. industrielle Verbraucher oder Stromspeicher), wird dadurch die Möglichkeit gegeben,

³²⁴ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-098, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-098_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile (21.05.2012).

³²⁵ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-097, S. 39.

³²⁶ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-097, S. 39.

³²⁷ BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-097, S. 12, 19.

³²⁸ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-097, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile (21.05.2012), S. 40.

³²⁹ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-097, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile (21.05.2012), S. 40.

durch Poolung mit anderen Anlagen die geforderte Verfügbarkeit innerhalb des gesamten Erbringungszeitraums zu gewährleisten.³³⁰

Eine Mindestanlagengröße wurde nicht festgelegt, da dem Wettbewerb überlassen werden soll, bis zu welcher Mindestanlagengröße eine Teilnahme noch wirtschaftlich sinnvoll ist. Auch die regelzonenübergreifende Poolung wird grundsätzlich nicht gestattet. Eine Ausnahme besteht, allerdings, wenn nur über eine regelzonenübergreifende Poolung die Mindestangebotsgröße erreicht werden kann.

Dagegen bleibt es dem einzelnen Akteur selbst überlassen, sich Partner für seinen Pool zu suchen. Der Halter eines EFZ hat daher weder einen Anspruch auf Poolung noch einen Anspruch einem Pool beitreten zu können. Die genannten Erleichterungen am Regelenergiemarkt betreffen jeweils nur den Pool selbst.

Verfügbarkeit

Problematisch beim Einsatz vom EFZ auf dem Regelenergiemarkt ist die bedingte Verfügbarkeit von EFZ. Wird während des Regelungsfalls ein Fahrzeug abgesteckt bzw. ist die Batterie aufgeladen oder leer, muss der Poolbetreiber sofort informiert werden, um den Leistungsanteil auf andere verfügbare Fahrzeuge aufteilen zu können.³³¹

Der Poolbetreiber muss die Einspeiseleistung für die geforderte maximale Aktivierungsdauer von 15 Minuten bei der Primärregelung bzw. 4 Stunden bei der Sekundärregelung und der Minutenreserve zuverlässig und unterbrechungsfrei zur Verfügung stellen können. Während dieser Zeiträume müssen im Fall des Absteckens von EFZ immer genug andere Fahrzeuge sofort einspringen können. Der Wechsel von einer EFZ-Einheit auf die nächste, wenn beide an das Netz angesteckt sind, ist unproblematisch, da die Energie von den Akkus ohne Anlaufzeit sofort abgerufen werden kann. Der Wechsel zwischen den Einheiten während des laufenden Abrufs von Primärenergie bringt daher keine Leistungsschwankungen mit sich.

Jedoch hat der Poolbetreiber keine Kontrolle über die Verfügbarkeit der Fahrzeuge. Er kann nur mit statistischen Verfügbarkeiten arbeiten. Je höher die Teilnehmerzahl, umso wahrscheinlicher ist es, dass die Regelleistung bereitgestellt werden kann. Umgekehrt wird es Zeitpunkte geben, an denen nur wenige Fahrzeuge angeschlossen sind (z.B. Berufsverkehr), so dass eine Teilnahme am Regelenergiemarkt nicht möglich ist.³³² Diese Faktoren erhöhen die Anzahl von Fahrzeugen, die zur Bildung eines zuverlässigen Pools erforderlich wären, um ein Vielfaches.

Die ÜNB fordern eine 100%ige Verfügbarkeit für Regelenergie erbringende Anlagen. Sie ist Voraussetzung der Präqualifikation. Da es für den Poolbetreiber aufgrund der aufgezeigten Unsicherheiten schwierig sein wird, eine 100% Verfügbarkeit zu garantieren, ist für die sichere Bereitstellung einer gewissen Regelenergie deshalb eine Kombination mit Kraftwerken wie einer Gasturbine oder Pumpspeichieranlage sinnvoll.³³³ Anbietern von Regelenergie ist es von der Bundesnetzagentur jetzt auch gestattet, die Besicherung der

³³⁰ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-097, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile (21.05.2012), S. 40.

³³¹ Vgl. Weinmann, O., et al.: „Gesteuertes Laden V2.0“, 2011, S. 149.

³³² Vgl. Weinmann, O., et al.: „Gesteuertes Laden V2.0“, 2011, S. 150.

³³³ Vgl. Weinmann, O., et al.: „Gesteuertes Laden V2.0“, 2011, S. 150.

Regelenergie erbringenden Anlagen, über präqualifizierte, in der gleichen Regelzone gelegene Anlagen Dritter durchzuführen.³³⁴ Über Kombinationen mit eigenen Anlagen oder über Kombinationen mit Anlagen Dritter könnten somit auch Poolbetreiber die Anforderungen der 100%igen Verfügbarkeit gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern erfüllen. Kraftwerke wie Gasturbinen oder Pumpspeichieranlagen sind auch schon für sich genommen in der Lage, Regelenergie anzubieten. Deswegen stellt sich die wirtschaftliche Optimierungsfrage, ob mit einer Kombination aus verschiedenen Anlagen ein Pool mit Elektrofahrzeugen gebildet werden kann, so dass effektiv auf die jeweiligen Strompreise an der Börse reagiert werden kann und entsprechend auch teilweise andere Anlagen Regelleistung vorhalten und dennoch ausreichend hohe Erlöse am Regelleistungsmarkt realisierbar sind. Da das Angebot von Regelenergie somit entweder einen sehr großen Fahrzeugpool voraussetzt, oder die Kombination mit den genannten Kraftwerken, muss geprüft werden, ob eine Präqualifikation unter wirtschaftlichen Bedingungen überhaupt möglich ist. Das kann hier allerdings nur vermutet werden und bedürfte eingehenderer wirtschaftlicher Analyse.

Sofortige Reaktionszeit

Eine weitere Voraussetzung für einen Einsatz auf dem Regelenergiemarkt ist bei der Primärregelung, dass die Energie sofort abgerufen werden können muss.³³⁵ Der Regelungsanteil muss deswegen bereits im Vorfeld festgelegt werden.³³⁶ Bei der Sekundärregelung und der Minutenreserve kann der Regelungsanteil erst nach Anforderung durch den ÜNB festgelegt werden.³³⁷ Zudem müssen die Fahrzeuge im Regelungsfall sofort aktiviert werden können, was den Einbau einer entsprechenden Technik voraussetzt.³³⁸

Ausschreibungsfrist

Die Ausschreibungsfrist wurde von der Bundesnetzagentur in den Festlegungen vom April 2011 für Primär- und Sekundärregelungen von einem Monat auf eine Woche verkürzt.³³⁹ Die Verkürzung der Ausschreibungsfrist kommt kleineren Anbietern entgegen.

Ein monatlicher Ausschreibungs- bzw. Erbringungszeitraum bedeutete für die Anbieter die Verpflichtung, jederzeit im gesamten Zeitraum von einem Monat den vertraglich festgelegten Leistungsanteil für die Lieferung von Primär- und Sekundärregelungen vorzuhalten. Ungeplante Ausfälle der Anlagen innerhalb dieses Zeitraums mussten seitens des Anbieters durch die Nutzung von Reserveanlagen oder -kapazitäten abgesichert

³³⁴ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-099, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-00obis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss_2011_10_18.pdf?__blob=publicationFile (21.05.2012).

³³⁵ Vgl. Weinmann, O., et al.: „Gesteuertes Laden V2.0“, 2011, S. 148.

³³⁶ Vgl. Weinmann, O., et al.: „Gesteuertes Laden V2.0“, 2011, S. 149.

³³⁷ Vgl. Weinmann, O., et al.: „Gesteuertes Laden V2.0“, 2011, S. 149.

³³⁸ Vgl. Weinmann, O., et al.: „Gesteuertes Laden V2.0“, 2011, S. 149.

³³⁹ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-097, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-00obis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile (21.05.2012); BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-098, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-00obis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-098_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile (21.05.2012).

werden. Dieser Absicherungsaufwand war insbesondere für kleine Anbieter mit Einzelanlagen oder einem kleinen Anlagenportfolio über einen Zeitraum von einem Monat nur schwer darstellbar bzw. entsprechend hoch.

Bei der Minutenreserveleistung bleibt die tägliche Ausschreibungsfrist beibehalten. Nach der Bundesnetzagentur ist die tägliche Ausschreibungsfrist in Verbindung mit den übrigen Ausschreibungsbedingungen dazu geeignet, weiteren potenziellen Anbietern den Zutritt zum Minutenreservemarkt zu ermöglichen und insoweit dessen Belegung zu erreichen.³⁴⁰

Insgesamt ist festzustellen, dass die erfolgreich Präqualifikation zwar an hohe Anforderungen geknüpft ist, die jedoch auf Grund der Bedeutung des Angebots für die Versorgungssicherheit wohl auch notwendig ist.³⁴¹ Die einfachen Netznutzer müssen (ggf. vermittelt über den von ihnen benannten Bilanzkreisverantwortlichen) nur für die wirtschaftlichen Folgen eines unausgeglichenen Bilanzkreises einstehen (§ 4 Abs. 2 Satz 2 StromNZV). Dagegen prüft der ÜNB nicht, ob sie in technischer Hinsicht für die Ausgeglichenheit ihrer Bilanzkreise garantieren können. Um unter diesen Bedingungen des freien Netzzugangs gleichwohl die Stabilität der Netze garantieren zu können, müssen die Regelungsinstrumente, zum Ausgleich jederzeit möglicher Abweichungen, um so zuverlässiger sein. Insoweit wird hier ein niedrigschwelliger Netzzugang durch einen sehr hochschwelligeren Zugang zum Regelenergiemarkt erkauft. Bei allen Überlegungen den Regelenergiemarkt leichter zugänglich zu machen, muss daher entsprechend behutsam vorgegangen werden.

6.5.3

Marktvolumen und Preisentwicklung an den Regelenergiemärkten

Neben den Preisen für Regelenergie ist auch das Marktvolumen eine entscheidende Größe für mögliche Geschäftsmodelle in diesem Bereich. Das Marktvolumen im Regelenergiemarkt betrug zwischen 2008 und 2010 jeweils über eine Milliarde Euro pro Jahr in Deutschland.³⁴²

Das Marktvolumen des Regelenergiemarkts ist abhängig vom Regelleistungsbedarf und den Regelenergiepreisen (die natürlich auch das Angebot und die Präqualifikationsbedingungen reflektieren).

Das Marktvolumen für PRL bemisst sich am zeitgleichen Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke im gesamten ENTSO- E- Netz (ca. 3 000 MW). Die dabei auf die einzelnen Länder entfallenden Anteile richten sich nach deren Anteil an der Erzeugungskapazität. Auf Deutschland entfallen derzeit 623 MW. Bei einer rein nationalen Kalkulation des Bedarfs an PRL müsste dieser deutlich erhöht werden.³⁴³ Die vorzuhaltende Sekundär- und Minutenreserve wird von den deutschen ÜNB nach einem probabilistischen Verfahren bemessen.³⁴⁴

³⁴⁰ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 12.04.2011, BK6-10-099, S. 26, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss_2011_10_18.pdf?__blob=publicationFile (21.05.2012).

³⁴¹ Vgl. Fickers, Marcus: Virtuelle Kraftwerke als Anbieter von Regelenergieprodukten, ZNER 2009, 17, 19.

³⁴² Abschätzung der TU Graz, basierend auf Regelleistung.net

³⁴³ Vgl. Die Bundesregierung: Drucksache 17/3284 Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Nestle, Ingrid et al. Berlin 2010

³⁴⁴ Vgl. Rehtanz, C.; Rolink, J.: Bewertung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen, Paper INI22 VDE Kongress, Leipzig 2010, S.3.

Hinsichtlich des künftigen Regelleistungsbedarfs wird häufig vermutet, dass dieser aufgrund des Ausbaus von fluktuierender Wind- und Solarenergieerzeugung und dem damit verbundenen Prognosefehler (kurzfristige Abweichungen zwischen prognostizierter Erzeugungsmenge und tatsächlicher Energieeinspeisung) zunehmen wird.³⁴⁵ Der vermehrte Einsatz regenerativer Energiequellen erhöht die Prognoseunsicherheit³⁴⁶ die ausgeglichen werden muss. Andererseits könnte dies nur eine zwischenzeitliche Folge sein. Ein dezentraler kleinteiliger Kraftwerkspark³⁴⁷ und Verbesserungen bei der Prognose könnten zu einer Kompensation dieses Entwicklungstrends führen. Der Bedarf an Regelleistung muss sich zunehmend an Extremsituationen (Zeitpunkte mit hoher EE-Durchdringung) ausrichten und steigt besonders bis 2020 deutlich.³⁴⁸ Aber auch die Abrufwahrscheinlichkeit wird zunehmen. Auch eine im Auftrag des BMWi durchgeführte Studie bestätigt die prognostizierten Steigerungen des Reserve- und Regelenergiebedarfs bis 2020 – in Abhängigkeit der EE-Ausbauszenarien.

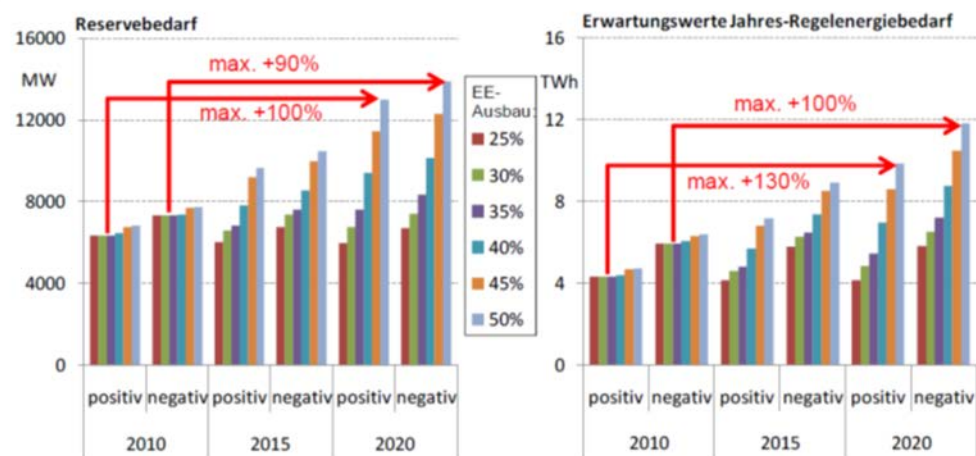


Abb. 50: Entwicklung des Reservebedarfs bis 2020 unter Berücksichtigung verschiedener EE-Szenarien. (Quelle: Consentec GmbH; R2B Consulting; Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem, Aachen, Köln 2010, S. 58)

Rehtanz geht davon aus, dass sich die Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregelleistung durch den verstärkten Zubau von WEA nur unwesentlich verändern wird. Der Zubau an Windenergieanlagen äußert sich in einem zusätzlichen Bedarf an Minutenreserve [...] Ausbauszenarien [...] Demnach kann sich der maximale Bedarf bis zum Jahr 2030 auf bis zu 9000 MW für die positive bzw. negative Minutenreserve erhöhen.³⁴⁹

³⁴⁵ Vgl. KfW Research: Stromspeicher – Einsatzbedingungen und Entwicklungsstand, Frankfurt am Main 2011, S.5. und vgl. Probst, A.; Tenbohlen, S.: Herausforderungen und Chancen für das Stromnetz durch Elektromobilität, Paper INI 4, VDE Kongress, Leipzig 2010, S. 6.

³⁴⁶ Die Leistung von Windkraftanlagen ist in der dritten Potenz von der Windgeschwindigkeit abhängig.

³⁴⁷ Der stochastische Ausfall kleinerer, meist dezentraler Erzeugungseinheiten ist statistisch weniger schwerwiegend als der Ausfall von zentralen Großkraftwerken. Vgl. IWES, S.132.

³⁴⁸ Sterner, M.; Gerhardt, N. et al.: Fraunhofer-IWES-Energiewirtschaftliche Bewertung von

Pumpspeicherkraftwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, 02/2010, S.132.

³⁴⁹ Vgl. Rehtanz, C.; Rolink, J.: Bewertung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen, Paper INI22 VDE Kongress, Leipzig 2010, S.3.

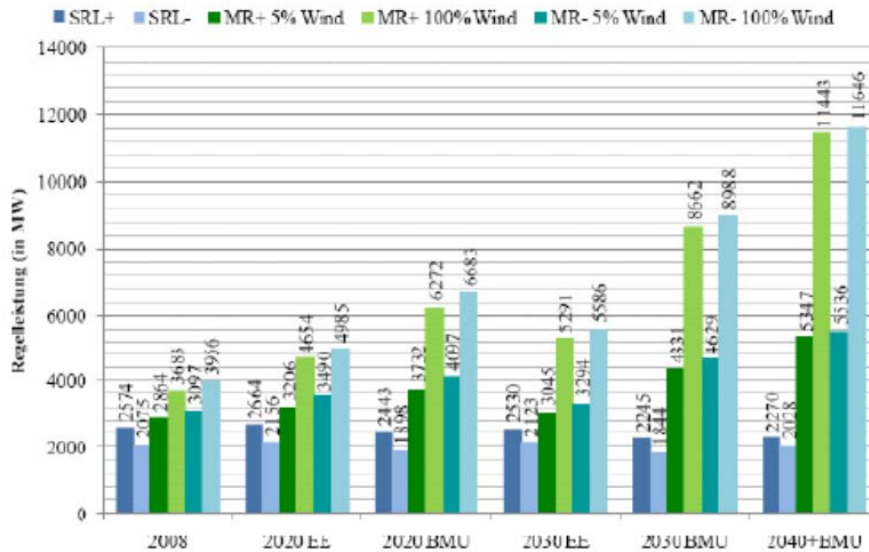


Abb. 51: Abschätzung des zukünftigen Regelleistungsbedarfs³⁵⁰

Strommarkt und Regelleistungsmarkt sind interdependent, da gleiche Kraftwerke auf beiden Märkten anbieten können. Die Erhöhte Nachfrage kann sich auch auf die Preise auf Regelleistungsmärkten auswirken. Andererseits kann sich durch die Vielzahl neuer potenzieller Anbieter (u.a. EFZ) und den angepassten Präqualifikationsbedingungen zunehmend eine Konkurrenz ergeben, welche die Regelleistungspreise reduzieren könnte.

³⁵¹ Bezüglich der Preise ist somit noch sehr viel Unsicherheit gegeben.

Im Projekt Harz.EE-mobility³⁵² wurden die veröffentlichten Marktdaten des Jahres 2010 sowie der ersten Jahreshälfte 2011 analysiert. Es zeigt sich, dass es sich bezüglich der Preisentwicklung über den Betrachtungszeitraum, aber auch zwischen einzelnen Handelszeitpunkten um einen sehr dynamischen Markt handelt. Insbesondere, durch die Neuregelung der Präqualifikationsregeln ist zu erwarten, dass weitere Akteure auf den Markt drängen, was dämpfenden Einfluss auf die Preise haben kann. Insbesondere die Preise für negative Regelleistung, welche derzeit im Vergleich zur positiven Regelleistung hoch sind, werden in den nächsten Jahren aufgrund neuer Wettbewerber wie Power-to-Heat oder Regelleistung durch Wind einem starken Preisdruck unterliegen.

³⁵⁰ Vgl. Rehtanz, C.; Rolink, J.: Bewertung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen, Paper INI22 VDE Kongress, Leipzig 2010, S.3.

³⁵¹ Vgl. Sterner, M.; Gerhardt, N. et al.: Fraunhofer-IWES-Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, 02/2010, S. 107.

³⁵² Vgl. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility. Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 96.

7 Nutzerverhalten

7.1

Relevante Erkenntnisse aus der allgemeinen Mobilitätsforschung

In den Jahren 2008/2009 wurde unter dem Namen »MiD 2008« (Mobilität in Deutschland) im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) eine bundesweite Befragung von rund 50.000 Haushalten zu ihrem alltäglichen Verkehrsverhalten durchgeführt. Erhebung, Ausführung und Auswertung wurden beim Infas (Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH) zusammen mit dem Institut für Verkehrsforschung am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) durchgeführt. Von einer Validität der gefundenen Aussagen –der Erhebung kann dabei schon aufgrund des sehr großen Stichprobenumfangs und der Stabilität der Ergebnisse im Verhältnis zur Befragung »MiD 2002« ausgegangen werden. Darüber hinaus wurden die Stichproben statistisch auf Zufälligkeit abgesichert.³⁵³ Über die Studie MiD 2008 hinausgehende Erkenntnisse zu Fahrprofilen und Standzeiten aus anderen Studien sind nur sehr begrenzt. Andere Studien beziehen sich für entsprechende Annahmen weitgehend auf die MiD 2008³⁵⁴, oder arbeiten teilweise für Hervorbringung eigener empirischer Ergebnisse mit in keiner Hinsicht - ausreichenden Stichproben - oder in anderer Hinsicht - überzeugender Methodik - um valide Feststellungen treffen zu können.³⁵⁵ Teilweise wird ausschließlich mit Annahmen gearbeitet, deren Herkunft und Validität gänzlich ungeklärt bleibt.³⁵⁶

Nach MiD 2008 werden in Deutschland täglich 162 Mio. Wege und 2,5 Mrd. Personenkilometer mit dem motorisierten Individualverkehr (MIV), hauptsächlich dem

³⁵³ Einzelheiten zur Methodik der Erhebung: Vgl. DLR; Infas: Mobilität in Deutschland 2008 – Ergebnisbericht.

³⁵⁴ Vgl. z. B. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S.156 ff.; Linssen, Jochen; Maas, Heiko; Schulz, Alexandra: Räumlich und zeitliche Verteilung von Ladevorgängen: Präsentation für die HdT - Tagung "Kraftwerk Batterie - Lösungen für Automobil und Energieversorgung" 2011, S. 8.

³⁵⁵ Vgl. z. B. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt: Im Rahmen einer Vorbefragung wurden dort nur 21 Personen angeschrieben die bereits ihr Interesse an der Studie geäußert hatten und nur 14 Personen haben geantwortet (S. 150), an einer späteren Online-Befragung haben 48 Personen teilgenommen (S. 152), wobei einer Absicherung der Relevanz der Stichprobe nicht dokumentiert wurde und nach dem Vorgehen, soweit es beschrieben wurde, eine Selbstselektion der Stichprobe naheliegt. Die Ergebnisse gehen in ihrer Validität damit kaum über bloße Annahmen hinaus. Ausgenommen sei hier die Grid for Vehicles-Studie, die zwar bezüglich ihrer Repräsentativität selbst deutliche Einschränkungen macht (keine Zufallsauswahl der Teilnehmer), jedoch mit 1899 Befragten zumindest über einen sehr breiten Stichprobenumfang verfügt. Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects(Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 11f. und 15.

³⁵⁶ Vgl. z. B. Richter, Jan; Lindenberger, Dietmar (EWI): Potenziale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration, Endbericht 2010, S. 2: Als wesentlichen Aussage zur Methodik dort: "Für die vorliegende Studie wurden sechs Szenarien konzipiert"; genauso die "Szenarioanalyse" in: Ahrend, Christine (Projektleitung): Analyse Nutzerverhalten und Raumplanung regionale Infrastruktur (Verbundprojekt IKT-basierte Integration der Elektromobilität in die Netzsysteme der Zukunft), S. 36.

PKW, zurückgelegt. 26 Prozent der MIV-Wege sind Wege von MIV-Mitfahrern. Bei der Verkehrsleistung fallen 30 Prozent der Personenkilometer auf die Mitfahrer.³⁵⁷

Für die im motorisierten Individualverkehr (Pkw, Motorrad, Moped) zurückgelegten Wege (siehe Abb. 52) wurde eine mittlere Wegelänge von 14,7 km für Selbstfahrer und von 18,3 km für Mitfahrer ermittelt. Nur 1,7 % (Selbstfahrer) bzw. 3,1 % (Mitfahrer) der im motorisierten Individualverkehr zurückgelegten Wege betrug über 100 km.

Hauptverkehrs- mittel	Zahl der Wege (gewichtet)	bis unter 0.4 km	0.4 bis unter 0.6 km	0.6 bis unter 1 km	1 bis unter 2 km	2 bis unter 5 km	5 bis unter 10 km	10 bis unter 25 km	25 bis unter 100 km	100 km und mehr	Mittel in km/ Weg
MIV-Mitfahrer	28998	1,0%	2,2%	7,2%	12,8%	24,0%	19,2%	19,5%	10,5%	3,1%	18,3
MIV-Fahrer	82759	1,0%	2,0%	6,9%	12,4%	23,9%	19,9%	21,2%	10,7%	1,7%	14,7

Abb. 52: Wegelängen im Motorisierten Individualverkehr, Quelle³⁵⁸

In Abb. 53 ist das Mobilitätsverhalten nach Raumkategorien aufgeschlüsselt (maßgeblich dabei war, in welcher Raumkategorie die befragten Personen ihren Wohnsitz hatten, nicht wo der Verkehr stattfand). MiD 2008 enthält dabei aber nur Daten bezogen auf zurückgelegter Wege, die mit allen Arten von Verkehrsmittel unternommen wurden (einschließlich zu Fuß, mit dem Fahrrad, dem ÖPNV oder der Bahn zurückgelegter Wege).

Raumkategorie	Zahl der Wege (gewichtet)	bis unter 0.4 km	0.4 bis unter 0.6 km	0.6 bis unter 1 km	1 bis unter 2 km	2 bis unter 5 km	5 bis unter 10 km	10 bis unter 25 km	25 bis unter 100 km
Kernstädte	53409	9,1%	6,4%	11,4%	12,9%	23,9%	16,2%	11,9%	5,3%
verdichtete Kreise	92478	8,2%	6,0%	11,2%	13,9%	20,5%	14,7%	15,4%	8,0%
ländliche Kreise	47403	8,5%	6,4%	11,1%	14,1%	20,0%	14,1%	14,9%	8,7%

Abb. 53: Wegelängen nach Raumkategorie (Wege mit allen Arten von Verkehrsmitteln), Quelle:³⁵⁹

Es wurde außerdem ermittelt, dass für jede Raumkategorie die durchschnittliche Anzahl der pro Tag von einer Person unternommenen Wege bei 3,4 lag. In den Kernstädten legte daher jede Person täglich im Durchschnitt 36 km zurück. Für verdichteten Kreis beträgt dieser Wert 39,5 km - für ländliche 41,5 km. Auch hier fällt wiederum auf, dass jeweils nur 1,5 % (oder weniger) der unternommenen Wege über 100 km betragen (in diesem Fall vorwiegend mit dem Pkw zurückgelegt). Für einen Durchschnitt aus verschiedenen europäischen Ländern kommt die Grid for Vehicle-Studie zu dem Ergebnis, dass 81 % der dort Befragten insgesamt weniger als 100 km und 91 % der Befragten weniger als 150 km pro Tag fahren.

³⁵⁷ Vgl. DLR; Infas: Mobilität in Deutschland 2008 – Ergebnisbericht, Berlin; Bonn, S. 3.

³⁵⁸ DLR; Infas: Mobilität in Deutschland 2008 - Tabellenband, S.41.

³⁵⁹ DLR; Infas; Mobilität in Deutschland 2008 - Tabellenband, Berlin; Bonn 2010, S.42. und Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht, Berlin; Bonn 2010, S. 39.

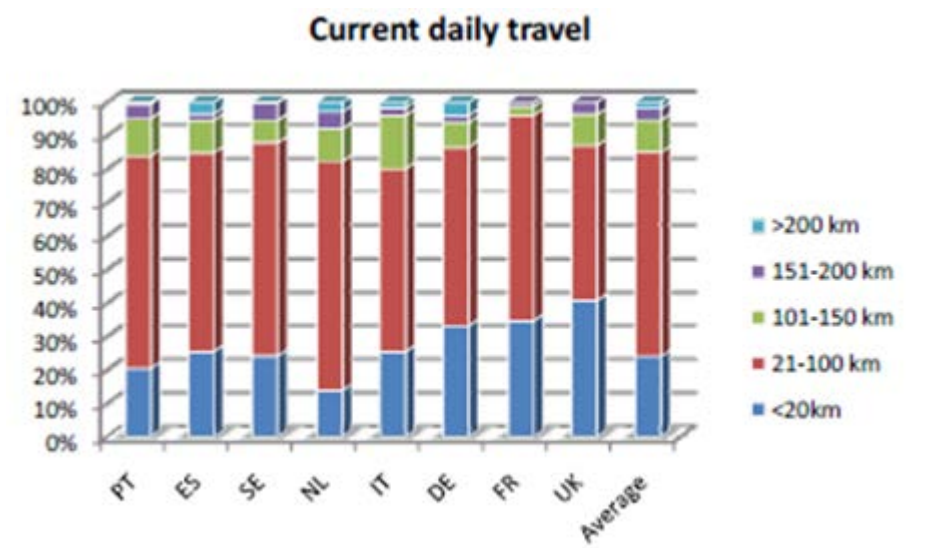


Abb. 54: Current average daily travel distances by country³⁶⁰

Unabhängig von der Raumkategorie betrug die durchschnittliche Wegelänge für alle befragten Personen nach MiD 2008 11,5 km und die durchschnittliche Wegestrecke pro Tag und Person 39 km. Mobile Personen (d. h. Personen die an einem durchschnittlichen Tag mindestens einmal aus dem Haus gehen - das gilt für 90% der Bevölkerung) legen eine durchschnittliche Wegestrecke pro Tag und Person von 44 km zurück.³⁶¹

Der Pkw ist dabei das wichtigste Verkehrsmittel. Das Wachstum im motorisierten Individualverkehr ist (im Vergleich zu früheren Studien, insbes. MiD 2002) aber deutlich abgeschwächt. Im Gegenzug nehmen der öffentliche und der nichtmotorisierte Individualverkehr leicht an Bedeutung zu. Möglicherweise deutet sich hier eine Trendwende an.³⁶²

Gleichzeitig wurde festgestellt, dass nur 54% der Haushalte, die über mindestens einen Pkw verfügen, diesen täglich nutzen.

In einer Präsentation von Linssen, Maas und Schulz über die räumliche und zeitliche Verteilung von Ladevorgängen von BEV und PHEV sind aus den Daten der MiD 2008 folgende Annahmen grafisch entwickelt worden:

³⁶⁰ Bunzeck, I.; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, M. : Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 19 und Methodik: internetge-stützte Befragung von 1899 Personen in verschiedenen europäischen Ländern, ohne Absicherung der Zufälligkeit der Stichprobe, S. 10f., 15.

³⁶¹ Vgl. DLR; Infas: Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht S. 3 und 28.

³⁶² Vgl. DLR; Infas: Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht S. 1.

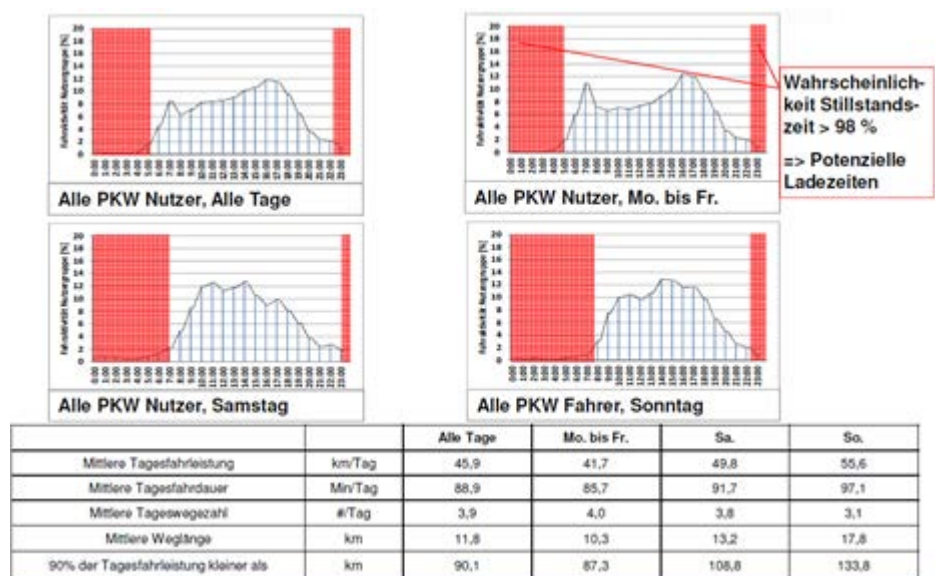


Abb. 55: Mobilitätskennzahlen auf Basis der MiD2008-Erhebung³⁶³

Auch hier ist zu entnehmen, dass 90 % der Tagesfahrleistung der in Deutschland zugelassenen Pkw sich bis Wegstecken von 90,1 km abspielen.³⁶⁴ Die Wahrscheinlichkeit, dass ein in Deutschland zugelassener Pkw in der Zeit von 22.30 bis 5.00 Uhr stillsteht, setzt die Präsentation von LINSSEN/ MAAS/ SCHULZ (2011) mit 98% an.³⁶⁵ Überhaupt werden nur 54 % der Pkw täglich genutzt (siehe Abb. 56). Zu jeder Zeit nutzen wenigstens 87 % der Pkw-Nutzer ihren Pkw nicht.

Übliche Nutzung des PKW nach Erwerbstätigkeit und Vorhandensein von Kindern im Haushalt

	gesamt	erwerbstätig	nicht erwerbstätig	kein Kind unter 14 Jahren im Haushalt	Kind unter 14 Jahren im Haushalt
<i>Nutzungshäufigkeit des Pkw</i>	Spalten-%				
täglich bzw. fast täglich	54	71	35	51	69
an 1-3 Tagen pro Woche	31	20	43	31	26
an 1-3 Tagen pro Monat	7	5	10	8	3
seltener als monatlich	3	2	4	3	1
nie bzw. fast nie	3	3	8	6	1

Personen ab 14 Jahren, ohne Stellvertreterinterviews

Abb. 56: Übliche Nutzung des Pkw nach Erwerbstätigkeit und Vorhandensein von Kindern im Haushalt³⁶⁶

³⁶³ Linssen, J. ; Maas, H. ; Schulz, A.: Räumlich und zeitliche Verteilung von Ladevorgängen: Präsentation für die HdT - Tagung "Kraftwerk Batterie - Lösungen für Automobil und Energieversorgung", 2011, S. 8.

³⁶⁴ Es ist nicht ganz deutlich, wie sich dieser Wert der MiD 2008 entnehmen lässt, da diese vorwiegend Aussagen in Bezug auf die mit allen Arten von Verkehrsmitteln zurückgelegten Wegstecken trifft (s. o.). Zumindest ihrem Aussagewert nach deckt sich die Annahme von Linssen et al aber mit denen der MiD 2008.

³⁶⁵ Auch die Herkunft dieses Datums ist der Präsentation nicht zu entnehmen, wenngleich es anhand der übrigen Daten der MiD 2008 plausibel ist.

³⁶⁶ DLR; Infas: Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht, Berlin; Bonn 2010, S. 93.

Auch die Zahl der Reisen (zurückgelegte Wege, mit zumindest einer wegbedingten Übernachtung außerhalb des Hauses) ist relativ gering im Vergleich zu anderen Wegen. Trotz steigenden Trends im Verhältnis zur MiD 2002. Nur 10 % der befragten Personen hatte in den letzten drei Monaten vor der Befragung mehr als drei Reisen unternommen. Der Durchschnitt liegt deutlich unter einer Reise pro Person und Monat.

Bei allen Reisen unter 1000 km (d. h. allen innerhalb des Bundesgebietes stattfindenden Reisen) steht das Auto als bevorzugtes Verkehrsmittel im Vordergrund. Seine Bedeutung geht bei Reisen über 500 km zurück, teils zugunsten der Bahn, aber vorwiegend zugunsten des Flugzeugs.

Anzahl der Reisen in den letzten drei Monaten 2002 und 2008

	2002	2008
	%	
keine Reise	49	46
1	26	26
2	11	12
3	6	6
4-5	4	5
6-10	2	3
mehr als 10 Reisen	1	2
gesamt	100	100

Personen ab 14 Jahren, ohne Stellvertreterinterviews

Abb. 57: Anzahl der Reisen in den letzten drei Monaten 2002 und 2008³⁶⁷

Verkehrsmittelwahl für Reisen unterschiedlicher Entfernung

Entfernung km	Hauptverkehrsmittel der Reise						gesamt
	Auto	Bahn	Reisebus	Flugzeug	Schiff	Sonstiges	
	%						
bis unter 250	73	22	2	0	1	2	100
250 bis 500	71	22	4	1	1	1	100
500 bis unter 750	57	26	6	10	1	1	100
750 bis unter 1.000	53	16	9	20	2	1	100
1.000 bis unter 2.000	31	7	8	49	5	1	100
2.000 und mehr	3	1	1	92	2	1	100

Personen ab 14 Jahre; ohne Stellvertreterinterviews

Abb. 58: Verkehrsmittelwahl für Reisen unterschiedlicher Entfernung³⁶⁸

Für Reisen in das europäische Ausland wird das Auto nur in 19,5% der Fälle als Verkehrsmittel genutzt, bei Reisen in das außereuropäische Ausland nur in 0,2 % der Fälle.³⁶⁹

³⁶⁷ DLR; Infas: Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht, Berlin; Bonn 2010, S. 149.

³⁶⁸ DLR; Infas: Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht, Berlin; Bonn 2010, S. 150.

³⁶⁹ Vgl. DLR; Infas: Mobilität in Deutschland 2008 - Tabellenband, Reisen S. 3.

Die Befragung MiD 2008 ergab weiter, dass 69,9 % der Pkw-Eigentümer ihren Pkw auf dem eigenen Grundstück parken, wohingegen nur 27,4 % der Befragten angaben, den Pkw grundsätzlich nicht auf dem eigenen Grundstück zu parken.³⁷⁰ Auch Scherfke bezieht sich in einer im Rahmen des Gridsurfer-Projekts vorgenommenen Untersuchung ("Fahrten-Simulator") auf die MiD 2002 und Mid 2008-Studien, ergänzt um regionale Verkehrsdaten und stellt die durchschnittlichen Aufenthaltsorte der Fahrzeuge in der Verteilung über den Tag und die Nacht grafisch dar. In der Nacht befinden sich etwa 90 % zu Hause bzw. vor dem Haus. Am Vormittag fahren die Nutzer zum Arbeitsort. Gegen 12 Uhr sind mit ca. 70 % die meisten Fahrzeuge am Arbeitsplatz abgestellt.³⁷¹

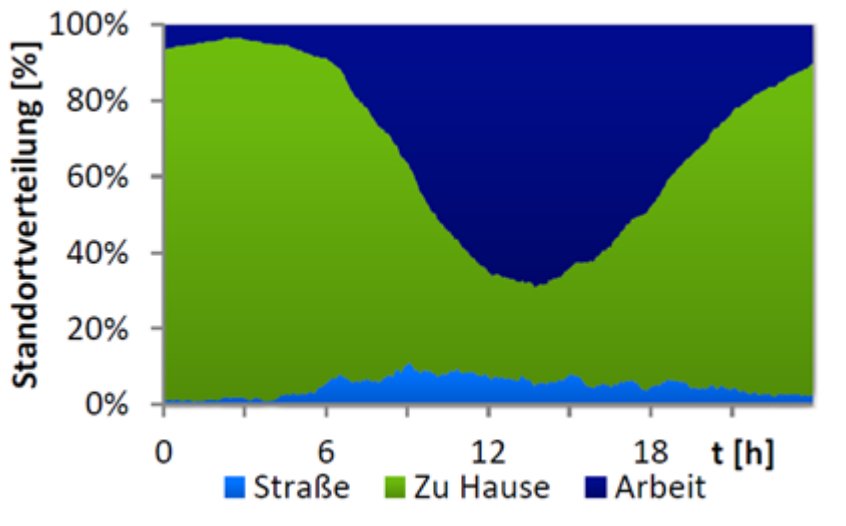


Abb. 59: Die durchschnittlichen Aufenthaltsorte der Fahrzeuge³⁷²

Mit leichter Abweichung findet sich eine ähnliche Abbildung auch bei Tröschel:

³⁷⁰ Vgl. DLR; Infas: Mobilität in Deutschland 2008 - Tabellenband, Autos S. 13, eigenes Grundstück bezieht sich hier auf alle Formen des Besitzes, also auch auf gemietete Garagenstellplätze etc.; in anderen europäischen Ländern ist der Anteil der "Laternenparker" überwiegend noch niedriger. Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 18.

³⁷¹ Vgl. Scherfke, Stefan u.a., OFFIS, VDE, 2010, S. 2

³⁷² Scherfke, S.; Schütte, S.; et al.: OFFIS - Simulationsbasierte Untersuchungen zur Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz, 2010, S. 2.



Abb. 60: Durchschnittliche Aufenthaltsorte der Fahrzeuge, Quelle:³⁷³

Die Bedeutung der Berufspendler am Pkw-Verkehrsaufkommen ist bedeutend, aber nicht allein prägend. Nach MiD 2008 bewältigen 71,9 % der befragten Personen den Weg zur Arbeit mit dem motorisierten Individualverkehr. ³⁷⁴ Bezogen auf alle von den befragten Personen unternommenen Wege nimmt der Weg zur Arbeit aber nur einen durchschnittlichen Anteil von 14 % ein und es besteht ein seit Jahren rückläufiger Trend, da die Bedeutung von Freizeit-, Einkaufs- und Erledigungswegen stärker steigt. ³⁷⁵

7.2 Akzeptanz von Elektrofahrzeugen und Elektromobilität

Im Rahmen von Gruppendiskussionen und leitfadengestützten Interviews im Rahmen von Feld-tests zeigte sich zwar, dass Elektrofahrzeuge keine »Sehnsuchtsmobile« sind und für viele Befragte Elektrofahrzeuge noch weit entfernt von ihrer Alltagswirklichkeit entfernt sind und somit kaum eine Handlungsoption in der Gegenwart darstellen. ³⁷⁶ Die Nutzung der Elektromobilität wird allerdings in der Bevölkerung grundsätzlich positiv beurteilt. ³⁷⁷ Die Einschätzung des Nutzens steigt zudem bei Befragten, die sich vorher mit dem Thema

³⁷³ Tröschel, M.: Effiziente Nutzung erneuerbarer Energie im Verteilnetz – Welches Potenzial bietet V2G? Vortrag auf der Lebenswelt Elektromobilität, 2011.

³⁷⁴ Vgl. Mobilität in Deutschland 2008 - Tabellenband, Wege, S. 19.

³⁷⁵ Vgl. Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht S. 118.

³⁷⁶ Die Bewertung des Elektroautos erfolgt dabei vor der Schablone des bekannten konv. PKWs mit Verbrennungsmotor. Vgl. Rammler, Stephan; Weider, Marc : Das Elektroauto – „Zeit für neue Träume“. Zur Einführung in den Sammelband, in: Rammler, Stephan; Weider, Marc (Hrsg.): Das Elektroauto: Bilder für eine zukünftige Mobilität, S.3-13, S.9.

³⁷⁷ Z. B. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 152.

Elektromobilität auseinandergesetzt haben, an.³⁷⁸ Wie bereits bei der Begleitforschung in den 1990er Jahren ermittelt, zeigt sich bei Feldversuchen, dass durch real gesammelte Erfahrungen mit Elektroautos ein Aufbrechen der bisherigen Bewertungsstruktur möglich ist. Die Bewertung der neuen Technologie fällt deutlich positiver aus, sobald die Menschen sich in der Praxis mit ihr auseinandergesetzt haben.³⁷⁹ Krems stellt auf Grundlage des Mini-E-Projekts und mehrerer internationaler Studien dar, dass sich die Kaufbereitschaft von Elektrofahrzeug-Nutzern nach Fahrerfahrungen erhöht hat.³⁸⁰ Im Mini E-Projekt beispielsweise hat sich durch die Nutzungserfahrungen die Einschätzung der Umweltfreundlichkeit von Elektrofahrzeugen verbessert.³⁸¹ Mit zunehmender Fahrerfahrung tritt zudem der Fahrspaß gegenüber vor Beginn der Nutzung genannten positiven Merkmalen wie Umweltfreundlichkeit in den Vordergrund.³⁸²

In der Marktforschungsstudie im Rahmen der Initiative ELAN 2020 des BDEW e. V. gaben 77 % der Befragten an, dass sie interessiert oder sehr interessiert daran wären im Jahre 2020 selber ein BEV zu besitzen und zu nutzen.³⁸³ Dies obwohl mehr als die Hälfte der Befragten davon ausgehen, dass auch 2020 ein BEV in der Anschaffung noch teurer sein wird als ein konventioneller Pkw.³⁸⁴ Zurzeit werden BEV von den Verbrauchern aber überwiegend (noch nicht) als vollwertige Fahrzeuge wahrgenommen und PHEV (inklusive Range Extender) werden als eine bessere (Übergangs)Variante erachtet.³⁸⁵ Es besteht gemeinhin ein großes Vertrauen, dass bis 2020 sowohl die bis dahin auf dem Markt befindlichen Elektrofahrzeuge den Produkt- und Preiserwartungen der Verbraucher entsprechen, als auch, dass eine angemessene Infrastruktur aufgebaut sein wird.³⁸⁶

Die Fahreigenschaften von heutigen Elektrofahrzeugen werden von den Befragten als ungefähr gleichwertig zu konventionellen Fahrzeugen wahrgenommen. Im Bereich der Basiseigenschaften wie der Ladekapazität oder Sicherheit werden sie leicht schlechter eingestuft. Die Betriebskosten und Auswirkungen auf die Umwelt werden im Vergleich zu

³⁷⁸ Vgl. Peters, Anja; Hoffmann, Jana: Nutzerakzeptanz von Elektromobilität - Eine empirische Studie zu attraktiven Nutzungsvarianten, Fahrzeugkonzepten und Geschäftsmodellen aus Sicht potenzieller Nutzer, Mai 2011, S. 32f: Methodisch arbeitet die Studie mit Fokusgruppen, d. h. moderierten Diskussionen nach bestimmten Kriterien ausgewählter Gruppen unter Fokussierung auf vorgegebene Themen.

³⁷⁹ Vgl. Rammler, Stephan; Weider, Marc : Das Elektroauto – „Zeit für neue Träume“. Zur Einführung in den Sammelband, in: Rammler, Stephan; Weider, Marc (Hrsg.): Das Elektroauto: Bilder für eine zukünftige Mobilität, S.3-13, S.9.

³⁸⁰ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.o Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.o, Chemnitz 2011, S.54.

³⁸¹ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.o Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.o, Chemnitz 2011, S.54.

³⁸² Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.o Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.o, Chemnitz 2011, S.5.

³⁸³ Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen -Ergebnisbericht (Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 7, vergleichbare Befragungsergebnisse auch: Vgl. effner, Jutta; Barbara, Birzle-Harder; Hefter, Tomas; Götz, Konrad: Schlussbericht zum Forschungsprojekt Future Fleet, 2011, S. 27.

³⁸⁴ Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen -Ergebnisbericht (Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 28.

³⁸⁵ Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen -Ergebnisbericht (Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 7.

³⁸⁶ Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen -Ergebnisbericht (Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 26, 28.

konventionellen Autos grundsätzlich positiv eingeschätzt.³⁸⁷ Zudem gehen die Verbraucher davon aus, dass Elektroautos einfach zu bedienen und zu verstehen sein werden.³⁸⁸ Die verfügbare Infrastruktur für Autos mit Verbrennungsmotor und die angebotene Modellpalette werden aber deutlich besser beurteilt als die für Elektroautos. Auch bei der wahrgenommenen Passung von Elektromobilität zu den eigenen Einstellungen und Bedürfnissen (d. h. die Wahrnehmung, dass ein Elektroauto tauglich für den Alltagsgebrauch ist und zur eigenen Person passt), zeigt sich noch Verbesserungspotenzial; grundsätzlich bewegen sich die Einschätzungen hier aber eher im positiven Bereich.³⁸⁹

Skepsis bezüglich der baldigen Umsetzbarkeit der Elektromobilität beleibt jedoch sowohl bei potenziellen privaten als auch gewerblichen Nutzern bestehen.³⁹⁰ Als Hauptvorteile von Elektromobilität sehen die potentiellen Nutzer Umweltvorteile³⁹¹ und niedrige Geräuschemissionen.³⁹² Von den potentiellen Käufern werden zudem niedrige Betriebskosten genannt,³⁹³ von den potentiellen gewerblichen Nutzern ein geringer Wartungsaufwand. Als maßgebliche Hürden für eine mögliche Kaufentscheidung zugunsten eines EV nennen die potentiellen Nutzer zuerst die hohen Anschaffungskosten³⁹⁴, danach die geringe Reichweite³⁹⁵, wobei auch hier wiederum die zuverlässige

³⁸⁷ Vgl. Peters, Anja; Popp, Mareike: Elektroautos in der Wahrnehmung der Konsumenten - Zusammenfassung einer Befragung in Deutschland, 2011, S. 10: Methodik: Befragung von über 1000 Personen mit Wohnsitz in Deutschland mit einem standardisierten Fragebogen, teilweise Selektion nach Gruppen mit bestimmten Personenmerkmalen, breite Auswahl der Stichprobe, jedoch in vielen Grundmerkmalen (z. B. Geschlecht, Bildung) starkes Abweichen vom Bevölkerungsdurchschnitt (S. 3-5):

³⁸⁸ <http://isi.fraunhofer.de/elektromobilitaet/Publikationen>.
³⁸⁹ Vgl. Peters, Anja; Popp, Mareike: Elektroautos in der Wahrnehmung der Konsumenten - Zusammenfassung einer Befragung in Deutschland, 2011, S. 10, dagegen gaben in der Futur-Fleet-Studie 66 % der Probanden an, dass sie Probleme mit dem Ladevorgang hatten und 30 %, dass sie während der ein-wöchigen Nutzung Probleme mit der Fahrzeugtechnik gehabt hätten. Vgl. Deffner, Jutta; Barbara, Birzle-Harder; Hefter, Tomas; Götz, Konrad: Schlussbericht zum Forschungsprojekt Future Fleet, 2011, S. 23. Dies ist aber zumindest teilweise auf den Prototypen und teilweise auf die Probleme, die auch mit einem anderen unvertrauten Pkw auftreten können zurückzuführen.

³⁸⁹ Vgl. Peters, Anja; Popp, Mareike: Elektroautos in der Wahrnehmung der Konsumenten - Zusammenfassung einer Befragung in Deutschland, 2011, S. 10.

³⁹⁰ Vgl. Peters, Anja; Hoffmann, Jana: Nutzerakzeptanz von Elektromobilität - Eine empirische Studie zu attraktiven Nutzungsvarianten, Fahrzeugkonzepten, Mai 2011, S. 52f.

³⁹¹ In der Befragung von Devries et al gaben 94 % der Befragten als attraktiv oder sehr attraktiv an, dass EV keine Abgase erzeugen, die restlichen Befragten standen dem zumindest neutral gegenüber. Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen –Ergebnisbericht. Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020, S. 7.

³⁹² In der Harz-EE-Studie wird sogar konstatiert, dass ein vergleichsweise herausstehendes Ergebnis die Zufriedenheit der Feldtestteilnehmer mit der Geräuschlosigkeit der Elektrofahrzeuge sei. Hier zeichnete sich ab, dass gerade diese Eigenschaft ein Alleinstellungsmerkmal von Elektromobilität sein könne (Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 157). In der Befragung von Devries et al gaben 76 % der Befragten den nahezu geräuschlosen Antrieb als attraktiv oder sehr attraktiv an. Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen –Ergebnisbericht. Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020, S. 7.

³⁹³ Vgl. Peters, Anja; Popp, Mareike: Elektroautos in der Wahrnehmung der Konsumenten - Zusammenfassung einer Befragung in Deutschland, 2011, S. 7; vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen –Ergebnisbericht. Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020, S. 14.

³⁹⁴ Insbesondere die Anschaffungspreise der für 2012/ 2013 vorgestellter Elektrofahrzeuge werden von den Verbrauchern überwiegend nicht akzeptiert. Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen –Ergebnisbericht. Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020, S. 26).

Bestimmbarkeit der Reichweite vielen fast ebenso wichtig erscheint wie die Reichweite selbst.³⁹⁶ Eine Rolle spielen auch die bisher aus Verbrauchersicht noch nicht ausreichende Ladeinfrastruktur³⁹⁷ und die langen Ladezeiten.³⁹⁸

Die Mehrheit der Nutzer des Mini E-Projekts erachteten die aktuellen Anschaffungskosten eines Elektrofahrzeugs als zu hoch.³⁹⁹ Conjoint Analysen ergaben, dass der Preis den bedeutendsten Einfluss auf eine simulierte Kaufentscheidung hat, während der Ladedauer in allen Nutzergruppen eine untergeordnete Bedeutung zukam – sogar bei Nutzern ohne Wallbox.⁴⁰⁰

Konkret zum Anschaffungspreis befragt gaben in der Futur-Fleet-Studie 60 % der Befragten an, dass sie für eine EV maximal 10 % mehr als für einen konventionellen Pkw zu zahlen bereit wären, 24 % würden einen bis 20 % höheren Anschaffungspreis und nur 16 % einen bis 50 % höheren Anschaffungspreis akzeptieren.⁴⁰¹

Fornahl et al differenzierten die Zahlungsbereitschaft nach verschiedenen Nutzergruppen.

³⁹⁵ Vgl. Peters, Anja; Hoffmann, Jana: Nutzerakzeptanz von Elektromobilität - Eine empirische Studie zu attraktiven Nutzungsvarianten, Fahrzeugkonzepten, Mai 2011, S. 52f.; so auch: Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen –Ergebnisbericht. Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020, S. 7. Devries et al stellen fest, dass Verbraucher aufgrund der geringen Reichweiten den primären Einsatz von Elektroautos auf Kurzstrecken sahen und sich Elektrofahrzeuge in näherer Zukunft vor allem als Zweit- bzw. Stadtautos durchsetzen ließen. Dagegen steht allerdings das MiD 2008-Ergebnis, dass die Reichweiterefordernisse (durchschnittliche Wegelänge) in ländlichen Kreisen nicht so stark über denen in Kernstädten liegen. Auch im Rahmen der Harz-EE-Studie ist für den ländlichen Raum festgestellt worden, dass die Befragten zwar nur 59 % der gefahrenen Kilometer mit dem Elektroauto (Reichweite bis 150 km) zurücklegen konnten aber 95 % der Fahrten. Vgl. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 156.

³⁹⁶ In der Future-Fleet-Studie war mangels technisch ausgereifter Anzeigen für die Nutzer der Probe-EV nicht zuverlässig vorhersagbar, welche Reichweite das EV jeweils noch hatte (Ladezustand). Selbst bei einem vollgeladenen EV war die Reichweite nicht gut kalkulierbar, wenn noch andere elektrische Geräte (Heizung) in Betrieb genommen wurden. Das wurde als großes Problem durch die Nutzer empfunden. Vgl. Deffner, Jutta; Birzle-Harder, Barbara; Hefter, Tomas; Götz, Konrad: Schlussbericht zum Forschungsprojekt Future Fleet, 2011, S. 31).

³⁹⁷ Vgl. Peters, Anja; Hoffmann, Jana: Nutzerakzeptanz von Elektromobilität - Eine empirische Studie zu attraktiven Nutzungsvarianten, Fahrzeugkonzepten, Mai 2011, S. 52f.

³⁹⁸ Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen –Ergebnisbericht. Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 8.

³⁹⁹ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.o Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.o, Chemnitz 2011, S.5.

⁴⁰⁰ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.o Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.o, Chemnitz 2011, S.5.

⁴⁰¹ Vgl. Deffner, Jutta; Barbara, Birzle-Harder; Hefter, Tomas; Götz, Konrad: Schlussbericht zum Forschungsprojekt Future Fleet, 2011, S. 27.

Wären Sie bereit, für die Anschaffung eines E-Autos mehr zu zahlen? Und wenn ja, wie viel?

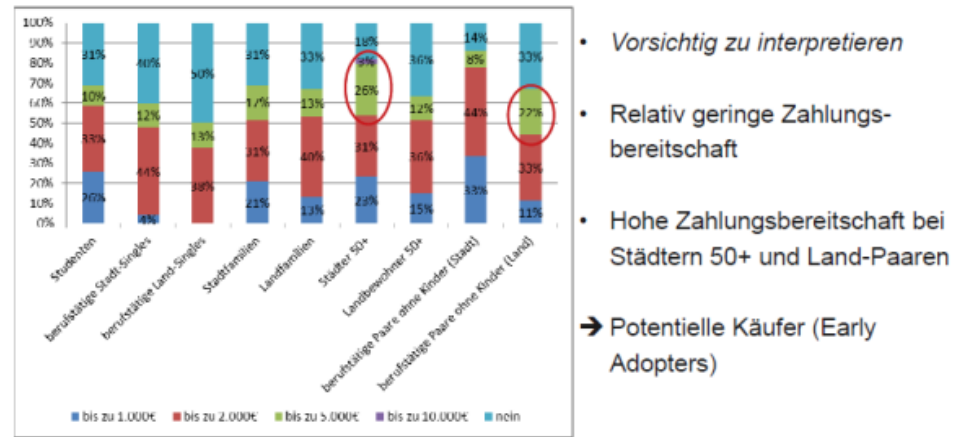


Abb. 61: Zahlungsbereitschaften für Elektrofahrzeuge, Quelle:⁴⁰²

Das Ergebnis zeigt, dass die höchste Zahlungsbereitschaft bei Städtern 50+ und bei Land-Paaren vorliegt, die somit als prioritäre Kundengruppen für Elektrofahrzeuge gelten können.

Konkret zur Reichweite befragt gaben im Rahmen der Grid for Vehicle-Studie nur 18 % der euro-paweit Befragten an, eine Reichweite unter 120 km reiche ihnen aus. Die durchschnittlichen Reichweiterwartungen liegen bei 308 km im europäischen Durchschnitt und bei 328 km für Deutschland.⁴⁰³ In beiden Fällen übersteigen die Verbrauchererwartungen also das mit der heute marktreifen Technik Mögliche deutlich. Laut Mini-E-Studie ist aus Sicht der Nutzerakzeptanz eine Reichweite von 250 km optimal, 200 km ausreichend und 100 km nicht ausreichend.⁴⁰⁴

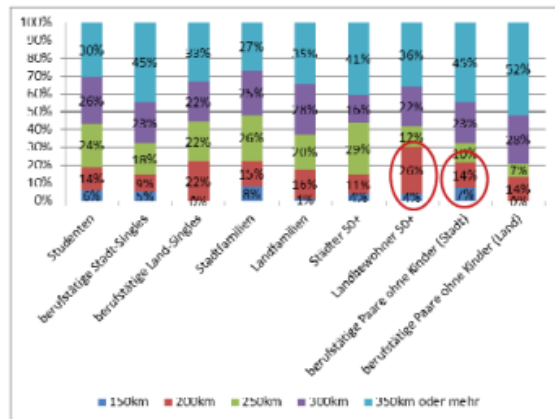
Fornahl et al. differenzierten die Reichweitenerwartung nach verschiedenen Nutzergruppen:

⁴⁰² Fornahl, Dirk: Individuelle und regionale Mobilitätsmuster Fachtagung Elektromobilität: Erfahrungen – Entwicklungen – Erwartungen Centre for Regional and Innovation Economics Universität Bremen 15. September 2010.

⁴⁰³ Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 19f.

⁴⁰⁴ Vgl. Landeck, Erik: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Vortrag am 13.01.2011.

Welche Reichweite sollte ein Elektroauto Ihrer Meinung nach haben?



- Hohe Erwartungen mit Widerspruch zum...
 - tatsächlichen Bedarf
 - aktuellen technologischen Stand
 - Einfacher zufrieden zu stellen
 - Landbewohner 50+
 - Stadt-Paare
- ➔ Informationspolitik bezüglich Bedarfen erforderlich

Abb. 62: Reichweitenerwartungen bei Elektrofahrzeugen, Quelle:⁴⁰⁵

Auch Fahreigenschaften haben einen relevanten ⁴⁰⁶ Einfluss auf Autokaufentscheidungen. Hier werden EV aber i. d. R. gleich gut oder positiver eingeschätzt als konventionelle Fahrzeuge, mit Einschränkungen in der Höchstgeschwindigkeit aber Zuwachs an Dynamik.⁴⁰⁷

Wenngleich der Aufbau einer öffentlichen Ladeinfrastruktur aus Sicht der technischen Voraussetzung und üblichen Mustern des Nutzerverhaltens nicht erforderlich erscheint (s. u.), weisen Experteninterviews sowie Untersuchungen mit potenziellen Nutzern allerdings darauf hin, dass ein Aufbau einer öffentlichen Infrastruktur an prominenten Plätzen dazu beitragen könnte, das Vertrauen der Nutzer in die Technologie zu erhöhen sowie Befürchtungen im Zusammenhang mit der begrenzten Reichweite abzubauen.⁴⁰⁸ Andererseits geben viele befragte Verbraucher auch an, dass die zur Zeit bestehende schlechte Infrastruktur ihre Kauf- und Nutzabsicht in Bezug auf Elektrofahrzeuge nicht beeinflussen würde,⁴⁰⁹ was wiederum auf eine untergeordnete Bedeutung der Errichtung

⁴⁰⁵ Fornahl, Dirk: Individuelle und regionale Mobilitätsmuster Fachtagung Elektromobilität: Erfahrungen – Entwicklungen – Erwartungen Centre for Regional and Innovation Economics Universität Bremen 15. September 2010.

⁴⁰⁶ Nach Devries et al für Elektrofahrzeuge sogar den maßgeblichen Einfluss auf die Kaufentscheidung noch vor Umweltaspekten. Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen –Ergebnisbericht. Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020, S. 23, 26).

⁴⁰⁷ Vgl. Peters, Anja; Popp, Mareike: Elektroautos in der Wahrnehmung der Konsumenten - Zusammenfassung einer Befragung in Deutschland, 2011, S. 6f., vgl. auch: Deffner, Jutta; Barbara, Birzle-Harder; Hefter, Tomas; Götz, Konrad: Schlussbericht zum Forschungsprojekt Future Fleet, 2011, S. 22 und 24, a. A.: Devries, J.; Albrecht, R.; Fuljahn, A.; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen; BDEW Initiative ELAN 2020, 2010; S.8: dort gaben immerhin 16 % der Befragten an, dass die geringe Höchstgeschwindigkeit der EV für sie ein Kaufhindernis darstelle. Die bessere Beschleunigung befanden dort 58 % als attraktiv oder sehr attraktiv, S. 11.

⁴⁰⁸ Vgl. Peters, Anja; Popp, Mareike: Elektroautos in der Wahrnehmung der Konsumenten - Zusammenfassung einer Befragung in Deutschland, 2011, S. 7.

⁴⁰⁹ Vgl. Peters, Anja; Popp, Mareike: Elektroautos in der Wahrnehmung der Konsumenten - Zusammenfassung einer Befragung in Deutschland, 2011, S. 7.

einer öffentlichen Ladeinfrastruktur für die Nutzerakzeptanz hinweisen könnte. Kaum Gewicht für die Kaufentscheidung haben die (niedrigen) Verbrauchskosten und mögliche Vertragskonstellationen.⁴¹⁰

Bei der Fahrzeugnutzung wird von den privaten Nutzern das klassische Modell bevorzugt, in dem der Nutzer gleichzeitig der Eigentümer des Fahrzeugs ist. Aber auch Car-Sharing ist für viele Nutzer vorstellbar und wird bei zunehmender Auseinandersetzung mit dem Thema zunehmend positiv bewertet. Die gewerblichen Nutzer favorisieren den Einsatz von Elektrofahrzeugen als Dienstwagen für kürzere Strecken oder die Integration in Firmenflotten.⁴¹¹ Insgesamt möchten die Teilnehmer ihre Mobilitätsbedürfnisse auch mit einem Elektrofahrzeug auf angenehme Weise und ohne übermäßige Einschränkungen oder Aufwand erfüllen können. Dabei orientieren sich allerdings viele Verbraucher auch an ihrem Vorwissen zu Elektrofahrzeugen, richten ihre Erwartungen danach aus und erwarten keine Fahrzeuge, die alle denkbaren Mobilitätsbedürfnisse erfüllen. Entscheidend für die Akzeptanz erscheinen aber attraktive, unkomplizierte und ausgereifte Fahrzeugkonzepte ebenso wie intelligente, transparente und glaubwürdige Geschäftsmodelle, welche an den tatsächlichen Bedürfnissen der Nutzer ausgerichtet sind.⁴¹²

Als kritisch für die Kundenakzeptanz werden auch die hohen Batteriekosten sowie Befürchtungen bezüglich ihrer Reichweite und Lebensdauer identifiziert.⁴¹³ Diese Befürchtung wird erst recht für den Winterbetrieb der EV formuliert, wo häufige Nutzung von Heizung, Licht, Scheibenwischer etc. die Reichweite verkürzen und durch eine höhere Ladefrequenz auch negative Auswirkungen auf die Lebensdauer stärker zum Tragen kommen.⁴¹⁴ Auch die langen Ladezeiten sind ein Punkt der von vielen potenziellen Kunden sehr negativ bewertet wird,⁴¹⁵ auch wenn die hier nach den Ergebnissen zum Nutzerverhalten tatsächlich zu erwartenden Einschränkungen sehr viel geringer sind, als sie von den potenziellen Kunden eingeschätzt werden. Als wichtige Treiber für die Elektromobilität erscheinen die allgemein positive Wahrnehmung elektrischer Fahrzeuge in der Gesellschaft und ein hohes Umweltbewusstsein im Kontext zukünftig erwarteter Rahmenbedingungen (wie z. B. steigende Energiepreise), welche die Nutzung von Elektrofahrzeugen insgesamt attraktiver machen.⁴¹⁶

Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen -Ergebnisbericht (Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 8, 67.

⁴¹⁰ Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen -Ergebnisbericht (Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 8, 67.

⁴¹¹ So auch Deffner, Jutta; Barbara, Birzle-Harder; Hefter, Tomas; Götz, Konrad: Schlussbericht zum Forschungsprojekt Future Fleet, 2011, S. 26: gleichzeitig wird dort (S. 33) jedoch aus dem Feldversuch die Schlussfolgerung gezogen, das Angebot von EV in Firmenflotten werde erst dann akzeptabel und attraktiv, wenn es zusätzliche Angebote enthalte, die die entscheidenden Schwächen eines EV kompensierten.

⁴¹² Vgl. Peters, Anja; Hoffmann, Jana: Nutzerakzeptanz von Elektromobilität - Eine empirische Studie zu attraktiven Nutzungsvarianten, Fahrzeugkonzepten, Mai 2011, S. 52f.; Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen –Ergebnisbericht. Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020, S. 9, 14, 23.

⁴¹³ Vgl. Peters, Anja; Hoffmann, Jana: Nutzerakzeptanz von Elektromobilität - Eine empirische Studie zu attraktiven Nutzungsvarianten, Fahrzeugkonzepten, Mai 2011, S. 11f..

⁴¹⁴ Ergebnisse Feldversuch - Modellregion Elektromobilität München, Präsentation der Verbundpartner im Projekt "Drive eCharged", S. 12.

⁴¹⁵ Vgl. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 157.

⁴¹⁶ Vgl. Peters, Anja; Hoffmann, Jana: Nutzerakzeptanz von Elektromobilität - Eine empirische Studie zu attraktiven Nutzungsvarianten, Fahrzeugkonzepten, Mai 2011, S. 11f..

Teilweise wurden von in den Studien Befragten Bedenken bezüglich der CO₂-Bilanz von Elektrofahrzeugen geäußert. Von allen Gruppen wird zudem eine Optimierung von Umwelt- vor Leistungsmerkmalen befürwortet. Demzufolge ist es den Befragten wichtiger, dass Elektroautos möglichst umweltfreundlich und energiesparend sind und nicht vorrangig darauf ausgerichtet sein sollten, mit konventionellen Autos mithalten. Eine Ausrichtung von Elektrofahrzeugen auf eine positive Umweltbilanz sowie finanzielle Kaufanreize sind insbesondere aus Sicht der Befragten, welche zu den nächsten wahrscheinlichen Käufergruppen von Elektrofahrzeugen gehören, relevant für ihre Kaufentscheidung. Hier können entsprechende Vorschriften und Regulierungen sinnvoll sein, wie z. B. dass für das Laden der Batterien Strom aus erneuerbaren Energien genutzt werden kann. Der Käufer könnte zudem beim Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien unterstützt werden, indem ihm z. B. beim Kauf eines Elektrofahrzeugs eine Liste mit zertifizierten Ökostromanbietern sowie Informationen und Formulare für einen unkomplizierten Wechsel ausgehändigt werden.⁴¹⁷ Informationen über eine positive Umweltbilanz von Elektrofahrzeugen werden von den potenziellen Kunden erwartet und sollten ihnen transparent dargestellt werden.⁴¹⁸

Einen interessanten Anhaltspunkt für die Nutzerakzeptanz kann auch die Befragung der Allgäu Touristen im Rahmen der eE-Tour-Allgäu-Studie geben, da hier davon auszugehen ist, dass keine besonders positive Vorbewertung des Themas Elektromobilität durch die Befragten gegeben war, sich diese auch nicht mehr als andere Bevölkerungsgruppen mit dem Thema beschäftigt haben und es sich überwiegend um Pkw-Reisende handelte (etwa 83 %). Explizit gefragt nach dem Interesse zur Nutzung eines Elektroautos, zeigten 40% der Urlauber eine deutliche Bereitschaft zur Anmietung eines Solchen. Hauptargumente für die Nutzung eines Elektroautos im Urlaub waren der Umweltschutzgedanke, die Möglichkeit etwas Neues auszuprobieren und die sinnvolle Alternative zu anderen Verkehrsmitteln. Allerdings bekundeten nur knapp 6% der Gäste ein direktes Interesse am Thema Elektromobilität.⁴¹⁹



Abb. 63: Gründe der Touristen für die Nutzung eines Elektroautos 2010/2011⁴²⁰

⁴¹⁷ Vgl. Peter, A. et al.: Elektroautos in der Wahrnehmung der Konsumenten. Zusammenfassung der Ergebnisse einer Befragung in Deutschland, Karlsruhe 2011, S.10.

⁴¹⁸ Vgl. Peters, Anja; Popp, Mareike: Elektroautos in der Wahrnehmung der Konsumenten - Zusammenfassung einer Befragung in Deutschland, 2011, S. 10.

⁴¹⁹ Vgl. Fischer, Susanne; Krupezki, Björn (Projektleitung): Modellprojekt "eE-Tour Allgäu" - Ergebnisbuch, August 2011, S. 36.

⁴²⁰ Vgl. Fischer, S.; Krupezki, B. (Projektleitung): Modellprojekt "eE-Tour Allgäu" - Ergebnisbuch, August 2011, S. 36.

Wichtige Themen in der Auseinandersetzung der Allgäu Touristen mit den Elektrofahrzeugen waren auch die Reichweite der Fahrzeuge (56%), der Umweltschutz (46%), die Kosten für Anschaffung (40%) sowie der Unterhalt der Fahrzeuge (40%). Insbesondere die Bedenken bezüglich der Reichweite konnten zumindest in Bezug auf die Urlaubsnutzung bei der überwiegenden Zahl der Urlauber nach der Urlaubsnutzung ausgeräumt werden.⁴²¹

Als zusätzliche Aspekte für die Akzeptanz und Etablierung der Elektromobilität wurden außerdem genannt⁴²²:

- Wahrgenommene Einschränkungen werden von den Verbrauchern nicht anhand der tatsächlichen Bedürfnisse (z.B. realen Fahrprofilen) sondern auch auf mögliche Bedürfnisse, wie etwa das Potenzial, spontane Urlaubsfahrten mit dem Pkw zu unternehmen, eingeschätzt (Wie schon oben im zum Nutzerverhalten erläutert, schätzen auch die Experten, dass Verbraucher Befürchtungen teilweise aber nicht gänzlich abbauen werden, wenn sie ausreichend Gelegenheit hatten Elektrofahrzeuge zu testen und sich mit der Technik vertraut zu machen).
- Verbraucher neigen dazu, Unsicherheiten zu vermeiden. Eine neue Technologie beinhaltet immer das Risiko, dass Bedürfnisse die mit der konventionellen Technologie befriedigt wurden, nicht mehr erfüllt werden. Gerade im Zusammenhang mit der Elektromobilität müssen Gewohnheiten durchbrochen werden, der Verbraucher muss die alltägliche Mobilität voraussichtlich mehr planen. Hinzu kommt das Einarbeiten in eine neue technische Datenwelt und in die zur Elektromobilität entwickelten Geschäftsmodelle.
- Bei direkter Nachfrage nach den zentralen Entscheidungskriterien beim Autokauf erfährt die Umweltverträglichkeit oftmals eine Übergewichtung, während die eigentlichen Grundentscheidungen von Verbrauchern (Budgetrahmen, Autogröße und Marke) in den Hintergrund gelangen.⁴²³

Wie sehr sich die Nutzeranforderungen («Akzeptanz») vom faktischen Verkehrsverhalten unterscheiden, wird in folgender Abbildung mit Bezug auf Höchstgeschwindigkeit, Reichweite und Flexibilität deutlich.

„Anforderung“ – Benutzer	„Anforderung“- Verkehr
Höchstgeschw.: $v_{max} > 200$ km/h	Ø Geschwindigkeit: 33 km/h
Reichweite: $D_{max} > 500$ km	90 % aller Tagesstrecken: <100 km Ø Tagestrecke ca. 30 km Ø Tagesenergiebedarf ca. 6 kWh (5km/kWh)
Uneingeschränkte mobil in EU Taststelleninfrastruktur)	Anteil parkender Fahrzeuge >85% Anteil Fahr. Mit tägl. Fahrt: ca. 65% Ø Standzeit zw. 2 Fahrten: 3 h (9h nachts)

Abb. 64: Verhältnis von Akzeptanz und Verhalten, Quelle:⁴²⁴

⁴²¹ Vgl. Fischer, Susanne; Krupezki, Björn (Projektleitung): Modellprojekt "eE-Tour Allgäu" - Ergebnisbuch, August 2011, S. 36.

⁴²² Soweit nicht anders genannt nach Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010.

⁴²³ Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen -Ergebnisbericht (Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 21.

⁴²⁴ Agsten Michael: Einsatz der Elektromobilität zur Laststeuerung Herausforderungen und Ergebnisse VDE Symposium Informationstechnik in der regulierten und liberalisierten Energiewirtschaft, September 2010.

7.3

Übertragung der Erkenntnisse der allgemeinen Mobilitätsforschung auf die Nutzung von Elektrofahrzeugen und Befunde aus den Pilotversuchen der Elektromobilität

In der MINI E Berlin Studie (Vattenfall und BMW, gefördert vom BMU) sind zwischen Juni 2009 und August 2010 in zwei Abschnitten von je sechs Monaten 50 BMW MINI E inklusive Nutzern getestet worden. 40 E-Minis wurden dabei von privaten Haushalten genutzt und 10 E-Minis in die Fuhrparks der Vattenfall AB und ins Carsharing der Firmen DB Car Sharing und Sixt Car Club integriert.⁴²⁵ Den Nutzern ist jeweils eine Wall-Box für ihren auf privaten Grund befindlichen Fahrzeugstellplatz (Garage, Car-Port etc.) und am Arbeitsplatz zur Verfügung gestellt worden (bei den Firmen entsprechend am üblichen Fahrzeugstandort). Seitens Vattenfall wurde versucht, die Ladevorgänge in "Windzeitfenstern", in denen das Windstromangebot hoch, die Netzlast hingegen niedrig ist, zu maximieren. Dabei legten die Nutzer die Rahmenbedingungen, in denen das Laden stattfinden sollte,⁴²⁶ fest. Innerhalb derer steuerte der Netzbetreiber die Ladevorgänge in das "Windzeitfenster" (sog. gesteuertes Laden).⁴²⁷

Den veröffentlichten Methoden ist über die Gewährleistung der Zufälligkeit bei der Auswahl der Versuchsteilnehmer nichts zu entnehmen. Insbesondere die Auswahl der beteiligten Firmen weist darauf hin, dass die Tester nicht mit dem Ziel statistisch repräsentativer Ergebnisse zu erzielen ausgewählt wurden, sondern den an der Studie beteiligten Unternehmen nahestanden (insbes. Fuhrpark der Vattenfall AB). Auch hier ist eine Selbstselektion der Stichprobe daher nicht auszuschließen und statistisch repräsentative Ergebnisse können damit nicht abgesichert werden. Gleichwohl ist die Stichprobenbasis mit 50 beteiligten Fahrzeugen relativ groß im Verhältnis zu andern Studien (abgesehen von der MiD-Studie) und geht so über bloße Annahmen zum Nutzerverhalten deutlich hinaus. Zu berücksichtigen ist auch, dass im geringen Umfang auch unterschiedliche Firmenflotten in die Studie einbezogen wurden und überwiegend keine Trennung zwischen erhobenen Daten zur Firmen- und Privatnutzung stattfand. In der MINI E Berlin Studie sind folgende Beobachtungen zum Nutzerverhalten gemacht worden:

Die (geringe) Reichweite der E-Minis ist für über 90 % der Fahrten, die die Nutzer unternehmen unkritisch.⁴²⁸ Dies zeigt auch der Vergleich mit dem Fahrverhalten von Mini Cooper- und BMW 116i-Nutzern (vgl. Abb. 65). Die durchschnittliche Wegestrecke eines E-Minis-Nutzer lag bei 37,8 km pro Tag. Der im Vergleich zu Mini Cooper- und BMW 116i-Nutzern niedrigere Wert, lässt sich aus dessen Reichweitenbegrenzung auf etwa 150 km erklären. Der durchschnittliche Tages-energiebedarf lag bei etwa 6 kWh.⁴²⁹

⁴²⁵ Vgl. Landeck, Erik: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? - Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Präsentation vom 13.01.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 9; vgl. auch: <http://www.vattenfall.de/de/mini-e-berlin.htm>.

⁴²⁶ Insbesondere mussten sie ihr Fahrzeug selbst an das Netz anschließen und bei Vattenfall internetge-stützt festlegen, bis wann ihr Fahrzeug morgens spätestens vollständig geladen sein sollte. Auch ein sofortiges Laden konnte übers Internet ausgelöst werden.

⁴²⁷ Vgl. Weber, Andreas: Flottenversuch MINI E Berlin - Erkenntnisse und nächste Schritte (Präsentation vom 04.05.2010), S. 14.

⁴²⁸ Vgl. Kratz, Sven-Erik: Green eMobility - Zukunftsfeld Elektromobilität bei Vattenfall (Präsentation vom 19.05.2011 zum Projekt MINI E Berlin), S. 8.

⁴²⁹ Vgl. Agsten, Michael: Einsatz der Elektromobilität zur Laststeuerung - Herausforderungen und Ergebnisse. Präsentation aus dem September 2010 zum Projekt MINI E Berlin, S. 9.

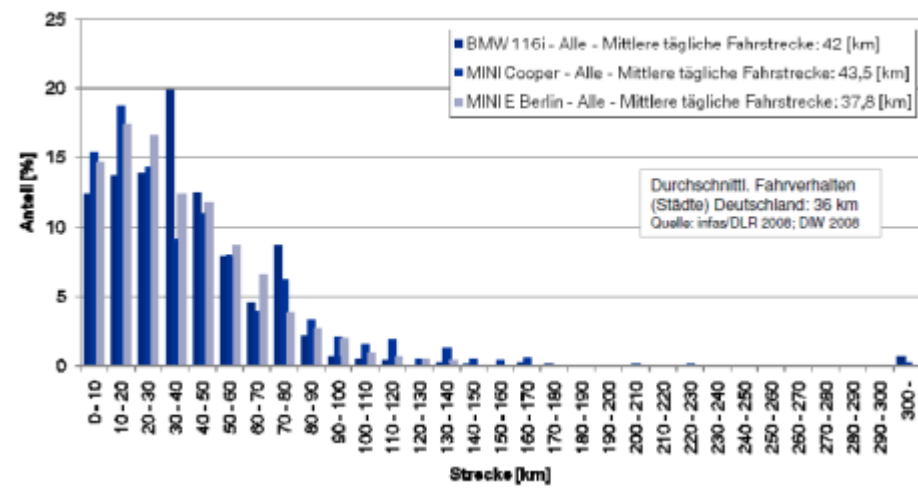


Abb. 65: Klassierung der täglichen Streckenlänge⁴³⁰

- Die Nutzer orientierten sich in ihren Wünschen an den Werten, die ihnen von benzin- und dieselgetriebenen Kleinwagen bekannt waren, es überwiegte die Substitutionsperspektive.⁴³¹ Die bedeutet auch, dass durch die Elektrofahrzeugnutzung keine Änderung von Mobilitäts-routinen eintritt und Nutzer auch nicht bereit sind, ihr Verhalten zu ändern.⁴³²
- Die durchschnittliche maximale Reichweite der Fahrzeuge war hingegen 150km. Die Nutzer gaben überwiegend an, dass eine Reichweite von weniger als 100 km für sie nicht ausreichend sei, eine Reichweite von 200 km für sie ausreichend sei, aber erst eine Reichweite von ungefähr 250 km für sie optimal wäre.⁴³³
- Im Verlauf der Nutzung realisierten die Nutzer die Abweichung ihres tatsächlichen Fahrprofils von den von ihnen zunächst geäußerten Bedürfnissen. Während sie die Reichweite der E-Minis vor dem Versuch als zu gering einschätzten, erkannten sie im Verlauf der Nutzung, dass die tatsächlich von ihnen zurückgelegten Strecken deutlich kleiner waren als erwartet und die Reichweite der E-Minis in der Regel für die zurückgelegten Strecken ausreichte.⁴³⁴ Nach der Studie bewerteten etwa 66% der Nutzer ihre Flexibilität mit dem MINI E genauso groß wie mit einem herkömmlichen Fahrzeug.⁴³⁵ Auch die meisten der vorab geäußerten Bedenken in Bezug auf die Nutzung des MINI E (z.B. Entwicklungsstand und Größe der Batterie, lange Ladedauer) gingen während der Nutzung zurück.⁴³⁶

⁴³⁰ Vgl. Landeck, E.: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? - Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Präsentation vom 13.01.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 22.

⁴³¹ Vgl. Schwedes, Oliver: Schnelle Marktdurchdringung durch Berücksichtigung der Nutzeranforderungen, Vortrag auf der Lebenswelt Elektromobilität, Mannheim 09.09.2011.

⁴³² Vgl. Schwedes, O.: Schnelle Marktdurchdringung durch Berücksichtigung der Nutzeranforderungen, Vortrag auf der Lebenswelt Elektromobilität, Mannheim 09.09.2011.

⁴³³ Vgl. Landeck, Erik: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? - Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Präsentation vom 13.01.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 13.

⁴³⁴ Vgl. Kratz, Sven-Erik: Green eMobility - Zukunftsfeld Elektromobilität bei Vattenfall (Präsentation vom 19.05.2011 zum Projekt MINI E Berlin), S. 8.

⁴³⁵ Vgl. Weber, Andreas: Flottenversuch MINI E Berlin - Erkenntnisse und nächste Schritte (Präsentation vom 04.05.2010), S. 17.

⁴³⁶ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.0 Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.0, Chemnitz 2011, S.5.

- Die Nutzer laden ihre E-Minis vorwiegend an der zur Verfügung gestellten Wall-Box zu Hause, wenn die Batterien des Fahrzeugs leer sind.⁴³⁷ Öffentliche Ladestationen dienen eher als Not-falllösung, sofern private Lademöglichkeiten vorhanden sind.⁴³⁸
- Ein Zwischenladen durch die Nutzer ist praktisch bedeutungslos. Das bedeutet, dass sie die öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur kaum nutzen, wenn sie zu Hause eine Lademöglichkeit haben (so wie im Modellversuch) und auch zu Hause ihre Fahrzeuge eher ans Netz anschließen, wenn die Batterie leer ist. Die Reservekapazität der Batterie wird genutzt, um die Anzahl der Ladevorgänge zu verringern.⁴³⁹ Im Modellversuch bestand allerdings auch kein Anreiz zum Zwischenladen.
- Der überwiegende Anteil der Nutzer (ca. 90%, je nach Untersuchungsgruppe) war vor der Nutzung der Auffassung, dass öffentliche Ladesäulen unbedingt verfügbar sein sollten. Während der Nutzung sank dieser Wert bei Nutzern mit Wallbox auf ca. 60 %, bei Nutzern ohne Wallbox stieg er hingegen.⁴⁴⁰
- Nutzer ohne Wallbox bewerteten die Flexibilität des Mini E im Vergleich zu Verbrennungsfahrzeugen geringer als Nutzer mit Wallbox.⁴⁴¹
- Die Ergebnisse zur Alltagstauglichkeit des Ladens zeigen, dass eine kurze Ladedauer für Nutzer, die auf öffentliche Ladesäulen angewiesen waren, wichtiger war als für Nutzer mit privater Lademöglichkeit.⁴⁴²
- Die Teilnehmer bewerteten den Ladevorgang selbst als problemlos, benannten jedoch Schwierigkeiten in Bezug auf die technische Umsetzung (z.B. Ladekabel).⁴⁴³
- Nutzer mit Wallbox starteten 83% der Ladevorgänge zwischen 17 Uhr und 5 Uhr, Nutzer ohne Wallbox starteten nur 49% ihrer Ladevorgänge in diesem Zeitraum.⁴⁴⁴
- Die meisten Ladevorgänge endeten mit der Vollladung.⁴⁴⁵
- Die Analyse der ladebezogenen Nutzungsmuster zeigte, dass die Nutzer Laderoutinen entwickelten. Nutzer mit Wallbox luden bevorzugt nachts, Nutzer ohne Wallbox luden unregelmäßiger und nach Bedarf. Die Mehrheit von ihnen nutzt größtenteils eine bevorzugte Ladestation.⁴⁴⁶
- Nachts besteht das größte Potenzial für gesteuertes Laden
 - Durchschnittlich angeschlossen:
 - nachts 9 Fahrzeuge
 - tagsüber 3 Fahrzeuge

⁴³⁷ Vgl. Kratz, Sven-Erik: Green eMobility - Zukunftsfeld Elektromobilität bei Vattenfall (Präsentation vom 19.05.2011 zum Projekt MINI E Berlin), S. 8.

⁴³⁸ Vgl. Weber, Andreas: Flottenversuch MINI E Berlin - Erkenntnisse und nächste Schritte (Präsentation vom 04.05.2010), S. 12.

⁴³⁹ Vgl. Kratz, Sven-Erik: Green eMobility - Zukunftsfeld Elektromobilität bei Vattenfall (Präsentation vom 19.05.2011 zum Projekt MINI E Berlin), S. 8; vgl. auch Hennings, Wilfried; Linssen, Jochen: Welche Netzdienstleistungen können Elektrofahrzeuge sinnvoll erbringen?, S. 4 (NET-ELAN-Projekt).

⁴⁴⁰ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.0 Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.0, Chemnitz 2011, S.56.

⁴⁴¹ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.0 Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.0, Chemnitz 2011, S.5.

⁴⁴² Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.0 Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.0, Chemnitz 2011, S.6.

⁴⁴³ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.0 Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.0, Chemnitz 2011, S.6.

⁴⁴⁴ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.0 Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.0, Chemnitz 2011, S.95.

⁴⁴⁵ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.0 Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.0, Chemnitz 2011, S.97.

⁴⁴⁶ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.0 Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.0, Chemnitz 2011, S.6.

- Das Anschlussverhalten schwankte jedoch erheblich. In der Nacht von Montag zu Dienstag wird am häufigsten, von Samstag zu Sonntag am wenigsten geladen.⁴⁴⁷ Die höchste Anschlussrate wird wochentags in der Zeit von 00:00 Uhr bis 08:00 Uhr mit durchschnittlich 8 angeschlossenen Fahrzeugen erzielt (entspricht 20% der Nutzer).⁴⁴⁸

Maximal waren zur selben Zeit bis zu 17 Fahrzeuge angeschlossen (> 40% der Nutzer). In der Zeit von 12:00 bis 20:00 sank die Anschlussrate auf durchschnittlich 3 bis 5 Fahrzeuge (etwa 10% der Nutzer). Am Wochenende waren im Durchschnitt weniger Nutzer angeschlossen.

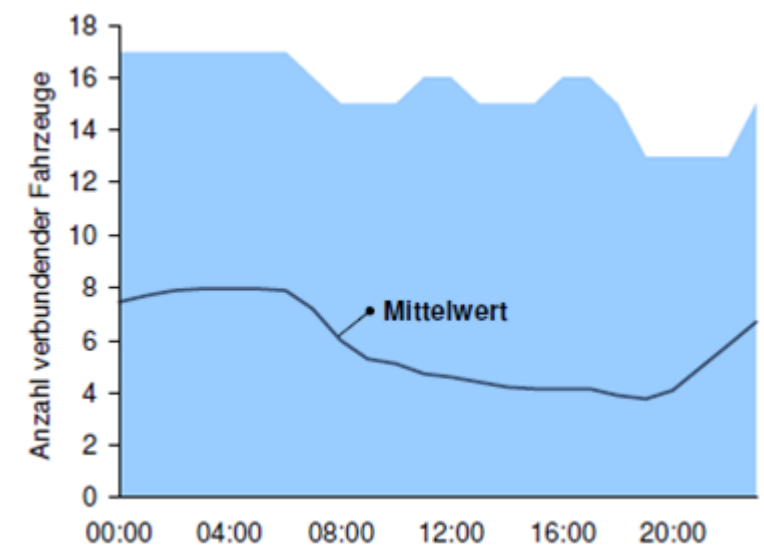


Abb. 66: Verteilung verbundener Fahrzeuge nach Tageszeit⁴⁴⁹

- Die Wall-Boxen ermöglichten ein Laden der E-Minis mit 32 Ampere. Die Vollladung eines E-Minis dauert unter diesen Voraussetzungen 3,8 Stunden.⁴⁵⁰ Bei mehr als 80% aller Ladevorgänge an den Wall-Boxen betrug die Anschlussdauer mind. 4 Stunden und würde damit für eine Vollladung mit 32 Ampere ausreichen. Lediglich bei 5,5% aller Ladevorgänge war die Anschlussdauer nicht ausreichend, um die Fahrzeugbatterie vollständig zu laden.⁴⁵¹

⁴⁴⁷ Vgl. Weber, Andreas: Flottenversuch MINI E Berlin - Erkenntnisse und nächste Schritte (Präsentation vom 04.05.2010), S. 15.

⁴⁴⁸ Vgl. Landeck, Erik: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? - Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Präsentation vom 13.01.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 20, wie die unterschiedlichen Angaben der Präsentationen bezüglich durchschnittlich nachts laden-der Fahrzeuge (einmal acht, einmal neun) zustande gekommen sind, ist nicht klar. Zu vermuten ist eine unterschiedliche Rundung.

⁴⁴⁹ Vgl. Landeck, E.: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? - Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Präsentation vom 13.01.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 20.

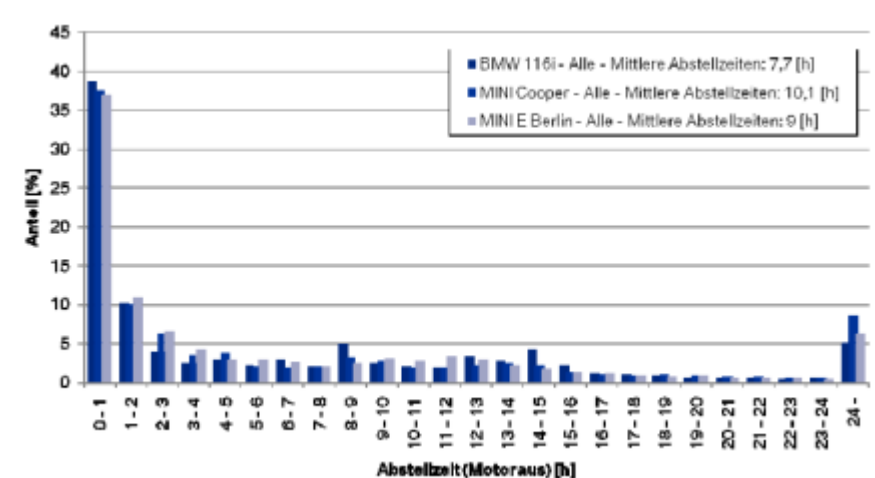
⁴⁵⁰ Vgl. Landeck, Erik: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? - Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Präsentation vom 13.01.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 10.

⁴⁵¹ Vgl. Landeck, Erik: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? - Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Präsentation vom 13.01.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 21.

- Die Testgruppe konnte den gesteuerten Ladeprozess gut in den Alltag integrieren.⁴⁵² Nächtliche Ladezeiten, selbst bei 8 bis 10 Stunden, waren unkritisch (d. h. wenn die Nutzer ihren E Mini bei leeren Batterien, i. d. R. abends, ans Netz anschlossen, ließen sie ihn auch für über 8 bis 10 Stunden am Netz, so dass das gesteuerte Laden umgesetzt werden konnte).⁴⁵³ In der Harz EE-Studie gaben die Teilnehmer auf Befragen im Durchschnitt an, dass für sie zu Hause eine Ladezeit von 6 Stunden, an öffentlichen Ladesäulen aber nur von 2,8 Stunden akzeptabel sei.⁴⁵⁴
- Zwischen den Tagesfahrten lag eine durchschnittliche Standzeit von jeweils 3 Stunden.⁴⁵⁵ Insgesamt betrug die durchschnittliche Abstellzeit für die E-Minis 9 Stunden.

Im Projekt Justpark wurden übergreifend über verschiedene analysierte Studien zum Nutzerverhalten folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Die Ladedauer spielt bei der Entscheidung für den Kauf eines EFZ eine untergeordnete Rolle.
- Das konduktive Laden des EFZ ist für die Nutzer zwar weitgehend problemlos, auch die Ladedauer stellt kein Problem dar. In den derzeit verfügbaren technischen Lösungen (konduktiv mit Ladekabel) sehen die Nutzer aber Verbesserungsmöglichkeiten.
- Für fast alle Nutzer war die private Lademöglichkeit ausreichend. Die meisten Nutzer luden nachts. Somit ergibt sich hier das größte Potenzial für gesteuertes Laden.
- Die Anweisung, das EFZ bei Nichtgebrauch immer mit dem Stromnetz zu verbinden, wurde nicht konsequent befolgt.
- Es wird eher selten geladen – maximal einmal täglich, durchschnittlich nur jeden zweiten Tag.
- Die Mehrheit (86 %) verbindet das EFZ erst dann mit dem Stromnetz, wenn der Ladezustand unter ein bestimmtes Niveau abgesunken ist.⁴⁵⁶



⁴⁵² Vgl. Weber, Andreas: Flottenversuch MINI E Berlin - Erkenntnisse und nächste Schritte, Präsentation vom 04.05.2010, S. 16.

⁴⁵³ Vgl. Kratz, Sven-Erik: Green eMobility - Zukunftsfeld Elektromobilität bei Vattenfall. Präsentation vom 19.05.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 8.

⁴⁵⁴ Vgl. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 152.

⁴⁵⁵ Vgl. Agsten, Michael: Einsatz der Elektromobilität zur Laststeuerung - Herausforderungen und Ergebnisse. Präsentation aus dem September 2010 zum Projekt MINI E Berlin, S. 9.

⁴⁵⁶ Vgl. Justpark: Begleitforschung zum kabellosen Laden von Elektrofahrzeugen: Chancen und Risiken beim kabellosen Laden von Elektrofahrzeugen, Technologiefolgenabschätzung für eine Schlüsseltechnologie in der Durchbruchphase der Elektromobilität, 2011, S.172.

Abb. 67: Klassierung der Abstellzeiten⁴⁵⁷

- Insgesamt wurden im Vorfeld der Feldstudie zwar Einschränkungen bezüglich Reichweite oder Ladezeiten durch die Nutzer erwartet. Im tatsächlichen Versuch wurden sie aber nur in wenigen Anwendungsfällen als solche empfunden.⁴⁵⁸
- Der Anteil der E-Minis, die täglich gefahren wurden, lag bei etwa 65 %. Zu jeder Zeit parkten mehr als 85 % der Fahrzeuge.⁴⁵⁹
- Insgesamt unterscheidet sich das Verhalten der Nutzer der E-Minis bezüglich der beobachteten Parameter nur marginal vom Verhalten vergleichbarer MINI Cooper - und BMW 116i - Nutzer.⁴⁶⁰

Im Feldversuch Modellregion Elektromobilität München (Projekt "Drive eCharged" - Siemens, SWM und BMW gefördert durchs BMVBS und die NOW GmbH) wurden vom September 2010 bis Juni 2011 40 BMW MINI E mit Nutzern in verschiedenen Einsatzszenarien getestet. 30 E-Minis wurden dabei von privaten Haushalten genutzt und 10 E-Minis in den Fuhrpark eines lokalen Pflegedienstes des Bayerischen Roten Kreuzes (BRK) integriert. Bei den Nutzern wurden am heimischen Stellplatz (im Fall des BRK auf dem Betriebsgelände) Wall-Boxes installiert. 28 öffentliche Ladesäulen standen im Testgebiet zur Verfügung und die E-Minis erbrachten eine Fahrleistung von insgesamt etwa 300.000 km.⁴⁶¹

Methodisch wurde das Fahrverhalten der Nutzer durch Interviews, Fragebögen und Nutzerlogbücher erfasst.⁴⁶² Die Teilnehmer der Studie sind durch ein offenes Bewerbungsverfahren ausgewählt worden, bei dem unter anderem das Interesse an der Technologie eine Rolle spielte.⁴⁶³ Die Selbstselektion der Stichprobe ist somit eindeutig und die ermittelten Daten sind nicht repräsentativ. Auch hier gilt jedoch, dass der Aussagewert der Daten aufgrund des tatsächlichen Nutzerverhaltens im Zusammenhang mit den 40 beteiligten Fahrzeugen deutlich über bloße Annahmen zum Nutzerverhalten hinausgeht. Zu berücksichtigen ist aber auch hier, dass im genannten Umfang auch eine Firmenflotte in die Studie einbezogen wurde und nicht immer eine getrennte Aufarbeitung der erhobenen Daten stattfand. Im Feldversuch Modellregion Elektromobilität München sind folgende Beobachtungen zum Nutzerverhalten gemacht worden:

⁴⁵⁷ Landeck, E.: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? - Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Präsentation vom 13.01.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 23.

⁴⁵⁸ Vgl. Landeck, Erik: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? - Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Präsentation vom 13.01.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 14.

⁴⁵⁹ Vgl. Agsten, Michael: Einsatz der Elektromobilität zur Laststeuerung - Herausforderungen und Ergebnisse Präsentation aus dem September 2010 zum Projekt MINI E Berlin, S. 9.

⁴⁶⁰ Vgl. Landeck, Erik: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? - Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Präsentation vom 13.01.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 14, wobei aus der Präsentation nicht hervorgeht, woher die für diese Feststellung erforderlichen Vergleichsdaten über das Verhalten von Benutzern von MINI Cooper und BMW 116i stammen.

⁴⁶¹ Vgl. Ergebnisse Feldversuch - Modellregion Elektromobilität München. Präsentation der Verbundpartner im Projekt "Drive eCharged", S. 4:
http://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2011/corporate_communication/MINI-E-Muenchen.pdf.

⁴⁶² Vgl. Ergebnisse Feldversuch - Modellregion Elektromobilität München. Präsentation der Verbundpartner im Projekt "Drive eCharged", S. 5.

⁴⁶³ Vgl. Ergebnisse Feldversuch - Modellregion Elektromobilität München. Präsentation der Verbundpartner im Projekt "Drive eCharged", S. 6, mit Angaben zu den Bewerberprofilen und den ausgewählten Nutzern.

- 82% der täglichen Fahrten können mit dem E-Mini erledigt werden.⁴⁶⁴ Auf Befragen befanden 89 % die Reichweite der E-Minis als ausreichend. Dennoch empfanden 44 % der Fahrer die begrenzte Reichweite grundsätzlich als Einschränkung, 32 % fühlten sich durch die E-Minis in Relation zu ihrem eigenen (konventionellen) Pkw in ihrer Flexibilität eingeschränkt und 20 % meinten, dass sich ihr Mobilitätsverhalten signifikant verändert hat.⁴⁶⁵
- In 75% der Fälle wurde direkt nach der Nutzung das Ladekabel eingesteckt.⁴⁶⁶
- Nach den Angaben der Fahrer fanden durchschnittlich 70 % der Ladevorgänge an der vorinstallierten Wall-Box statt.
- 97 % der an der Studie beteiligten Fahrer geben an, ihr Fahrzeug mindestens einmal an einer öffentlichen Ladesäule geladen zu haben. Dabei wurde als Grund für die Nutzung der öffentlichen Ladesäule angegeben (Mehrfachnennung möglich):
 - Nutzung des Parkplatzes 82 %
 - Nutzung während Besorgung 73 %
 - Niedriger Batterieladestand 64 %
 - Ladestation am Arbeitsplatz 64 %
- Als Grund für die relativ seltene Nutzung der öffentlichen Ladesäulen im Verhältnis zur Wall-Box wurde angegeben (Mehrfachnennung möglich):
 - Wallbox ausreichend 73 %
 - Ladestationen nicht an frequentierten Orten 68 %
 - Wenig Info zur Position der Ladestationen 48 %

Eine Reservierungsmöglichkeit der Ladestationen empfanden 67% der Nutzer als wichtig.⁴⁶⁷

Im Rahmen des Projekts NET-ELAN⁴⁶⁸ ist das Fahr- und Ladeverhalten von Berufspendlern mit einem GPS-Sensor und einem Batterieladungsmessgerät aufgezeichnet worden.⁴⁶⁹

⁴⁶⁴ Vgl. Ergebnisse Feldversuch - Modellregion Elektromobilität München. Präsentation der Verbundpartner im Projekt "Drive eCharged", S. 12.

⁴⁶⁵ Vgl. Ergebnisse Feldversuch - Modellregion Elektromobilität München. Präsentation der Verbundpartner im Projekt "Drive eCharged", S. 11.

⁴⁶⁶ Vgl. Ergebnisse Feldversuch - Modellregion Elektromobilität München. Präsentation der Verbundpartner im Projekt "Drive eCharged", S. 12, auch die Teilnehmer des Future-Fleet-Feldversuches neigten da-zu, das EV nach jeder Fahrt gleich wieder ans Netz anzuschließen. Vgl. Deffner, Jutta; Barbara, Birzle-Harder; Hefter, Tomas; Götz, Konrad: Schlussbericht zum Forschungsprojekt Future Fleet, 2011, S. 24.

⁴⁶⁷ Vgl. Ergebnisse Feldversuch - Modellregion Elektromobilität München. Präsentation der Verbundpartner im Projekt "Drive eCharged", S. 17.

⁴⁶⁸ Vgl. Forschungsprojekt "Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen"

⁴⁶⁹ Vgl. Linssen, Jochen; Maas, Heiko; Schulz, Alexandra: Räumlich und zeitliche Verteilung von Ladevorgängen: Präsentation für die HdT - Tagung "Kraftwerk Batterie - Lösungen für Automobil und Energieversorgung" (2011), S. 8.

Die relevanten Studienergebnisse sind jedoch bisher nicht in nachvollziehbarer Art und Weise veröffentlicht.⁴⁷⁰

Zwar werden Pkw an 70% der Tage weniger als 40 km bewegt (im A-Segment sind sogar 83 % der Tage⁴⁷¹), für die Bedeutung der Alltagstauglichkeit sollte jedoch die Eignung von Elektrofahrzeugen auch für längere Tagesfahrten berücksichtigt werden.

Sammer et al. betrachten die notwendige Reichweite auf Basis von Schweizer Mobilitätsdaten, die sich auf einen Zeitraum von 174 Tagen beziehen. Sie wählen die längste Tagesfahrt dieses Untersuchungszeitraums (ohne Urlaubsfahrten) als Bemessungsgrundlage. In diesem Untersuchungszeitraum betrug der Mittelwert der längsten Tagesfahrten 147 km / Tag. Der Median liegt bei 100 km / Tag. Mit einer Reichweite von 100 km könnte also ca. der Hälfte der maximalen Nutzeranforderungen entsprochen werden. Bei 150 km Reichweite gilt dies für 2/3. Bei 200 km Reichweite könnten 79% der Nutzeranforderungen bedient werden. Der Grenznutzen weiterer Reichweitenerhöhungen ist gering, 300 km Reichweite würde den Anteil nur auf 85 % erhöhen.⁴⁷²

7.3.1

Schlussfolgerungen für die benötigte Reichweite von Elektrofahrzeugen

Schon nach aktuellem Stand marktreifer Technik haben übliche BEV eine Reichweite von deutlich über 100 km.⁴⁷³ PHEV und Fahrzeuge mit Range Extender kommen zwar im reinen Elektrobetrieb teilweise noch auf Reichweiten von 20-60 km, können dann allerdings im Kraftstoff- bzw. Hybridbetrieb auf Reichweiten von über 500 km kommen⁴⁷⁴ - bleiben also hinter der Reichweite konventioneller Fahrzeuge gar nicht oder nur unwesentlich zurück. Unter den oben erläuterten Einschränkungen bezüglich der Repräsentativität, kann mit der MINI E Berlin Studie angenommen werden, dass Privatnutzer ihr Mobilitätsverhalten durch den Umstieg von konventioneller auf elektrische Mobilität kaum verändern werden, so dass auch aus den Daten der MiD 2008 Studie Schlussfolgerungen für das Nutzerverhalten im Zusammenhang mit Elektromobilität gezogen werden können.⁴⁷⁵ Danach kann festgestellt werden, dass die tatsächliche

⁴⁷⁰ Die veröffentlichten Tabellen lassen keine eindeutige Interpretation der Ergebnisse zu, bei: Linssen, Jochen; Maas, Heiko; Schulz, Alexandra: Räumlich und zeitliche Verteilung von Ladevorgängen: Präsentation für die HdT - Tagung "Kraftwerk Batterie - Lösungen für Automobil und Energieversorgung", 2011, S. 14-17.

⁴⁷¹ Vgl. Bain & Company: Warum Elektromobilität ein echter und nachhaltiger Systemwechsel ist, Berlin 2011, S.5.

⁴⁷² Vgl. Bain & Company: Warum Elektromobilität ein echter und nachhaltiger Systemwechsel ist, Berlin 2011, S.5.

⁴⁷³ Z. B. smart fortwo electric drive nach Herstellerangaben Reichweite mehr als 140 km (<http://www.smart.de/produkte-electric-drive-fragen-antworten/8525c184-31e6-51dc-afc5-6ddd43e8a415>) BMW MINI E nach Herstellerangaben Reichweite etwa 168 km geschätzt für normale Fahr-bedingungen (http://www.mini.de/minimalism/product/mini_e/) Familienlimousine Renault Fluence nach Herstellerangaben etwa 185 Km Reichweite (NEDC Zyklus) (<http://www.renault-ze.com/de-de/modelle-z.e./fluence-z.e./vorstellung-638.html>).

⁴⁷⁴ Z. B. Opel Ampera nach Herstellerangaben Reichweite im Elektrobetrieb etwa 80 km (<http://www.opel.de/fahrzeuge/modelle/personenwagen/ampera/highlights/alltagstauglichkeit.html>) zu-züglich Reichweite von etwa 500 km mit dem Range Extender (http://www.opel.de/microsite/ampera/?ppc=Opel%252520Ampera_Ampera%252520Brand/#/ampera_range_extender)

⁴⁷⁵ Vgl. auch Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz-Erneuerbare-Energien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 155: 100 % der EV-Feldtestteilnehmer gaben dort

Reichweite von EV nach aktuellem Stand marktreifer Technik die Privatnutzer nur in den seltensten Fällen einschränken wird, da nur ein sehr geringer Prozentsatz der von Privatnutzern zurückgelegten Wege über 100 km ist. Dies gilt selbst für den ländlichen Raum, denn auch dort sind nur 1,5 % der Wege über 100 km lang.

Am Reiseverhalten der Deutschen (nach MiD 2008) ist zu ersehen, dass längere Wege nur von einem geringen Teil der Bevölkerung häufiger unternommen werden. Nur 10 % der Befragten reisen durchschnittlich mehr als einmal im Monat, der Durchschnitt liegt etwa bei einer Reise pro Einwohner in zwei Monaten. Zusätzlich nahm bei Reisen über 500 km die Bedeutung des Autos zugunsten von Bahn, Flugzeug und Reisebus ohnehin deutlich ab. Langstreckenmobilität spielt bei der Pkw-Nutzung und damit für die tatsächlichen Anforderungen an EV eine nur relativ untergeordnete Rolle. Insbesondere Auslandsreisen werden nur selten mit dem Pkw unternommen.

Es kann daher geschlussfolgert werden, dass die überwiegende Mehrheit der heutigen Nutzer konventioneller Pkw (vielleicht über 90 %), übliche Mobilitätsbedürfnisse, gemessen an der Reichweite, schon mit BEV heutiger marktreifer Technik fast komplett abdecken könnte, wenn sie ausschließlich an einer heimischen Wall-Box laden würden. Bezieht man insbesondere mit Blick auf die Personen, die regelmäßig längere Strecken (>100 km) mit dem Pkw zurücklegen müssen, die bereits marktreifen PHEV mit ein, ergeben sich aus dieser Sicht überhaupt keine Einschränkungen mehr. ⁴⁷⁶

Beispielsweise die Modellregion Elektromobilität München Studie kommt gleichwohl zu dem Ergebnis, dass weiterhin eine Einschränkung an Reichweite und Flexibilität von vielen Nutzern empfunden wurde. ⁴⁷⁷ In diesem Zusammenhang kann natürlich auf den weiteren technischen Fortschritt verwiesen werden, der größere gewünschte Reichweiten für den Nutzer ermöglichen wird. Gleichzeitig wurde in verschiedenen Studien (MINI E Belin, eE-Tour Allgäu) beobachtet, dass die Vorbehalte mit dem Kennenlernen der Technik und nach tatsächlicher Nutzung deutlich zurück gingen, so dass man vermuten kann, dass viele der Vorbehalte mit einer breiteren Markteinführung und entsprechenden Marketingkampagnen der Automobilhersteller verschwinden werden. Es ist jedoch auch ein bekanntes Phänomen, dass die Motorenleistung (kW) und die Geschwindigkeit (km/h), der von den Verbrauchern nachgefragten Fahrzeugmodelle, die üblichen Alltagsbedürfnisse deutlich übersteigt (z. B. erfüllen sich auch wohlhabende Berufspendler aus einem urbanen Ballungsgebiet u. U. einen Traum durch Anschaffung eines Sportwagens, im vollen Wissen, dessen technische Leistung nur bei seltenen Gelegenheiten austesten geschweige dann ausnutzen zu können). Zu solchen Fragen der Verbraucherpsychologie und der Zukunft der Elektromobilität sind bisher keine Studien erstellt worden. Viele Studien (z. B. die beiden E-Mini-Studien, eE-Tour Allgäu) enthalten aber deutliche Hinweise auf dieses Phänomen. Dass die sich im Konsumverhalten niederschlagenden Reichweitewünsche der Verbraucher unter Umständen deutlich von ihren erwiesenen Reichweitebedürfnissen abweichen können, sollte daher nicht unterschätzt werden. ⁴⁷⁸

an ihre gefahrenen Kilometer mit dem EV nicht verändert zu haben, 83 % gaben an auch ihre Fahrstrecke nicht verändert zu haben.

⁴⁷⁶ Vgl. auch, mit demselben Ergebnis: Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 157.

⁴⁷⁷ Die Reichweiteerwartungen und die Nutzerakzeptanz werden weiter unten ausführlicher beschrieben.

⁴⁷⁸ Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 27f., aus Sicht der dort befragten Experten werden von Verbrauchern zur Bewertung und

Zwar wird die Reichweite nach wie vor als das größte Problem der Elektromobilität angesehen, große Reichweiten sind aber aus einer reinen Effizienzperspektive bei täglichen Kilometerleistungen von 37 km und 80% von Strecken < 20 km ineffizient. Auch die Pilotversuche wie der MiniE-Versuch zeigen, dass für mehr als 90% der Nutzer – insbesondere in der Stadt – bereits die Reichweite von heutigen Elektrofahrzeugen für die täglichen Bedürfnisse ausreichend ist.⁴⁷⁹

Bei mittleren Wegstrecken gibt es große Unterschiede zwischen verschiedenen Zielgruppen. Aber auch mittlere Wegstrecken sind für die Nutzung von Elektrofahrzeugen nicht unbedingt ungeeignet.

Wie häufig fahren Sie als Fahrer oder Mitfahrer Strecken von 100-200km?

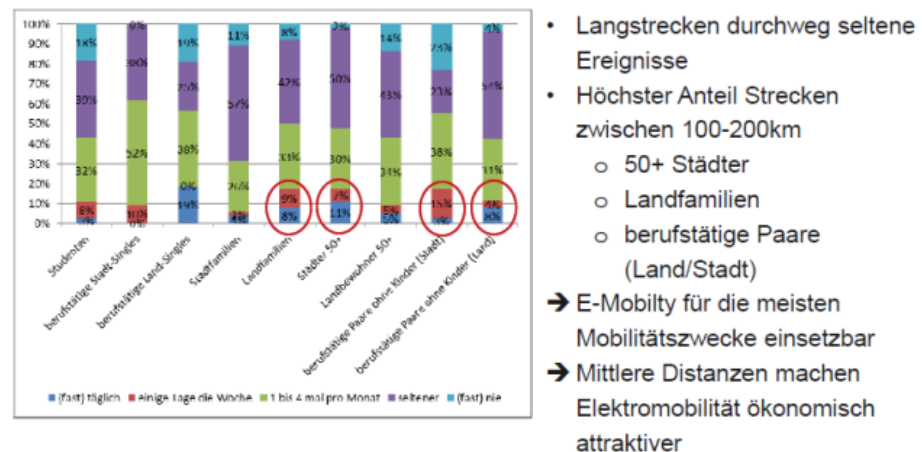


Abb. 68: Häufigkeit mittlerer Wegstrecken nach Zielgruppen, Quelle: 480

7.3.2

Schlussfolgerungen zur Relevanz des öffentlichen Ladens

Vergleicht man die aktuelle marktreife EV-Fahrzeugtechnik mit den aktuellen Fahrprofilen der deutschen Pkw-Nutzer, wäre für die Masse der täglich zurückgelegten Wege, unterstellt sie würden alle mit Elektrofahrzeugen zurückgelegt, aus technischer Sicht kein öffentliches Laden erforderlich. Mit den dargestellten EV-Reichweiten, in Relation zur geringen Anzahl der Tagesstrecken die diese Reichweiten übersteigen, wäre es im Durchschnitt für alle Fahrzeuge für über 91 % der Tage ausreichend, wenn das jeweilige EV nachts an der heimischen bzw. betriebseigenen Ladestation aufgeladen würde. Dieses Ergebnis wird auch durch die durchschnittlich zurückgelegten Tageskilometer pro Person gestützt, die selbst bei mobilen Personen 44 km/Tag nicht übersteigt.

Gleichzeitig stehen zwischen 22.30 Uhr abends bis 5.00 Uhr morgens 98 % der Pkw still. Bedenkt man, dass die Hersteller heute bei einem 32 A Stromanschluss von Ladezeiten

Einschätzung der Eigenschaften von Elektroautos in der Regel zum Vergleich konventionelle Fahrzeuge herangezogen und weniger ihre tatsächlichen individuellen Mobilitätsbedürfnisse.

⁴⁷⁹ Vgl. Landeck, Erik: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Vortrag am 13.01.2011.

⁴⁸⁰ Fornahl, Dirk: Individuelle und regionale Mobilitätsmuster Fachtagung Elektromobilität: Erfahrungen – Entwicklungen – Erwartungen Centre for Regional and Innovation Economics Universität Bremen, 15. September 2010.

unter 4 Stunden ausgehen, wäre somit das nächtliche Laden in jedem Fall unproblematisch. Beseht lediglich eine Lademöglichkeit mit 16 A werden i. d. R. Ladezeiten von unter 8 Stunden erreicht. Auch dies war nach den Ergebnissen der Studien für die überwiegende Anzahl der privaten und gewerblichen Nutzer unkritisch.

Um das heimische nächtliche Laden umsetzen zu können, wäre es allerdings erforderlich, dass auch jeder EV-Nutzer über eine heimische Lademöglichkeit verfügt oder zuverlässig auf öffentliche Ladeinfrastruktur in der Nähe seines Wohnorts ausweichen kann. Für die 70 % der Pkw-Nutzer, die ihren Pkw auf dem eigenen Grundstück parken, wäre die Installation einer Wall-Box am eigenen Stellplatz naheliegend. Schon bei dieser Gruppe muss allerdings bedacht werden, dass der Installation rechtliche und tatsächliche Hindernisse entgegenstehen können (man denke nur an den Garagenmieter, der gegen den Willen des Garageneigentümers nach jetzigem Recht keine Wall-Box installieren könnte - hier wäre aus rechtlicher Sicht Abhilfe notwendig ⁴⁸¹ und denkbar ⁴⁸²). Der Engpass wird das nächtliche Laden für die 30 % der "Laternenparker" bleiben. ⁴⁸³ Dieses Problem wird sich auch nicht ohne weiteres flächendeckend lösen lassen, bedenkt man die ohnehin schon langen Suchzeiten von Laternenparkern ⁴⁸⁴ insbesondere in urbanen Zentren. In den üblichen Feierabendstunden ist ohne weiteres klar, dass dieses Suchproblem noch deutlich verschärft würde, wenn jeder Suchende einen Stellplatz mit öffentlicher Ladestation finden müsste (zumindest jeden zweiten oder dritten Tag, wenn die Batterie leer ist). ⁴⁸⁵ Gleichwohl bleibt festzustellen, dass das Ladeproblem zumindest für die 70 % "Grundstücksparker" relativ einfach lösbar wäre, zumindest nach entsprechender Anpassung des Rechtsrahmens.

Die Nutzer tragen dem technischen Sachverhalt, dass nächtliches Laden zur Befriedigung der durchschnittlichen Mobilitätsbedürfnisse ausreicht, durch das bei ihnen beobachtete Verhalten Rechnung. In Feldtests mit Verbrauchern werden öffentliche Ladestationen nur selten und eher als Notfalllösung genutzt. ⁴⁸⁶ Dem entgegen kommt die Studie

⁴⁸¹ Z. B. bauordnungsrechtliche Pflicht nicht nur zur Schaffung von Stellplätzen für jede Wohn oder Büroeinheit, sondern jeweils von Stellplätzen mit Wall-Box, Pflicht des (Garagen)Vermieters zur Ermöglichung eines Stromanschlusses etc.

⁴⁸² Die Regierung Frankreichs beispielsweise legte im Jahr 2009 einen sog. 14-Punkte-Plan zur Elektromobilität vor, der u. a. Vorschriften im Baurecht vorsah (die Verpflichtung zur Einrichtung von Ladeinfrastruktur für alle Neubauten ab 2012 und die verpflichtende Ausstattung von Bürogebäuden mit Ladeinfrastruktur ab 2015).

⁴⁸³ Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 25f.

⁴⁸⁴ Vgl. dazu: Mobilität in Deutschland 2008 - Tabellenband, Autos, S. 15f.

⁴⁸⁵ Devries et al halten dieses Problem scheinbar gleichwohl durch die Installation einer Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum lösbar, S. 10. Danach sei es für eine breite Akzeptanz der Elektromobilität wichtig, infrastrukturelle Lösungen für den öffentlichen Raum schnell zu entwickeln, um eine wichtige Zielgruppe, die Stadtbewohner und -pendler ohne Stellplatz, gerade in der Einführungsphase zu erreichen. Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen –Ergebnisbericht. Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 72).

⁴⁸⁶ Auch die Experten erwarten, dass Nutzer überwiegend zuhause laden werden und bei der Anschaffung von Elektrofahrzeugen diese so ausgewählt werden, dass sie aufgrund ihrer Reichweite die regelmäßig erforderlichen Reichweitenbedürfnisse ohne Zwischenladen großzügig erfüllen: vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 25f.: Methodik: Strukturierte Befragung von Personen, die entweder über breite Forschungserfahrung im Bereich individuelle Mobilität verfügen und/oder über Erfahrung in der Erprobung neuer Mobilitätskonzepte, vorzugsweise Elektromobilität, S.8f.

Auf Befragen geben sogar "Laternenparker" häufig den Wunsch an, wenn sie ein EV besäßen, dies zu Hause zu laden. Vgl. Bunzeck, Ingo: G4V: Session III - Business/Economic, Environmental and Societal Implications for Electro-Mobility (Präsentation vom 30.08.2011), S. 9: http://www.g4v.eu/datas/Session_III_-_Business-Economic_environmental_and_societal_implications_for_electromobility.pdf

Modellregion Elektromobilität München zu dem Ergebnis, dass immerhin 30 % der Ladevorgänge nicht an der heimischen Wall-Box stattfanden und dass fast alle Nutzer in den über acht Monaten des Feldversuchs zumindest einmal auf eine öffentlichen Ladesäule zurückgriffen und dabei in 64 % der Fälle einer der Gründe ein niedriger Batteriestand war (s. o.). Auch ein erheblicher Teil der in der Grid for Vehicle-Studie Befragten gaben an, trotz privater Park- und Lademöglichkeit davon auszugehen, auf langen Strecken auf öffentliche Ladestationen angewiesen zu sein.⁴⁸⁷

Bringt man diese Beobachtungen zusammen,⁴⁸⁸ lässt sich feststellen, dass einer der Schlüssel zur (zumindest halbwegs) flächendeckenden Durchsetzung von Elektromobilität in der Möglichkeit des nächtlichen heimischen Ladens liegt. Die öffentlichen Ladestationen spielen im alltäglichen Verhalten von Nutzern, die über eine heimische Wall-Box verfügen, nur eine untergeordnete Rolle. Sie werden aber auch für diese Nutzer unabdingbar sein, da bei einem niedrigen Batteriestand eine Zwischenlademöglichkeit für jeden Nutzer einmal relevant werden kann.⁴⁸⁹ Sei es, weil das nächtliche Laden einmal vergessen wurde, oder sei es, weil eine längere Strecke, hingegen den üblichen täglichen Mobilitätsmustern, gefahren werden soll.

Kann den "Garagenparkern" (70 % der Pkw-Nutzer) voraussichtlich mit nur begrenzter Modifikation des Rechtsrahmens Elektromobilität ermöglicht werden, besteht hier für die 30 % "Laternenparker" voraussichtlich das größte Hindernis für ihren Zugang zur Elektromobilität. Öffentliche Ladesäulen können für das allnächtliche Laden durch "Laternenparker" voraussichtlich keine flächendeckende Alternative darstellen.⁴⁹⁰ Zu bedenken ist allerdings, dass vermutlich die wichtigsten Gründe für das "Laternenparken" finanzieller Natur sind oder im mangelnden Angebot wohnortnaher Stellplätze liegen. Auch die Schaffung wohnortnaher Stellplätze und entsprechender finanzieller Förderinstrumente könnten also zur Überwindung dieses Hindernisses beitragen.⁴⁹¹

Auch in anderen europäischen Ländern besteht eine klare Präferenz für das Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz. Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 20).

⁴⁸⁷ Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 21.

⁴⁸⁸ Aufgrund der mangelnden Repräsentativität beider Studien ließen sie sich natürlich auch durch den Zufall erklären.

⁴⁸⁹ Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen –Ergebnisbericht. Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 10; Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 25f., aus Sicht der dort befragten Experten haben die öffentlichen Ladesäulen vorwiegend eine "psychologische Funktion". Dies impliziert, dass es für das Aufstellen der Ladesäulen wichtiger wäre, diese prominent zu platzieren als tatsächlich kurzfristig eine hohe Dichte zu erreichen. So auch die Harz-EE-Studie, nach der die überwiegende Mehrheit der Nutzer die heimische Ladestelle deutlich präferiert aber öffentliche Ladestellen gleichwohl als notwendig erachtet. Vgl. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz-Erneuerbare-Energien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 153.

⁴⁹⁰ Dies ist auch die Befürchtung befragter "Laternenparker" in der Grid for Vehicle-Studie. Die Mehrheit der Befragten ohne festen Parkplatz gab an, sie würden davon ausgehen in Zukunft keine öffentliche Lademöglichkeit für ihr EV zu finden. Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 20.

⁴⁹¹ Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 25f., aus Sicht der dort befragten Experten können öffentliche Ladesäulen an Parkplätzen den Bedarf an Infrastruktur für Laternenparker öffentliche Ladesäulen nicht auffangen Halböffentliche oder fest reservierbare öffentliche Ladestationen werden hier als sinnvolle Lösung vorgeschlagen.

In mehreren Pilotversuchen zeigte sich empirisch, dass öffentliche Ladestellen kaum ausgelastet waren und ca. die Hälfte der Nutzer (Mini E) öffentliche Ladestationen nie genutzt hat. Dies hängt damit zusammen, dass viele Nutzer über eine Wallbox verfügten. Dies ist allerdings nicht der Normalfall in Städten. Insbesondere in Großstädten gibt es für einen Großteil der Nutzer keine andere Möglichkeit als öffentliches Laden. Zudem kommt der psychologische Effekt der Range Anxiety. Zwar ist die Frage der optimalen Infrastrukturdichte noch nicht geklärt und in diesem Projekt auch nicht im Fokus, an-hand der Nutzerdaten erscheint es jedoch plausibel, dass ein eher begrenztes Infrastrukturnetz mit DC-Schnellladestationen hinreichend ist. Laut Jonuschat werden private Nutzer zu 70 % zuhause laden, zu 25 % am Arbeitsplatz und damit zu weniger als 5 % unterwegs im öffentlichen Raum.

7.3.3

Ladeinfrastruktur und elektrischer Fahranteil

Im Mini E-Versuch wurde empirisch ermittelt, dass etwa 90 % des Privat- und Wirtschaftsverkehrs rein batterieelektrisch bewältigt werden kann.⁴⁹² Dies entspricht den Simulationsergebnissen vorheriger Studien.

Eine von Lunz et al. vorgenommene Abgleichung mit der Mobilität in Deutschland-Statistik ergibt, dass 90 % der Fahrten mit einem rein batteriebetriebenen Fahrzeug abgedeckt werden können, wenn nur die Möglichkeit zur nächtlichen Aufladung besteht. Könnte das Fahrzeug nach jeder Fahrt aufgeladen werden, entspräche dies 99 % der Fahrten.⁴⁹³ Beim Plug-in Hybrid oder REEV mit 50 km Reichweite ist das Aufladen zu Hause grundsätzlich ausreichend, da eine Weiterfahrt auch mit leerem Akkumulator möglich ist. Betrachtet wurde hier deshalb, welchen Anteil das rein elektrische Fahren bei unterschiedlichen Ausbaustufen der Ladeinfrastruktur hat. Bei der Aufladung zu Hause (ohne jegliche weitere Infrastruktur) könnten 60 % der Jahreskilometer rein elektrisch zurückgelegt werden. Kann das Fahrzeug zusätzlich am Arbeitsplatz aufgeladen werden, können 66 % der Jahreskilometer elektrisch zurückgelegt werden. Kann das Fahrzeug auch beim Einkaufen geladen werden, wären 68 % elektrisch zurücklegbar. Eine zusätzliche Ladeinfrastruktur, die es ermöglicht, auch während der Ausübung von Freizeitaktivitäten zu laden, erhöht die elektrisch zurücklegbaren Jahreskilometer auf 72%. Bei einer voll ausgebauten Ladeinfrastruktur erhöht sich der Anteil der rein elektrisch zurückgelegten Strecken auf 77%.⁴⁹⁴

Höhere Ladeleistungen können den Anteil elektrisch zurückgelegter Strecken nur unwesentlich steigern. Dies zeigen die Korrelationen zwischen den vor einer Pause zurückgelegten Strecken und der Pausendauer. Vereinfacht ausgedrückt ist es selten so, dass lange Strecken mit kurzen Pausen zusammenfallen. In der Regel ist eine Nachladung gar nicht nötig oder die Nachladung mit 3,7 kW ausreichend.⁴⁹⁵

⁴⁹² Vgl. Eckhardt, Carl Friedrich: Intelligentes Laden schon 2011, in: Flottenmanagement 1/2011, S.58-59.

⁴⁹³ Vgl. Lunz, B.; de Doncker, R. W.; Sauer, D.U.: Analyse von Ladeinfrastrukturkonzepten für Elektromobilität, Paper Ini 6.1.3. VDE-Kongress 2010, Leipzig 2010, S.2.

⁴⁹⁴ Vgl. Lunz, B.; de Doncker, R. W.; Sauer, D.U.: Analyse von Ladeinfrastrukturkonzepten für Elektromobilität, Paper Ini 6.1.3. VDE-Kongress 2010, Leipzig 2010, S.2.

⁴⁹⁵ Vgl. Lunz, B.; de Doncker, R. W.; Sauer, D.U.: Analyse von Ladeinfrastrukturkonzepten für Elektromobilität, Paper Ini 6.1.3. VDE-Kongress 2010, Leipzig 2010, S.3.

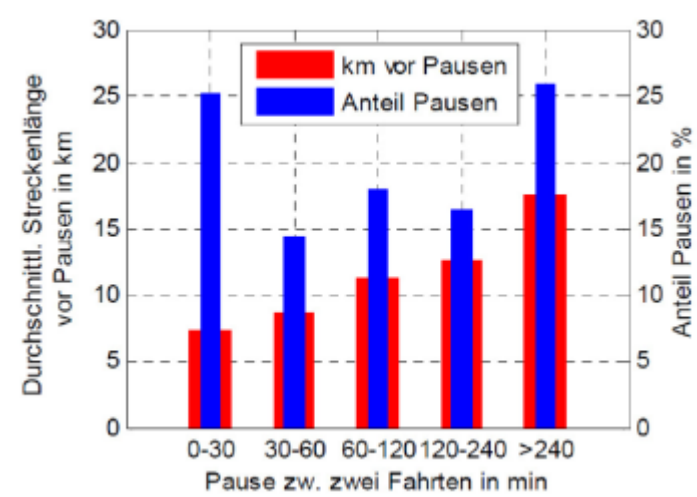


Abb. 69: Korrelation von Streckenlänge und Pausendauer⁴⁹⁶

7.4 Nutzerverhalten und Nutzerakzeptanz im Bereich »Gesteuertes Laden«

Der Haushaltsstromverbrauch erhöht sich durch Elektrofahrzeuge um etwa 50 %, das Lastver-schiebepotenzial vervielfacht sich sogar. Der dynamischste und wichtigste Parameter für die Verfügbarkeit der Fahrzeuge für Geschäftsmodelle der Netzintegration ist der Fahrzeugnutzer, der entscheidet, wie lange das Fahrzeug am Ladegerät angeschlossen ist und welche Distanz die nachfolgende Strecke haben wird.⁴⁹⁷

Aufgrund des bereits geschilderten Nutzerverhaltens ist für "Garagenparker" das gesteuerte Laden grundsätzlich unproblematisch möglich.⁴⁹⁸ Dies gilt auch für die Nutzung von EV in Firmenflotten mit permanenten Stellplätzen.⁴⁹⁹ In der Grid for Vehicle-Studie, als breiteste Befragung zu diesem Thema, gab es zur Idee und Umsetzbarkeit des gesteuerten Ladens eine hohe Zustimmung der Befragten (Durchschnitt auf einer Skala von 1 bis 7: Deutschland 5,67, Europa 5,74).⁵⁰⁰ Auch in der Mini E-Studie zeigten die Nutzer verschiedener Anwendungsfelder eine überwiegend positive Einstellung gegenüber dem

⁴⁹⁶ Lunz, B.; de Doncker, R. W.; Sauer, D.U.: Analyse von Ladeinfrastrukturkonzepten für Elektromobilität, Paper Ini 6.1.3. VDE-Kongress 2010, Leipzig 2010, S.3

⁴⁹⁷ Vgl. Hahnel, U. J.J.; et al.: Methoden zur Bestimmung des Nutzereinflusses auf eine intelligente Integration von Elektrofahrzeugen in das zukünftige Energienetz, Paper zum Vortrag auf dem VDE Kongress 2012 am 05. – 06.11.2012 in Stuttgart.

⁴⁹⁸ So auch: Hennings, Wilfried; Linssen, Jochen: Welche Netzdienstleistungen können Elektrofahrzeuge sinnvoll erbringen?, S. 4 (NET-ELAN-Projekt): "EFZ können und werden auf jeden Fall dazu beitragen, wäh- rend der nächtlichen Schwachlastzeit erzeugte Windenergie zu nutzen, die sonst vielleicht nicht verbraucht werden könnte. Allerdings wäre ein Bestand von 10 bis 20 Mio. E-PKW erforderlich, allein um den in nur einer Nacht erzeugten Windstrom-Überschuss aufzunehmen".

⁴⁹⁹ So zumindest für die SAP Flotte: Deffner, Jutta; Birzle-Harder, Barbara; Hefter, Tomas; Götz, Konrad: Schlussbericht zum Forschungsprojekt Future Fleet, 2011, S. 33f..

⁵⁰⁰ Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 23. Bei den von der Idee weniger Überzeugten stand die Sorge im Vordergrund, dass ihr EV nicht ausreichend geladen sein könnte, wenn sie es plötzlich brauchen.

gesteuerten Laden (71 %) und äußerten eine hohe Umsetzungsbereitschaft.⁵⁰¹ 91 % der Nutzer sind überzeugt, dass gesteuertes Laden zum effektiven Einsatz der erneuerbaren Energien beiträgt.⁵⁰²

Wie insbesondere die MINI E Berlin Studie zeigte, können die Energielieferanten und Netzbetreiber das gesteuerte Laden unter heutigen technischen Voraussetzungen ermöglichen. Die Zeit, in der die überwiegende Zahl der Pkw ruht und in jedem Fall an eine heimische Ladestation angeschlossen sein kann, deckt sich mit den Zeiten niedriger Netzauslastung (nachts zwischen 22.30 und 5.00 Uhr). Das hineinsteuern in nächtliche "Windzeitfenster" kann von Seiten der Energieversorger/ Netzbetreiber gewährleistet werden. Ideal für ein gesteuertes Laden wäre es, wenn beteiligte EV-Nutzer die Netzverbindung erst am Morgen wieder lösten. Jedoch zeigte die MINI E Berlin Studie, dass ein gesteuertes Laden auch dann effektiv möglich ist, wenn die nächtliche Netzverbindung nur an den Abenden hergestellt wird, an denen die Batterie tatsächlich leer ist (dies entsprach dem vorwiegenden Nutzerverhalten im Rahmen der Studie). Wenn im Rahmen der Modellregion Elektromobilität München Studie festgestellt worden ist, dass 75 % der Nutzer das Ladekabel in 75 % der Fälle direkt nach der Nutzung verbanden, weicht dies deutlich von dem im Rahmen der MINI E Berlin Studie festgestellten Nutzerverhalten ab. Aus alltagspsychologischen Erfahrungen heraus (Bequemlichkeit, Vergesslichkeit der Nutzer etc.) ist so ein Verhalten auch kaum für allgemeine Nutzung von Elektrofahrzeugen zu erwarten. Es ist vielmehr zu vermuten, dass den Nutzern im Rahmen der Studie deren Zweck (Feldversuch zur Netzintegration) vorher mitgeteilt wurde und durch das Verfahren (offene Bewerbung etc.) bei den Probanden auch der Wille bestand oder gefördert wurde, diese Netzintegration zu gewährleisten.⁵⁰³ Gleichwohl könnte dieses Ergebnis der Modellregion Elektromobilität München Studie ein Hinweis darauf sein, dass durch geeignete Motivationen und Anreize für die Nutzer ein hoher Grad an Netzverbindung der Elektrofahrzeuge möglich sein könnte. Statistisch abgesicherte Daten zum voraussichtlichen Ladeverhalten gibt es jedoch nicht und durch die unterschiedlichen Ergebnisse der Feldversuche mit den E-Minis sind die hier getroffenen Aussagen spekulativ. Gerade die Studie MINI E Berlin lässt aber vermuten, dass schon unter den Bedingungen des bestehenden Nutzerverhaltens und heutiger marktreifer Technik, ohne weitere Anreize, gesteuertes Laden flächendeckend möglich wäre.

Eine möglichst lange Verbindung der Elektrofahrzeuge zum Netz würde die Möglichkeit erhöhen, im Rahmen eines Smart Grids die Elektrofahrzeuge zum spotmarktorientierten Laden, zur Netzstabilisierung und Glättung der Lastkurve oder zur Rückspeisung einzusetzen. Die Standzeiten der Pkw versprechen hier ein großes Potenzial: nur 54 % der Haushalte nutzen ihren Pkw täglich, zu jeder Zeit nutzen wenigstens 87 % der Pkw-Nutzer ihren Pkw nicht, in der Zeit von 22.30 bis 5.00 Uhr morgens sogar mehr als 98 % (MiD 2008). Die MINI E Berlin Studie kam auf einen Anteil von täglich gefahrenen E-Minis von 65 %. Zu jeder Zeit parkten nach der Studie mehr als 85 % der Fahrzeuge. Laut Mobilitätspanel sind privat genutzte Fahrzeuge ca. 80% der Zeit zu Hause abgestellt.⁵⁰⁴ In Summe werden Kraftfahrzeuge momentan ungefähr 94 % der Zeit nicht genutzt und diese

⁵⁰¹ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.o Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Ver-

⁵⁰² bundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.o, Chemnitz 2011, S.6.

⁵⁰³ Vgl. Landeck, Erik: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Vortrag am 13.01.2011.

⁵⁰⁴ So auch das vergleichbare Ergebnis in der Futur-Fleet-Studie, bei denen die EV während der einwöchigen Überlassung durchgehend Neuheitswert hatten und wegen unzuverlässiger Reichweiteanzeigen schon wegen der damit verbundenen Unsicherheit permanent geladen wurde.

⁵⁰⁵ Vgl. BMVBS: Deutsches Mobilitätspanel 2008, 2009.

Zeit potenziell zur intelligenten Netzintegration zur Verfügung gestellt.⁵⁰⁵ Bezogen auf das reine Verkehrsverhalten konkurriert die Energienetzintegration eigentlich gar nicht mit der Mobilitätsfunktion des Elektrofahrzeugs.

Dennoch kann dieses Potenzial nach dem aktuellen Stand marktreifer Technik nur dann genutzt werden, wenn die EV-Nutzer ihr Fahrzeug durch Verbindung des Ladekabels mit Fahrzeug und Wall-Box/ Ladestation mit dem Netz verbinden. Wenngleich die gerade besprochenen Ergebnisse der Modellregion Elektromobilität München Studie hier Hoffnung zu machen scheinen, muss wohl aus den genannten Gründen mit der MINI E Berlin Studie davon ausgegangen werden, dass EV-Nutzer ihr EV auf Dauer nur dann ans Netz anschließen, wenn sie sich davon einen persönlichen Vorteil versprechen. Wenn die Batterie leer ist, ist dieser Vorteil die Mobilität am nächsten Morgen, so dass es eines weiteren Anreizes für die Herstellung des Netzanschlusses bei leerer Batterie nicht bedarf (der Vergesslichkeit der Verbraucher, die auch ein leeres EV einmal nicht anschließen, ist auch durch Anreize nur begrenzt beizukommen). Das Phänomen, dass die Netzverbindung meist schon früh am Abend hergestellt wird (direkt bei der Heimkehr) und erst morgens vor der Fahrt zur Arbeits- oder Ausbildungsstätte wieder gelöst wird, lässt sich alltagspsychologisch durch Bequemlichkeit erklären - ein extra Gang in die Garage zum Herstellen und Lösen der Netzverbindung kann so gespart werden. Eine darüber hinausgehende verlässliche Netzintegration von Elektrofahrzeugen wird sich ohne weitere Anreize dagegen kaum herstellen lassen. "Laternenparker" kommen für eine verlässliche Netzintegration aus den genannten Gründen noch weniger in Frage. Diese Gruppe hat zudem größere Bedenken über Reichweiteneinschränkungen aufgrund des Gesteuerten Ladens.⁵⁰⁶

Die Möglichkeit der Integration der Elektroautobatterie für das Lastmanagement und damit für eine bessere Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz wird von den tatsächlichen und potenziellen Nutzern grundsätzlich auch sehr positiv bewertet. Es besteht dazu eine vorsichtige generelle Bereitschaft, Lastmanagement über eigene Handlungen zu unterstützen.⁵⁰⁷ Ohne direkte Ansprache auf diesen Aspekt wird Lastmanagement von befragten Verbrauchern aber selten als Aspekt der Elektromobilität benannt.⁵⁰⁸ Das Ergebnis der meisten Studien deckt sich hier mit den schon oben aus dem Nutzerverhalten gezogenen Schlussfolgerungen: Lastverlagerung und Rückspeisung werden von zukünftigen Nutzern dann gut angenommen und werden demnach funktionieren, wenn der Kunde mit diesem Thema möglichst wenig konfrontiert wird.⁵⁰⁹

Im Verhältnis zu dem bisher beobachteten Verhalten und den bekundeten Präferenzen der tatsächlichen und potenziellen Nutzer, beinhalten die aktuell diskutierten Konzepte im Bereich Lastmanagement und Rückspeisung oft noch zu wenige Vorteile für den Verbraucher bzw. stellen diese zu wenig heraus.

⁵⁰⁵ Vgl. Wu, Q. ; et al.: Driving Pattern Analysis for Electric Vehicle Grid Integration Study. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, October 11-13, 2010, Gothenburg, Sweden.

⁵⁰⁶ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.0 Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.0, Chemnitz 2011, S.6.

⁵⁰⁷ Vgl. Schlussbericht Forschungsgruppe Umweltpsychologie, S. 7-8, zitiert nach: Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 125.

⁵⁰⁸ Vgl. Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen -Ergebnisbericht (Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 26.

⁵⁰⁹ Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 26.

Im Projekt MeRegio-Mobil wurde hervorgehoben, dass die Motivation Ladevorgänge zu verschieben, stärker ökologisch (Nutzung erneuerbaren Stroms) als ökonomisch motiviert war. Dies kann teilweise mit einem relativ hohen Haushaltsnettoeinkommen der Feldtestteilnehmer begründet werden.⁵¹⁰ Ähnliches wurde auch im Mini E-Projekt ermittelt. Die Mehrheit der Nutzer stellte den Mini-E ohne Vergütung zur Verfügung, um Fluktuationen in der Windenergie auszugleichen. Dies geschah selbst wenn dadurch die Batterie des Fahrzeugs nie zu 100 % aufgeladen werden konnte.⁵¹¹ Zudem gaben die meisten Nutzer an, dass eine effizientere Nutzung von erneuerbaren Energien nur mit gesteuertem Laden möglich ist. Hingegen gab nur eine Minderheit der Nutzer an, die eigene Fahrweise den aktuellen Stromkosten anpassen zu wollen.⁵¹²

Durchsetzen werden sich gemessen daran voraussichtlich einfache Systeme mit professioneller Schnittstellengestaltung und gutem Datenmanagement. Für Akzeptanz beim Verbraucher muss ein Zusatzaufwand vermieden werden (z. B. Aufwand für Netzanschlussvorgänge minimieren). Zusätzliche Probleme aufgrund von Lastverlagerung und Rückspeisung für den Nutzer (z. B. das EV ist mangels "Windzeitfenster" morgens nicht geladen) müssen ebenso unbedingt vermieden werden, da der damit einhergehende Akzeptanzverlust der Technologie durch andere Aspekte (Umweltschutzbeitrag etc.) nur bei einer Minderzahl von Nutzern ausgleichen werden wird.⁵¹³ Insbesondere ist eine Nutzerakzeptanz dann ausgeschlossen, wenn das EV nach einem technisch grundsätzlich erforderlichen üblichen Ladevorgang eine vom Nutzer erwartete Mindestreichweite entsprechend seiner regelmäßigen Mobilitätsbedürfnisse nicht erreicht (s. o.). Einschränkungen, die über die mit konventionellen Pkw verbundenen hinausgehen, werden die Nutzer nur sehr eingeschränkt akzeptieren.⁵¹⁴

Grundsätzlich gehört die Zuverlässigkeit für die Verbraucher zu den wichtigsten Merkmalen für die Wahl eines Verkehrsmittels.⁵¹⁵ Auf Befragen nach Vor- und Nachteilen im Zusammenhang mit gesteuertem Laden geben etwa 50 % der Verbraucher die Sorge an, dass aufgrund des verzögerten Ladeprozesses ihr EV nicht geladen sein könnte, wenn sie es plötzlich brauchen. Selbst bei gesteuertem Laden innerhalb eines achtstündigen Ladeintervalls meinten noch etwa 10 % der Verbraucher, dass ihnen die Gefahr zu groß sei, dass die Batterie für ihre Reichweitenbedürfnisse nicht ausreichend geladen sein könnte.⁵¹⁶ Viele Verbraucher verbinden mit allen Lastmanagementmodellen die Sorge, dass die Lebensdauer der Batterien dadurch sinken könnte.⁵¹⁷ Über 30 % der Verbraucher geben

⁵¹⁰ Vgl. Verbundvorhaben MeRegio-Mobil. Abschlussbericht des Projektkonsortiums, 2011, S.37.

⁵¹¹ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.o Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.o, Chemnitz 2011, S.101.

⁵¹² Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.o Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.o, Chemnitz 2011, S.101.

⁵¹³ Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 26, vgl. auch Schlussbericht Forschungsgruppe Umweltpsychologie, S. 7-8, zitiert nach: Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 125.

⁵¹⁴ Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 26; Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 23f.

⁵¹⁵ Vgl. auch Devries, Jan; Albrecht, Rieke; Fuljahn, Alexandre; Marktforschungsstudie zur Verbraucherakzeptanz von Elektrofahrzeugen -Ergebnisbericht (Präsentation vom 21.06.2010 im Rahmen der BDEW Initiative ELAN 2020), S. 147.

⁵¹⁶ Vgl. Bunzeck, Ingo: G4V: Session III - Business/Economic, Environmental and Societal Implications for Electromobility (Präsentation vom 30.08.2011), S. 9.

⁵¹⁷ Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 26.

daher auf Befragen an, Lastmanagementsysteme attraktiver zu finden, wenn die Batterie nicht in ihrem Eigentum stünde, sondern sie diese nur mieten würden und so das Risiko des Leistungsverlustes beim Batterievermieter läge.⁵¹⁸

Das gesteuerte Laden findet bei den Verbrauchern eine hohe Zustimmung (Durchschnitt auf einer Skala von 1 bis 7: Deutschland 5,67, Europa 5,74).⁵¹⁹ Wie besprochen ist die Sorge der Verbraucher, die maßgeblich gegen das gesteuerte Laden spricht, dass das EV nicht ausreichend geladen sein könnte, wenn sie es plötzlich benötigen. Diese Sorge konnte bei Verbrauchern in Feldversuchen zum gesteuerten Laden teilweise ausgeräumt werden, da sie dort realisieren, dass einerseits ihre Batterie für kurze spontane Strecken ohnehin meist noch ausreichend Energie enthielt und zudem ihr Energielieferant ihre Präferenzen beim Laden über eine entsprechende Software in gewissem Umfang auch berücksichtigen konnte. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass die Zustimmung zum gesteuerten Laden mit dessen Etablierung und größerer Bekanntheit der Modalitäten noch steigen würde.

Die Zustimmung zum V2G fällt dagegen viel geringer aus (Durchschnitt für Deutschland und Europa etwa 4,5).⁵²⁰ V2G wurde selbst von Neu-Besitzern eines PHEV (d. h. mutmaßlich überdurchschnittlich anpassungsbereiten, technikinteressierten und umweltbewussten Pioniernutzern) bis auf eine begrenzte Zielgruppe, die beruflich im Energiesektor aktiv ist, als eher unpraktisch angesehen.⁵²¹ Der durchschnittliche Nutzer macht sich wenig Gedanken um die Auswirkungen, welche das Laden seines Elektrofahrzeugs auf die Auslastung des Stromnetzes hat.⁵²²

Für eine Akzeptanz von Lastmanagementmodellen durch die Nutzer müssen für sie die damit verbundenen Vorteile in Relation zu den zusätzlichen Belastungen oder möglichen Nachteilen klar erkennbar sein.⁵²³ Für die Teilnahme an einfachen Lastmanagementmodellen werden voraussichtlich schon vergleichsweise geringe finanzielle Anreize für den informierten Verbraucher ausreichen, da sie diesem ohnehin kaum mehr abverlangen als sein übliches Ladeverhalten ohnehin erfordert. Für V2G könnte der Umfang finanzieller und anderer Anreize allerdings wesentlich für die Nutzerakzeptanz sein.⁵²⁴ Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass das tatsächlich beobachtete Nutzerverhalten für V2G nicht geeignet erscheint, so dass der Anreiz hier immerhin so attraktiv sein muss, dass er die Änderung des üblichen Verhaltensmusters auf ein gewünschtes Verhaltensmuster zu bewirken, im Stande ist. Ein finanzieller Vorteil von

⁵¹⁸ Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 28.

⁵¹⁹ Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 23.

⁵²⁰ Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 26.

⁵²¹ Vgl. Kurani, K., Heffner, R., & Turrentine, T., Driving plug-in hybrid electric vehicles - Reports from U.S. drivers of HEVs converted to PHEVs,, UC Davis Institute of Transportation Studies, 2008, zitiert nach: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.o - Bekannt gewordene F&E-Ergebnisse, Seite 34.

⁵²² Vgl. Kurani, K., Heffner, R., & Turrentine, T. (2008). Driving plug-in hybrid electric vehicles: Reports from U.S. drivers of HEVs converted to PHEVs. In: UC Davis: Institute of Transportation Studies; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.o, S. 34

⁵²³ Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 26.

⁵²⁴ Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 23, mit leider nicht ganz nachvollziehbarer Methodik zu dieser Frage.

wenigen Euro im Jahr wird den Verbrauchern hierzu voraussichtlich kaum ausreichen.⁵²⁵ In der Harz-EE- Studie wurden die Teilnehmer nach der Vergütung bei Rückspeisung gefragt, die sie veranschlagen würden, wenn sie zum Einen das Risiko einer verkürzten Lebensdauer der Batterie selber tragen müssten oder zum Anderen das Risiko nicht bei ihnen liegen würde. Die durchschnittlich veranschlagte Vergütung war bei Übernahme des Risikos durch Dritte niedriger (26,5 Cent/kWh). Bei Eigenübernahme des Risikos lag die durchschnittliche Vergütung bei 36,9 Cent/kWh.⁵²⁶

Daher scheinen vor allem Geschäftsmodelle, die z. B. ein günstiges Batterieleasing in Verbindung mit Lademanagement beinhalten, realistischer und attraktiver. Gesteuertes Laden kommt in Frage, wenn der gleichzeitige Mehraufwand für den Verbraucher minimiert und Reichweitezuverlässigkeit und Flexibilität für spontane Zwischenfahrten maximiert werden. Für weitergehende Netzintegration (verbunden mit Rückspeisung etc.) besteht danach nur dann Raum, wenn sie in Punkto Aufwand, Zuverlässigkeit und Flexibilität nicht deutlich hinter den genannten Modellen des Lastmanagements zurückbleibt⁵²⁷ oder ein spürbarer (finanzieller) Anreiz entsprechende Nachteile kompensiert.

Teilweise wird in der breiten Diskussion von Themen aus dem Bereich des Lademanagement auch eine gewisse Gefahr für die Akzeptanz der Elektromobilität insgesamt gesehen, da eine Übertragung von Akzeptanzproblemen aus dem Bereich des Lademanagement auf das gesamte Thema Elektromobilität nicht ausgeschlossen werden könne.⁵²⁸

Im Flottenbereich bestehen voraussichtlich höhere Chancen Lastmanagementmodelle zu etablieren, wobei hier die Bedürfnisse der Flotten und damit die Akzeptanz von Lastmanagement nach den verschiedenen Nutzerprofilen der Unternehmen sehr unterschiedlich sein werden. Grundsätzlich ist Lastmanagement bei Flotten allerdings besser plan- und organisierbar als bei Privatnutzern.⁵²⁹ Insbesondere Nutzer ohne Wallbox und gewerbliche Kunden (Fuhrparks) sind allerdings überproportional besorgt über Reichweitereinschränkungen durch gesteuertes Laden.⁵³⁰

Als Fazit bleibt festzuhalten:

In verschiedenen Projekten wurde eine große Diskrepanz zwischen geäußelter Bereitschaft und tatsächlicher Umsetzung festgestellt (u.a. Mini E).⁵³¹ Im MeRegio-Mobil-Projekt wurde die geringe Umsetzungsbereitschaft vorrangig mit zu geringen Anreizen

⁵²⁵ Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 22f.

⁵²⁶ Vgl. Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 125.

⁵²⁷ Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 26.

⁵²⁸ Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 26.

⁵²⁹ Vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 26.

⁵³⁰ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.o Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.o, Chemnitz 2011, S.6.

⁵³¹ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.o Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.o, Chemnitz 2011, S.106.

erklärt.⁵³² Auf den Punkt gebracht: »Der Kunde braucht keine Netzintegration«. ⁵³³ Der Favorit des Nutzers ist das vollkommen ungesteuerte Laden, da es bequem ist und den Gewohnheiten entspricht. ⁵³⁴ Von Kritikern wird u.a. eingewandt, dass sich die Komplexität hinter Geschäftsmodellen, wie der Teilnahme am Regelenergiemarkt, ein Hindernis für den Kunden ist. ⁵³⁵ Anhand von anderen Märkten zeigt sich aber, dass die B2B-Komplexität sehr hoch sein kann, ohne dass dies B2C beim Kunden ankommt. Ein Beispiel hierfür ist der Mobilfunkmarkt. Bei der Gestaltung von Anreizen ist daher vor allem auf die Handhabbarkeit (Anwenderfreundlichkeit, technische Komplexität) und Informationstransparenz zu achten. ⁵³⁶ Zudem sollten die Prozesse einfach und intuitiv sein. ⁵³⁷ Die Fernsteuerung mittels einer iPhone-App erwies sich im Mini-E-Projekt als »extrem hilfreich« ⁵³⁸ Die Umsetzung des gesteuerten Ladens hängt auch von der Ladeinfrastruktur ab. Die Charakteristika der Ladeinfrastruktur wirken sich auf die Faktoren »Motivation« und »Fähigkeit« der Fahrzeugnutzer zum gesteuerten Laden aus. ⁵³⁹ Induktives Laden bzw. automatisierte Steckerverbindungen könnten die Netzintegration deutlich vereinfachen.

⁵³² Vgl. Rögele, S. ; et al.: User Acceptance of Guided Charging in the E-Mobility Project „Mini E Berlin“. 9th Biennial Conference in Environmental Psychology. 26. – 28. September, 2011, Eindhoven, Niederlande.

⁵³³ Jonuschat, H. (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung Berlin): Akzeptanz der Elektromobilität als Netzkomponente Wie erreicht man Besitzer mobiler Speicher? Statement auf dem Kongress „Lebenswelt Elektromobilität“ am 10.09.11 in Mannheim

⁵³⁴ Vgl. Jonuschat, H. (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung Berlin): Akzeptanz der Elektromobilität als Netzkomponente Wie erreicht man Besitzer mobiler Speicher? Statement auf dem Kongress „Lebenswelt Elektromobilität“ am 10.09.11 in Mannheim

⁵³⁵ Vgl. Jonuschat, H. (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung Berlin): Akzeptanz der Elektromobilität als Netzkomponente Wie erreicht man Besitzer mobiler Speicher? Statement auf dem Kongress „Lebenswelt Elektromobilität“ am 10.09.11 in Mannheim

⁵³⁶ Vgl. Verbundvorhaben MeRegio-Mobil. Abschlussbericht des Projektkonsortiums, 2011, S.36.

⁵³⁷ Vgl. Jonuschat, H. (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung Berlin): Akzeptanz der Elektromobilität als Netzkomponente Wie erreicht man Besitzer mobiler Speicher? Statement auf dem Kongress „Lebenswelt Elektromobilität“ am 10.09.11 in Mannheim

⁵³⁸ Vgl. Krebs, Rudolf: „Wir brauchen eine Nachtstromlizenz für Elektroautos“, Interview vom 28.02.2012, abrufbar auf <http://adacemobility.wordpress.com>

⁵³⁹ Vgl. Hahnel, U. J.J. ; et al.: Methoden zur Bestimmung des Nutzereinflusses auf eine intelligente Integration von Elektrofahrzeugen in das zukünftige Energienetz, Paper zum Vortrag auf dem VDE Kongress 2012 am 05. – 06.11.2012 in Stuttgart.

7.5

Nutzerverhalten und Nutzerakzeptanz in gewerblichen Flotten

Bei den gewerblichen Zielgruppen sind insbesondere Nachhaltigkeitsaspekte und das eigene Unternehmensimage wichtige Argumente für die zukünftige Integration von Elektrofahrzeugen in den Fuhrpark.⁵⁴⁰

Zu Fahrprofilen, Standzeiten und Ladezyklen bei Firmennutzung von EV/ PHEV sind bisher aussagekräftige separate Studien durchgeführt worden, die Firmen mit unterschiedlichen Nutzungsprofilen einbeziehen.⁵⁴¹ Auch das allgemeine Verkehrsverhalten in Bezug auf Firmenflotten in Deutschland ist, soweit ersichtlich, bisher kaum untersucht.

Im Rahmen der MINI E Berlin Studie und der Modellregion Elektromobilität München Studie wurden jeweils 10 E Minis auch in unterschiedliche Firmenflotten integriert. Da hier wenige Fahrzeuge in sehr unterschiedliche Flotten integriert waren (einerseits in Car-Sharing-Flotten, andererseits in die reguläre Fahrzeugflotte der Vattenfall AB und eines BRK Pflegedienstes), können allgemeine Schlussfolgerungen auf Firmenflotten kaum mehr als Mutmaßungen sein. Sowohl für allgemeine Unternehmensflotten, als auch für Car-Sharing-Flotten konnte aber einheitlich beobachtet werden, dass die Einschränkungen durch den Elektrobetrieb von den Nutzern als noch weniger problematisch empfunden werden, als von privaten Haushalten.⁵⁴² Es kann darüber hinaus gemutmaßt werden, dass die Verbindung der EV mit dem Netz, in allen Standzeiten (Netzintegration: gesteuertes Laden, Smart Grid etc.) in Unternehmen und Behörden mit einer Fahrzeugflotte, vorwiegend eine Frage der Organisation ist und damit über ein Anreizsystem einfacher zu gewährleisten wäre als bei Privatnutzern.⁵⁴³ Aufgrund der schwachen Datenlage bleibt dies aber eine Spekulation.

Im Modellprojekt "eE-Tour Allgäu" wurden in die Fahrzeugflotte der Allgäuer Überlandwerk GmbH (AÜW), also einem Unternehmen aus einem ländlichen Raum, sieben Elektrofahrzeuge unterschiedlicher Hersteller und Bauart integriert und in verschiedenen Abteilungen des Unternehmens getestet. Auch diese Studie kann aufgrund der Beschränkung auf nur ein Unternehmen (das zudem selbst an der Studie beteiligt war) keinen Anspruch auf repräsentative Ergebnisse erheben.⁵⁴⁴ Die AÜW Elektrofahrzeuge haben im Zeitraum von zehn Monaten insgesamt über 24.000 km zurückgelegt. Die Fahrzeuge wurden mindestens 20-mal pro Monat benutzt und führen im Durchschnitt 20-45 km pro Fahrt. Das Unternehmen ist der Auffassung, dass nicht alle Fahrten der Firmenflotte des AÜW ersetzt werden könnten, da die Reichweite der Elektrofahrzeuge

⁵⁴⁰ Vgl. Krebs, Rudolf: "Wir brauchen eine Nachtstromlizenz für Elektroautos", Interview vom 28.02.2012, abrufbar auf <http://adacemobility.wordpress.com>

⁵⁴¹ So stellt z. B. die Futur-Fleet-Studie ihre Repräsentativität aufgrund der angewandten Methodik selbst in Frage (S. 41) und kann kaum Anhaltspunkte zu Fahrprofilen, Standzeiten und Ladezyklen liefern, da den Probanden die EV nicht längere Zeit zur Verfügung standen und "damit Alltagsroutinen nur in einem geringen Ausmaß angefallen sind. Es überwog der Probier- und Demonstrationseffekt" (S. 34). Zusätzlich hatten 70 % der Nutzer einen konventionellen Zweitwagen, auf den sie bei Zweifeln über die Geeignetheit des EV auswichen. Vgl. Deffner, Jutta; Barbara, Birzle-Harder; Hefter, Tomas; Götz, Konrad: Schlussbericht zum Forschungsprojekt Future Fleet, 2011, S. 22.

⁵⁴² Vgl. Landeck, Erik: Wird das Elektroauto ein neuer und nützlicher Teil der Elektrizitätsversorgung? - Das Elektroauto als Treiber von Smart Grids! Präsentation vom 13.01.2011 zum Projekt MINI E Berlin, S. 24.

⁵⁴³ Vgl. auch: Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 20f.

⁵⁴⁴ Im Modellprojekt "eE-Tour Allgäu" wurden auch andere Anwendungen der Elektromobilität besprochen, z. B. E-Nutzfahrzeuge und EV im Tourismus.

noch nicht ausreichend sei. Trotzdem könne ein großer Teil der Strecken durch Elektroautos abgedeckt werden. Insgesamt machten die elektrischen Fahrten während des Forschungsvorhabens ca. 10 % der gesamten Firmenflotte bei AÜW aus. Die Auswertungen haben gezeigt, dass das AÜW ca. 60 % der gesamten PKW Firmenflotte (37 Autos) durch Elektroautos ersetzen könnte. Um dieses Ziel zu realisieren, wären insgesamt 22 Elektroautos sowie ein innovatives Flottenmanagement notwendig. Mit der Umsetzung dieses Modells könnte das AÜW jährlich über 20.000 EUR an Betriebsmitteln einsparen (gerechnet am Beispiel des Mitsubishi i- MiEV bei einer Laufleistung von 13.500 km/a). Hinzu kommen außerdem noch die geringere Anzahl von Verschleißteilen und geringere Wartungskosten bei e-Motoren. Andererseits muss aber der aktuell noch deutlich höhere Anschaffungspreis berücksichtigt werden. Die unternehmensinterne Auswertung zeigte weiter, dass auch die langen Ladezeiten von teilweise über acht Stunden (es wurde mit 16-A-Wall-Boxes gearbeitet) nur ein sehr geringes Problem darstellten. Die Fahrzeuge wurden überwiegend nachts geladen und tagsüber meist ohne Zwischenladung gefahren. Die unerfahrenen e-Auto Nutzer waren anfangs oft skeptisch gegenüber der Reichweite, aber nach einer kurzen Eingewöhnungszeit korrigierten sie ihre Auffassung meist.⁵⁴⁵ Die Feststellungen zu urbanen Unternehmen aus dem Projekt MINI E Berlin konnten hier also für ein (einzelnes) rurales Unternehmen bestätigt werden.

Private Pkw, inklusive Dienstwagen, stellen mit etwa 41 Millionen Fahrzeugen mehr als 95 % des deutschen Fahrzeugbestandes, während gewerbliche Flottenfahrzeuge mit etwa 1,5 Millionen Pkw etwa 5 % des Fahrzeugbestandes stellen, wovon ca. 1,3 Millionen Pkw grundsätzlich durch batterieelektrische Fahrzeuge substituiert werden könnten. Dies liegt u.a. daran, dass Fahrzeug-pools größere Flexibilitäten bieten und Reichweitenbeschränkungen nicht so stark ins Gewicht fallen. Der mittelfristige theoretische Substitutionsgrad liegt deutlich über dem des privaten Bereichs.⁵⁴⁶

Folgende Abbildung zeigt die Heterogenität von Laufleistung und Vorhersagbarkeit verschiedener Flottentypen:

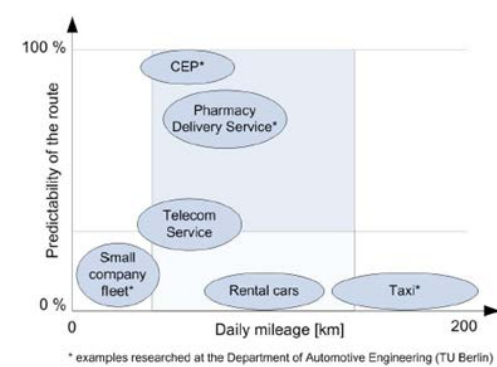


Abb. 70: Selected fleets and their characteristics⁵⁴⁷

⁵⁴⁵ Vgl. Fischer, Susanne; Krupezki, Björn (Projektleitung): Modellprojekt "eE-Tour Allgäu" - Ergebnisbuch, August 2011, S. 14f.

⁵⁴⁶ Vgl. Hacker, F.; et al. Betrachtung der Umweltentlastungs- potenziale durch den verstärkten Einsatz von kleinen batterieelektrischen Fahrzeugen im Rahmen des Projekts " E-Mobility " – Schlussbericht, Berlin 2011, S.27.

⁵⁴⁷ Vgl. Schulz, A.; Marker, S.; Schindler, V.: Entering the electric mobility market: an analysis of commercial vehicle fleet, S. 5. Über die Methodik, mit der die hinter der Darstellung stehenden Daten erhoben wurden, ist

Grundsätzlich weisen Flotten viele Vorteile für den Einsatz von Elektrofahrzeugen auf. Meist werden Flottenfahrzeuge hauptsächlich in der Stadt eingesetzt und legen dort viele kurze Strecken zurück.⁵⁴⁸

Folgerichtig gab es in den vergangenen Jahren eine Vielzahl von Forschungsprojekten zur Elektrifizierung von Flottenfahrzeugen. Am Fraunhofer IAO wurden im Rahmen des Projekts »Elektromobilisiert« Elektrofahrzeuge in Fuhrparkflotten von Unternehmen und öffentlichen Verwaltungen integriert. Am Beispiel der Stadt Ludwigsburg zeigte sich, dass 96 % der Fahrten hinsichtlich der Reichweite elektrisch abgedeckt werden konnten.

Dies wird an der Häufigkeitsverteilung verschiedener Streckenlängen deutlich.

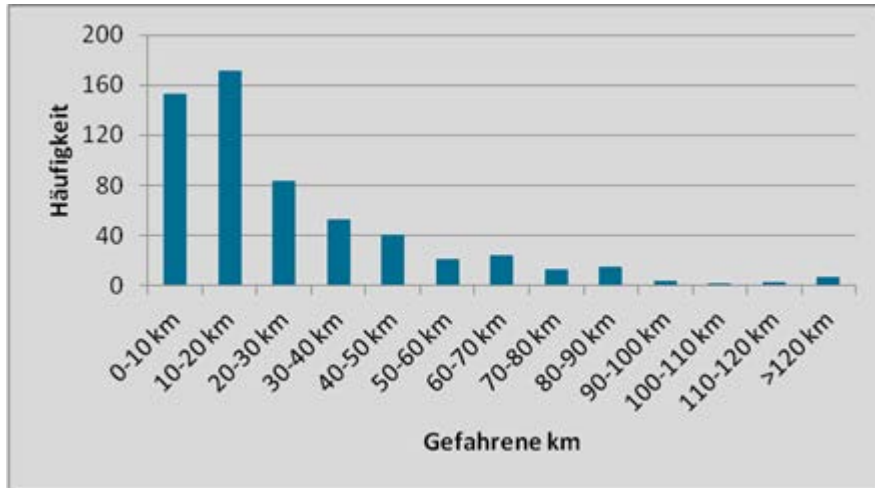


Abb. 71: Quelle: ⁵⁴⁹

Differenziert werden musste dabei allerdings zwischen Sommer und Winter:

	Szenario 2 Sommer	Szenario 2 Winter
Fahrten elektrisch	95,5%	78,2%
CO ₂ -Ersparnis	Mix 57,8% Öko 83,6%	Mix 22,8% Öko 48,0%
Mehrkosten	3,7 - 6,4%	2,8 - 7,6%

dem Artikel nichts zu entnehmen, so dass zunächst davon ausgegangen werden muss, dass es sich um reine Annahmen handelt.

⁵⁴⁸ Vgl. Richter, Jan; Lindenberger, Dietmar (EWI): Potenziale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration, Endbericht 2010, S. 110.

Diese Erwartung wird geteilt in der Expertenbefragung von: vgl. Peters, Anja; Dütschke, Elisabeth: Zur

Nutzerakzeptanz von Elektromobilität: Analyse aus Expertensicht, September 2010, S. 20f.

⁵⁴⁹ Fraunhofer IAO

Auch in der Modellregion Sachsen konnten die großen Potenziale der Elektromobilität in einem Pilotversuch bestätigt werden. Ein großer Teil der antwortenden Unternehmen würde bei Bereitstellung einer geeigneten Infrastruktur Elektrofahrzeuge in ihren Fuhrpark aufnehmen. Dies könnte durch geeignete Anreize, z. B. finanzieller Art, besonders gefördert werden. Die Ergebnisse der Befragung werfen ein positives Bild auf die Kennwerte der derzeit genutzten konventionellen Fahrzeuge »Standorte während der Ruhezeiten«, »Einsatzzeiten / -dauer« und »die Fahrprofile«. Alle drei sind für den Aufbau der Ladeinfrastruktur und die Vorhersage des zukünftigen Ladeverhaltens der Nutzer relevant. Auf Basis der Befragung kann man sagen, dass die Fahrzeuge der Flottenbetreiber in ihren Ruhezeiten überwiegend auf Flächen abgestellt werden, welche bei dem Aufbau der Ladeinfrastruktur für den jeweiligen Flottenbetreiber gut genutzt werden können. Dazu zählen sowohl firmeneigene Parkplätze, die Tiefgarage und gemietete Parkplätze.⁵⁵⁰

Bis auf wenige Ausnahmen beträgt die Ruhezeit der Fahrzeuge einmal am Tag mindestens 10 Stunden. Die genauen Einsatzzeiten variieren dabei branchenspezifisch, wodurch sich die Möglichkeiten für verschiedene Geschäftsmodelle der Netzintegration ergeben.⁵⁵¹

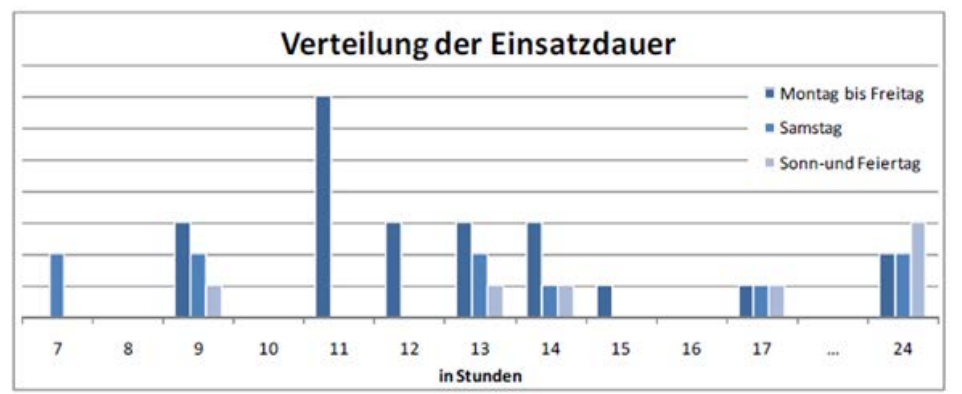


Abb. 72: Häufigkeitsverteilung der Fahrzeugeinsatzdauer. Quelle: Modellregion Elektromobilität Sachsen: »Flottenbetrieb mit Elektrofahrzeugen und Flottenmanagement unter dem Aspekt der Elektromobilität in der Modellregion Sachsen« Ergebnisse der Befragung sächsischer Flottenbetreiber, Berlin 2011, S.5.

Die antwortenden Unternehmen gaben an, dass über zwei Drittel der mit den konventionellen Fahrzeugen täglich zurückgelegten Strecken durchschnittlich nicht mehr als 60 Kilometer betragen.

⁵⁵⁰ Vgl. Modellregion Elektromobilität Sachsen: »Flottenbetrieb mit Elektrofahrzeugen und Flottenmanagement unter dem Aspekt der Elektromobilität in der Modellregion Sachsen« Ergebnisse der Befragung sächsischer Flottenbetreiber, Berlin 2011, S.4.

⁵⁵¹ Vgl. Modellregion Elektromobilität Sachsen: »Flottenbetrieb mit Elektrofahrzeugen und Flottenmanagement unter dem Aspekt der Elektromobilität in der Modellregion Sachsen« Ergebnisse der Befragung sächsischer Flottenbetreiber, Berlin 2011, S.5.

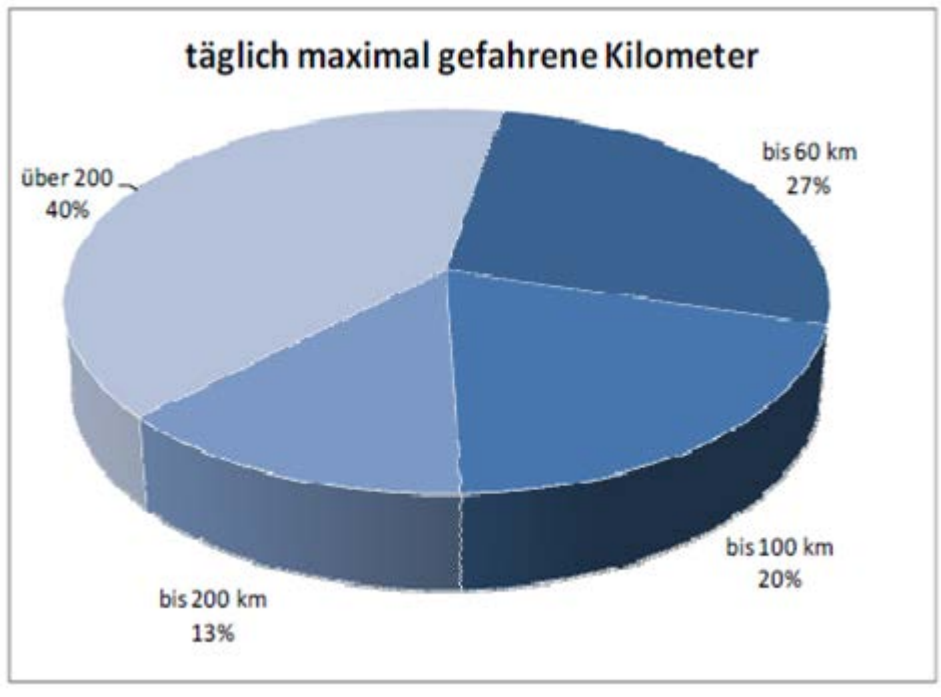


Abb. 73: Abbildung: Täglich maximal gefahrene Kilometer. Quelle: Modellregion Elektromobilität Sachsen: »Flottenbetrieb mit Elektrofahrzeugen und Flottenmanagement unter dem Aspekt der Elektromobilität in der Modellregion Sachsen« Ergebnisse der Befragung sächsischer Flottenbetreiber, Berlin 2011, S.6.

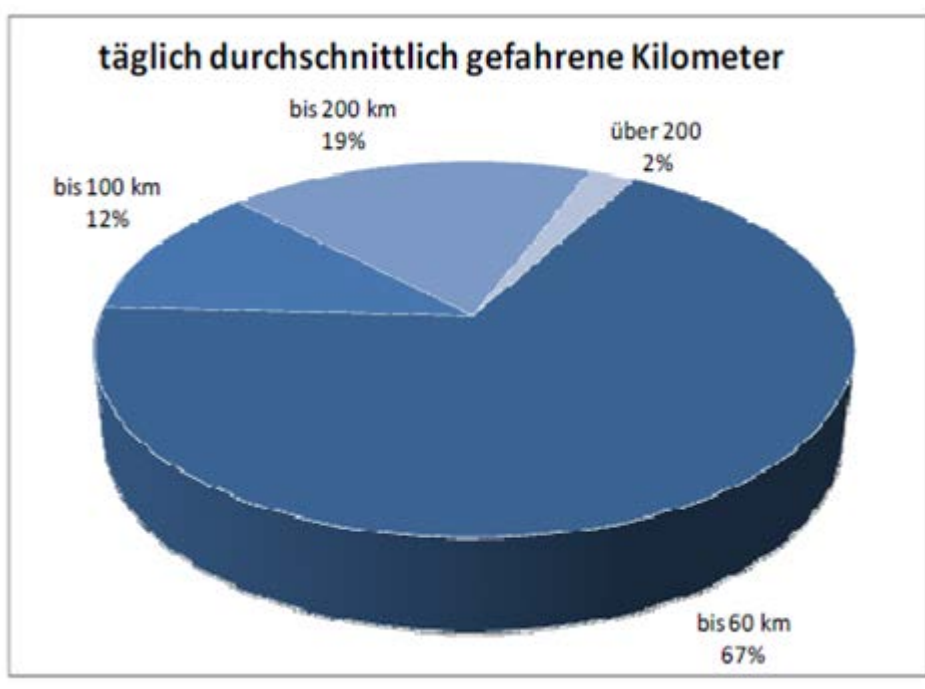


Abb. 74: Täglich durchschnittliche gefahrene Kilometer. Quelle: Modellregion Elektromobilität Sachsen: »Flottenbetrieb mit Elektrofahrzeugen und Flottenmanagement unter dem Aspekt der Elektromobilität in der Modellregion Sachsen« Ergebnisse der Befragung sächsischer Flottenbetreiber, Berlin 2011, S.5.

Etwas mehr als die Hälfte der Fahrzeuge fahren maximal 200 km am Tag und nur 2 % fahren im Durchschnitt über 200 km pro Tag. Reichweiten bis 200 km sind nach aktuellem technischem Stand mit Elektrofahrzeugen durchaus realistisch erreichbar.⁵⁵²

Die Nutzung von Elektrofahrzeugen wird dadurch begünstigt, dass 68 % der Strecken im Stadtverkehr gefahren werden, wo auch die Ladeinfrastruktur in naher Zukunft wesentlich dichter sein wird als im ländlichen Gebiet oder auf Autobahnen. Dadurch wird bei Strecken von mehr als 200 km ein Nachladen einfacher ermöglicht.⁵⁵³

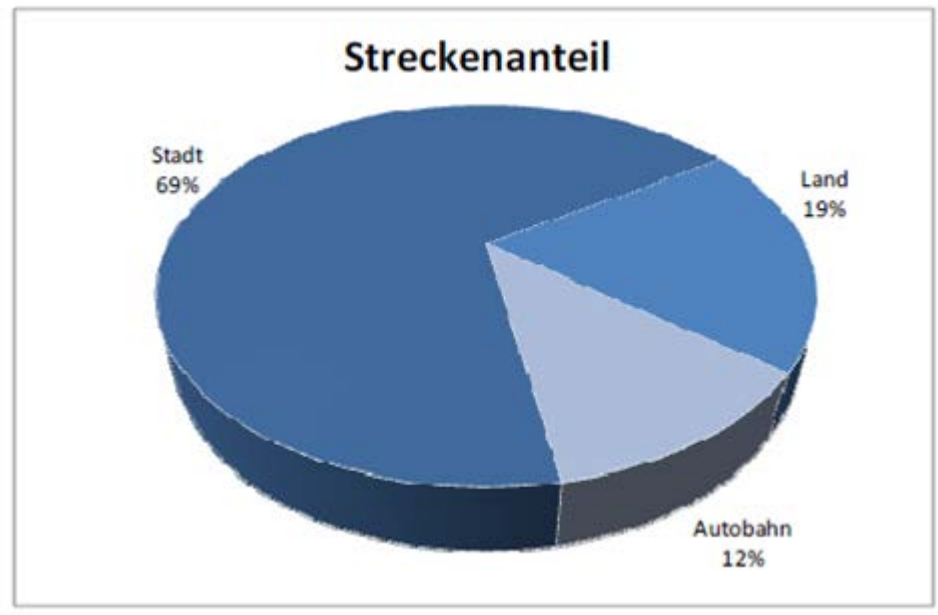


Abb. 75: Quelle: Modellregion Elektromobilität Sachsen: »Flottenbetrieb mit Elektrofahrzeugen und Flot-tenmanagement unter dem Aspekt der Elektromobilität in der Modellregion Sachsen« Ergebnisse der Befragung sächsischer Flottenbetreiber, Berlin 2011, S.6.

Im Rahmen des Projekts NET-ELAN⁵⁵⁴ ist das Fahr- und Ladeverhalten von sechs Berliner Taxis mit einem GPS-Sensor und einem Batterieladungsmessgerät aufgezeichnet worden, wobei die Fahrer zur Austestung jeweils zu unterschiedlichen Ladeverhalten angehalten wurden.⁵⁵⁵ Trotz der fehlenden Repräsentativität mag die Studie erste Anhaltspunkte für das Nutzerverhalten von Taxiflotten ergeben. Die relevanten Studienergebnisse sind jedoch bisher nicht in nachvollziehbarer Art und Weise veröffentlicht.⁵⁵⁶ Das

⁵⁵² Vgl. Modellregion Elektromobilität Sachsen: »Flottenbetrieb mit Elektrofahrzeugen und Flottenmanagement unter dem Aspekt der Elektromobilität in der Modellregion Sachsen« Ergebnisse der Befragung sächsischer Flottenbetreiber, Berlin 2011, S.6.

⁵⁵³ Vgl. Modellregion Elektromobilität Sachsen: »Flottenbetrieb mit Elektrofahrzeugen und Flottenmanagement unter dem Aspekt der Elektromobilität in der Modellregion Sachsen« Ergebnisse der Befragung sächsischer Flottenbetreiber, Berlin 2011, S.6.

⁵⁵⁴ Forschungsprojekt "Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen"

⁵⁵⁵ Vgl. Schüppel, F.; Marker, S.; Waldowski, P.; Schindler, V.: TU VeLog - a small competitive autarkic GPS data logging system, S. 5f.: http://www.net-elan.de/lw_resource/datapool/publications/TU_VeLog-a_small_competitive_autarkic_GPS_data_logging_system.pdf.

⁵⁵⁶ Die veröffentlichten Tabellen lassen keine eindeutige Interpretation der Ergebnisse zu, Vgl. Schüppel, F.; Marker, S.; Waldowski, P.; Schindler, V.: TU VeLog - a small competitive autarkic GPS data logging system, S. 6.

Nutzerverhalten von Taxiflotten ist deshalb für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen besonders interessant, da hier im Verhältnis zu anderen gewerblichen Flotten besondere Anforderungen bestehen. Die von Taxiflotten durchschnittlich täglich zurückgelegten Kilometer sind höher als bei einem Großteil anderer gewerblicher Pkw-Flotten und die Länge ihrer Fahrten und der Routenverlauf ist nur selten vorhersehbar. Die Fahrten sind i. d. R. unterbrochen von häufigen, aber teilweise nur kurzen Standzeiten, die teilweise an Taxiständen, grundsätzlich aber nicht auf dem Grundstück des Betreiberunternehmens stattfinden. Für die Netzintegration von E-Taxiflotten bestehen damit im Vergleich mit anderen gewerblichen Pkw-Flotten voraussichtlich höhere Barrieren.

Andererseits nimmt das EWI an, dass die private Ladeinfrastruktur beim Betrieb einer Flotte besser ausgelastet werde. Weil dadurch weniger Flexibilität hinsichtlich der Ladezeitpunkte zur Verfügung stehe, wird unterstellt, dass kein gesteuertes Laden möglich sei und die Fahrzeuge zum Durchschnittspreis geladen würden. Die angenommenen durchschnittlichen Jahreskilometer eines EV in einer Firmenflotte betragen 20.000 Kilometer.⁵⁵⁷

Im Rahmen des Modellprojekts "eE-Tour Allgäu" wurden 42 Elektrofahrzeuge durch die Hochschule Kempten und die Move About GmbH den Gästen verschiedener Allgäuer Hotels durch die Hotelpartner des Projekts zur Verfügung gestellt.⁵⁵⁸ Wenngleich EV-Car-Sharing-Modelle im Tourismusbereich sicherlich ein interessantes Geschäftsmodell sind und daher eine eigene Untersuchung von Nutzerverhalten und Akzeptanz ihre Berechtigung hat, sind die Ergebnisse aufgrund der besonderen Rahmenbedingungen kaum auf das Nutzungsverhalten durch andere Privatanutzer oder Firmenflotten übertragbar. Für die Frage nach den Erfolgsaussichten der Netzintegration von Elektrofahrzeugen im großen Rahmen spielen die Ergebnisse daher keine Rolle, so dass von einer Darstellung hier abgesehen wird.

Hinsichtlich des gesteuerten Ladens stehen prima facie keine Nutzeranforderungen bei Flottenkunden entgegen. Im Mini-E-Projekt gaben äußerten Fuhrpark- und Carsharingnutzer eine positive Haltung zum gesteuerten Laden. 78% der Fuhrpark- und 91% der Carsharingnutzer gaben an, dass eine effizientere Nutzung erneuerbarer Energien nur mit gesteuertem Laden möglich ist. Die meisten Nutzer würden zudem ihr Auto bei Nichtgebrauch sofort ans Stromnetz anschließen (Fuhrpark: 92%; Carsharing: 91%).⁵⁵⁹ Im Gegensatz zu den Privatanutzern setzte jedoch die Mehrheit der Teilnehmer im Anwendungsfeld Flottennutzung eine vollgeladene Batterie vor Fahrtantritt voraus (Fuhrpark: 82%; Carsharing: 100%).⁵⁶⁰

7.6 Zielgruppendifferenzierung

Die meisten der bislang dargestellten Erhebungen zur Nutzerakzeptanz und zum Nutzerverhalten basieren auf allgemeinen Aussagen bzw. Durchschnittswerten. Da zwischen

⁵⁵⁷ Vgl. Richter, Jan; Lindenberger, Dietmar (EWI): Potenziale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration, Endbericht 2010, S. 110.

⁵⁵⁸ Vgl. Fischer, Susanne; Krupezki, Björn: Modellprojekt "eE-Tour Allgäu" - Ergebnisbuch, August 2011, S. 22-42 und 53-58.

⁵⁵⁹ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.0 Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.0, Chemnitz 2011, S.102.

⁵⁶⁰ Vgl. Krems, Jürgen: Mini E powered by Vattenfall V2.0 Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Mini E powered by Vattenfall V2.0, Chemnitz 2011, S.102.

privaten und gewerblichen Kunden sowie innerhalb der Gruppen erhebliche Differenzen (u.a. bzgl. des Mobilitätsverhaltens, des Budgets, der Präferenzen etc.) vorliegen, ist für eine differenzierte Bewertung der Potenziale ein zielgruppenspezifischer Ansatz bzw. eine Typologisierung und Kategorisierung der Nutzer notwendig. In Frage kommen hierfür verschiedene Strukturierungskategorien.

Im Projekt Gridsurfer wurden als Early-Adopter denkbare Verbraucherguppen beschrieben, die sich an gesellschaftlichen Milieus (den sog. Sinus Milieus) orientieren (ohne mit ihnen identisch zu sein).



Abb. 76: Quelle: Verbundprojekt Gridsurfer Technischer Bericht Geschäftsmodelle, S.32.

Im Projektbericht wird jedoch betont, dass die Milieubezeichnungen und –beschreibungen lediglich einer ersten »groben lebensweltlichen Verortung« der Konsumentengruppen gleichen. Es wird daher weder auf Vollständigkeit, noch auf erschöpfende Behandlung ein Anspruch erhoben und auf die Notwendigkeit einer ausführlichen Marktanalyse verwiesen.⁵⁶¹

Auch in Erhebungen des CRIE (Centre for Regional and Innovation Economics) der Universität Bremen, die im Rahmen der Modellregion Bremen / Oldenburg durchgeführt worden sind, sind konkrete Personengruppen als Nutzergruppen identifiziert worden, die sich in besonderem Maße als Elektromobilitätskunden eignen.⁵⁶²

Die vielversprechendsten Zielgruppen sind nachfolgend dargestellt.

⁵⁶¹ Vgl. OFFIS: Verbundprojekt Gridsurfer, Technischer Bericht Geschäftsmodelle, S.31.

⁵⁶² Vgl. Fornahl, Dirk et al.: Mobilitätsstrukturen in der Modellregion Bremen/ Oldenburg Modul 4, Bremen 2011, S.109ff.

Identifizierte Hauptnutzergruppen

	Berufstätige Stadt-Singles	Städter 50+
Eigenschaften	<ul style="list-style-type: none"> • Nutzen und besitzen selten Autos • Fahrrad & ÖPNV wichtig • Wenig eigene Stellplätze • Kaufbereitschaft relativ hoch • Geringe Zahlungsbereitschaft • Positive Einstellung zum Carsharing 	<ul style="list-style-type: none"> • Städt. Kategorie mit höchster Autonutzung (1 oder 2 PKW) • Gute Stellplatzsituation • Kaufbereitschaft sehr hoch • Hohe Zahlungsbereitschaft • Kuf höherwertiger Fahrzeuge • Viele Langstreckenfahrten • Postitive Einstellung zu Pedelecs
Schlussfolgerung	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Nutzung von Elektromobilen in (Nachbarschafts-) Car-Sharing ➤ Intermodale Konzepte 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Early Adopters → Oberklasse als Technologieträger ➤ Pedelec-Nutzung

Identifizierte Hauptnutzergruppen

	Landfamilien	Berufstätige Land-Paare ohne Kinder
Eigenschaften	<ul style="list-style-type: none"> • Große Autoabhängigkeit • Gute Stellplatzsituation • Geringe Zahlungsbereitschaft • Hoher Zweitwagenanteil • Fokus auf Kleinst-/Kleinwagen • Hohe Kilometerleistung 	<ul style="list-style-type: none"> • Große Autounabhängigkeit • Gute Stellplatzsituation • Hoher Zweitwagenanteil • Rel. Hohe Zahlungsbereitschaft • Optimistische Grundeinstellung zum Thema Elektromobilität • Hohe Kilometerleistung •
Schlussfolgerung	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Nutzung aktueller E-Fahrzeuge als Zweitwagen möglich ➤ Problem: Anschaffungskosten 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Nutzung aktueller E-Fahrzeuge als Zweitwagen möglich ➤ Mittelfristige Hauptnutzungsgruppe ➤ Problem: Anschaffungskosten

Abb. 77: Hauptnutzergruppen für Elektrofahrzeuge, Quelle: 563

Auch das Forscherteam des CRIE betont, dass weitere Untersuchungen am Punkt der differenzierten Nutzerbetrachtung ansetzen könnten, um Potenziale für die Vermarktung von Elektrofahrzeugen angemessen einschätzen zu können.

Im Bereich der gewerblichen Nutzer / Fahrzeugflotten ist ebenso zwischen verschiedenen Ziel-gruppen zu differenzieren.

Zu nennen sind insbesondere:

- Firmenflotten (wobei bei den Dienstwagen eine Schnittstelle zu den Privatkunden besteht)
- Corporate Carsharing / Fahrzeugpools
- Taxen
- Pflegedienste

⁵⁶³ Vgl. Fornahl,Dirk et al.: Mobilitätsstrukturen in der Modellregion Bremen/ Oldenburg Modul 4, Bremen 2011, S.109ff.

- Verteilerverkehr
- Kundendienst / Technischer Support

Für die einzelwirtschaftliche Bewertung der Geschäftsmodelle wurden daher verschiedene private und gewerbliche Typen von Fahrzeugen definiert.

- Average Joe
- MiD-Dieselfahrer
- Zweitwagen
- Carsharing
- Taxi

Die Zielgruppendefinition fokussiert in erster Linie auf Privatkunden. Dies beruht darauf, dass Flottenfahrzeuge aggregiert nur einen geringen Teil an der Verkehrsleistung verursachen und daher obwohl sie von den Leistungsanforderungen sehr gute Anwendungsfälle für Elektrofahrzeuge sind, nicht in ihrer Bedeutung überschätzt werden sollten.⁵⁶⁴

VW zog aus den Feldversuchen das Fazit, dass private Haushalte den elektrischen Golf als ideales Zweitfahrzeug für den innerstädtischen und regionalen Verkehr hinsichtlich Fahrdynamik und Komfort ansehen.⁵⁶⁵ Entgegen der häufig geäußerten Meinung ist allerdings die Hauptnutzergruppe hierfür nicht der pauschalisierte Stadtbewohner, sondern vielmehr Familien vom Land, sowie berufstätige Paare vom Land ohne Kinder. Bei beiden Gruppen sind sowohl die Mobilitätsmuster als auch die persönlichen Einstellungen zu Elektrofahrzeugen günstig. Zudem sind diese Gruppen mit privaten Stellflächen ausgestattet. Eine weitere interessante Zielgruppe sind ältere Stadtbewohner über 50. Diese Personengruppe ist zumindest zu einem gewissen Anteil gut situiert, zahlungsbereit und häufig mit dem Auto unterwegs. Im Vergleich zu anderen Stadtbewohnern verfügt diese Personengruppe relativ häufig über private Stellplätze. Langfristig als deutlich ungeeigneter erscheinen berufstätige Singles aus der Stadt, da sie bereits jetzt überwiegend kaum das Auto nutzen und zumeist über keinen privaten Stellplatz

⁵⁶⁴ 2008 waren nur 13,3 % der Wege, die die deutsche Bevölkerung mit dem motorisierten Individualverkehr als Hauptverkehrsmittel (Selbstfahrer) zurücklegt, dienstlicher Natur (für MIV-Mitfahrer nur 0,9 % der Wege). Nicht in dieser Zahl enthalten sind die Wege zur Arbeit, jedoch werden diese ohnehin i. d. R. mit dem privaten Pkw zurückgelegt. Enthalten sind jedoch alle regelmäßigen beruflichen Wege (auch die vom Fern-, Taxi- und Busfahrern etc.). Auch enthalten in diesem Wert sind Dienstreisen mit dem privaten Pkw und alle Fahrten mit einem dienstlichen Hintergrund, die mit einem Pkw unternommen werden, der auch privat genutzt wird und daher in Bezug auf Ladeverhalten etc. mit einem privaten Pkw vergleichbar sein wird (z. B. bei Kleingewerbetreibenden). Damit ist der Prozentsatz an Firmenflottenwegen, die einem anderen Verhalten unterliegen als das für Privatkunden beschrieben noch einmal deutlich geringer anzusetzen. Der Anteil der Wege, die auf Firmenflotten entfallen, für die der Begriff "Flottenmanagement" eine Bedeutung haben kann, liegt damit höchstwahrscheinlich im unteren einstelligen Prozentbereich. Vgl. DLR; Infas: Mobilität in Deutschland 2008 - Tabellenband, Wege S. 3, sowie: Vgl. zur genauen Abgrenzung "dienstlicher" Wege: Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht, S. 16.

⁵⁶⁵ Vgl. Krebs, Rudolf: "Wir brauchen eine Nachtstromlizenz für Elektroautos", Interview vom 28.02.2012, abrufbar auf <http://adacemobility.wordpress.com>

verfügen. Diese Gruppe ist allerdings wiederum besonders geeignet für (elektrisches) Carsharing.⁵⁶⁶

⁵⁶⁶ Vgl. Fornahl, Dirk et al.: Mobilitätsstrukturen in der Modellregion Bremen / Oldenburg Modul 4,, Bremen 2011, S.116.

8 Rechtliche Rahmenbedingungen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen

8.1 Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien in juristischen Publikationen i. e. S.⁵⁶⁷

Fragen der Elektromobilität wurden in der juristischen Kommentarliteratur und in juristischen Monographien und Handbüchern bis vor kurzem nicht behandelt. Promotionen oder vergleichbare juristische Arbeiten zu Themen der Elektromobilität wurden bisher, soweit ersichtlich, nicht veröffentlicht. Zumindest dem Namen nach (»Handbuch«) mit einem Anspruch auf Vollständigkeit behandelt allerdings nunmehr das Berliner Handbuch zur Elektromobilität rechtliche Fragen der Elektromobilität. Das Werk verfolgt allerdings keinen ausschließlich rechtswissenschaftlichen Ansatz, sondern versteht sich selbst als »interdisziplinärer Überblick«. ⁵⁶⁸ Das Handbuch behandelt Typen und Aufgaben von Ladeinfrastrukturen, Wettbewerb von Ladeinfrastrukturen, Eichrecht und Zählung in der Elektromobilität, jedoch rechtlich fast ausschließlich mit dem Fokus auf öffentliche Ladestationen (Kap. 7 - 14). Die im vorliegenden Gutachten berührten Themen (Teilnahme am Regelle Energiemarkt, V2G, Eigenverbrauchsoptimierung, V2Home, Variable Tarife, Grünstromprodukte oder die Frage wie Elektromobilisten im privatem Bereich – Garagenmieter, Mitglieder einer Eigentümergemeinschaft - an eine Ladestelle mit Abrechnungsmöglichkeit kommen) und andere rechtliche Fragen der Elektromobilität, werden dort nicht behandelt. Das Werk schließt in seiner eingegrenzten Themenauswahl damit bruchlos an die bisher zu Fragen der Elektromobilität erschienene juristische Aufsatzliteratur an. Juristische Aufsätze zum Thema Elektromobilität sind bisher vornehmlich in ausgesuchten Fachzeitschriften zum Energierecht, insbesondere in der Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) und der Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) erschienen. Auch hier wurden bisher nur einige wenige Fragen der Elektromobilität im Allgemeinen und speziell der Netzintegration von EFZ diskutiert. Im Mittelpunkt der Diskussion standen die öffentlichen Ladesäulen, ihre Beurteilung (Energieversorgungsnetz oder Kundenanlage) nach dem EnWG und die rechtliche Beurteilung der am Ladevorgang an diesen öffentlichen Ladesäulen beteiligten Messinstrumente. ⁵⁶⁹ Dabei war eine klare

⁵⁶⁷ Mit juristischen Publikationen im engeren Sinn sollen hier die alle Veröffentlichungen in der juristischen Literatur und, auf juristischen Internetplattformen, in Amtsblätter und allen vergleichbaren Veröffentlichungswegen bezeichnet sei, die von rechtswissenschaftlich geprägten Berufen arbeitenden Personen (Rechtswissenschaftler, Anwälte, Richter, Syndiki, Verwaltungsjuristen etc.) in der Regel wahrgenommen und für die Bildung ihrer Rechtsmeinung berücksichtigt werden. Allen voran sind Gesetze, Richtlinien, Verordnungen und andere veröffentlichte Normen und die dazu von offizieller Seite veröffentlichten Materialien (BT-Drucksachen etc.), Urteile und Beschlüsse der Gerichte, die juristische Kommentarliteratur, juristische Monographien und Handbüchern, Promotions- und Habilitationsschriften und die Aufsatzliteratur in den anerkannten juristischen Fachzeitschriften.

⁵⁶⁸ Vgl. Bösche, Katharina Vera et al.: Berliner Handbuch zur Elektromobilität, 2013.

⁵⁶⁹ So etwa Hoff, Stefanie v.: Zugangsanspruch zu Elektromobilitätstankstellen, ZNER 2009, 341-345; Fest, Claus; Franz, Oliver; Haas, Gabriele: Energiewirtschaftliche und energiewirtschaftsrechtliche Fragen der Elektromobilität - Teil 1, et 2010, Heft 4, 93-98; Fest, Claus; Franz, Oliver; Gaul, Armin: Energiewirtschaftliche und energiewirtschaftsrechtliche Fragen der Elektromobilität - Teil 2, et 2010, Heft 5, 79-84; Feller, Diane; de Wyl, Christian; Missling, Stefan: Ladestationen für Elektromobilität - regulierter Netzbereich oder Wettbewerb?, ZNER 2010, 240-246; Hammerstein, Christian v.; Hoff, Stefanie: Neue Infrastrukturkonzepte für

Orientierung auf die rechtliche Bewertung von Geschäftsmodellen zu erkennen, mit denen die bereits am Markt operierenden Mobilitätsprovider in eine Testphase getreten sind (hier insbesondere das Konzept einer Ladesäule als Kundennetz des Mobilitätsproviders nur für dessen Kunden und die seiner E-Roamingpartnerunternehmen).⁵⁷⁰ Teilweise wurden darüber hinaus Ladestationsmodelle einbezogen, die auf der nationalen Plattform Elektromobilität⁵⁷¹ bereits diskutiert werden (hier insbesondere Systemsteckdose und On-board-Metering).⁵⁷² Eine systematische Auseinandersetzung oder gar Abschichtung möglicher Anwendungsfälle und Geschäftsmodelle der Netzintegration von EFZ und eine darauf basierende spezifische rechtliche Prüfung dieser Anwendungsfälle und Geschäftsmodelle im Einzelnen haben daher bisher in juristischen Publikationen i. e. S. bisher nicht stattgefunden. Erst recht hat dort bisher keine rechtliche Analyse von vorhandenen und denkbaren Anreizsystemen für unterschiedliche Anwendungsfälle und Geschäftsmodelle stattgefunden. Desgleichen fehlt bisher eine Analyse der erforderlichen Anpassungen des Rechtsrahmens gänzlich, für den Fall, dass ein spezifisches Geschäftsmodell als volks- oder betriebswirtschaftlich vorteilhaft und technisch umsetzbar beurteilt wird und daher rechtlich ermöglicht oder sogar gefördert werden soll.

Ein Bedarf für juristische Forschung und Diskussion auf den juristischen Publikationen i. e. S besteht aber schon aufgrund der erheblichen Rechtsunsicherheiten der Anwendung des bestehenden Rechts auf die neuen Konzepte der Elektromobilität. Die juristische Diskussion kann nicht auf Spezialforen an der Schnittstelle zwischen Behörden, Spezialkanzleien und der Industrie aus dem Energie- und Infrastrukturbereich beschränkt bleiben. Rechtsicherheit und Recht Klarheit in diesem Bereich wird nur im Wege der Diskussion in den anerkannten Foren der Rechtswissenschaft erreichbar sein.

In Bezug auf nahezu alle wissenschaftlichen Veröffentlichungen kommt hinzu, dass ihre Autoren fast ausnahmslos der sich zurzeit als Mobilitätsprovider etablierenden Industrieunternehmen (RWE), großen Anwaltskanzleien mit einschlägiger Mandantschaft (Raue LLP, Becker Büttner Held) oder Verbänden (Verband Kommunaler Unternehmen e. V.) angehören oder zumindest einem Geschäftsmodell aus der Praxis nahestehen (etwa der Systemsteckdose von Ubitricity). Sie, oder zumindest ihre Arbeitgeber, haben damit alle spezifisch vorgeprägte Interessen im Energiemarkt. Als extremes Beispiel muss hier das Berliner Handbuch zur Elektromobilität hervorgehoben werden.⁵⁷³ Drei von vier

Elektromobilität, ZNER 2010, 259-264; Keil, Eric; Schmelzer, Knut: Systemintegration von Elektromobilität, Herausforderung an das Energiewirtschaftsrecht, eine Standortbestimmung - Teil 1, ZNER 2010, 461-467; dies.: Systemintegration von Elektromobilität, Herausforderung an das Energiewirtschaftsrecht, eine Standortbestimmung - Teil 2, ZNER 2010, 563-567; Hartwig, Matthias: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 1, ZNER 2013 Heft 4, S. 356-363; ders.: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 2, ZNER Heft 5, S.475-482; Vgl. Bösche et al.: Energiewirtschafts- und kartellrechtlichen Einordnung der Ladeinfrastruktur und Auswirkungen des Ergebnisses, in: Bösche, Katharina Vera et al.: Berliner Handbuch zur Elektromobilität, 2013, Kap. 10, S. 183-271.

⁵⁷⁰ So insbesondere Fest, Claus; Franz, Oliver; Haas, Gabriele: Energiewirtschaftliche und energiewirtschaftsrechtliche Fragen der Elektromobilität - Teil 1, 2010, Heft 4, S.93-98; Fest, Claus; Franz, Oliver; Gaul, Armin: Energiewirtschaftliche und energiewirtschaftsrechtliche Fragen der Elektromobilität - Teil 2, 2010, Heft 5, 79-84.

⁵⁷¹ Vgl. <http://www.bmvbs.de/cae/servlet/contentblob/60020/publicationFile/31717/elektromobilitaet-zwischenbericht.pdf>, http://www.bmbf.de/pubRD/zweiter_bericht_nationale_plattform_elektromobilitaet.pdf.

⁵⁷² Vgl. Hammerstein, Christian v.; Hoff, Stefanie v.: Neue Infrastrukturkonzepte für Elektromobilität, ZNER 2010, 259-264.

⁵⁷³

http://www.pressrelations.de/new/standard/result_main.cfm?pfach=1&n_firmanr_=101115&sektor=pm&detail=1&r=538977&sid=&aktion=jour_pm&quelle=0

Herausgebern und einige der Autoren sind Angestellte des RWE-Konzerns, die übrigen vorwiegend in interessenmäßig vorgeprägten Anwaltskanzleien beschäftigt. In Pressemitteilungen des RWE-Konzerns wird das Handbuch auch damit beworben, dass es mit »fachlicher Unterstützung des RWE-Konzerns« entstanden sei. Es kann dabei zwar nicht immer davon ausgegangen werden, dass die Autoren ausschließlich wissenschaftliche Standpunkte vertreten, die diese Marktinteressen abbilden oder stützen. Allerdings kann konstatiert werden, dass eine vollkommen unabhängige wissenschaftliche Diskussion von Fragen der Elektromobilität, insbesondere in der universitären Wissenschaft und ihren Veröffentlichungen, bisher nicht stattgefunden hat.

8.2 Überblick über die rechtlichen Rahmenbedingungen für Elektromobilität

Es gibt derzeit fast keine auf die Elektromobilität zugeschnittenen rechtlichen Rahmenbedingungen. Dies erscheint vor dem Hintergrund der spätestens seit 2009 eingesetzten breiten Diskussion um das Thema Elektromobilität, intensiver Förderaktivität bis hin zu einer eigenen »Nationalen Plattform Elektromobilität« und einem »Regierungsprogramm Elektromobilität« und den andererseits bestehenden vielen Ungewissheiten in der weiteren Entwicklung der Elektromobilität zunehmend befremdlich.

Beispielsweise im für die Entwicklung der Elektromobilität zentralen Energierecht ist die Elektromobilität bislang ausschließlich in § 14a EnWG erwähnt, den der Gesetzgeber 2011 in das EnWG eingeführt hat.⁵⁷⁴ Hier wird anerkannt, dass die Netzsteuerung im Bereich der Verteilernetze auch für einige Konzepte in der Elektromobilität eine Rolle spielen wird. Über den Anreizansatz des § 14a EnWG hinaus ist aber bislang noch vollkommen unklar, wie die Elektromobilität in die bisherigen rechtlichen Rahmenbedingungen integriert werden kann bzw. ob sie überhaupt integriert werden sollte.

Beachtlich ist die Anzahl der Rechtsgebiete, die die Elektromobilität berührt. Neben den häufig erwähnten energierechtlichen, straßenrechtlichen, straßenverkehrsrechtlichen und baurechtlichen Fragestellungen treten beispielsweise auch datenschutzrechtliche, wettbewerbsrechtliche und kommunalrechtliche Fragestellungen auf.

Die wesentlichen technischen Fragen der Elektromobilität betreffen die Stromversorgung der Elektrofahrzeuge. Daher stellen sich auch viele der maßgeblichen, rechtlichen Fragen im Bereich der Energieversorgung und damit im Bereich des Energiewirtschaftsrechts. Im einzigen dazu in der Rechtswissenschaft bisher ausführlicher diskutierten Bereich der öffentlichen Ladestationen, drehte sich ein erheblicher Teil der Auseinandersetzung damit auch um die Fragestellung der Anwendbarkeit des EnWG und der zugehörigen Verordnungen auf die öffentlichen Ladestationen.⁵⁷⁵ Auch in anderen Themenkreisen der

⁵⁷⁴ Vgl. Vorschrift eingefügt durch das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26.07.2011 (BGBl. I S. 1554) m.W.v. 04.08.2011.

⁵⁷⁵ Vgl. Hoff, Stefanie v.: Zugangsanspruch zu Elektromobilitätstankstellen, ZNER 2009, 341-345; Fest, Claus; Franz, Oliver; Haas, Gabriele: Energiewirtschaftliche und energiewirtschaftsrechtliche Fragen der Elektromobilität - Teil 1, et 2010, Heft 4, 93-98; Fest, Claus; Franz, Oliver; Gaul, Armin: Energiewirtschaftliche und energiewirtschaftsrechtliche Fragen der Elektromobilität - Teil 2, et 2010, Heft 5, 79-84; Feller, Diane; de Wyl, Christian; Missling, Stefan: Ladestationen für Elektromobilität - regulierter Netzbereich oder Wettbewerb?, ZNER 2010, 240-246; Hammerstein, Christian v.; Hoff, Stefanie: Neue Infrastrukturkonzepte für Elektromobilität, ZNER 2010, 259-264; Keil, Eric; Schmelzer, Knut: Systemintegration von Elektromobilität,

Elektromobilität spielen jedoch energiewirtschaftliche Fragen eine hervorgehobene Rolle. Dabei fällt wie schon in der Diskussion um die öffentlichen Ladestationen⁵⁷⁶ auf, dass nicht alle Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts mit dem Bereich der Elektromobilität konvergieren. Als Beispiel sei die Frage genannt, wie damit umzugehen ist, dass zwischen Netzbetreibern und Elektrizitätsabnehmern zukünftig teilweise keine feste und dauerhafte physikalische Verbindung mehr bestehen wird.⁵⁷⁷ Bisher gehen die §§ 17ff. EnWG und die NAV etc. eindeutig und für jeden Fall von einer solchen festen und dauerhaft physikalischen Verbindung aus.

Auch die EG-Richtlinien berühren vielfältig Aspekte, die auch im Zusammenhang mit der Elektromobilität eine Rolle spielen (z. B. Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie⁵⁷⁸, EE-Richtlinie⁵⁷⁹), berücksichtigen diese aber nicht ausdrücklich. Hier scheint sich mit dem Vorschlag einer Richtlinie (EU) über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe⁵⁸⁰ jedoch eine Öffnung für diesen Themenbereich abzuzeichnen.

Ansätze zur Diskussion des rechtlichen Rahmens der Elektromobilität – enger der Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien – finden sich teilweise in veröffentlichten Gutachten und allgemeinen Forschungsvorhaben zum Bereich der Elektromobilität. Diese gehen aber, soweit bisher gesichtet, nicht über eine Benennung unter Umständen betroffener Rechtsmaterien und gesetzlicher Regelungen hinaus.⁵⁸¹ Solche Anregungen können für eine spätere rechtswissenschaftliche Diskussion hilfreich sein, sie aber nicht ersetzen.

8.2.1 Energiewirtschaftsrechtlicher Rahmen

Ob der bestehende Rechtsrahmen die Integration der Elektromobilität in die Elektrizitätsnetze ausreichend erfassen kann, oder eine Anpassung der bisherigen rechtlichen Rahmenbedingungen erforderlich sein wird, hängt stark von den Geschäftsmodellen und den damit verbundenen neuen Vertragsbeziehungen ab, die sich in der Praxis der Elektromobilität durchsetzen bzw. durchsetzen sollen. Geschäftsmodelle, bei denen ein Fahrzeug an einem privaten Stromanschluss – sei es an dem des

Herausforderung an das Energiewirtschaftsrecht, eine Standortbestimmung - Teil 1, ZNER 2010, 461-467; dies.: Systemintegration von Elektromobilität, Herausforderung an das Energiewirtschaftsrecht, eine Standortbestimmung - Teil 2, ZNER 2010, 563-567; Hartwig, Matthias: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 1, ZNER 2013 Heft 4, S. 356-363; ders.: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 2, ZNER Heft 5, S. 475-482, Boesche et al: Energiewirtschafts- und kartellrechtlichen Einordnung der Ladeinfrastruktur und Auswirkungen des Ergebnisses, in: Bösch, Katharina Vera et al.: Berliner Handbuch zur Elektromobilität, 2013, Kap. 10, S. 183-271.

⁵⁷⁶ Vgl. dazu Hartwig, Matthias: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 1, ZNER 2013 Heft 4, S. 356-363; ders.: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 2, ZNER Heft 5, S. 475-482.

⁵⁷⁷ Vgl. Hartwig, Matthias: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 1, ZNER 2013 Heft 4, S. 356-363; ders.: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 2, ZNER Heft 5, S. 475-482.

⁵⁷⁸ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG v. 13. 7. 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (L 211/55)

⁵⁷⁹ Vgl. RL 2009/28/EG v. 23. 4. 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

⁵⁸⁰ 23. 1. 2013, COM (2013) 18 final

⁵⁸¹ Vgl. z. B. die grafischen und tabellarischen Zusammenstellungen bei: Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz. Erneuerbare Energien-Mobility, Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S. 67-75.

Arbeitgebers oder an dem eigenen Anschluss im Carport eines Einfamilienhauses – aufgeladen wird, verlangen keine dem EnWG noch unbekanntes Vertragsbeziehungen oder andere rechtliche Lösungen, da lediglich ein weiteres »Gerät« an das Netz angeschlossen und aufgeladen wird. Entgegen dem Eindruck, dass das private Laden weitgehend ohne Anpassung des Rechtsrahmens möglich wäre, besteht jedoch ein schwerwiegendes juristisches Hindernis bereits dann wenn der Mieter einer Mietgarage oder der Eigentümer eines Stellplatzes in der Tiefgarage eines Mehrfamilienhauses in Eigentümergeinschaft an seinem Stellplatz Strom tanken möchte. Beiden fehlt ein Anspruch darauf, dass der Vermieter oder die Eigentümergeinschaft den Bau eines entsprechenden Anschlusses bewilligt. Auch die Organisation der fahrzeugspezifischen Abrechnung des Stroms ist für die Tiefgarage nicht geklärt, denn weder Eigentümergeinschaft noch Vermieter möchten die Stromrechnung für fremde Elektrofahrzeuge tragen. Selbst wenn ein individuell für den Stellplatz abrechenbarer Zähler eingebaut werden würde, bestünde in einer Mehrparteigarage wiederum das Problem, dass auch andere Mieter ihr Fahrzeug laden können, wenn nur ihr Anschlusskabel lang genug ist. Energiewirtschaftlich gänzlich ungeklärt ist auch die Rückspeisung von Fahrstrom eines Haushaltskunden ins Netz. Für die Entnahme von Strom gelten die herkömmlichen energiewirtschaftsrechtlichen weiter unten erläuterten Vertragsbeziehungen weiter. Für die Einspeisung des Stroms bedarf es jedoch ganz neuer Verträge. In der intensiveren Auseinandersetzung selbst mit einfachen Geschäftsmodellen (einfaches privates oder öffentliches Laden) stellt sich also schnell heraus, dass noch ein erheblicher rechtlicher Klärungsbedarf besteht. Die offenen Fragen nehmen deutlich zu, sobald man den Blick öffnet für bisher nicht berücksichtigte weiterführende Geschäftsmodelle, wie sie in der vorliegenden Studie untersucht werden.

8.2.1.1

Vertragsbeziehungen beim Strombezug über einen privaten Anschluss

Im Folgenden werden in Kürze die wichtigsten energiewirtschaftsrechtlichen Vertragsbeziehungen dargestellt. In der anschließenden Auseinandersetzung mit verschiedenen Geschäftsmodellen wird darauf Bezug genommen, ohne dass die Rechtsbeziehungen dann jeweils erneut dargestellt werden müssen. Ausgangspunkt sämtlicher Vertragsinhalte ist die strikte Trennung von Stromlieferung, Netznutzung und Netzanschluss, wie sie nach den § 6 ff. EnWG für Kunden vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen ab 100.000 Kunden die Regel sein soll. Besonderheiten für Kunden, auf die die Entflechtungsvorschriften der §§ 6 ff. EnWG nicht anwendbar sind, bleiben im Folgenden unberücksichtigt. Die Betrachtung richtet sich auf den privaten Elektromobilisten der ein einzelnes Elektrofahrzeug für den Privatgebrauch betreibt.

8.2.1.2

Netzanschlussvertrag

Der Netzanschlussvertrag bzw. das Netzanschlussverhältnis besteht zwischen dem Anschlussnehmer und dem Betreiber eines Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung i. S. d. § 3 Nr. 17 EnWG. Anschlussnehmer i. S. d. § 18 Abs. 1 S. 1 EnWG ist jedermann, in dessen Auftrag ein Grundstück oder Gebäude an das Niederspannungsnetz angeschlossen wird oder jeder Eigentümer oder Erbbauberechtigte eines Grundstücks oder Gebäudes, der an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist, vgl. § 1 Abs. 2 NAV. Der Netzanschlussvertrag umfasst den Anschluss der elektrischen Anlage über den Netzanschluss an das Netz des Netzbetreibers und dessen weiteren Betrieb, vgl. § 2 Abs. 1 NAV. Die gegenseitigen Rechte und Pflichten aus diesem zivilrechtlichen Dauerschuldverhältnis ergeben sich aus dem BGB, modifiziert und ergänzt durch die

speziellen Regelungen der §§ 2 und 4 bis 15 NAV. Davon abweichende Vereinbarungen sind im Rahmen der allgemeinen Anschlusspflicht des § 18 EnWG aus Gründen des Kundenschutzes und zur Erleichterung des Massengeschäfts grundsätzlich nicht möglich.

⁵⁸² Der Netzanschlussvertrag ist schriftlich abzuschließen, § 2 Abs. 2 Satz 2 NAV.

8.2.1.3 Anschlussnutzungsverhältnis

Das Netzanschlussverhältnis ist vom Anschlussnutzungsverhältnis abzugrenzen. Anschlussnutzer ist jeder Letztverbraucher, der im Rahmen eines Anschlussnutzungsverhältnisses einen Anschluss an das Niederspannungsnetz zur Entnahme von Elektrizität nutzt, vgl. § 1 Abs. 3 NAV. Anschlussnutzung ist das Recht zur Nutzung des Netzanschlusses zur Entnahme von Elektrizität. Sie umfasst weder die Belieferung des Anschlussnutzers mit Elektrizität noch den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen i. S. d. § 20 EnWG, vgl. § 3 Abs. 1 NAV. Inhalt des Anschlussnutzungsverhältnisses ist das Recht, einen bestehenden Anschluss zum Strombezug zu nutzen. Dabei kann es sich um einen eigenen Anschluss oder um den Anschluss eines dritten Anschlussnehmers handeln. Anschlussnehmer und Anschlussnutzer können personenverschieden sein. Das Anschlussnutzungsverhältnis ist nicht auf den entgeltlichen Leistungsaustausch gerichtet, sondern verpflichtet allein zur Rücksicht auf die Rechte, Rechtsgüter und Interessen des anderen Teils (§ 241 Abs. 2 BGB).⁵⁸³ Es kommt als gesetzliches Schuldverhältnis zustande, § 2 Abs. 2 NAV. Hintergrund ist, dass es aus Netzbetreibersicht erforderlich war, auch zu dem Stromkunden eine vertragliche Beziehung zu haben, der nicht Eigentümer des Anschlusses ist. Mit diesem müssen insbesondere Sperr- und Zutrittsrechte, sonstige Duldungspflichten sowie eine Haftungsbegrenzung im Schadensfall geklärt sein.⁵⁸⁴

8.2.1.4 Netznutzungsvertrag bzw. Lieferantenrahmenvertrag

Der Netznutzungsvertrag wird gemäß § 20 Abs. 1a S. 1 EnWG zwischen einem Letztverbraucher oder einem Lieferanten und dem Energieversorgungsunternehmen abgeschlossen, aus dessen Netz die Entnahme von Elektrizität erfolgen soll bzw. durch das der Strom durchgeleitet werden soll. Soweit der Netznutzungsvertrag von einem Lieferanten abgeschlossen wird, braucht er sich nicht auf eine bestimmte Entnahmestelle zu beziehen. Man spricht in diesem Falle von einem Lieferantenrahmenvertrag. In dem Lieferantenrahmenvertrag wird das Netznutzungsrecht des Lieferanten für alle in einem Netz belieferten Letztverbraucher geregelt. Der Netznutzungsvertrag oder Lieferantenrahmenvertrag vermittelt den Zugang zum gesamten Elektrizitätsversorgungsnetz, § 20 Abs. 1a Satz 3 und § 3 Abs. 1 Satz 1 StromNZV. Es bedarf also lediglich eines Netznutzungsvertrags mit dem Netzbetreiber des Netzes in dem der bezogene Anschluss liegt, die vorgelagerten Netzebenen können ohne einen gesonderten Vertrag mitgenutzt werden. Ein Lieferantenrahmenvertrag ist für jedes Netz erforderlich, in dem eine Entnahmestelle beliefert werden soll. Um den Zugang zum gesamten Versorgungsnetz zu gewährleisten, sind die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (ÜNB, VNB) zur Zusammenarbeit verpflichtet, § 20 Abs. 1a S. 4 EnWG. Dazu werden regelmäßig Kooperationsverträge zwischen den Netzbetreibern abgeschlossen.

⁵⁸² Vgl. Hardtmann, in: Danner/Theobald, Energierecht Anschl/VersorgBdg IV B2 § 2 NAV Rn. 10, zu Ausnahmen ebd., Rn. 11.

⁵⁸³ Vgl. Ebd., § 3 NAV Rn. 9.

⁵⁸⁴ Vgl. Ebd., Rn. 6.

In der Praxis schließen nur große Industrieunternehmen eigene Netznutzungsverträge mit dem Verteilernetzbetreiber. Der Vorteil für diese besteht darin, dass sie flexibel zwischen Lieferanten wechseln und einfacher Strom von mehreren Lieferanten beziehen können. Würde der Lieferant auch die Netznutzungsentgelte in Rechnung stellen, wäre ein Lieferantenwechsel nicht so einfach möglich. »Normale« Letztverbraucher schließen üblicherweise einen Vertrag über die Stromlieferung (s. Strombezugsvertrag) mit dem Lieferanten ab, der auch eine Regelung zur Netznutzung und Netzentgelten enthält (All-inclusive-Stromliefervertrag).⁵⁸⁵

Die Netznutzung umfasst die Leistung des Netzbetreibers, für die Elektrizitätsversorgung des Kunden Netzinfrastruktur vorzuhalten und Systemdienstleistungen (Spannungshaltung, Versorgungswideraufbau, Betriebsführung, Führung netzbetreiberseitiger Sonderbilanzkreise, Bilanzkreiskoordination etc.) zu erbringen. Wer das Netz nutzt, muss ein Netzentgelt an den Netzbetreiber entrichten, das sich grundsätzlich nach der maximalen über das Abrechnungsjahr in Anspruch genommenen Leistung und der entnommenen elektrischen Arbeit bemisst.

8.2.1.5 Bilanzkreisvertrag

Gemäß § 3 Abs. 2 StromNZV setzt die Netznutzung durch den Letztverbraucher und Lieferanten voraus, dass der Bilanzkreis in ein Bilanzkreissystem einbezogen ist. Der Bilanzkreisvertrag wird zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem Betreiber von Übertragungsnetzen (= Bilanzkreiskoordinator) geschlossen. Bei regelzonenübergreifenden Transaktionen muss ein Bilanzkreis pro Regelzone gebildet werden und mit jedem ÜNB ein Bilanzkreisvertrag geschlossen werden. Ein Bilanzkreis ist die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen innerhalb einer Regelzone, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Stromhandelstransaktionen im Netz zu ermöglichen, § 3 Abs. 10a EnWG. Jeder Netznutzer muss sich einem Bilanzkreis anschließen und einen Bilanzkreisverantwortlichen für diesen Bilanzkreis benennen, § 4 Abs. 1 Satz 1 und Abs. 2 Satz 1 StromNZV. Der Bilanzkreisvertrag beinhaltet Regelungen über Führung, Abwicklung und Abrechnung von Bilanzkreisen, wobei die Mindestinhalte des Vertrages in § 26 StromNZV näher definiert sind.⁵⁸⁶ Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisung, Entnahme aus seinem Bilanzkreis und Lieferungen elektrischer Energie zwischen seinem und anderen Bilanzkreisen in jeder Viertelstunde und übernimmt die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme und Lieferungen in diesem Bilanzkreis, § 4 Abs. 2 Satz 2 StromNZV. Da im liberalisierten Strommarkt das Gleichgewicht zwischen Ein- und Ausspeisung dadurch sichergestellt wird, dass die Bilanzkreise saldiert werden und die Differenz (zuzüglich Verlustenergie) über Regelenergie ausgeglichen wird (§§ 6 ff. StromNZV) ist das Bilanzkreissystem für die Netzstabilität grundlegend.

8.2.1.6 Stromliefervertrag und Grundversorgung

Üblicherweise wird Strom über eine Lieferkette mit mehreren Händlern oder an der Börse bezogen. Im einfachsten Fall gibt es zwei Strombezugsverträge: Einen

⁵⁸⁵ Vgl. Koenig; Kühling; Rasbach, Energierecht, 3. Auflage 2013, S. 196.

⁵⁸⁶ Vgl. Koenig; Kühling; Rasbach, Energierecht, 3. Auflage 2013, S. 79.

Strombezugsvertrag zwischen Erzeuger und Lieferant und einen Stromliefervertrag zwischen Lieferant und Letztverbraucher. Möglich ist es jedoch auch, dass der Letztverbraucher den Strom direkt vom Erzeuger bezieht, der ihm gegenüber dann als Lieferant i. S. d. EnWG auftritt.

Der Stromliefervertrag ist gesetzlich nicht typisiert, wird jedoch zumindest in seinen wesentlichen Elementen als den Regelungen des Kaufrechts (§ 433 ff. BGB) unterstellt angesehen⁵⁸⁷ und kann daher als atypischer Kaufvertrag bezeichnet werden.⁵⁸⁸ Da dieser Vertrag jedoch keine einmalige Eigentumsübertragung sondern eine fortlaufende Lieferbeziehung zum Gegenstand hat, ist er zudem als Dauerschuldverhältnis zu charakterisieren.⁵⁸⁹ Aufgrund der freien Verfügbarkeit des Netzes, als Infrastruktur des Stromtransports und Stromhandels, kann durch den Letztverbraucher einem Strombezugsvertrag mit jedem beliebigen Stromlieferant/Stromhändler geschlossen werden, der sich zur Stromlieferung an den Anschluss des Letztverbrauchers erbieht. § 41 EnWG sieht für Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung bestimmte Mindestregelungen vor, die einzuhalten sind. Üblich ist zudem die Einbeziehung von AGB und der Vorschriften der StromGVV.⁵⁹⁰ In der Praxis haben sich verschiedene Formen von Energielieferverträgen herausgebildet, wie bspw. sog. »All-inclusive-Verträge«, »offene Lieferverträge« oder Verträge über die Belieferung mit Ökostrom-Produkten.⁵⁹¹

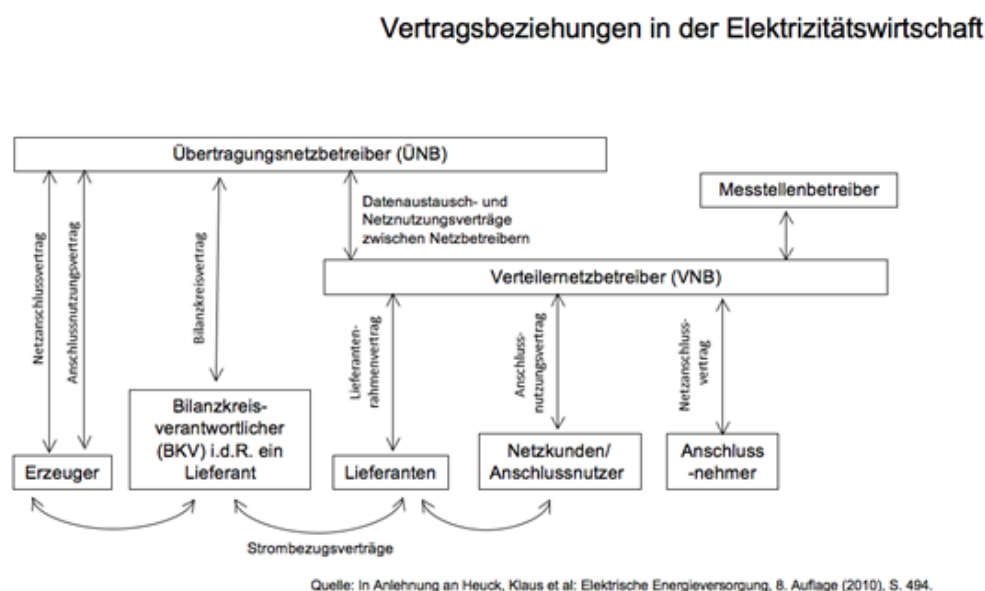


Abb. 78: Vertragsbeziehungen in der Elektrizitätswirtschaft

Kümmert sich der Endverbraucher nicht aktiv um einen Energieliefervertrag, bezieht aber trotzdem Strom, gelangt der Kunde in ein sogenanntes Grundversorgungsverhältnis.

⁵⁸⁷ Vgl. de Wyl; Essig, in Schneider; Theobald: Recht der Energiewirtschaft, 3. Auflage 2011, § 11, Rn. 2.

⁵⁸⁸ Das Problem der Einordnung besteht insbesondere darin, dass es sich bei Strom weder um eine Sache (§ 90 BGB) noch um ein Recht handelt und er daher auch nicht Eigentumsfähig i. S. d. §§ 903 ff BGB ist. Soweit dies aufgrund der Besonderheiten der Elektrizität möglich ist, werden die entsprechenden Regelungen des BGB aber überwiegend analog angewendet.

⁵⁸⁹ Vgl. Ebd.

⁵⁹⁰ Vgl. Koenig; Kühling; Rasbach: Energierecht, 3. Auflage 2013, S. 195.

⁵⁹¹ Vergleiche hierzu die Übersicht bei Koenig; Kühling; Rasbach: Energierecht, 3. Auflage 2013, S. 196 f.

Grundversorger ist immer das EVU, des in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung die meisten Haushaltskunden versorgt, § 36 Abs. 2 Satz 1 EnWG. Es muss regelmäßig Allgemeine Bedingungen und Allgemeine Preise öffentlich bekannt geben (Internet), zu denen jeder Haushaltskunde einen Grundversorgungsvertrag abschließen kann. Entnimmt ein Haushaltskunde Elektrizität aus dem Netz, ohne einen Stromliefervertrag zu haben, kommt automatisch ein Grundversorgungsvertrag mit dem lokalen Grundversorger zustande (§ 2 Abs. 2 StromGKV). Hinter der Verpflichtung der EVU zur Grundversorgung steht der Gedanke, dass Elektrizitätsversorgung unter den gegenwärtigen gesellschaftlichen Umständen zu den Grundbedürfnissen des Lebens gehört und der Staat daher zumindest für Haushaltskunden in einer Gewährleistungsverantwortung steht.⁵⁹²

Eine ganz andere Zielrichtung verfolgt das in § 38 EnWG i. V. m. StromGKV geregelte Institut der Ersatzversorgung. Dahinter steht der technische Sachverhalt, dass Strom im Netz jederzeit verfügbar ist. Wie soeben erläutert (6.2.1.5) ist es allerdings für die Netzstabilität grundlegend, dass jede Elektrizitätsentnahme aus dem Netz sogleich einem Bilanzkreis zugeordnet werden kann, was über die Zuordnung zur Lieferung eines Stromlieferanten erfolgt, der als Netznutzer an einem Bilanzkreis angeschlossen ist. Bei einer Elektrizitätsentnahme ohne Zuordnung zu einer Lieferung/einem Bilanzkreis, ist der Netzbetreiber daher berechtigt den Anschluss und die Anschlussnutzung sofort und ohne vorherige Androhung zu unterbrechen (§ 24 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 NAV).⁵⁹³ Durch das Institut der Ersatzversorgung wird die Elektrizitätsentnahme des ersatzversorgungsberechtigten Letztverbraucher nun automatisch dem Ersatzversorger zugeordnet, wenn sie keiner anderen Lieferung zugeordnet werden kann. Der Ersatzversorger ist dasselbe EVU, das auch Grundversorger ist (§ 38 Abs. 1 Satz 1 EnWG). Für Letztverbraucher, die nicht Haushaltskunden sind, kann der Ersatzversorger jedoch höhere allgemeine Preise für die Ersatzversorgung festlegen, da insbesondere die plötzliche Abforderung von Elektrizität aus seinem Bilanzkreis mit besonderen Kosten (insbesondere für Regelenergie) für ihn verbunden sein kann.

8.2.1.7

Privater Anschluss auf fremden Grund

Allen weitergehend untersuchten Geschäftsmodelle (Teilnahme am Regelenergiemarkt, Vehicle-to-Grid – V2G, Eigenverbrauchsoptimierung, bidirektionale Laden - V2H, variable Tarife, Grünstromprodukte), haben ihren Ausgangspunkt im häuslichen Laden. Dies resultiert bereits aus den Feststellungen, die in diesem Gutachten zu Nutzerverhalten und Nutzerakzeptanz in Bezug auf EFZ getroffen worden sind: wenn Nutzern von EFZ eine häusliche Lademöglichkeit zur Verfügung steht, werden sie diese überwiegend oder teilweise sogar ausschließlich zum Laden ihrer EFZ verwenden. Ergänzend wird Laden am Arbeitsplatz hinzukommen, also eine weitere Form des privaten und teilweise halböffentlichen Ladens. Öffentliche Ladestationen dienen eher als Notfalllösung, sofern private Lademöglichkeiten vorhanden sind. Ihre Bedeutung wird gerade in der Übergangszeit, in der Hybride bedeutender als vollelektrische EFZ sein werden, nahezu ausschließlich psychologische Bedeutung haben, den übersteigerten Reichweiteängsten der Nutzer vor dem Wechsel zum EFZ zu begegnen.⁵⁹⁴ Gerade für die hier untersuchten

⁵⁹² Gerade der Begriff der Daseinsvorsorge wird in der juristischen Literatur häufig kritisiert, das der Staat hier eine Grundverantwortung hat, ist aber im Kern unumstritten, statt aller: Vgl. Eder, in: Danner; Theobald: Energierecht EnWG I B1 § 36 EnWG Rn. 7 ff.

⁵⁹³ Vgl. Ebd. § 38 Rn. 3.

⁵⁹⁴ So auch Hartwig: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 1, ZNER 2013, S. 356, 358; Lorkowski: Öffentliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge –

Geschäftsmodelle eignen sich öffentliche und halböffentliche Ladestationen darüber hinaus vorerst nur sehr eingeschränkt. Einige sind ohnehin auf die häusliche Integration der EFZ bezogen (Eigenverbrauch, V2H), andere erfordern für eine sinnvolle Nutzung eine längere Netzverbindung (V2G, variable Tarife) die zunächst auch eher im häuslichen Rahmen gewährleistet werden können wird. Ob verschiedene Grünstromprodukte über öffentliche und halböffentliche Ladestationen angeboten werden können, hängt vorwiegend von der rechtlichen Einordnung dieser Ladestationen ab.⁵⁹⁵ Das Geschäftsmodell Grünstromprodukt wird in der letzten Stufe dieser Studie allerdings ohnehin nicht vertieft.⁵⁹⁶

Der Fokus des Gutachtens liegt damit auf dem häuslichen Laden und den daran anknüpfenden Geschäftsmodellen. Die vielleicht wichtigste rechtliche Vorfrage ist damit jedoch, wie möglichst vielen Elektromobilisten, bzw. Verbrauchern, die bereit wären sich eine EFZ anzuschaffen, die Möglichkeit des häuslichen Ladens gegeben werden kann. Wie im Teil zu Nutzerverhalten und Nutzerakzeptanz bereits ausgeführt, ist ein Ergebnis der Studie Mobilität in Deutschland 2008, dass 69,9 % der Pkw-Inhaber ihren Pkw auf dem eigenen Grundstück parken, wohingegen nur 27,4 % der Befragten angaben den Pkw grundsätzlich nicht auf dem eigenen Grundstück parken.⁵⁹⁷ Die etwa 30 % sog. Laternenparker sind mit Modellen des häuslichen Ladens vorerst nicht zu erreichen, wenn man hier nicht ein gänzlich neues Geschäftsmodell entwickelt, das das Angebot von Parkplätzen auf privatem Grund verbunden mit einer permanenten Lademöglichkeit dauerhaft erhöht. Die Geschäftsmodelle die an das häusliche Laden anknüpfen betreffen jedoch auf den ersten Blick etwa 70 % der Pkw-Nutzer und damit der potenziellen Nutzer von EFZ. Fast alle Untersuchungen zum Thema Laden von EFZ gehen davon aus, dass für die Durchsetzung der Elektromobilität das häusliche Laden zentral sein wird (entweder auf Grundlage dieser Zahl aus der Studie MiD 2008 oder beispielsweise aufgrund von Tests mit EFZ-Nutzern denen heimische Lademöglichkeiten zur Verfügung gestellt wurden).⁵⁹⁸ An diese Grundannahme muss dann allerdings sowohl aus rechtlicher, wie auch aus technischer und wirtschaftlicher Sicht unmittelbar die Frage folgen, wie den etwa 70 % Grundstücksparkern das sog. »häusliche Laden« ermöglicht werden kann. Schon in diesem Begriff schwingt nämlich impliziert die Vorstellung mit, dass der Grundstücksparker immer Eigentümer des Grundstücks sei, auf dem er lädt. Idealisiert gesprochen, steht dahinter das Bild des Eigentümers eines Einfamilienhauses, der in seinem Carport zu seinem neu angeschafften EFZ gleich eine Wall-Box installieren lässt. Dabei wird die Definition des »eigenen Grundstücks« in MiD 2008 jedoch falsch interpretiert. Gemeint sind hier nämlich alle Formen des Besitzes, so das Parken »auf dem eigenen Grundstück« auch bedeuten

Kritischer Erfolgsfaktor oder überflüssiges Beiwerk, in: Bösche/Franz/Fest/Gaul, Berliner Handbuch zur Elektromobilität, 2013, Kap. 7, S. 115, 127 f.

⁵⁹⁵ Vgl. Hartwig, Matthias: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 2, ZNER Heft 5, S.475-482

⁵⁹⁶ Die Frage nach der Vermarktung und unterschiedlicher Struktur (Stichwort: Zusätzlichkeit) von Grünstromprodukten stellt sich im Zusammenhang mit der Elektromobilität zwar verstärkt, da sie mit dem herkömmlichen Strommix ihr Versprechen auf CO₂-freie Mobilität nicht einlösen kann. Die Problematik greift aber weiter und insbesondere die Frage der Förderwürdigkeit von Grünstromprodukten mit Zusätzlichkeitsgarantie neben der Förderung die das EEG bereits für Strom aus erneuerbare Energien bereitstellt, betrifft letztlich den gesamten Strommarkt und nicht nur den für Fahrstrom. Die Fragen sollen daher in einem allgemeineren Rahmen vertieft untersucht werden.

⁵⁹⁷ Vgl. Mobilität in Deutschland 2008 – Tabellenband, Autos S. 13, eigenes Grundstück bezieht sich hier auf alle Formen des Besitzes, also auch auf gemietete Garagenstellplätze etc.; in anderen europäischen Ländern ist der Anteil der „Laternenparker“ überwiegend noch niedriger. Vgl. Bunzeck, Ingo; Feenstra, C.F.J.; Paukovic, Mia: Evaluation of economic, environmental, regulatory and social aspects, (Grid for Vehicles WP 3), 2011, S. 18).

⁵⁹⁸ So etwa die MINI E Berlin Studie (Vattenfall und BMW gefördert vom BMU), <http://www.vattenfall.de/de/mini-e-berlin.htm>.

kann, dass der Befragte lediglich einen gemieteten Stellplatz in einer Garage oder vor dem Haus sein eigen nennt, oder als Wohnungseigentümer in einem Mehrfamilienhaus das Sondereigentum an einem Stellplatz in der gemeinsamen Garage hat. Genaue Zahlen darüber, wie hoch der Anteil der derart verschiedenen Stellplatzformen an der Gesamtheit dieser etwa 70 % Grundstücksparker ist, liegen nicht vor. Aus der eigenen Beobachtung wird man jedoch feststellen, dass schon aufgrund der Stellplatzpflicht heute fast zu jeder neueren Wohnung in einem städtischen Mehrfamilienhaus auch ein fester Stellplatz vor dem Haus oder in einer Gemeinschaftsgarage angeboten wird.⁵⁹⁹ Gleichzeitig wird jedoch vielfach davon ausgegangen, dass Elektromobilität sich in der Pionierzeit gerade in den Ballungszentren durchsetzen wird. Es stellt sich also einerseits die Frage, wie Garagenmieter oder Sondereigentümer in der Garage einer Eigentümergemeinschaft an eine leistungsfähige häusliche Ladestelle kommen, denn ein solcher Einbau und Anschluss wird nicht ohne die Mitwirkung des Vermieters bzw. der Eigentümergemeinschaft verwirklicht werden können. Selbst wenn die Einrichtung einer Ladestelle von Vermieter oder Eigentümergemeinschaft bewilligt wurde, stellt sich sogleich die Frage, wie sich der Stellplatzzinhaber vor dem Laden durch Dritte effektiv schützen kann. Andere Mieter/Sondereigentümer der Tiefgarage wären mit entsprechend langen Ladekabeln nämlich nunmehr in der Lage, die Ladestelle des Pioniers zu nutzen und so auf dessen Kosten an Fahrstrom zu kommen.

Eine Einschätzung über das genaue Ausmaß dieses Problems aus praktischer Sicht kann hier genauso wenig geleistet werden wie der Versuch, die Anzahl der betroffenen potenziellen Nutzer von EFZ zu schätzen. Es ist allerdings zu vermuten, dass weder Vermieter noch Eigentümergemeinschaft von sich aus bereit wären, einen entsprechenden Anschluss zur Verfügung zu stellen, sei es zum einfachen Laden eines EFZ, oder sei es sogar einen zur Rückspeisung geeigneten Anschluss. Angenommen ein Vermieter soll eine Garage mit mehreren Ladestellen für EFZ ausstatten, fallen für ihn zunächst die Kosten der Installation an. Wegen der hohen Leistung der Anschlüsse muss er voraussichtlich auch den Netzanschluss für die Garage verstärken lassen. Ein Anspruch auf Anschlussverstärkung ergibt sich für den Eigentümer eines Grundstücks (= Anschlussnehmer) gegen den lokalen Netzbetreiber i. d. R. aus §§ 18 EnWG. Die Kosten für eine erforderliche Änderung des Netzanschlusses kann der Netzbetreiber jedoch vom Anschlussnehmer ersetzt verlangen (§ 9 NAV). Muss zusätzliche Leistung am Netzanschluss durch den Netzbetreiber vorgehalten werden, kann er auch einen zusätzlichen Baukostenzuschuss verlangen (§ 11 NAV). Sollte der Mieter sich bereit erklären, dem Vermieter die Installationskosten und die Kosten die diesem als Anschlussnehmer entstehen zu ersetzen, stellt sich sogleich die Frage, was passiert wenn der Mieter gekündigt wird. Diese vielfältigen wechselseitigen Probleme, die hier nur angedeutet werden können, sind den Parteien bisher zur individuellen vertraglichen Regelung überlassen. Auch ohne verkehrswissenschaftliche oder wirtschaftliche Untersuchung, kann man davon ausgehen, dass derartige Probleme dazu geeignet sind, jeden am Kauf eines EFZ interessierten Mieter oder Sondereigentümer in einer Eigentümergemeinschaft ohne weiteres davon abhalten wird, tatsächlich ein EFZ anzuschaffen. Die private Ladestelle in der Gemeinschaftsgarage wird daher nur dann in größerem Umfang realisiert werden, wenn dem Mieter oder dem Sondereigentümer in einer Eigentümergemeinschaft entweder ein Anspruch auf Installation und Anschluss seiner Ladestelle gegen den Vermieter bzw. die Eigentümergemeinschaft zusteht, oder ein gleichermaßen zuverlässiges Rechtsinstitut die Einrichtung einer Ladestelle sichert. Im Folgenden soll zunächst ein bauordnungsrechtlicher Ansatz vorgestellt werden, zur

⁵⁹⁹ Das ist zumindest da der Fall, wo schon Bauordnungsrechtlich eine Pflicht zur Schaffung entsprechender Stellplätze besteht, also überall außer in Berlin (dazu ausführlich weiter unten).

Milderung des Problems beizutragen (6.2.1.7.1). Der anschließende Vorschlag einer zivilrechtlichen Lösung (6.2.1.7.3) ist dagegen deutlich eingriffsintensiver und bedarf sicherlich noch einer breiten Diskussion. Beide Lösungsansätze sind jedoch nicht alternativ zu verstehen, sondern könnten beide auf ihre Weise zu einer besseren Durchsetzung privater Lademöglichkeiten beitragen. Aus der Öffnung von privaten Mehrparteienbereichen für häusliche Lademöglichkeiten ergeben sich darüber hinaus Folgeprobleme im Bereich von Abrechnung und Missbrauchsschutz, die jedoch lösbar erscheinen und die anschließend (unter c) kurz angesprochen werden sollen.

Bauordnungsrechtliche Lösung

In allen Bundesländern bis auf Berlin besteht beim Neubau von Wohnungen oder Nutzungsänderungen zur Schaffung von Wohnungen eine Pflicht zur Schaffung von Stellplätzen für Kraftfahrzeuge. Beispielsweise in Hamburg⁶⁰⁰ besteht die Pflicht, bei der Errichtung »bauliche[r] Anlagen [...] bei denen ein Zu- und Abfahrtsverkehr zu erwarten ist, [...] Stellplätze für Kraftfahrzeuge [...] herzustellen oder nachzuweisen (notwendige Stellplätze[...]). Ihre Zahl und Größe richtet sich nach Art und Zahl der vorhandenen und zu erwartenden Kraftfahrzeuge [...] der ständigen Benutzerinnen und Benutzer und Besucherinnen und Besucher der Anlagen. Bei Änderungen der Anlage und bei Änderung der Nutzung [...] sind nur Stellplätze [...] für den Mehrbedarf als Folge der Änderungen herzustellen« (§ 48 Abs. 1 HBauO). Nach § 49 HBauO kann die Stellplatzpflicht durch eine Ausgleichsabgabe abgelöst werden. Anlage 1 zur Globalrichtlinie »Notwendige Stellplätze und notwendige Fahrradplätze« sieht beispielsweise für Mehrfamilienhäuser 0,8 Stellplätze pro Wohnung vor. Die in den Landesbauordnungen enthaltenen Stellplatzregelungen sind im Einzelnen sehr unterschiedlich, auf eine Stellplatzpflicht verzichtet bisher jedoch nur das Land Berlin. Brandenburg hat die Ausgestaltung im Einzelnen nach § 43 Abs. 1 BdgBO den Gemeinden überlassen, die die Stellplatzpflicht durch Satzung regeln können. Auch Hessen hat sich für eine Kommunalisierung der Stellplatzpflicht entscheiden. So sieht die einschlägige hessische Regelung bspw. vor, dass die Gemeinden regeln, ob und in welchem Umfang Stellplätze errichtet werden müssen und auch, ob nur in eingeschränktem Umfang Stellplätze errichtet werden dürfen, § 44 HBO.

Hinter der Stellplatzpflicht steht die Überlegung, dass jeder Bau und jede Nutzungsänderung eines Gebäudes, die einen Zuwachs an Anfahrtsverkehr erwarten lässt, auch eine Zunahme des Parkdrucks im betroffenen Quartier und insbesondere einer Zunahme des Parksuchverkehrs bedeutet. Mit den zusätzlich zu schaffenden Stellplätzen soll dem begegnet werden. Unter Verkehrswissenschaftlern ist jedoch streitig, ob von zusätzlichen Stellplätzen nicht erst ein erhöhter Parkdruck und -suchverkehr verursacht wird, so dass mittlerweile in einigen Bundesländern auch ein Trend zur Verknappung der Stellplätze durch Gesetz und Verordnung zu beobachten ist. Wichtigstes Beispiel ist hier Berlin: Mitte der 90er Jahre wurde die Stellplatzpflicht aufgehoben und damit das Konzept notwendiger Stellplätze abgeschafft.⁶⁰¹ Die derzeit geltende Fassung der Berliner Bauordnung sieht lediglich vor, dass ausreichende Stellplätze für schwer Gehbehinderte und Behinderte im Rollstuhl anzubieten sind sowie ausreichende Abstellmöglichkeiten für Fahrräder, wenn eine entsprechende Zunahme des An- und Abfahrverkehrs zu erwarten ist.⁶⁰² 2011 wurde zudem ein Entwurf für eine Stellplatzbeschränkungssatzung erarbeitet,

⁶⁰⁰ In Hamburg wird derzeit über die Abschaffung der Stellplatzpflicht diskutiert.

⁶⁰¹ Vgl. Stock, in Ernst et al. (2013), § 12 BauNVORn. 115.

⁶⁰² Vgl. § 50 Abs. 1 BauOBln.

⁶⁰³ die den Zuwachs an privaten Stellplätzen begrenzen sollte, um die Wirkungen der Parkraumbewirtschaftung zu unterstützen. ⁶⁰⁴ Dieser Entwurf wurde jedoch bislang nicht umgesetzt. ⁶⁰⁵ Ziel solcher Regelungen soll es ein, den Parkraum zu verknappen, um Besucher des neuen Gebäudes zur Nutzung des ÖPNV zu motivieren. ⁶⁰⁶ Es sollte bei dieser Entwicklung im Auge behalten werden, dass alle Bemühungen, den Verkehr auf EFZ auszurichten letztlich die Förderung eines Individualverkehrsmittels zum Gegenstand haben. Elektromobiler Individualverkehr und ÖPNV müssen jedoch zumindest auch Sicht des Klimaschutzes beide ihren Beitrag leisten, so dass in jedem Rechtsbereich vermieden werden sollte, beide Verkehrsformen gegeneinander auszuspielen. Gerade im Bereich der Stellplatzverknappung sollten daher zukünftig die Bedürfnisse des elektromobilen Individualverkehrs immer mitgedacht werden, ohne dass hier die Sinnhaftigkeit solche Ansätze gänzlich in Frage gestellt werden soll.

Setzt ein Bundesland weiterhin auf eine Stellplatzpflicht, wäre es möglich, die Stellplatzpflicht um die Anforderung zu ergänzen, dass an neu zu schaffenden Stellplätzen jeweils auch eine Ladestelle für Elektrofahrzeuge vorzusehen ist. Am Beispiel Hamburgs könnte etwa nach § 48 Abs. 1 Satz 1 HBauO der Satz in die Landesbauordnung eingefügt werden: »Jeder nach Satz 1 neu herzustellende oder nachzuweisende Stellplatz muss über eine Lademöglichkeit für ein Elektrofahrzeug verfügen.« Technische Anforderungen an eine solche Lademöglichkeit könnten dann in der Globalrichtlinie »Notwendige Stellplätze und notwendige Fahrradplätze« konkretisiert werden. In Brandenburg wäre auch hier eine nähere Ausgestaltung an die Gemeinden zu delegieren. Wegen der weitergehenden Inhalts- und Schrankenbestimmung des Eigentums (Art. 14 GG) müsste jedoch ein entsprechender Hinweis auch in die Ermächtigungsgrundlage des § 43 Abs. 1 BdgBO eingestellt werden (so auch vergleichbar in Hessen).

Möchte ein Bundesland dagegen den Weg der Stellplatzverknappung gehen und daher die Stellplatzpflicht abschaffen (bzw. im Fall Berlins hat es sie bereits abgeschafft), erscheint ein bauordnungsrechtlicher Ansatz gleichwohl sinnvoll. Hier könne beispielsweise viel genereller eine Regelung in die Landesbauordnung aufgenommen werden, nach der für jeden Stellplatz, der im Zusammenhang mit dem Neubau, dem Umbau oder der Nutzungsänderung eines Gebäudes geschaffen wird, eine Lademöglichkeit vorzusehen ist. Wenn eine derart kategorische Lösung nicht gewünscht ist, kann auch darüber nachgedacht werden, eine gewisse Quote an Stellplätzen mit Lademöglichkeiten im Fall ihrer Neuerrichtung vorzusehen. Dabei ist jedoch im Blick zu behalten, dass eine derartige Pflicht, die nur greift, wenn überhaupt Stellplätze zugebaut werden, vom Bau solcher Stellplätze abzuhalten vermag. Wengleich mancher Befürworter der Stellplatzverknappung das begrüßen mag, wäre diese Folge für die Ausweitung des Angebots privater und halböffentlicher Lademöglichkeiten nicht zuträglich.

Möchte ein Bundesland die Kommunalisierung der Stellplatzpflicht mit der Möglichkeit der Gemeinden verbinden, Stellplätze zu verknappen, müssen auch hier die Ermächtigungsgrundlagen für die Gemeindecsetzungen entsprechend angepasst werden. Sogar die Festlegung einer Quote für Lademöglichkeiten (s. o.) könnte dabei den Gemeinden überlassen werden. Vorteil einer kommunalen Lösung ist, dass die Gemeinden eine größere Nähe zu den lokalen Bedürfnissen haben und (in Verbindung mit einem

⁶⁰³ Vgl. hierzu Schröder (2011), 280 ff. Diese Satzung sah vor, dass innerhalb des Berliner S-Bahn-Rings bei gewerblichen Bauten die Anzahl der herzustellenden Parkplätze begrenzt wird.

⁶⁰⁴ Vgl. Stadtentwicklungsplan Verkehr Berlin, Senatsbeschluss vom 29. März 2011, S. 149.

⁶⁰⁵ Abzuwarten bleibt, ob eine derartige Stellplatzbeschränkungssatzung im „Masterplan Parken“ (s. o. Fn. 4) enthalten sein wird.

⁶⁰⁶ Vgl. Schröder (2011), 279 f.

Zuwachs an rechtlichen Möglichkeiten in anderen Bereichen z. B. Sondernutzungserlaubnissen für öffentliche Ladestationen, ÖPNV etc.) zunehmend in die Lage versetzt werden, ein kommunales Mobilitätskonzept aus einer Hand zu entwerfen. Es darf dabei aber nicht unberücksichtigt bleiben, dass der viel beschworene »Leitmarkt Elektromobilität«⁶⁰⁷ bundesweit nur dann eine Chance hat, wenn den Mietern und Wohnungseigentümern überall ein Zugang zu privaten Lademöglichkeiten geschaffen wird. Zumindest einer bundeseinheitlichen Regelung steht aber die Kompetenzverteilung des Grundgesetzes im Bauordnungsrecht entgegen.

Ein Vorteil einer Lösung über das Bauordnungsrecht ist zunächst, dass sie sich recht zwanglos in das bestehende Recht einpasst und die Bundesländer hier auch unterschiedliche Lösungsansätze versuchen könnten. Eine Stellplatzpflicht besteht in den meisten Bundesländern ohnehin, diese müsste lediglich um eine qualitative Anforderung an zukünftige Stellplätze erweitert werden, die sich von Bundesland zu Bundesland durchaus etwas unterscheiden kann. Zudem würde eine solche Regelung nicht nur zur Lösung des Problems um das häusliche Laden beitragen, sondern auch das Laden am Arbeitsplatz und das halböffentliche Laden befördern. Nicht nur der Neubau von Wohnungen wird danach einen Zubau von Ladestellen auslösen, sondern auch beim Neubau eines Bürokomplexes wird sogleich für Ladestellen am Arbeitsplatz vorgesorgt. Auch der Neubau eines Einkaufszentrums, oder anderer auf Publikumsverkehr gerichteter öffentlicher oder privater Bauten löst eine Stellplatzpflicht aus, die derzeit vorwiegend direkt durch den Anbau von Parkplätzen und Parkhäusern erfüllt wird. Durch eine entsprechende Neuregelung würden hier sogleich vielfältige halböffentliche Lademöglichkeiten entstehen, die sogar die viel diskutierten öffentlichen Ladestellen gänzlich überflüssig machen könnten.

Sowohl Vorteil als auch Nachteil dieser Lösung ist die Ausrichtung auf zukünftig zu errichtende oder nachzuweisende Stellplätze. Es ist nicht sogleich jeder Hauseigentümer in der Pflicht jeden Stellplatz nachzurüsten. Neubauten und Nutzungsänderungen bringen dagegen ohnehin immer einen Planungsbedarf mit sich, gerade in Bezug auf die ohnehin zu schaffenden Stellplätze. Durch die Pflicht zur Schaffung von Lademöglichkeiten würde der Planungsbedarf jeweils etwas erhöht und auch Zusatzkosten entstünden. Dagegen wird keine anlassunabhängige Nachrüstspflicht mit eigenem Planungsaufwand ausgelöst. Der Nachteil besteht darin, dass etwa der Mieter oder Sondereigentümer eines bereits bestehenden Garagenstellplatzes dadurch gerade keinen Anspruch auf Nachrüstung erhält. Möchte er ein EFZ erwerben, kann er das häusliche Laden damit nach wie vor nur im Wege individueller Verhandlungen mit dem Vermieter bzw. der Eigentümergemeinschaft erreichen.

Der Vorteil einer Lösung über die Stellplatzpflicht in Bauordnungsrecht ist zudem die Flexibilität der Regelung. Häufig bestehen hier Ermessensspielräume und zudem i. d. R. eine Ablösemöglichkeit durch Zahlung eines festen Geldbetrags bei Entstehung der Stellplatzpflicht. Das schafft die notwendige Flexibilität, um Härten zu vermeiden und unsinnige Pflichten zur Schaffung von Lademöglichkeiten im Einzelfall abzuwenden. Da die konkrete Ausgestaltung der Stellplätze i. d. R. durch Verwaltungsvorschriften geregelt ist (vgl. etwa die genannte Globalrichtlinie in Hamburg) wird auch hier die rechte Flexibilität erhalten um auf unterschiedlichen Bedarf an Ladestellen passgenau zu reagieren. Diese Ablösemöglichkeit installiert zudem eine automatische Belastungsgrenze. Wird etwa vorgesehen, die Pflicht zur Ausstattung eines Stellplatzes mit einer Lademöglichkeit durch Zahlung von 3000,- € ablösen zu können, ist damit gleichzeitig der Aufwand für die Herstellung einer solchen Lademöglichkeit gedeckelt.

⁶⁰⁷ Vgl. Die Bundesregierung, Regierungsprogramm Elektromobilität, Mai 2011, S. 7.

Würden dem Stellplatzeigentümer durch den Bau der Ladestelle mehr Kosten als diese 3000,- € entstehen, wird er sich dafür entscheiden die Ablösung zu zahlen und auf einen Bau zu verzichten. Über einen solchen Betrag kann jedes Land damit gleichsam steuern, was ihm die Errichtung von Ladestellen wert ist. Wie das Beispiel Hamburgs zeigt, ist auch hier eine Feinsteuerung nach unterschiedlichen Regionen denkbar. So zahlt auch bisher ein Stellplatzpflichtiger, der seine Stellplatzpflicht für die Hamburger Innenstadt abwenden möchte 10.000 € pro abzulösendem Stellplatz, worin sich der besondere Parkraumbedarf für diese Region ausdrückt. Für die Ablösung einer Stellplatzpflicht außerhalb der Innenstadt sind lediglich 6000,- € pro Stellplatz zu zahlen (§ 49 Abs. 2 i. V. m. Anlage 1 HBauO). Solche Differenzierungen, etwa nach städtischem und ländlichem Bereich, könnten sich auch für eine Ladestellenpflicht als sinnvoll erweisen.

Eine entsprechend andere Herangehensweise ist – wie bereits angedeutet – dann erforderlich, wenn ein Bundesland den Weg der Stellplatzverknappung oder der Kommunalisierung der Stellplatzpflicht geht, ohne dass hier noch weiter auf die Details der verschiedenen erforderlichen Regelungen bei den unterschiedlichen Ansätzen eingegangen werden soll.

Differenziert zu beurteilen ist auch, dass einer derartigen bauordnungsrechtlichen Regelung kein nachbar- oder drittschützender Charakter zukommt.⁶⁰⁸ Dies hat für den Elektromobilisten den Nachteil, dass er keinen Anspruch auf Schaffung einer Lademöglichkeit hat, weder gegen denjenigen, der einen neuen Stellplatz ohne Lademöglichkeit errichtet hat, noch gegen das Bundesland bzw. die Gemeinde, die versäumt hat die Ladestellenpflicht gegenüber dem Pflichtigen durchzusetzen. Für den Stellplatzvermieter ist es dagegen ein Vorteil, dass er nicht sogleich vielfältigen Ansprüchen ausgesetzt ist, sondern sich nur mit der sein Bauvorhaben oder seine Nutzungsänderung genehmigenden Behörde auseinandersetzen muss.

Vorbild Hessen und Berlin

Der aktuelle Stadtentwicklungsplan Verkehr von Berlin sieht bereits eine bestimmte Anzahl an Ladeparkplätzen vor. Dort wird als eines der verkehrlichen Probleme innerhalb des S-Bahn-Rings die Integration von Ladeinfrastruktur in dicht bebauten Gebiete genannt. Hinsichtlich nicht öffentlicher Flächen heißt es:

»Auch in größeren privaten Stellplatzanlagen sollen (geregelt über eine Anpassung der Berliner Bauordnung) Ladestationen für Elektroautos zur Verfügung gestellt werden.«⁶⁰⁹

Bauordnungsrechtlich ist bisher in Berlin keine Ladeinfrastruktur vorgesehen, mit § 84 Abs. 1 Nr. 3 BauOBln besteht jedoch eine Ermächtigungsgrundlage für den Erlass einer Rechtsverordnung, die Vorschriften über Anforderungen an Garagen und Stellplätze enthält.

Eine derartige Verpflichtung ist jedoch in der Hessischen Verordnung über den Bau und Betrieb von Garagen und Stellplätzen (Garagenverordnung – GaVO)⁶¹⁰ bereits enthalten. § 2 Abs. 2a GaVO bestimmt:

⁶⁰⁸ So für die Stellplatzpflicht etwa OVG Münster NVwZ 1999, 365; OVG Frankfurt (Oder), LKV 1998, 72.

⁶⁰⁹ Stadtentwicklungsplan Verkehr Berlin, 76.

⁶¹⁰ Verordnung über den Bau und Betrieb von Garagen und Stellplätzen (Garagenverordnung – GaVO) vom 16. November 1995 zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. November 2012 (GVBl. S. 444).

»Mittel- und Großgaragen mit mindestens 100 Einstellplätzen müssen eine ausreichende Anzahl von Einstellplätzen haben, die über einen Anschluss an Ladestationen für Elektrofahrzeuge verfügen und die ausschließlich Elektrofahrzeugen vorbehalten sind. Der Anteil dieser Einstellplätze bezogen auf die Gesamtzahl der Einstellplätze muss mindestens 1 Prozent betragen. Für die Nutzung der Ladestationen können Entgelte erhoben werden.«

Diese Änderung der GaVO beruht auf dem Hessischen Energiezukunftsgesetz vom 21. November 2012, welches laut Präambel auf die hundertprozentige Deckung des Endenergieverbrauchs von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen bis 2050 abzielt.⁶¹¹

Angesichts dessen, dass die hessische Regelung nur den Zubau an Stellplätzen betrifft, wird die vorgesehene Quote von einem Prozent aber kaum dazu beitragen können, Mietern oder Wohnungseigentümern auf absehbare Zeit einen angemessenen Zugang zu privaten Lademöglichkeiten zu verschaffen.

Lösung über das Zivilrecht

Denkbar wäre es, entsprechende Ansprüche auf Ausstattung eines gemieteten Stellplatzes oder eines Stellplatzes in Sondereigentum eines Wohnungseigentümers mit einer Lademöglichkeit zivilrechtlich an geeigneter Stelle im BGB und im WEG zu regeln.

Anpassung des Wohnungseigentumsrechts

Das Sondereigentum am Garagenstellplatz ist in § 3 Abs. 2 Satz 2 WEG geregelt. Es bezieht sich aber letztlich nur auf eine durch eine dauerhafte Markierung umgrenzten Stellplatz in der Garage. Sondereigentumsfähig sind darüber hinaus nicht tragende Wände in einer Garage, soweit die Abgrenzung sich auf diese bezieht. Gerade in Tiefgaragen kann aber davon ausgegangen werden, dass i. d. R. alle Wände und Säulen tragend und damit nicht sondereigentumsfähig sind. Schon die den Stellplatz begrenzenden Wände gehören daher i. d. R. zum Gemeinschaftseigentum. Um sich eine Lademöglichkeit zu schaffen muss der Sondereigentümer des Stellplatzes daher immer auf das Gemeinschaftseigentum baulich einwirken. Eine solche bauliche Veränderung wird i. d. R. der Zustimmung aller anderen Wohnungseigentümer der Wohnungseigentümergeinschaft nach § 22 Abs. 1 Satz 1 WEG bedürfen. Auch die u. U. erforderliche Anpassung des Netzanschlusses mit Anpassung des Netzanschlussvertrags, Umlage der Anschlusskosten und Baukostenzuschuss wird alle Wohnungseigentümer betreffen und zustimmungsbedürftig sein. Fraglich ist, ob es sich beim Einbau einer Ladestelle für Elektrofahrzeuge um eine Modernisierung oder Anpassung des Gemeinschaftseigentums an den Stand der Technik i. S. d. § 22 Abs. 2 WEG handelt. Das hätte den Vorteil, dass eine entsprechende bauliche Anpassung dann nur einer Dreiviertelmehrheit der stimmberechtigten Wohnungseigentümer bedürfte. Dafür spricht, dass etwa die Bundesregierung nach ihren Regierungsprogramm Elektromobilität bis zum Jahr 2020 mindestens eine Million Elektrofahrzeuge und bis 2030 mindestens sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen fahren sehen möchte und bis 2050 den urbanen Straßenverkehr

⁶¹¹ http://www.energieland.hessen.de/mm/Hess.Energiezukunftsgesetz_GVBl.pdf (Stand: 03.09.2013).

überwiegend mit regenerativen Energieträgern realisiert wissen will.⁶¹² Wenn Elektromobilität allerdings die staatlich gewünschte Verkehrsform einer nahen Zukunft ist, entspricht es dem Gedanken der Modernisierung in § 22 Abs. 2 WEG, sich an diesen Trend anzupassen. Darüber hinaus ist bereits jetzt der Erwerb von EFZ am Markt möglich, die letztlich nur mit einer Möglichkeit zum häuslichen Laden sinnvoll betrieben werden können. Eine Lademöglichkeit am Stellplatz muss daher schon aus heutiger Sicht als Stand der Technik i. S. d. § 22 Abs. 2 WEG angesehen werden. Damit braucht der Sondereigentümer des Stellplatzes nach geltendem Recht nur die Zustimmung von drei Vierteln aller stimmberechtigten Wohnungseigentümer, was jedoch für den Ausbau immer noch eine zu hohe Hürde bedeuten kann.

Sinnvoll wäre es daher etwa in einem neuen § 22 Abs. 2a WEG beispielsweise zu regeln: »Jeder Sondereigentümer eines Garagenstellplatzes hat das Recht, seinen Stellplatz auf seine Kosten mit einer geeigneten Lademöglichkeit auszustatten. Zu diesem Zweck legt er den Wohnungseigentümern einen Plan über den Bau und die Finanzierung der Lademöglichkeit vor. Realisiert dieser Plan die Herstellung der Lademöglichkeit mit einem möglichst geringen Eingriff in das gemeinschaftliche Eigentum und berücksichtigt auch die übrigen Interessen der Wohnungseigentümer angemessen, müssen die übrigen Wohnungseigentümer der Durchführung des Plans zustimmen.« Dies hat zur Konsequenz, dass der Sondereigentümer des Garagenstellplatzes die Zustimmung der anderen Wohnungseigentümer notfalls gerichtlich erwirken kann, in diesem Fall aber zumindest der Richter den Durchführungsplan auf seine Ausgewogenheit hin überprüfen kann, so dass die Interessen der Wohnungseigentümergeinschaft nicht über Gebühr in Mitleidenschaft gezogen werden können. In einem solchen Durchführungsplan könnten jedoch auch differenzierte Lösungen, etwa für gemeinsame Anschlusspläne mehrerer Sondereigentümer, berücksichtigt werden.

Anpassung des Mietrechts

Parallel zur wohnungseigentumsrechtlichen Situation kann zum geltenden Mietrecht zumindest festgestellt werden, dass es sich bei der Einrichtung von Lademöglichkeiten auf Stellplätzen um eine Modernisierung i. S. d. § 559 BGB handelt. Stattet der Vermieter einen gemeinsam mit einer Wohnung vermieteten Stellplatz also mit einer Lademöglichkeit aus,⁶¹³ kann er die entstehenden Kosten im Rahmen des § 559 BGB über die Mieter umlegen.

Um dem Stellplatzmieter einen Anspruch zu verschaffen, könnte beispielsweise ein § 535a in das BGB aufgenommen werden:

»§ 535a Miete eines Stellplatzes für ein Elektrofahrzeug. (1) Eine als Stellplatz für ein Kraftfahrzeug vermietete Fläche oder ein Garagenstellplatz gilt als für ein am Elektrizitätsnetz aufladbares Elektrofahrzeug vermietet, wenn der Mieter dem Vermieter durch Vorlage der Zulassungsbescheinigung Teil I nach § 11 Fahrzeug-Zulassungsverordnung nachweist, dass er der Halter eines solchen Fahrzeugs ist. Ein Stellplatz für ein am Elektrizitätsnetz ladbares Elektrofahrzeug muss mit einer geeigneten

⁶¹² Vgl. Die Bundesregierung, Regierungsprogramm Elektromobilität, Mai 2011, S. 10 f.

⁶¹³ Gemietete Garagenstellplätze werden sehr weitgehend als in den Wohnraummietvertrag einbezogen angesehen und nehmen dann am Bestandsschutz aber auch den Mieterhöhungsregelungen des Wohnraummietverhältnisses teil, selbst wenn sie nicht gleichzeitig mit dem Wohnräumen angemietet und nicht im Mietvertrag über den Wohnraum aufgeführt sind. Vgl. Bieber, in: Säcker, Franz Jürgen; Rixecker, Roland (Hrsg.): Münchner Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch, 5. Aufl. 2008, § 549, Rn. 3.

Lademöglichkeit ausgestattet sein. Satz 1 gilt nicht, wenn die Ausstattung des Stellplatzes mit einer Lademöglichkeit aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht zumutbar ist.

(2) Entsteht aufgrund dieser Regelung nach der Vermietung eines Stellplatzes ein Anspruch auf Ausstattung des Stellplatzes mit einer Lademöglichkeit, muss der Vermieter diesen innerhalb einer Frist von vier Wochen erfüllen, soweit nicht ausnahmsweise nur die Herstellung innerhalb einer längeren Frist zumutbar ist. Stattet der Vermieter einen Stellplatz für ein Kraftfahrzeug nachträglich mit einer Lademöglichkeit für ein Elektrofahrzeug aus, ist § 559 anwendbar.«

Damit würde der Mieter eines Stellplatzes ab dem Moment ein Anspruch auf Ausstattung seines Stellplatzes mit einer Ladestelle gegen den Vermieter haben, in dem er sich er sich ein Elektrofahrzeug angeschafft und dessen Zulassung auf seinen Namen herbeigeführt hat. Er kann darüber hinaus davon ausgehen, dass der Vermieter diesem Anspruch innerhalb einer Frist von vier Wochen nachkommt. Andernfalls wäre er nämlich zur Minderung der Stellplatzmiete nach § 536 Abs. 1 Satz 2 BGB berechtigt. Da ein Stellplatz ohne Lademöglichkeit zumindest für ein vollelektrisches Fahrzeug nahezu wertlos ist, könnte man sich sogar auf den Standpunkt stellen, dass der Elektromobilist nach dieser vierwöchigen Frist von Mietzahlungen nach § 536 Abs. 1 Satz 1 BGB bis zur Herstellung der Lademöglichkeit gänzlich befreit wäre. Die genaue Klärung solcher Fragen kann dann allerdings der richterlichen Auslegung und Rechtsanwendung überlassen bleiben.

Vorteil einer solch weitreichenden Regelung wäre, dass jeder Stellplatzmieter innerhalb kurzer Frist die Möglichkeit hat, an eine häusliche Lademöglichkeit zu kommen. Nach geltendem Recht läuft die Elektromobilität nämlich neben den ohnehin hohen Zusatzkosten in der Pionierzeit zusätzlich Gefahr, ein Luxusgut für Eigentümer von Einfamilienhäusern mit Stellplatz zu bleiben. Die Möglichkeit einen Garagenstellplatz zu mieten, steht aber letztlich jedem Bürger offen, der in der Lage ist überhaupt einen eigenen Pkw zu finanzieren. Entscheidet sich ein Bürger dann für ein EFZ hätte er somit auch die realistische Möglichkeit, an eine private Lademöglichkeit zu kommen, ohne gleich ein eigenes Grundstück erwerben zu müssen. Weiterer Vorteil wäre durch die Regelung über das Zivilrecht der bundeseinheitliche Ansatz. Bei allem Charme den eine kommunale Regelung haben mag, passt das Ziel eines einheitlichen deutschlandweiten »Leitmarkt Elektromobilität« kaum zu einem kommunalen Ansatz.

Nachteil dieser Regelung ist, dass Stellplatzvermieter dadurch innerhalb kurzer Zeit mit vielen entsprechenden Ansprüchen auf Herstellung von Lademöglichkeiten konfrontiert sein könnten und so vielleicht zu erheblichen Investitionen gezwungen werden könnten, die sie von sich aus nicht getätigt hätten. Diese kann durch die vorgeschlagene Regelung über wirtschaftliche Zumutbarkeit und die Umlagemöglichkeit auf die Miete abgemildert werden. Das hier die Vermieter zunächst unter Umständen erheblichen Belastungen ausgesetzt wären, kann aber nicht unberücksichtigt bleiben. Um diese Härte auszugleichen, wäre es sinnvoll, den neuen Anspruch gegen die Vermieter sogleich mit einem entsprechenden Kreditförderanspruch der Vermieter zu verbinden. Vorstellbar wäre etwa, jedem Vermieter, der sich einem entsprechenden Anspruch ausgesetzt sieht, auf Antrag einen Kredit zur Finanzierung des Ausbaus etwa von der Kreditanstalt für Wiederaufbau zu gewähren. Ein solcher Kredit könnte durchaus mit marktüblichen Zinsen ausgestaltet werden, denn es würde bei einer solchen Förderung zunächst nicht um eine nachhaltige Subventionierung des Aufbaus privater Ladeinfrastruktur gehen. Vielmehr muss das Ziel sein, den Vermietern eine Überbrückung zu ermöglichen, bis sich für sie der Ausbau eines Stellplatzes über die korrespondierende Mieterhöhung amortisiert hat.

Abrechnungsprobleme und Missbrauchsschutz

Zwei Probleme, die sich für private Lademöglichkeiten in Tiefgaragen auf den ersten Blick fast im selben Maße wie für das öffentliche Laden stellen, sind Fragen der nutzerbezogenen Abrechnung und des Missbrauchsschutzes. Weder in der Tiefgarage einer Wohnungseigentümergeinschaft noch in der in einem Mehrparteienmietshaus wäre es zu vermitteln, die Stromrechnung des Stellplatzbesitzers auf die Betriebskosten umzulegen. Ist eine individuelle Zurechnung zum Stellplatzbesitzer jedoch durch einen separaten Zähler gewährleistet, muss dieser davor geschützt werden, dass die EFZ Dritter an seiner Ladestelle Strom tanken. Es bietet sich durch die Stellplatzbezogenheit der Ladestelle hier jedoch eine relativ einfache Lösung an. Die Ladestelle wird mit einem separaten Zähler ausgestattet, die dem Stellplatzmieter bzw. dem Sondereigentümer des Stellplatzes zugerechnet und gegenüber diesem abgerechnet wird. Eine Sicherung der Ladestelle kann dann durch ihre einfache Abschließbarkeit gewährleistet werden.

Es zeichnet sich hier jedoch ab, dass die bisherige Trennung zwischen privatem und öffentlichem Laden nicht so starr bleiben muss, wie bisher teilweise dargestellt. Viele Konzepte, die für das öffentliche Laden entwickelt wurden, könnten nämlich für flexible Lademöglichkeiten auch in privaten Mehrparteienbereichen (etwa in der Tiefgarage) dienen, wo potenziell viele verschiedene Elektromobilisten Zugang zu einer Ladestelle haben. Würde sich etwa eine Lösung wie die von Ubitricity vorgeschlagene für den öffentlichen Bereich durchsetzen, wäre sie ohne weiteres auf solche privaten Mehrparteienbereiche übertragbar. Ubitricity geht für sein Konzept davon aus, dass Fahrzeugnutzer die »Mobile Metering« Technologie [und] die Abrechnungstechnik zu jedem Ladepunkt mit[bringen] - als Teil des Ladekabels oder des Fahrzeugs. Ladepunkte werden so auf kosteneffiziente, gering dimensionierte Systemsteckdosen reduziert, die keine Zähltechnik enthalten.«⁶¹⁴ Die Systemsteckdosen will das Unternehmen nach eigenen Angaben für unter 100,- € anbieten.⁶¹⁵ Wenn aber die EFZ ohnehin eine entsprechende Mess- und Abrechnungstechnik bereits mitbringen würden, könnten solche Systemsteckdosen auch im privaten Bereich installiert werden. Eine Sicherung der Ladestellen, oder ihre Ausstattung mit gesonderten Zählern wäre dann überflüssig. Jedes Fahrzeug, das an einer Systemsteckdose angeschlossen wird, könnte dort auch laden und würde über die Bordmess- und Bordkommunikationstechnik individuell angemeldet und abgerechnet. Wenn entsprechende Kostenangaben stimmen, würde das zudem nur eine entsprechend geringe Kostenbelastung einbauverpflichteter Vermieter bedeuten und diese vielleicht sogar von späteren Wartungspflichten etc. entlasten, die auf den Betreiber der Systemsteckdose abgewälzt werden könnten.

8.2.1.8

Vertragsbeziehungen bei Rückspeisung

Zur Rückspeisung ins Netz berechtigen das zwischen Haushaltskunde und Netzbetreiber bestehende Netzanschluss- und das Anschlussnutzungsverhältnis nicht, und aufgrund des Stromlieferungsvertrags ist der Stromlieferant eines Haushaltskunden auch nicht verpflichtet, Strom des Haushaltskunden abzunehmen. Eines Netznutzungsvertrags bedarf ein »normaler« Haushaltskunde, der lediglich Strom entnimmt nicht (s. o.). Er entbehrt damit grundsätzlich jeder vertraglichen Grundlage für die Rückspeisung. Insbesondere im Zusammenhang mit dem Geschäftsmodell 2 – Vehicle-to-Grid (6.3.2) stellt sich daher die Frage, wie eine vertragliche Grundlage für die Rückspeisung ausgestaltet werden könnte

⁶¹⁴ <http://www.ubitricity.com/>

⁶¹⁵ Ebd.

und welche Vorgaben des EnWG hierbei zu beachten sind. Eingehender sollen die damit zusammenhängenden Probleme und mögliche Lösungen im Zusammenhang mit dem Geschäftsmodell Vehicle-to-Grid dargestellt werden.

8.2.1.9

Exkurs – Vertragsbeziehungen beim Laden an öffentlichen Ladestationen

Gerade die juristische Diskussion um die Elektromobilität dreht sich überwiegend um die rechtliche Einordnung der öffentlichen Ladeinfrastruktur. Dabei wurde bisher ganz überwiegend die Ansicht vertreten, bei der öffentlichen Ladestation handele es sich um eine Energieanlage sui generis, die nicht der Regulierung des EnWG und der dazu erlassenen Verordnung unterfällt. Diese Ansicht wird vom IKEM nicht geteilt. Nach der vom IKEM vertretenen Ansicht handelt es sich bei öffentlichen Ladestationen vielmehr um einen Teil des örtlichen Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung. Diese Diskussion soll hier jedoch nicht aufgegriffen werden. Vielmehr kann auf die zwei ausführlichen dazu erschienenen Artikel in der ZNER verwiesen werden.⁶¹⁶ Dort findet auch eine umfassende Auseinandersetzung mit der sonst zum Thema erschienenen rechtswissenschaftlichen Literatur statt, was etwa drei Viertel der überhaupt zum Thema Elektromobilität bisher erschienen rechtswissenschaftlichen Literatur betrifft. In diesem Zusammenhang sei auch noch einmal ausdrücklich auf das unter 6.1 angesprochene Problem der nahezu fehlenden rechtswissenschaftlichen Veröffentlichungen unabhängiger Autoren zum Thema der Elektromobilität hingewiesen, dass gerade bei der Auseinandersetzung mit den Veröffentlichungen zum Thema öffentliche Ladestationen besonders ins Auge fällt.

8.2.1.10

Exkurs: Parken zur Teilnahme an Rückspeisung, am Regelenergiemarkt und am gesteuerten Laden an öffentlichen Ladestation

Im Zusammenhang mit den öffentlichen Ladestationen stellt sich jedoch darüber hinaus eine rechtliche Frage, die die im Folgenden vorgestellten Geschäftsmodelle »Teilnahme am Regelenergiemarkt«, »Vehicle-to-Grid«, »Bidirektionales Laden« und gesteuertes Laden unter Inanspruchnahme des Geschäftsmodells »Variable Tarife« betrifft. Die Teilnahme an diesen Geschäftsmodellen über eine öffentliche Ladestation könnte als Sondernutzung einer straßenrechtlichen Erlaubnis bedürfen.

Eine straßenrechtliche Erlaubnis ist nach den Straßengesetzen der Länder immer erforderlich, wenn die Nutzung einer Verkehrsfläche über die Widmung für den Verkehr (Gemeingebrauch) hinausgeht.⁶¹⁷ Zum Verkehr gehört allerdings auch der ruhende Verkehr, also das Parken.

Das Parken auf einem Stellplatz, der Teil der öffentlichen Straße ist, stellt keine Sondernutzung dar und bedarf keiner straßenrechtlichen Sondernutzungserlaubnis der Straßenbehörde.⁶¹⁸ Das Parken ist ein Teil des vom Bundesgesetzgeber abschließend geregelten Straßenverkehrsrechts und unterliegt damit auch nur Einschränkungen und

⁶¹⁶ Vgl. Hartwig, Matthias: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 1, ZNER 2013 Heft 4, S. 356-363; ders.: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 2, ZNER Heft 5, S.475-482

⁶¹⁷ Vgl. § 10 Abs. 2 BerlStrG.

⁶¹⁸ OVG Münster, NJW 2005, 3162, 1. Ls.; OLG Düsseldorf, NVwZ 1991, 206, 207; Stahlhut, Ulrich, in: Kodal, Kurt: Straßenrecht, 7. Aufl. 2010, Kap. 25 Rn. 48.

Verboten aus straßenverkehrsrechtlichen Gründen.⁶¹⁹ In § 12 Abs. 2 StVO ist das Parken damit abschließend definiert: »Wer sein Fahrzeug verlässt oder länger als drei Minuten hält, der parkt.« § 12 Abs. 3 bis 5 StVO schränkt das Parken teilweise ein. Eine Begrenzung nach Dauer oder Parkzwecken enthält § 12 StVO dagegen nicht.

Wird die Straße von einem Fahrzeug ausschließlich oder überwiegend zu Werbezwecken genutzt, parkt es nicht mehr.⁶²⁰ Vielmehr handelt es sich bei dieser Werbenutzung der Straße straßenverkehrsrechtlich um eine Veranstaltung nach § 29 Abs. 2 StVO,⁶²¹ die das Straßenverkehrsrecht aufgrund der auf den Straßenverkehr beschränkten Kompetenz des Bundesgesetzgebers nach Art 74 Abs. 1 Nr. 22 GG nur insoweit regelt, als sie den Verkehr zu beeinträchtigen vermag. Im Übrigen unterfallen nicht verkehrliche Nutzungen nicht mehr der abgeschlossenen Regelung durch die StVO und damit wieder in den Bereich, den das Straßenrecht der Länder regelt. Da die Nutzung keine Verkehrsnutzung mehr ist, handelt es sich im Sinne des Straßenrechts auch um keinen Gemeingebrauch mehr, sondern um eine Sondernutzung.⁶²² Daraus wird in der juristischen Aufsatzliteratur teilweise vorschnell geschlossen, auch beim »Aufladeparken« an einer Ladestation handele es sich um eine Sondernutzung.⁶²³ Dabei wird jedoch übersehen dass auch das Parken eines mit Werbetafeln, -aufklebern oder dergleichen ausgestatteten Fahrzeugs auch nach der einschlägigen Rechtsprechung erst dann zur Sondernutzung wird, wenn der Werbezweck derart in den Vordergrund tritt, dass »das Fahrzeug seiner Eigenschaft als Transportmittel entkleidet und als (motorisierte) Reklamefläche verwendet« wird.⁶²⁴ Dies gilt aber für ein Aufladen eines EFZ an einer Ladestation nicht. Zumindest das Stromtanken für die Weiterfahrt ist nämlich gerade kein gänzlich verkehrsfremder Zweck. Vielmehr signalisiert der Fahrer hier eindeutig, dass er sein Fahrzeug zur alsbaldigen »Wieder-Teilnahme« am Verkehr vorbereitet und es zeitnah wieder als Transportmittel verwenden möchte. Unproblematisch ist dabei insbesondere, dass ein Stellplatz durch das Laden einige Stunden in Anspruch genommen werden kann. Nach ständiger Rechtsprechung ist selbst das Dauerparken zum Parken im Sinne der StVO zu rechnen.⁶²⁵ »Ein während längerer Zeit parkendes Fahrzeug nimmt am Verkehr teil, wenn es zum Verkehr zugelassen und betriebsbereit ist«, ⁶²⁶ solange die Nutzung »verkehrsüblich und gemeinverträglich« ist.⁶²⁷ Auch wenn ein Fahrzeug aus einem gewerblichen Zweck auf der Straße steht, etwa als Mietfahrzeug einer Autovermietung, handelt es sich nur um ein Parken, soweit die Eigenschaft der Fahrzeuge als Transportmittel dabei nicht in den Hintergrund tritt.⁶²⁸ Zumindest das einfache »Aufladeparken« ist danach eindeutig Parken i. S. d. § 12 Abs. 2 StVO und bedarf daher keiner Sondernutzungserlaubnis.⁶²⁹

Etwas anderes kann aber auch nicht für die Nutzung einer öffentlichen Ladesäule im Rahmen der Geschäftsmodelle »Teilnahme am Regelleistungsmarkt«(6.3.1), »Vehicle-to-

⁶¹⁹ Stahlhut, Ulrich, in: Kodal, Kurt: Straßenrecht, 7. Aufl. 2010, Kap. 25 Rn. 52.

⁶²⁰ OVG Münster, NJW 2005, 3162, 2. Ls.; OLG Düsseldorf, NVwZ 1991, 206, Ls.; Stahlhut, Ulrich, in: Kodal, Kurt: Straßenrecht, 7. Aufl. 2010, Kap. 25 Rn. 111.

⁶²¹ Stahlhut, ebd.

⁶²² OVG Münster, NJW 2005, 3162, 2. Ls.; OLG Düsseldorf, NVwZ 1991, 206, Ls.; Stahlhut, Ulrich, in: Kodal, Kurt: Straßenrecht, 7. Aufl. 2010, Kap. 25 Rn. 111.

⁶²³ Michaels/de Wyl/Ringwald, Nutzung des öffentlichen Straßenraums für Elektromobilität, DÖV 2011, 831, 832; so scheinbar auch BMVBS (Hrsg.): Elektromobilität in Deutschland Praxisleitfaden - Aufbau einer öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur für Genehmigungsbehörden und Antragsteller, 2011.

⁶²⁴ OVG Münster, NJW 2005, 3162, 2. Ls.

⁶²⁵ Leitentscheidungen BVerwGE 23, 325, 330; 34, 320, 324.

⁶²⁶ BVerwGE 34, 320, 324.

⁶²⁷ BVerwGE 23, 325, 330; NJW 1982, 2332, 2332.

⁶²⁸ BVerwG NJW 1982, 2332, 2333.

⁶²⁹ So auch Regierungsprogramm Elektromobilität der Bundesregierung, Mai 2011, S. 36.

Grid«(6.3.2), »Bidirektionales Laden«(6.3.4), oder beim gesteuerten Laden gelten. Zwar wird hier eine besonders lange Ladezeit wegen der Ladepausen in Kauf genommen, oder es wird sogar Strom mit Gewinnerzielungsabsicht ins Netz zurückgespeist, dies macht aus dem Parken jedoch keine sondernutzungspflichtige Veranstaltung. Das Fahrzeug ist weiterhin jederzeit zugelassen und betriebsbereit. Solange noch eine regelmäßige Inbetriebnahme erfolgt und der Halter an den genannten Geschäftsmodellen teilnimmt, um seine Betriebskosten zu reduzieren, kann auch nicht davon die Rede sein, dass das EFZ seiner Eigenschaft als Transportmittel entkleidet werde. Diese Grenze ist erst dort erreicht, wo das Fahrzeug (vergleichbar den von der Rechtsprechung entschiedenen Werbefällen) ausschließlich oder ganz überwiegend an der Ladesäule angeschlossen ist, etwa um am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Davon abgesehen, dass ein solches Verhalten wirtschaftlich wohl kaum sinnvoll sein wird, wird sich aber bereits der gewerbliche Betreiber der Ladesäule vertraglich gegen solche Dauerlader absichern können. Bis auf solche Fälle des Missbrauchs kann also davon ausgegangen werden, dass die Nutzung der Parkfläche an einer öffentlichen Ladestation durch ein EFZ bei jeder Form des Ladens und Rückspeisen in den Gemeingebrauch fällt.

8.2.2

Steuerrechtliche Rahmenbedingungen, Strafzahlungen und Netzentgelte

Die Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien wirft auch verschiedene steuerrechtliche Fragen auf. So ist bei der wirtschaftlichen Bewertung der Geschäftsmodelle zur Elektromobilität stets zu bedenken, dass die Lieferung von Strom der Umsatz- bzw. Mehrwertsteuer unterliegt (§ 1 UStG). Anders als beim Betanken eines Otto-PKWs fällt beim Betrieb eines EFZ wohl keine Energie-, jedoch eine Stromsteuer an (hierzu 6.2.2.1). Auch Elektromobile unterliegen zudem der KFZ-Steuer (hierzu 6.2.2.2). Als weiterer monetärer Faktor im Zusammenhang mit der Netzintegration von Elektrofahrzeugen ist zudem die Verordnung zur Minderung der CO₂-Emissionen bei neu zugelassenen Pkw in den Blick zu ziehen (hierzu 6.2.2.3). Wie schon dargestellt, ist für die Nutzung des Netzes ein Netzentgelt zu entrichten. Die grundsätzliche Berechnungsgrundlage sowie mögliche Ermäßigungen dieses Entgeltes bilden ebenfalls eine entscheidende Komponente für die Wirtschaftlichkeitsbewertung der Netzintegrations-Modelle (hierzu 6.2.2.4).

8.2.2.1

Energie- und Stromsteuer

Sowohl die Energie- als auch die Stromsteuer sind Verbrauchssteuern, die letztendlich über den Warenpreis auf den Endverbraucher abgewälzt werden. Durch das Energiesteuergesetz wurde 2006 das bis dahin geltende Mineralölsteuergesetz abgelöst. Die Energiesteuer wird unter anderem erhoben für die Energieerzeugnisse Benzin, Dieselmotorkraftstoff, leichtes und schweres Heizöl sowie Flüssig- und Erdgas. Bestimmte Energieerzeugnisse sind - insbesondere vor dem Hintergrund der internationalen Wettbewerbsfähigkeit - von der Energiesteuer ausgenommen.

Die Einführung der Stromsteuer 1999 stellte einen Teil der ökologischen Steuerreform dar. Wie auch die Energiesteuer dient die Stromsteuer der Stabilisierung der Rentenversicherungsbeiträge.

Gemäß § 5 Abs. 1 StromStG entsteht die Steuer dadurch, dass vom im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird, oder dadurch, dass der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Nach § 3 StromStG beträgt die Steuer 20,50 Euro für eine Megawattstunde, also 2,05 Cent je Kilowattstunde. Auch das Stromsteuergesetz sieht eine Reihe von Befreiungen und Ermäßigungen vor. § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG sieht bspw. eine Steuerbefreiung für Strom aus erneuerbaren Energieträgern vor, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird.

Wie dargestellt, wird die Stromsteuer über den Strompreis auf den Endkunden und damit auf den Elektromobilisten abgewälzt und belastet den Elektromobilisten somit unabhängig vom jeweiligen Geschäftsmodell.

8.2.2.2 Kraftfahrzeugsteuer

Der Kraftfahrzeugsteuer unterliegt gemäß § 1 Abs. 1 Nr. 1 KraftStG das Halten von inländischen Fahrzeugen zum Verkehr auf öffentlichen Straßen. Die KFZ-Steuer bemisst sich für PKW mit erstmaliger Zulassung ab dem 1. Juli 2009 grundsätzlich nach den Kohlendioxidemissionen und dem Hubraum. Für Elektrofahrzeuge ist gemäß §§ 8, 9 Abs. 2 KraftStG das verkehrsrechtlich zulässige Gesamtgewicht maßgeblich, wobei eine Ermäßigung der Steuer um 50 % gewährt wird. Gemäß § 3 d Absatz 1 KraftStG ist das Halten von Elektrofahrzeugen von der Steuer befreit. Die Steuerbefreiung wird ab dem Tag der erstmaligen Zulassung gewährt für zehn Jahre in der Zeit vom 18. Mai 2011 bis zum 31. Dezember 2015 und für fünf Jahre in der Zeit vom 1. Januar 2016 bis zum 31. Dezember 2020.

8.2.2.3 Verordnung zur Verminderung der CO₂-Emission von Personenkraftwagen

Die 2009 verabschiedete Verordnung zur Minderung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen schafft einen verbindlichen Rechtsrahmen, der die Automobilhersteller zwingt, die Effizienz ihrer PKW zu steigern und dadurch die CO₂-Emissionen im Personenkraftwagenverkehr zu verringern. Die Verordnung legt einen CO₂-Emissionsdurchschnitt für alle neu zugelassenen neuen PKW von 130 g CO₂/km fest, wobei die Zielvorgabe für die spezifischen Emissionen für einen Hersteller in einem Kalenderjahr als Emissionsdurchschnitt jedes neuen zugelassenen PKWs dieses Herstellers berechnet wird. Ab 2020 wird ein Ziel für die Neuwagenflotte von 95 g CO₂/km festgelegt. Zur Berechnung des Emissionsdurchschnitts werden die direkten Emissionen herangezogen, also die, die beim Betrieb des Fahrzeuges entstehen. Elektrofahrzeuge gelten in diesem Zusammenhang daher als Null-Emissionsfahrzeuge und können von den Herstellern als eine Art Puffer genutzt werden bzw. eine Überschreitung der Grenzwerte bei anderen PKWs kompensieren.

Als monetärer Faktor wird die Verordnung im Bereich der Elektromobilität aufgrund der vorgesehenen Strafzahlungen relevant, wobei für kleine Überschreitungen lediglich eine abgestufte Strafhöhe gilt.

8.2.2.4 Das Recht der erneuerbaren Energien

Die Nutzung von Strom aus erneuerbarer Energien und insbesondere die gezielte Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie für den Betrieb von Elektrofahrzeugen ist zuletzt auch mit Blick auf die im Rahmen des Rechts der erneuerbaren Energien entwickelten Rahmenbedingungen zu untersuchen. Hierbei ist primär auf die Vorschriften

des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG)⁶³¹ abzustellen, da dieses den Netzanschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie die Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms regelt. Ziel des EEG ist die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung. So soll gemäß § 1 Abs. 2 EEG der Anteil bis 2020 auf mindestens 35 %, dann alle zehn Jahre um weitere 15 % und bis 2050 auf mindestens 80 % steigen.

Das EEG trat in seiner ursprünglichen Fassung am 1. April 2000 in Kraft. Nach zahlreichen Novellierungen wurden zuletzt im Juni 2012 mit der Photovoltaik-Novelle Veränderungen im Hinblick auf die Vergütung von PV-Strom beschlossen, die rückwirkend zum 1. April 2012 in Kraft getreten sind. Ebenfalls am 1. April 2012 trat eine bereits 2011 beschlossene umfassende Novelle in Kraft, welche insbesondere optionale Förderinstrumente zur Direktvermarktung von EEG-Strom schafft. Mit dem EEG 2012 werden die Grundpfeiler des EEG – die Pflichten der Netzbetreiber zum Netzanschluss, die Verpflichtung zur vorrangigen Abnahme sowie die Pflicht zur Zahlung einer festen Einspeisevergütung – grundsätzlich beibehalten und lediglich angepasst bzw. modifiziert.⁶³² Im Folgenden sollen diese Grundpfeiler skizziert werden, um dann anhand der Geschäftsmodelle 3, 4 und 6 deren Bedeutung für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen aufzuzeigen.

Anschluss-, Abnahme- und Übertragungspflicht

Gemäß § 5 Abs. 1 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig anzuschließen. § 8 Abs. 1 EEG verpflichtet die Netzbetreiber zudem zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms. Die Netzanschlusspflicht des Netzbetreibers besteht auch dann, wenn zur Abnahme des Stroms eine Netzoptimierung, -verstärkung oder ein Netzausbau erforderlich ist (§ 5 Abs. 4 EEG). Der Betreiber einer EEG-Anlage kann in diesen Fällen nach § 9 Abs. 1 S. 1 EEG die Erweiterung der Netzkapazität verlangen, soweit diese dem Netzbetreiber wirtschaftlich zuzumuten ist. Diese Ausbaupflicht des Netzbetreibers ist insbesondere im Hinblick auf die Frage der Kostentragung strikt von der Anschlusspflicht nach § 5 Abs. 1 EEG zu unterscheiden.⁶³³ Soweit der Bau einer neuen Leitung allein oder vorrangig dazu dient, den Strom aus der Anlage zum Netz zu leiten, handelt es sich um einen Netzanschluss. Soweit es jedoch darum geht, den Strom im Netz zu verteilen, oder die neue Leitung für die allgemeine Versorgung genutzt wird, handelt es sich regelmäßig um eine netzinterne Maßnahme und damit einen Fall des Netzausbaus.⁶³⁴ Gemäß § 13 Abs. 1 EEG trägt der Anlagenbetreiber die notwendigen Kosten des Anschlusses. Die Kosten der Optimierung, Verstärkung oder des Ausbaus des Netzes trägt gemäß § 14 EEG dagegen der Netzbetreiber.

Vergütungspflicht

Die Netzbetreiber haben den Strom aus EEG-Anlagen zu den in §§ 18-33 EEG festgelegten Mindestvergütungen über einen bestimmten Zeitraum abzunehmen. Diese

⁶³¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist.

⁶³² Vgl. Lehnert, Wieland: Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012, ZUR 2012, 4, 4.

⁶³³ Vgl. Koenig, Christian; Kühling, Jürgen; Rasbach, Winfried: Energierecht, 3. Auflage 2013, S. 228.

⁶³⁴ Vgl. Wustlich, in Altröck; Oschmann; Theobald, EEG Kommentar, 2011, § 9 Rn. 29.

Vergütungspflicht ist zentral für die Förderungswirkung des Gesetzes.⁶³⁵ Um den unterschiedlichen Investitions- und Betriebskosten Rechnung zu tragen, unterscheiden sich die Vergütungshöhen je nach Art der genutzten erneuerbaren Energie.⁶³⁶ Zudem sind die Vergütungssätze degressiv ausgestaltet, was bedeutet, dass die Sätze in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmejahr sinken.⁶³⁷ Gemäß § 21 Abs. 2 EEG beträgt die Vergütungsdauer regelmäßig 20 Kalendermonate zuzüglich des Inbetriebnahmejahrs, die Vergütung ist somit auf diesen Zeitraum befristet.

Die Einspeisung von Strom aus einer EEG-Anlage in ein Verteil- oder Übertragungsnetz stellt eine Netznutzung i. S. v. § 3 Nr. 28 EnWG dar, weswegen sich grundsätzlich die Frage stellt, ob hierfür ein Netzentgelt seitens des Netzbetreibers erhoben werden darf. Jedoch ist in den aktuell geltenden Netzzugangsbedingungen, namentlich in § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV, bestimmt, dass für die Einspeisung elektrischer Energie keine Netzentgelte zu entrichten sind.⁶³⁸

Direktvermarktung

Betreiber einer EEG-Anlage haben alternativ zur Inanspruchnahme der garantierten Mindestvergütung die Möglichkeit, den erzeugten Strom direkt zu vermarkten. Mit der im April 2012 in Kraft getretenen Neuerung des EEG wurden erstmals umfassende Vorschriften zu den verschiedenen Förderinstrumenten der Direktvermarktung in das EEG aufgenommen; diese neuen Regeln gelten sowohl für neu, als auch für vor dem in Kraft treten der Novelle in Betrieb genommene Anlagen.⁶³⁹

Direktvermarktung meint die Veräußerung von EEG-Strom an Dritte. Der Verbrauch des Stroms durch den Anlagenbetreiber selbst (so genannter Eigenverbrauch) stellt somit keine Direktvermarktung dar. § 33 a Absatz 2 EEG schränkt den Anwendungsbereich dadurch weiter ein, dass die Veräußerung von Strom an Dritte dann nicht als Direktvermarktung gilt, wenn der Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.

Als verschiedene Formen der Direktvermarktung werden in § 33b EEG die Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33 g EEG, das »Grünstromprivileg« nach § 39 EEG sowie die sonstige Direktvermarktung genannt. § 33 i EEG 2012 ermöglicht zudem die Zahlung einer Flexibilitätsprämie an Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die zusätzlich installierte Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bereitstellen.

Die Förderinstrumente sollen den bedarfsorientierten Betrieb von EEG-Anlagen forcieren und dienen damit der weiteren Marktintegration der regenerativen Stromerzeugung.⁶⁴⁰ Die Strommengen, die direkt vermarktet werden, fallen aus dem EEG-

⁶³⁵ Vgl. Schneider, in Schneider; Theobald: Recht der Energiewirtschaft, 3. Auflage 2011, § 21, Rn. 73.

⁶³⁶ Vgl. Koenig, Christian; Kühling, Jürgen; Rasbach, Winfried: Energierecht, 3. Auflage 2013, S. 229.

⁶³⁷ Vgl. Lehnert, in Altrock; Oschmann; Theobald, EEG Kommentar, 2011, § 9 Rn. 29.

⁶³⁸ Wird problematisiert von Schneider, in Schneider/Theobald: Recht der Energiewirtschaft, 3. Auflage 2011, § 21, Rn. 81.

⁶³⁹ Vgl. Lehnert, Wieland: Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012, ZUR 2012, 4 (5).

⁶⁴⁰ Vgl. Koenig, Christian; Kühling, Jürgen; Rasbach, Winfried: Energierecht, 3. Auflage 2013, S. 231.

Ausgleichsmechanismus heraus, wodurch sich der finanzielle Aufwand der Netzbetreiber reduziert und die EEG-Umlage entsprechend geringer ausfällt.⁶⁴¹

Entscheidet sich ein Anlagenbetreiber für die Direktvermarktung, so ist gemäß § 33 b eine Inanspruchnahme der Mindestvergütung ausgeschlossen. Jedoch ist unter Einhaltung der Vorgaben des § 33 d EEG ein Wechsel von der Einspeisevergütung zur Direktvermarktung und auch andersherum möglich. § 33 f EEG lässt zudem unter bestimmten Voraussetzungen die anteilige Direktvermarktung – also eine Kombination aus Direktvermarktung und Einspeisevergütung – zu. In diesem Fall muss der Betreiber jedoch gewährleisten können, dass die Prozentsätze für die jeweiligen Anteile nachweislich jederzeit eingehalten werden – ein »Rosinenpicken« in Form einer Direktvermarktung ausschließlich zu Hochpreiszeiten wird dadurch ausgeschlossen.⁶⁴²

§ 33 c Absatz 1 EEG enthält verschiedene Vorgaben zu Messung und Abrechnung von direkt vermarktetem Strom, die die Betreiber bei allen Formen der Direktvermarktung einzuhalten verpflichtet sind. Absatz 2 enthält weitere Vorgaben, die jedoch nur für das Marktprämien-Modell und für das Grünstromprivileg gelten.

Herkunftsnachweis

Auf Grundlage von § 55 EEG stellt das Umweltbundesamt Anlagenbetreibern auf Antrag Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien aus. Ziel der Vorschrift ist es, die Stromkennzeichnung transparenter zu machen, einer Doppelvermarktung entgegenzuwirken und somit letztlich den Verbraucher zu schützen.⁶⁴³ Soweit ein Anlagenbetreiber seinen Strom zum Zwecke der Inanspruchnahme der Marktprämie direkt vermarktet oder hierfür eine Vergütung nach § 16 EEG in Anspruch nimmt, scheidet die Ausstellung eines Herkunftsnachweises aus. Etwas anderes gilt für eine Direktvermarktung zu Verringerung der EEG-Umlage nach § 39 EEG (Grünstromprivileg). Wird diese Form gewählt, ist eine Ausstellung von Herkunftsnachweisen möglich; eine Doppelvermarktung besteht bei der Weitergabe von Herkunftsnachweisen für Strom im Grünstromprivileg nicht.⁶⁴⁴

Ausgleichsmechanismus und EEG-Umlage

Die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers stellt lediglich die erste Stufe des EEG-Regelungskonzeptes dar.⁶⁴⁵ Die mit Erfüllung dieser Pflichten einhergehende Belastung der Netzbetreiber wird durch den in §§ 8 IV, 34, 35 EEG festgelegten Ausgleichsmechanismus ausgeglichen. § 34 EEG statuiert zunächst die Verpflichtung der Netzbetreiber, den Strom aus EEG-Anlagen an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weiterzugeben. Der Übertragungsnetzbetreiber ist seinerseits zur Abnahme und Vergütung des aufgenommenen EEG-Stroms verpflichtet. Auf dieser

⁶⁴¹ Vgl. Scholtka, Boris; Helmes, Sebastian: Energiewende 2011 – Schwerpunkte der Neuregelungen im Energiewirtschafts- und Energieumweltrecht, NJW 2011, 3185 (3187).

⁶⁴² Vgl. Lehnert, Wieland: Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012, ZUR 2012, 4 (7).

⁶⁴³ Vgl. Kachel, in Altrock; Oschmann/Theobald, EEG Kommentar, Rn. 7 zu § 55.

⁶⁴⁴ Vgl. Lehnert, Wieland: Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012, ZUR 2012, 4 (15).

⁶⁴⁵ Zu den insgesamt fünf Regelungsstufen des EEG vergleiche Schneider, in Schneider; Theobald: Recht der Energiewirtschaft, 3. Auflage 2011, § 21, Rn. 38 ff.

zweiten Stufe werden somit lokale Ungleichgewichte vertikal ausgeglichen, während auf der nachfolgenden dritten Stufe nach § 36 EEG ein horizontaler bundesweiter Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern stattfindet.⁶⁴⁶

Auf vierter Stufe werden die Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage der Ausgleichsmechanismusverordnung (§ 64 III EEG) zur Vermarktung des EEG-Stroms über die Strombörse verpflichtet. Die an der Strombörse agierenden Stromhändler und -lieferanten müssen den EEG-Strom nicht abnehmen. Sie sind jedoch dazu verpflichtet, die Differenz zwischen den EEG-Vergütungszahlungen und den Börseneinnahmen der Übertragungsnetzbetreiber in Form der so genannten EEG-Umlage auszugleichen.⁶⁴⁷ Gemäß § 37 Abs. 2 S. 2 EEG soll im Ergebnis jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) für jede von ihm an einen Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom dieselben Kosten tragen. Die durch den Ausgleich entstehenden zusätzlichen Kosten werden im Ergebnis grundsätzlich auf die Letztverbraucher abgewälzt und ihnen gegenüber gemäß § 53 EEG in der Rechnung ausgewiesen. Um Wettbewerbsnachteile zu vermeiden, sehen die §§ 40 ff. EEG jedoch besondere Ausgleichsregelungen für stromintensive Unternehmen vor, die letztendlich zu einer Befreiung von der EEG-Umlage führen.

⁶⁴⁶ Vgl. Schneider, in Schneider; Theobald: Recht der Energiewirtschaft, 3. Auflage 2011, § 21, Rn. 40.

⁶⁴⁷ Vgl. Schneider, in Schneider; Theobald: Recht der Energiewirtschaft, 3. Auflage 2011, § 21, Rn. 41. Die EEG-Umlage ist von 3,5 Cent/kWh im Jahr 2012 auf 5,3 Cent/kWh angestiegen.

9 Szenarien

Zur Bewertung der Geschäftsmodelle wurden übergreifende Szenarien aufgestellt, die auf Szenario-Annahmen verschiedener Studien (z.B. BMU Leitstudie, NPE Zweiter Bericht) gründen. Dadurch wird die Vergleichbarkeit der Bewertungen verbessert. Die Szenario Annahmen sind in den folgenden Tabellen dargestellt.

Szenario Name:	2011	BMU2020NPE	BMU2030NPE
Szenario Jahr ⁶⁴⁸	2011	2020	2030
Basisszenario BMU Leitstudie ⁶⁴⁹	--	2020A	2030A
Anzahl der Elektrofahrzeuge ⁶⁵⁰	4.782	950.000	5.700.000
davon BEV	4.541	450.000	2.700.000
davon PHEV	241	500.000	3.000.000
Jahresfahrleistung (km) ⁶⁵¹	14.300	14.300	14.300
Durchschnittlicher Verbrauch ⁶⁵² ⁶⁵³ (kwh /km) BEV A-Segment	0,13	0,12	0,11

⁶⁴⁸ Der Betrachtungszeitraum 2011 bis 2030 soll zwei Anforderungen gerecht werden, a) den langen Planungshorizonten der Politik, insbesondere im Hinblick auf Infrastrukturentscheidungen und länger wirkende Förderinstrumente, b) einer realistischen Einschätzbarkeit der Geschäftsmodelle – dies ist mit den Jahren abnehmender Zuverlässigkeit bis 2030 möglich.

⁶⁴⁹ Für das Jahr 2011 ist die Anzahl der Fahrzeuge noch sehr gering, so dass einige Geschäftsmodelle, die eine kritische Masse an Fahrzeugen benötigen, noch nicht realisiert werden können. Da das KBA bislang nicht zwischen rein elektrischen Fahrzeugen, Plug-In-Hybriden und Range Extender-Fahrzeugen unterscheidet bzw. letztere entgegen der Einordnung der Bundesregierung zu den Hybriden gezählt werden, sind die Zahlen für 2011 nicht zu 100% verlässlich.

⁶⁵⁰ Für das Jahr 2011: Kraftfahrtbundesamt Zulassungsstatistik, für die Jahre 2020 und 2030 NPE: 2. Zwischenbericht.

⁶⁵¹ Die Jahresfahrleistung des MiD-Durchschnittsfahrzeugs beträgt 14.300 km. Die Werte der ViZ-Statistik weichen hiervon leicht ab. Vgl. Mobilität in Deutschland, Abschlussbericht 2008, S.164. Aufgrund der guten statistischen Zahlenbasis ist es überraschend, dass die Meinungen zur Jahresfahrleistung auseinander gehen. U.a. wurde beim 1. Stakeholder-Dialog die Einschätzung geäußert, 9000 km sei ein realistischerer Wert. Dies wirft die Frage auf, ob sich dieser Wert auf den Durchschnittsnutzer oder das Durchschnittsfahrzeug bezieht. Im Sinne der hier untersuchten Geschäftsmodelle wird auf das Durchschnittsfahrzeug abgezielt. Vor dem ersten Stakeholder-Dialog wurden die Werte der BMU-Leitstudie angesetzt, die jedoch aus einer anderen Projektzielperspektive heraus gewählt wurden und aufgrund ihrer Höhe Kritik aufwarfen. Das Projektteam hat sich jedoch auch gegen den beim ersten Stakeholder-Dialog geäußerten Vorschlag, die Werte der NPE anzusetzen, entschieden und verwendet im weiteren Verlauf des Projekts empirisch belegte Zahlen der MID-Studie.

⁶⁵² NPE: Zweiter Bericht Anhang, S.27 + Wirkungsgradverluste beim Laden + Annahme einer Effizienzverbesserung von 10% in 10 Jahren

⁶⁵³ Zur Ermittlung des Durchschnittsverbrauchs der Fahrzeuge ist zwischen der Nennkapazität und der nutzbaren Batteriekapazität zu unterscheiden. Am Beispiel des Opel Ampera wird dies deutlich: Das Fahrzeug hat eine Batterie mit einer Nennkapazität von 17 kWh. Die rein elektrische Reichweite beträgt aber nur knapp 60 km, obwohl das Fahrzeug ca. 20 kWh pro 100 km verbraucht, d.h. eigentlich müsste die Reichweite 85 km betragen. Es wird jedoch nur ein Teil der Batterie verwendet - der Rest wird zur Verlängerung der Lebensdauer geschont und zur Unterstützung der Beschleunigung beim Antrieb im Range Extender Modus verwendet. Die nutzbare

Szenarien	Durchschnittlicher Verbrauch (kWh /km) BEV B-Segment ⁶⁵⁴	0,13	0,12	0,11
	Durchschnittlicher Verbrauch (kWh /km) REEV/PHEV C-Segment ⁶⁵⁵	0,19	0,17	0,15
	Durchschnittlicher Verbrauch (kWh /km) REEV/PHEV D-Segment ⁶⁵⁶	0,24	0,22	0,19
	Zins ⁶⁵⁷	4%	4%	4%
	Hardwarekosten Bidirekt. in € ⁶⁵⁸	1150	688,54	412,26
	Anteil der elektr. Fahrstrecke BEV	100 %	100%	100%
	Anteil der elektr. Fahrstrecke PHEV ⁶⁵⁹	82%	82%	82%
	η Laden unidirektional ⁶⁶⁰	100%	100%	100%
	η Laden bidirekt. ⁶⁶¹	80%	80%	80%
	Anteil Fahrzeuge Gest. Laden ⁶⁶²	100%	20%	40%

Batteriekapazität beträgt nur ca. 10,4 kWh. Das ist der Wert, der als Berechnungsgrundlage für die Geschäftsmodelle zur Netzintegration relevant ist. Bezüglich des Verbrauchs der Fahrzeuge sind die Werte an den Annahmen der NPE orientiert, auch wenn sie unter Berücksichtigung der Empirie optimistisch sind. Die Wirkungsgradverluste des unidirektionalen Ladens sind bereits eingerechnet, saisonale Einflüsse (geht man beispielsweise von 17 kWh im Sommer aus, so sind im Winter eher 20 kWh anzunehmen) und Streckeneinflüsse (auf Autobahnen ist der Verbrauch von Elektrofahrzeugen höher als in der Stadt) wurden geglättet.

⁶⁵⁴ Die NPE unterscheidet diesbezüglich nicht zwischen A- und B-Segment, dem wurde hier gefolgt.

⁶⁵⁵ Eigene Berechnung auf Basis der Opel Ampera Reichweite mit einem 17 kWh Akkumulator.

⁶⁵⁶ Eigene Berechnung auf Basis der Prius Reichweite auf Basis des 9 kWh Akkumulator.

⁶⁵⁷ In den NPE-Berechnungen wurde ein Zinssatz auf Kapitaleinsatz von 8 % veranschlagt. Laut KPMG-Studie liegt der risikolose Zins für die beteiligten Unternehmen (70% DAX30-Unternehmen) im Jahr 2010 / 2011 bei 3,5 % und liegt 09.2011 bei 3 % Im Rahmen dieses Projekts wurden daher 4% als plausibler Zinssatz angesetzt. Vgl. Elter, Vera-Carina et al.: Kapitalkostenstudie 2011/2012. Entwicklungen in volatilen Märkten, Düsseldorf 2012, S.31ff.

⁶⁵⁸ Annahme über die Zusatzkosten für ein 3-phasiges bidirektionales Ladegerät (+ 5 % Kostensenkung pro Jahr) von ca. 1000 Euro und wird als wahrscheinlichste Variante in die Berechnungen einfließen. Zudem fallen beim bidirektionalen Laden grundsätzlich Mehrkosten für Zähler- und Messtechnik in Höhe von ca. 150 Euro an. Die geringsten Zusatzkosten für bidirektionales Laden würde auf den ersten Blick das Inverterladen verursachen. Aufgrund der Netzurückwirkungen (Spannungs- und Frequenzstabilität) wären jedoch Filter nötig, die 1) schwer sind und 2) weitere Kosten verursachen. Eine DC-Wallbox mit 10 kW-Anschlussleistung würde zwar im Fahrzeug keine Zusatzkosten für Bidirektionalität nötig machen, hätte außerdem geringe Mehrkosten für die Bidirektionalität in der Ladestelle, wäre aber um den Faktor 4-5 teurer als eine AC-Wallbox (z.B. RWE 695 Euro incl. Mwst).

⁶⁵⁹ Simulation des maximalen elektrisch zurückgelegten Streckenanteils

⁶⁶⁰ Die Wirkungsgradverluste sind bereits im Verbrauch eingerechnet.

⁶⁶¹ Annahme

⁶⁶² Da es sich bei den Fahrzeugen 2011 vorrangig um Fahrzeuge handelte, die für Forschungsprojekte oder von Friendly-Usern angeschafft wurden, wird davon ausgegangen, dass 100% der Fahrzeuge am gesteuerten Laden teilnehmen. Im Jahr 2020 wird mit einer Teilnahme von 20 % gerechnet, die sich bis 2030 auf 40% erhöht. Diese Werte entsprechen den Annahmen in der BMU-Leitstudie: vgl. Nitsch et al: Langfristszenarien und Strategien

Batteriezyklen ⁶⁶³	2000	4000	5000
Average Joe (Kleinwagen B-Segment)			
Jahresfahrleistung in km	14.300	14.300	14.300
Mittlere Tagesfahrstrecke in km	39,18	39,18	39,18
Batteriekapazität in kWh ⁶⁶⁴	14,00	16,8	20,86
Batteriekapazität in km	105	140	186,66
Täglicher Verbrauch in kWh	5,22	4,7	4,23
Zyklen pro Jahr	136,18	102,14	76,60
Freie Zyklen pro Jahr	63,81	297,86	423,39
Jährliche Energiekosten in €/a	482,57	483,56	415,13
Anteil Ladung zu Hause	100%	100%	100%
Durchschnittliche Anschlusszeit in min/Tag ⁶⁶⁵	720	720	720
Tägliche Ladezeit in min	28,49	25,64	23,08
Potenzielle Lastverschiebezeit in min/Tag	691,5	694,35	696,92
Potenzielle Rückspeisezeit in min/Tag	280,06	281,21	282,25
Anschlussleistung in kW	11	11	11
Batteriekosten in €/ kWh ⁶⁶⁶	500	250	100

Abb. 79: Szenarioannahmen

Als ein Problem bei der wissenschaftlichen Beschäftigung mit Elektromobilität wurde im Projektverlauf festgestellt, dass in der Regel mit Durchschnittswerten gerechnet wird. Wir

für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2012, S.196.

⁶⁶³ Annahme, vgl. Kapitel „Technische Determinanten“

⁶⁶⁴ Die Werte beziehen sich auf Angaben der NPE (2. Zwischenbericht) mit dem Zusatz, dass nur 70% der Nennkapazität genutzt werden. Zudem wird von 20% Steigerung in 10 Jahren ausgegangen.

⁶⁶⁵ Der angesetzte Wert bezieht sich auf eine gerundete empirische Zahl aus dem Projekt MeRegioMobil. Der Wert ist im Vergleich zu anderen Forschungsergebnissen relativ hoch. Es ist anzunehmen, dass die Vorselektion der Friendly- User sowie der Beobachtungseffekt den vergleichsweise höheren Wert verursacht haben. Das Nutzerverhalten, insbesondere die Bereitschaft ohne mobilitätsbedingten Ladebedarf „am Netz“ zu sein, ist nicht unabhängig von der Ladetechnologie, dem Komfort und der Verfügbarkeit von Ladepunkten. Es ist anzunehmen, dass ein Mobile Metering-System mit ubiquitärem Zugang zu Ladestellen, in Verbindung mit wirtschaftlichen Anreizen, die Bereitschaft am Netz zu sein deutlich erhöht. Da Erhebungen zeigen, dass den Nutzern das Kabel lästig ist, könnte insofern der Einsatz induktiver Ladetechnologie die Bereitschaft, „am Netz“ zu sein, erhöhen.

⁶⁶⁶ Annahme basierend auf Marktaussagen und Prognosen, vgl. das Kapitel „Technische Determinanten“.

ergänzen daher die Ausgangsbetrachtungen des »Durchschnittsfahrzeugs anhand von MiD« angesetzt, um zielgruppenspezifische Aussagen. Da zu erwarten ist, dass neben Early Adoptern, die den Segmenten »Average Joe« (MiD Durchschnittsfahrzeug), »Vielfahrer« und »Zweitwagen« zuzuordnen sind, vor allem Flotten das Einstiegssegment für Elektrofahrzeuge bilden werden, wurden außerdem die Zielgruppen »Carsharing« und »Taxi« betrachtet. Im Projekt wird daher nicht nur grob zwischen privaten und gewerblichen Kunden unterschieden, sondern eine feine Segmentierung gewählt.

Szenario-Jahr	2011	2020	2030
Endkundenstrompreis (€/kWh) ⁶⁶⁷	25,31	28,18	26,88
Netznutzungsentgelte (ct/kWh) ⁶⁶⁸	5,75	6,22	6,87
Konzessionsabgabe (ct/kWh)	1,79	1,79	1,79
EEG-Umlage (ct/kWh) ⁶⁶⁹	3,53	3,32	1,62
KWK-Umlage (ct/kWh)	0,03	0,03	0,03
Beschaffung (ct/kWh) ⁶⁷⁰	5,15	6,695	8,7035
Stromsteuer (ct/kWh)	2,05	2,05	2,05
Vertrieb und Marge (ct/kWh)	3	3	3
Mehrwertsteuer (ct/kWh)	4,047	4,39	4,57
Nominaler Preis (ct/kWh)	25,31	30,5	36,2
Steuern und Abgaben inkl. Mehrwertsteuer (ct/kWh)	15,64	15,95	14,7

Abb. 80: Annahmen zum Endkundenstrompreis und dessen Zusammensetzung

⁶⁶⁷ Der Wert des Jahres 2011 bezieht sich auf die Eurostat-Statistik. Die Werte der Jahre 2020 und 2030 orientieren sich an: Roland Berger Strategy Consultants; Prognos AG: Wegweiser Solarwirtschaft. Roadmap 2020.

⁶⁶⁸ Die Netznutzungsentgelte umfassen auch den Messstellenbetrieb, § 19 NEV und weitere nicht separate aufgeführte Abgaben (Offshore-Umlage).

⁶⁶⁹ Der Wert des Jahres 2011 bezieht sich auf die Angabe eines Stadtwerks (Dreieich). Die Werte des Jahres und 2020 und 2030 orientieren sich an: Roland Berger Strategy Consultants; Prognos AG: Wegweiser Solarwirtschaft. Roadmap 2020.

⁶⁷⁰ Der Wert für 2011 entspricht dem Mittelwert für Baseload-Strom an der EPEX-Spot 2011. Die Werte für die Jahre 2020 und 2030 sind Annahmen basierend auf plausiblen Werten, die zwischen den Strompreispfaden „mäßig“ und „deutlich“ des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt und Fraunhofer IWES liegen. Vgl. DLR; IWES; IFNE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, 2010, S.35.

1 0

Das Geschäftsmodell »Teilnahme am Regelle Energiemarkt«

10.1

Beschreibung des Geschäftsmodells

Das Geschäftsmodell »Teilnahme am Regelle Energiemarkt« basiert darauf, dass ein Pool von EFZ in Standzeiten als aggregierter Speicher zur Erbringung von Regelleistung eingesetzt wird, d.h. die Systemdienstleistung Frequenzerhaltung bereitstellt. Für die Bereitstellung von Regelleistung müssen die Fahrzeuge an das Stromnetz angeschlossen sein. Für positive Regelleistung in Form von Rückspeisung müssen die Fahrzeugbatterien möglichst geladen sein, bei negativer Regelleistung sollten sie möglichst wenig geladen sein.

Weil die Präqualifikationsbedingungen, die zur Teilnahme am Regelle Energiemarkt erfüllt sein müssen, bestimmte Losgrößen vorschreiben (1 MW für PRL, 5 MW für SRL und MRL) und ein einzelnes EFZ keine ausreichende Leistung hierfür aufweist, ist ein »virtuelles« Pooling der Fahrzeuge für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt notwendig.⁶⁷¹ Die Gesamtleistung des Pools ergibt sich aus der Summe der über den Angebotszeitraum minimal zur Verfügung stehenden Einzelleistungen.⁶⁷²

Die Regelleistung wird beschafft vom ÜNB, der (Ent-)ladevorgang der aggregierten Fahrzeuge wird von einem Pool-Koordinator (Aggregator) gesteuert. Dies ist eine neue Marktrolle, die sowohl vom Tochterunternehmen eines EVUs oder einem anderen Marktteilnehmer eingenommen werden kann.

Am Markt gleicht der Fahrzeug-Pool einem virtuellen Kraftwerk. Durch die Möglichkeit der Pool-Bildung ist eine flexible Teilnahme der einzelnen Fahrzeugnutzer am Markt möglich, da die Zuordnung von Anlagen zu einem Pool zu Beginn jeder Viertelstunde geändert werden kann, was einen permanenten Wechsel der Regelleistung erbringenden Anlagen ermöglicht.⁶⁷³ Der Pool-Koordinator muss prognostizieren können, wie viele Fahrzeuge zu welcher Zeit mit welcher Flexibilität am Netz sind und den Einsatz der Fahrzeuge entsprechend steuern.

Kern der Geschäftsprozesse ist ein server-basiertes Softwaresystem. Im Projekt EDISON wurden drei Kernkomponenten dieses Systems dargestellt:

- Data (historische Daten über das Markt- und Flottenverhalten, Präferenzen der Teilnehmer, Nutzungsmuster, Netzrestriktionen und Spezifikationen)
- Analytics (Prognose des Flottenverhaltens und der Netzrestriktionen und -vorgaben, Optimierung von Erlösen durch Netzdienstleistungen und Mobilitätsfunktion)

⁶⁷¹ Vgl. EWI, Potenziale der Elektromobilität bis 2050 – Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration, Juni 2010, S. 27.

⁶⁷² Vgl. Rehtanz, C.; Rolink, J.: Bewertung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen, Paper INI22 VDE Kongress, Leipzig 2010, S.2.

⁶⁷³ Vgl. Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz. Erneuerbare Energien-Mobility. Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S.108.

■ Logic (Teilnahme an Märkten, individuelle Fahr- und Ladepläne).⁶⁷⁴

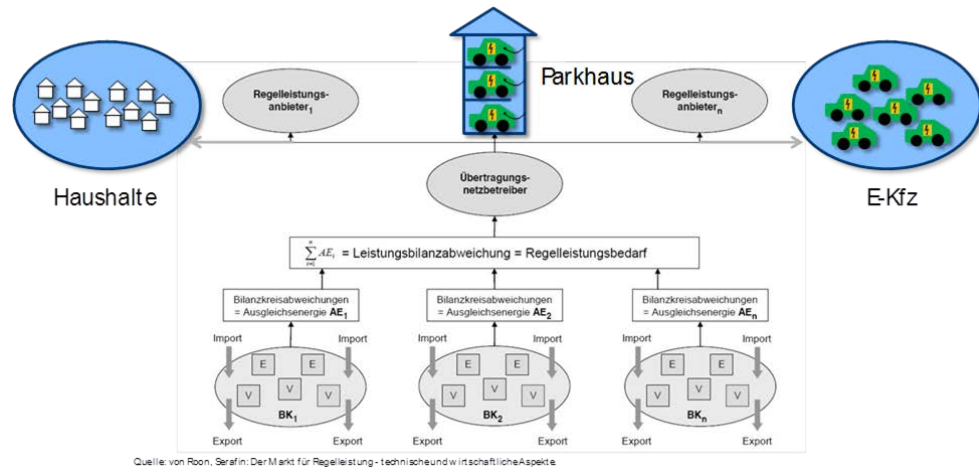


Abb. 81: Eine mögliche Zukunft am Regelleistungsmarkt?⁶⁷⁵

Zielgruppe des Geschäftsmodells sind sowohl Endkunden als auch gewerbliche Flotten. Das Geschäftsmodell ermöglicht einen Wertschöpfungsprozess für den Aggregator und eine Kostenreduktion für den Fahrzeugnutzer. Die entstehenden Erlöse werden entsprechend zwischen Pool-Koordinator und Endkunde bzw. Fahrzeughalter aufgeteilt. Grundsätzlich ist die Teilnahme an allen Teilmärkten (PRL, SRL; MRL) positiv und negativ angedacht. Positive Regelleistung kann theoretisch auch durch eine Lastsenkung erbracht werden und bedarf daher nicht zwangsläufig eines bidirektionalen Anschlusses der Fahrzeuge.

Grundsätzlich ist vorstellbar, dass ein Elektrofahrzeugpool an allen dieser Märkte Regelleistung anbieten kann. Der Sekundärregelleistungsmarkt und der Minutenreservemarkt hat allerdings den Vorteil, dass positive und negative Regelleistungsprodukte getrennt angeboten werden können. So kann ein Pool von Fahrzeugen nur negative Regelleistung zum Laden der Fahrzeuge anbieten. Hierfür ist kein bidirektionales Ladegerät nötig und da ohnehin geladen werden muss, ist der Vorgang auch hinsichtlich der Batteriedegradation unkritisch.⁶⁷⁶ Zudem erlaubt der Markt für Minutenreserve Angebote in Zeitblöcken über 4 Stunden, die mit Flexibilitätsanforderungen der Elektrofahrzeuge sehr gut vereinbar sind.

Elektrofahrzeuge können auf verschiedene Arten am Regelleistungsmarkt partizipieren. Bei positiver Regelleistung durch Rückspeisung oder durch Lastunterbrechung, bei negativer Regelleistung als steuerbare Last oder Unterbrechung der Rückspeisung.⁶⁷⁷

⁶⁷⁴ Vgl. EDISON: WP 3.0 DISTRIBUTED INTEGRATION TECHNOLOGY DEVELOPMENT, p. 21ff.

⁶⁷⁵ Harz EE Projektkonsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility. Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S.107.

⁶⁷⁶ Probst, A.; Tenbohlen, S.: Herausforderungen und Chancen für das Stromnetz durch Elektromobilität, Paper INI 4, VDE Kongress, Leipzig 2010, S.6.

⁶⁷⁷ Rolink

10.2

Technische Determinanten der Teilnahme am Regelle Energiemarkt

Die technischen Determinanten der Teilnahme am Regelle Energiemarkt rekurren auf die Präqualifikationsbedingungen. Diese wurden bereits in den Kapiteln »Energiewirtschaftliche Determinanten« und »Rechtliche Rahmenbedingungen der Teilnahme am Regelle Energiemarkt« ausgeführt. Hier soll kurz spezifisch auf problematische technische Anforderungen eingegangen werden

- Der Anbieter muss Namen und Netzanschlusspunkt jeder technischen Einheit im Vorfeld nennen: Es ist fraglich, ob dem Pool-Koordinator die Netzanschlusspunkte aller Fahrzeuge vorab bekannt sind.
- Es dürfen keine netztechnischen Restriktionen vorliegen: Die hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren durch Regelleistung können im Verteilnetz zu Überlastungen führen, die dann wiederum das Geschäftsmodell restringieren.
- Die Vorhaltung während des gesamten Ausschreibungszeitraums (»Arbeitsreserve«): Eine 100-prozentige Verfügbarkeit kann nur sichergestellt werden, indem die Anzahl der gepoolten Fahrzeuge deutlich über dem theoretischen Optimum hinsichtlich der Leistung liegt. Bei der Arbeitsverfügbarkeit werden aber unterschiedliche Anforderungen an unterschiedliche technische Einheiten gestellt. Es wird unterschieden zwischen Pumpspeichern, hydraulischen Jahresspeichern und übrigen technischen Einheiten. Bei Letzteren gilt die Forderung nach einer Arbeitsverfügbarkeit von 100 %. Bei den hydraulischen Speichern können aufgrund ihrer begrenzten Energiemengen Lockerungen dieser Regelung vereinbart werden. Pumpspeicheranlagen müssen für die Erbringung von Minutenreserve für mindestens 4 Stunden mit der vollen kontrahierten Regelleistung zur Verfügung stehen.
- Kommunikations- und messtechnische Anforderungen: Der Abruf von Primär- und Sekundärregelleistung erfolgt automatisch bzw. ferngesteuert durch den Übertragungsnetzbetreiber.⁶⁷⁸ Problematisch und im Hinblick auf eine tatsächliche Umsetzung des Geschäftsmodells noch nicht hinreichend geklärt, sind die Kommunikationskosten für die Pool-Koordination und Teilnahme am Regelle Energiemarkt, um beispielsweise mit einer Auflösung von 3 Sekunden in den Datenaustausch mit Übertragungsnetzbetreiber und technischen Einheiten (Fahrzeugen) einzutreten. Es müssten alle drei Sekunden Messwerte übertragen werden. Liegt hierfür keine Standleitung vor, sondern basiert die Kommunikation auf Mobilfunk, kann es zu Kommunikationsausfällen und Verzögerungen bei der Leistungsbereitstellung kommen. Würde jede technische Einheit mit einer Standleitung ausgestattet, würden die Kommunikationskosten die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells ruinieren. Gibt es nur eine Standleitung zum Pool-Koordinator, müsste dieser mögliche Kommunikationsausfälle seiner technischen Einheiten absichern, was zu zusätzlichen Kosten bzw. Fahrzeugen führen würde. Die Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung ist daher derzeit kaum zu realisieren. Da MRL auch per Telefon abgerufen werden kann und längere Reaktionszeiten zwischen Abrufforderung und Leistungsbereitstellung erlaubt, sind die Anforderungen mit

⁶⁷⁸ Vgl. Rehtanz, C.; Rolink, J.: Bewertung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen, Paper IN122 VDE Kongress, Leipzig 2010.

EFZs besser erfüllbar.⁶⁷⁹ Allerdings sind auch bei MRL von jeder Anlage Online-Messwerte bzw. Online-Informationen bereitzustellen.⁶⁸⁰

Fazit:

Einige Punkte in den Präqualifikationsbedingungen müssten im Hinblick auf Elektrofahrzeuge angepasst bzw. konkretisiert werden, im Besonderen betrifft es die vorzuhaltende Arbeitsreserve. Nach aktuellem Stand ist es äußerst fraglich, ob ein Pool aus EFZ das Präqualifikationsverfahren überhaupt schaffen kann und wenn ja, wie sich dies auf die Kosten auswirkt.

10.3

Energiewirtschaftliche Determinanten der Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Das Marktdesign des Regelleistungsmarktes könnte in den nächsten Jahren in Bewegung geraten. Neben dem bereits eingeleiteten einfacheren Zugang stehen die Schaffung eines ÜNB-übergreifenden einheitlichen Marktes bzw. Vorgaben bezüglich der Auktionierungen im Mittelpunkt der Diskussion.⁶⁸¹ Es bestehen aber weiterhin vier separate Märkte, aber seit Juni 2010 sind die ÜNB zu einer intensiveren Zusammenarbeit bei der Ausregelung der deutschen Stromnetze verpflichtet.⁶⁸²

Für die Elektromobilität sind insbesondere zwei Ausschreibungsbedingungen von Bedeutung: Der Angebotszeitraum und die Zeitscheiben. Der Angebotszeitraum wurde zwar wie oben beschrieben für PRL und SRL von einem Monat auf eine Woche reduziert, für die optimale Nutzbarkeit von Elektrofahrzeugen wäre allerdings noch eine weitere Reduzierung auf Tageseinheiten ideal, da das Nutzerverhalten starken wochentagsbedingten Schwankungen unterliegt und Tageseinheiten somit effizientere Angebote ermöglichen könnten. Bezüglich der Zeitscheiben ermittelten Dallinger et al., dass eine Reduktion von 4 Stunden auf 1 Stunde in einem beispielhaften Szenario für negative Sekundärregelung die Erlöse pro Fahrzeug von 9,40 €/a auf 71,44 €/a, unter der Annahme einer Angebotsdauer von einem Monat, bzw. von 84,88 auf 168,01 €/a unter der Annahme von Tageseinheiten erhöhen könnte.⁶⁸³

⁶⁷⁹ Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011

⁶⁸⁰ Der Anbieter stellt dem Anschluss-ÜNB auf dessen Anforderung für jede Technische Einheit a) die Ist-Leistung und weitere Ist-Daten (z.B. geplante Erzeugung, um Arbeitspunkt bereinigte Ist-Leistung) zum Nachweis der tatsächlichen Erbringung der abgerufenen MRL, b) die Status-Information, ob die Technische Einheit ein/aus ist, als Online-Informationen gemäß den Anforderungen des Anschluss-ÜNB zur Verfügung."

⁶⁸¹ Vgl. Swider, D.J.: Handel an Regellenergie- und Spotmärkten-Grundlagen zu Regellenergie- und Spotmärkten, 2006, S. 24f

⁶⁸² Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011,

⁶⁸³ Vgl. Dallinger, D.; Krampe, D.; Wietschel, M.; Vehicle to grid regulation based on a dynamic simulation of mobility behavior; Working Paper Sustainability and Innovation No. S 4/2010; S. 26.

Im europäischen EDISON FlexPower Projekt wurde die Idee entwickelt, dass das Anbieten von EFZ-Regelenergie nicht zentral durch einen Pool-Koordinator gesteuert, sondern über ein fraktales System mit fünf-minütigen Preissignalen an die Fahrzeuge realisiert wird:

«The idea is to develop a price signal that changes every five minutes and is broadcasted to all end-users interested in participating. Response should be voluntary and the price signal acts as the final settlement. The end-users that could be interested in participating in this system would have some electrical appliances that are suitable for control, with EVs being a prime example. End-users would typically install some automated control system that could receive the broadcasted price and realise the relevant control.»⁶⁸⁴

Dieses Modell wäre nach Aussage der Autoren heute (im nordischen Strommarkt) bis auf einen Punkt, die real-time Messung, umsetzbar. *«The complexity in the above concept lies with the balance responsible as they must generate price curves and address a number of financial and forecast related risks. A key part of the FlexPower project involves the design and testing of the various prognosis and modelling tools and technologies that will be utilised by the balance responsible and the end-users.»⁶⁸⁵* Der Vorschlag ist also, die Verpflichtung der real-time Messung im Fall von Pools tausender kleiner Anbieter wie EFZ durch statistische Verfahren zu ersetzen: *«The requirement for real time measurements will be very costly to fulfill, and it can be argued that other methods, such as statistical methods, are more relevant in relation to thousands of small units. [...] If small consumption, as in the case of EV's, should be activated in the regulating power market, then the preconditions involving the minimum bid size and the requirement of real time measurement should be carefully investigated.»⁶⁸⁶*

Als weitere mögliche Änderungen im Marktdesign des Regelle Energiemarkts werden vorrangig die Integration der europäischen Regelleistungsmärkte und eine mögliche Zusammenführung von Minutenreserve und Sekundärregelleistung diskutiert. Zudem ist ein anderes Ausschreibungsverfahren denkbar, bei dem nach Arbeits- und Leistungspreis vergeben wird, und der Zuschlag nicht mehr nur auf Basis des Leistungspreises erteilt wird.

10.4 Nutzerseitige Determinanten der Teilnahme am Regelle Energiemarkt

Das Mobilitätsverhalten begrenzt die Erlösmöglichkeiten des Geschäftsmodells. Der Idealfall für negative Regelleistung ist ein sehr gut plan- und prognostizierbares, vielfahrendes Fahrzeug. Wenn das Fahrzeug hingegen eine große Flexibilität benötigt, steigt die Anzahl der Fahrzeuge, die benötigt werden, um die 100 %-Verfügbarkeit sicherzustellen und damit sinkt das Erlöspotenzial pro Fahrzeug. Die Zuverlässigkeit der Fahrprofile, bzw. des Nutzerverhaltens muss der Pool-Koordinator statistisch absichern, was die Erlöspotenziale mindert.

⁶⁸⁴ Søndergren, Charlotte, Electric Vehicles in Future Markets (WP 2.3 EDISON-Projekt), S. 12.

⁶⁸⁵ Søndergren, Charlotte, Electric Vehicles in Future Markets (WP 2.3 EDISON-Projekt), S. 15.

⁶⁸⁶ Søndergren, Charlotte, Electric Vehicles in Future Markets (WP 2.3 EDISON-Projekt), S. 25f.

Die teilnehmenden Fahrzeuge müssen zudem eine Ladestrategie akzeptieren, bei der das Fahrzeug erst am Ende der »Plug-In-Periode« vollständig bzw. bis zur gewünschten Grenze geladen wird.⁶⁸⁷

10.5 Rechtliche Rahmenbedingungen der Teilnahme am Regelenergiemarkt

10.5.1 Angreifbarkeit der Präqualifikationsbedingungen

Wie bereits dargestellt, ist die Teilnahme am Regelenergiemarkt zunächst vom erfolgreichen Abschluss des Präqualifikationsverfahrens abhängig. Die konkrete Ausgestaltung der Präqualifikationsbedingungen ist somit entscheidend für eine mögliche Teilnahme am Regelenergiemarkt. Erweist sich die Erfüllung der Bedingungen für potenzielle Anbieter als schwierig, so stellt sich die Frage, inwieweit einzelne Präqualifizierungsbedingungen grundsätzlich geändert bzw. die Nichterteilung der Präqualifikation durch den einzelnen Bewerber angefochten werden können.

Festlegungsverfahren nach § 29 EnWG

Gemäß § 27 Absatz 1 Nr. 2 StromNZV kann die Regulierungsbehörde zu den einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen, Entscheidungen durch Festlegungen treffen. Gemäß § 29 Absatz 2 EnWG ist die Regulierungsbehörde unter bestimmten Umständen auch befugt, die festgelegten Bedingungen und Methoden nachträglich zu ändern. Die Entscheidung durch Festlegung stellt ein abstrakt-generelles Regulierungsinstrument dar, welches im Hinblick auf die Vielzahl der Betreiber von Energieversorgungsnetzen geeignet ist, bundesweit einheitliche Vorgaben und Wettbewerbsbedingungen durch behördliche Entscheidungen zu gewährleisten.⁶⁸⁸ Das Festlegungsverfahren stellt ein besonderes Verwaltungsverfahren dar, das von Amts wegen eingeleitet wird. Abgesehen von der Möglichkeit zur Stellungnahme haben Betroffene im Rahmen des Festlegungsverfahrens keine Einflussmöglichkeiten – insbesondere können sie die Einleitung eines Festlegungsverfahrens nicht initiieren und somit nicht direkt auf eine Änderung der Präqualifikationsbedingungen hinwirken.

Besonderes Missbrauchsverfahren nach § 31 EnWG

Lehnt ein Übertragungsnetzbetreiber die Präqualifikation eines Bewerbers ab, so stellt sich die Frage, wie der Bewerber hiergegen vorgehen kann. In Betracht kommt das Besondere Missbrauchsverfahren nach § 31 EnWG:

§ 31 Abs. 1 EnWG bestimmt, dass Personen und Personenvereinigungen, deren Interessen durch das Verhalten eines Netzbetreibers erheblich berührt werden, bei der Regulierungsbehörde einen Antrag auf Überprüfung dieses Verhaltens stellen können. Soweit der Antrag zulässig ist, prüft die Regulierungsbehörde, inwieweit das Verhalten des Netzbetreibers mit den Vorgaben der Abschnitte 2 (Netzanschluss) und 3 (Netzzugang),

⁶⁸⁷ Vgl. G4V WP6, 1 S.41
⁶⁸⁸ Vgl. Britz, in Britz; Hellermann; Hermes, EnWG Kommentar 2008, § 29 Rn. 11.

der auf dieser Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen sowie den festgelegten Bedingungen und Methoden, übereinstimmt.

Die Versagung der Präqualifikation stellt ohne Weiteres ein dem Netzbetreiber unmittelbar zurechenbares Verhalten dar.

Der Begriff des Interesses nach § 31 EnWG ist zudem weit zu verstehen – das Vorliegen eines wirtschaftlichen Interesses ist ausreichend, muss allerdings mit den Gesetzeszielen des EnWG im Zusammenhang stehen und gegenwärtig sein.⁶⁸⁹ Ein solches Interesse dürfte mit Blick auf das in § 22 EnWG statuierte Ziel einer nichtdiskriminierenden und marktorientierten Beschaffung von Regelenenergie im Falle eines erfolglosen Präqualifikationsverfahrens grundsätzlich vorliegen. Denn dem Ziel einer marktorientierten Beschaffung und einer dadurch beförderten preisgünstigen Energieversorgung steht es entgegen, wenn der Zugang zum Regelenenergiemarkt von zu hohen und eventuell nicht erforderlichen Anforderungen abhängig gemacht wird.

Die Interessen des Antragstellers müssen zusätzlich in erheblicher Weise berührt sein. Dies soll dann bejaht werden können, wenn zumindest mit einer mittelbaren Auswirkung des Verhaltens des Netzbetreibers zu rechnen ist und die Interessen spürbar berührt werden.⁶⁹⁰ Geht man von einer konkreten Ablehnung der Präqualifikation durch einen ÜNB aufgrund der Nichterfüllung einer (ungerechtfertigten) Präqualifikationsbedingung aus, so dürften an der Erheblichkeit der Beeinträchtigung keine Zweifel bestehen.

Geht man dementsprechend insgesamt von der Zulässigkeit des Antrags nach § 31 EnWG aus, so hat die Regulierungsbehörde das gerügte Verhalten umfassend auf Verstöße gegen die Vorschriften über den Netzanschluss, den Netzzugang sowie auf Verstöße gegen die dazugehörigen, konkretisierenden Rechtsverordnungen – unter anderem der StromNZV – zu untersuchen. Soweit die Regulierungsbehörde zu dem Ergebnis kommt, dass das Verhalten einen Verstoß darstellt, kann sie gemäß § 30 Abs. 2 EnWG vorgehen.⁶⁹¹ Sie kann den Netzbetreiber also verpflichten, das gerügte Verhalten abzustellen und darüber hinaus alle Maßnahmen aufgeben, die erforderlich sind, um die Zuwiderhandlung wirksam abzustellen. Die Behörde kann dabei grundsätzlich alle Maßnahmen treffen, die erforderlich sind, um das missbräuchliche Verhalten zu verändern. Aufgrund dieses weiten Entscheidungsspielraums wäre es wohl sogar denkbar, dass die Regulierungsbehörde den positiven Abschluss des Präqualifikationsverfahrens anordnet.

10.5.2

Anpassung des Rechtsrahmens

Die Teilnahme von EFZ-Flotten am Regelenenergiemarkt ist durch die Vorgaben des EnWG nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Jedoch ist die Zulassung zur Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren von der Einhaltung detailliert festgelegter Bedingungen abhängig, die im Zuge des sog. Präqualifikationsverfahrens positiv durch den potenziellen Anbieter von Regelenenergie nachgewiesen werden müssen. Diese Voraussetzungen sind dabei immer vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit zu sehen.

Insbesondere die Voraussetzung der 100-prozentigen Verfügbarkeit des Anbieters stellt aufgrund des flexiblen Gebrauchs und den begrenzten Speicherkapazitäten von EFZs ein

⁶⁸⁹ Vgl. Robert, in Britz; Hellermann; Hermes, EnWG Kommentar 2008, § 31 Rn. 8.

⁶⁹⁰ Vgl. Robert, in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG Kommentar 2008, § 31 Rn. 10.

⁶⁹¹ Vgl. Robert, in Britz; Hellermann; Hermes, EnWG Kommentar 2008, § 31 Rn. 25.

mögliches Problem dar, welches sich aber wohl durch eine Kombination der EFZ-Flotte mit einer weiteren eigenen Anlage oder einer Anlage eines Dritten bewältigen lässt.

Im Zusammenhang mit den Präqualifikationsbedingungen ist zuletzt zu beachten, dass deren konkrete Ausgestaltung einem gewissen Wandel unterliegt. Dies ist zum einen der umfassenden Festlegungskompetenz der Regulierungsbehörde geschuldet, zum anderen der bestehenden Möglichkeit, die Präqualifikation zum Gegenstand eines besonderen Missbrauchsverfahrens zu machen.

Gerade durch die neuerlichen Festlegungen der Bundesnetzagentur sind die Präqualifikationsbedingungen gerade für kleine Anlagen und Anlagenpools deutlich vereinfacht worden. Vor dem Hintergrund der beschriebenen sehr hohen Zuverlässigkeitserfordernisse und gerade erfolgten umfassenden Überprüfung der Präqualifikationsbedingungen, kann davon ausgegangen werden, dass die BNetzA den Regenergiemarkt so weit öffnet, wie es aus Gründen der Netzstabilität aus ihrer Sicht möglich ist. Jedoch wurden bereits in der Diskussion um diese Erleichterungen gegen viele der nunmehr in Kraft getretenen Neuregelungen Bedenken angemeldet. Eine weitere Öffnung, etwa durch eine weitere Absenkung der Mindestangebotsmengen, soll hier daher grundsätzlich nicht angeregt werden.

10.5.3 Konkretisierung der 100-prozentigen Verfügbarkeit

Wie beschrieben ist jedoch eine besondere Hürde für die Präqualifikation die Voraussetzung der 100-prozentigen Verfügbarkeit. Hier haben es nicht nur Pools von EFZ, sondern alle neuen Technologien sehr schwer sich gegen bewährte Technologien durchzusetzen. Dies liegt vermutlich auch daran, dass die 100-prozentige Verfügbarkeit aufgrund der Notwendigkeit der unbedingten Zuverlässigkeit für Regenergieanlagen zwar eine berechtigte Forderung ist. Bei genauerer Betrachtung kann sie jedoch von keinem Regenergieanbieter erfüllt werden und ist daher eine rechtliche Fiktion. Kein Kraftwerk ist 100-prozentig verfügbar, wenn ein Kraftwerksausfall nicht 100-prozentig ausgeschlossen werden kann und es gibt keine Technologie, die so absolut zuverlässig ist. Auch wenn etwa für ein typisches Grundlastkohlekraftwerk die Ausfallwahrscheinlichkeit für eine konkrete Viertelstunde verschwindend gering sein mag, wird sie niemals Null erreichen. Es entspräche daher der Redlichkeit, diese tatsächliche Ausfallwahrscheinlichkeit anhand zuverlässiger herkömmlicher Grundlastkraftwerke zu beziffern und so die 100-prozentige Verfügbarkeit durch eine Verfügbarkeit nahe dieser 100-Prozentmarke zu ersetzen, die der Realität besser entspricht. Dies hätte für die Regenergieanbieter aufgrund neuer Technologien den Vorteil, dass sie einen klaren Richtwert hätten, den es zu erreichen gilt. Gerade wenn in der Poolung von EFZ die erforderliche Zuverlässigkeit nur über eine Wahrscheinlichkeitsrechnung, wie oft sich die Beteiligten am Netz angesteckt haben, ermittelt werden kann, kann so das erforderliche Signifikanzniveau genau berechnet werden. Nur so kann auch genau ermittelt werden, wie viele Teilnehmer für den Pool erforderlich sind, um die Präqualifikationsbedingungen zu erfüllen. Damit soll, wie erläutert, keine Aufweichung der Präqualifikationsbedingungen erreicht werden, sondern gleichsam nur eine größere Ehrlichkeit und somit auch Offenheit gegenüber Technologien befördert werden, die noch nicht als alt bewährt für die Erbringung von Regenergie gelten können. Eine Herabsetzung des Wertes auf eine Zahl sehr nah unter 100 Prozent kann darüber hinaus nichts daran ändern, dass vertraglich die Erbringung der Regelleistung fest zugesagt ist. Bereits eine einmalige Nichterbringung einer angeforderten Regelleistung kann zur sofortigen Kündigung des Rahmenvertrages,

zum Ausschluss des Pools von späteren Ausschreibungs- und Vergabeverfahren⁶⁹² und im Extremfall zu Schadenersatzforderungen des ÜNB führen.

10.5.4

Kontrastierung der Präqualifikation jeder »Technischen Einheit«

Wie erläutert würde die Einbeziehung eines jeden EFZ eines EFZ-Pools in die Präqualifikation voraussichtlich sehr hohe Kosten verursachen. Zudem würde es EFZ-Pools sehr unflexibel machen, jedes neu hinzukommende Fahrzeug müsste erneut präqualifiziert werden und könnte erst dann in den Pool einbezogen werden. Es muss daher darüber nachgedacht werden, ob den Belangen der Netzsicherheit und -stabilität Genüge getan werden kann, wenn für EFZ-Pools auf die Präqualifikation jeder technischen Einheit verzichtet wird. Stattdessen könnten Mindestvoraussetzungen an Bauart, Akkuzustand etc. gestellt werden und der Poolanbieter für die Präqualifikation seines Pools dazu gezwungen werden, ein eigenes Verfahren der poolinternen Präqualifikation gegenüber den EFZ-Haltern einzuführen, mit denen er deren Zuverlässigkeit und die Geeignetheit ihrer Fahrzeuge für die Teilnahme an einem Regelleistungspool abprüft.

10.6

Einzelwirtschaftliche Bewertung der Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Im Geschäftsmodell »Teilnahme am Regelleistungsmarkt« sind aus verschiedenen Gründen Vereinfachungen notwendig. 1) sind keine Prognosedaten für die Szenario-Jahre 2020 und 2030 verfügbar, 2) sind im Szenario-Jahr 2011 nicht genügend Fahrzeuge verfügbar gewesen, um das Geschäftsmodell umzusetzen, 3) fehlen wesentliche Informationen für die Ergebnisrechnung des Pool-Koordinators.

Infolge dessen wurden auf Basis von historischen Marktzahlen des Jahres 2011 für das Szenario-Jahr 2020 exemplarische Rechnungen durchgeführt, die eine Einschätzung der Erlöspotenziale pro Fahrzeug und damit eine Einschätzung des Wirtschaftlichkeitspotenzials des Geschäftsmodells ermöglichen. Die Ergebnisse sind somit nicht das Potenzial des Elektrofahrzeughalters, sondern das Gesamtpotenzial pro Fahrzeug, das zwischen EFZ-Halter und Pool-Koordinator aufgeteilt werden muss.

Grundsätzliche Annahmen:

Die Kosten des Pool-Koordinators zur Aggregation, Steuerung und Vermarktung der Fahrzeuge wurden auf 15 € / Fahrzeug / Jahr geschätzt. Dies beinhaltet die Kapitalkosten, Abschreibungen und Betriebskosten des Pool-Koordinators. Der Wert ist orientiert an Kostenannahmen im Projekt Harz-EE.

Hinsichtlich der Verfügbarkeit ist eine breite Variation der Verhaltensweisen zu erwarten, allerdings ist vor dem Hintergrund, dass Fahrzeuge durchschnittlich über 90% der Zeit parken und potenziell am Netz angeschlossen sein können eine 50%ige Verfügbarkeit als Mittelwert realistisch.

⁶⁹² Vgl. TransmissionCode 2003 – Anhang D 1, Nr. 7 (gilt auch unter dem TransmissionCode 2007 fort).

In den Berechnungen wurde nicht zwischen Werk- und Feiertag differenziert, etwaige Urlaubreisen und andere Nichtverfügbarkeiten sind der Verfügbarkeitsquote von 50 % abgebildet.

Eine Zuschlagsquote von 100% ist für SRL und MRL und mittelfristig auch für PRL unrealistisch, da kein Anbieter über perfekte Informationen verfügt. Es wird bei den Leistungsangeboten daher von 80% ausgegangen. Bei den Arbeitserlösen wurde davon ausgegangen, dass die Durchschnittswerte Fälle, in denen der Zuschlag nicht erteilt wird und Fälle mit deutlich höheren Erlösen implizieren und Elektrofahrzeug-Poolbetreiber besonderen Wert auf den Zuschlag legen und ihre Angebotsstrategie entsprechend optimieren, so dass hier 100% angenommen wurde.

Primärregelleistung

Annahmen

Losgröße	1 MW
SOC	50%
Arbeitsreserve pro Fahrzeug	8,4 kW
Verfügbarkeit der Fahrzeuge	50%
Benötigte Fahrzeuge für 1 MW ^{693 694}	993

Erlöse

Leistungspreis MW/a ⁶⁹⁵	175.000 €
Zuschlagswahrscheinlichkeit ⁶⁹⁶	100%
Erlös pro Fahrzeug / a	176,23 €

Kosten

Bidirektionales Ladegerät Afa / a	98 €
Kosten Pool-Koordinator pro Fahrzeug / a	15 €

Ergebnis pro Fahrzeug / a **62, 92 €**

⁶⁹³ Angebotene Leistung / Anschlussleistung / Verfügbarkeit / zusätzliche Fahrzeuge aufgrund der benötigten Arbeitsreserve.

⁶⁹⁴ Zur Berechnung der Arbeitsreserve bei Primärregelleistung, vgl. Rehtanz; Rolink: Bewertung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen, Paper VDE-Kongress, 2010.

⁶⁹⁵ Markzahlen für das Jahr 2010. Vgl. Harz EE Projektconsortium: Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-Mobility. Einsatz der Elektromobilität vernetzt mit dem RegModHarz-Projekt, S.108

⁶⁹⁶ Bislang beträgt die Zuteilungswahrscheinlichkeit bei Primärregelleistung 100 %. Vgl Speckmann, Markus: Regelleistung durch erneuerbare Energien - Herausforderungen und Lösungsansätze, Vortrag auf der ETP-Konferenz „Virtuelle Kraftwerke und Regelenergie“ Köln, 28.1.2011. Auch wenn sich dies bei zunehmender Marktöffnung ändern dürfte, wurde der Wert zunächst beibehalten.

Negative Sekundärregelleistung (HT+NT)

Annahmen

Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	454
Arbeitsreservevorhaltung / a (HT/NT)	40.000 kWh
Arbeitsreserve pro Fahrzeug bei SOC 50%	8,4 kWh
Verfügbarkeit der Fahrzeuge	50%
Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	9524

Erlöse Arbeit

Abrufwahrscheinlichkeit ⁶⁹⁷	21,5 %
Durchschnittlicher Arbeitspreis in ct/kWh	1,85 ct/kWh
Tatsächlich abgerufene Energie	9417 MWh
Erlöse	174.214,5 €
Erlöse pro Fahrzeug	18,29 €
Vermiedene Stromkosten pro Fahrzeug	66 €

Ergebnis

Kosten Pool-Koordinator pro Fahrzeug / a	15 €
Gesamtergebnis pro Fahrzeug	111,43 €

Negative Minutenreserve

Annahmen

Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	454
Arbeitsreservevorhaltung 24h	120.000 MWh
Arbeitsreserve pro Fahrzeug bei SOC 50%	8,4 kWh
Verfügbarkeit der Fahrzeuge	50 %
Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	28571

Erlöse Leistung

Zuschlagswahrscheinlichkeit	80%
-----------------------------	-----

⁶⁹⁷ Marktzahlen für das Jahr 2011. Vgl. Franke, Evgenia: Euroforum Konferenz 2012 Regelenergiemarkt Strom 2012 Workshop Markt- und Regulierungsdesign, Preisbildung & Vermarktung, Berlin, 11.07.2012.

Leistungspreis 5 MW	100.000 €
Leistungspreis pro Fahrzeug/a	3,5 €

Erlöse Arbeit

Abrufwahrscheinlichkeit ⁶⁹⁸	4,7 %
Durchschnittlicher Arbeitspreis in ct/kWh ⁶⁹⁹	13,25 ct / kWh
Tatsächlich abgerufene Energie	2058,6 MWh
Erlöse Pool	272.764,5 €
Erlöse pro Fahrzeug	9,55 €
Vermiedene Stromkosten pro Fahrzeug	4,82 €

Ergebnis

Kosten Pool-Koordinator pro Fahrzeug	15 €
Gesamtergebnis pro Fahrzeug	2,87 €

Positive Sekundärregelleistung

Annahmen

Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	454
Arbeitsreservevorhaltung 24h	120.000
Arbeitsreserve pro Fahrzeug bei SOC 50%	16,8 kW
Verfügbarkeit der Fahrzeuge	50%
Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	14286

Erlöse Leistung

Zuschlagswahrscheinlichkeit	80 %
Leistungspreis 5 MW	360.000 €
Leistungspreis €/Fahrzeug/a	25,2 €

⁶⁹⁸ Marktzahlen für das Jahr 2011. Vgl. Franke, Evgenia: Euroforum Konferenz 2012 Regelleistungsmarkt Strom 2012 Workshop Markt- und Regulierungsdesign, Preisbildung & Vermarktung, Berlin, 11.07.2012.

⁶⁹⁹ Ermittelte Durchschnittspreise einer Analyse des Regelleistungseinsatzes im Untersuchungszeitraum: März 2010 bis Februar 2011: Grollmisch, Conrad: Regelleistung + Power to Gas Systemstabilisierung im deutschen Stromübertragungsnetz durch Nachfragesteuerung und Bewertung der wirtschaftlichen Effekte am Beispiel einer Methanerzeugungsanlage.

Erlöse Arbeit

Abrufwahrscheinlichkeit	7,5 %
Durchschnittlicher Arbeitspreis ⁷⁰⁰	0,91 ct/ kWh
Tatsächlich abgerufene MWh	2628
Erlöse Pool	23914,8 €
Erlöse pro Fahrzeug	26,87
Zusätzliche Stromkosten pro Fahrzeug	46,54

Ergebnis

Kosten Pool-Koordinator pro Fahrzeug	15 €
Bidirektionales Ladegerät Afa / a	98€
Gesamtergebnis pro Fahrzeug	-107 €

Positive Minutenreserve

Annahmen

Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	454
Arbeitsreservevorhaltung 24h	120.000
Arbeitsreserve pro Fahrzeug	16,8 kWh
Verfügbarkeit der Fahrzeuge	50%
Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	14285

Erlöse

Zuschlagswahrscheinlichkeit	80 %
Leistungspreis 5 MW	11.600 €
Leistungspreis €/Fahrzeug/a	4,06 €

Erlöse Arbeit

Abrufwahrscheinlichkeit ⁷⁰¹	0,8 %
----------------------------------------	-------

⁷⁰⁰ Ermittelte Durchschnittspreise einer Analyse des Regelleistungseinsatzes im Untersuchungszeitraum: März 2010 bis Februar 2011: Grollmisch, Conrad: Regelenergie + Power to Gas Systemstabilisierung im deutschen Stromübertragungsnetz durch Nachfragesteuerung und Bewertung der wirtschaftlichen Effekte am Beispiel einer Methanerzeugungsanlage.

⁷⁰¹ Marktzahlen für das Jahr 2011. Vgl. Franke, Evgenia: Euroforum Konferenz 2012 Regelenergiemarkt Strom 2012 Workshop Markt- und Regulierungsdesign, Preisbildung & Vermarktung, Berlin, 11.07.2012.

Durchschnittlicher Arbeitspreis ⁷⁰²	0,88 ct/ kWh
Tatsächlich abgerufene Energie / a	280,32 MWh
Erlöse Pool	2466,82 €
Erlöse pro Fahrzeug / a	0,17 €
Zusätzliche Stromkosten pro Fahrzeug / a	4,88 €

Ergebnis

Kosten Pool-Koordinator pro Fahrzeug	15 €
Bidirektionales Ladegerät Afa / a	98 €
Gesamtergebnis pro Fahrzeug	-113 €

Negative Sekundärregelleistung (NT)

Annahmen

Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	454
Arbeitsreservevorhaltung 12 h	20.000 MWh
Arbeitsreserve pro Fahrzeug bei SOC 50%	8,4 kWh
Verfügbarkeit der Fahrzeuge	50 %
Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	2381

Erlöse Leistung

Zuschlagswahrscheinlichkeit	80%
Leistungspreis 5 MW	520.000 €
Leistungspreis pro Fahrzeug/a	109 €

Erlöse Arbeit

Abrufwahrscheinlichkeit ⁷⁰³	21,5 %
Durchschnittlicher Arbeitspreis in ct/kWh ⁷⁰⁴	1,85 ct/ kWh

⁷⁰² Ermittelte Durchschnittspreise einer Analyse des Regelleistungseinsatzes im Untersuchungszeitraum: März 2010 bis Februar 2011: Grollmisch, Conrad: Regenergie + Power to Gas Systemstabilisierung im deutschen Stromübertragungsnetz durch Nachfragesteuerung und Bewertung der wirtschaftlichen Effekte am Beispiel einer Methanerzeugungsanlage.

⁷⁰³ Marktzahlen für das Jahr 2011. Es wurde der Wert für neg. SRL insgesamt (HT und NT) angesetzt, da keine isolierten Werte vorlagen. Vgl. Franke, Evgenia: Euroforum Konferenz 2012 Regenergiemarkt Strom 2012 Workshop Markt- und Regulierungsdesign, Preisbildung & Vermarktung, Berlin, 11.07.2012.

Tatsächlich abgerufene Energie	9417 MWh
Erlöse Pool	174214,5 €
Erlöse pro Fahrzeug	36,58 €
Vermiedene Stromkosten pro Fahrzeug	132,5 €

Ergebnis

Kosten Pool-Koordinator pro Fahrzeug	15 €
Gesamtergebnis pro Fahrzeug	263 €

Negative Minutenreserve (0 - 4 Uhr)

Annahmen

Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	454
Arbeitsreservevorhaltung 4 h	20.000 MWh
Arbeitsreserve pro Fahrzeug bei SOC 50%	8,4 kWh
Verfügbarkeit der Fahrzeuge	50 %
Benötigte Fahrzeuge für 5 MW	2381

Erlöse Leistung

Zuschlagswahrscheinlichkeit	80%
Leistungspreis 5 MW	42085 €
Leistungspreis pro Fahrzeug/a	8,83 €

Erlöse Arbeit

Abrufwahrscheinlichkeit ⁷⁰⁵	4,7 %
Durchschnittlicher Arbeitspreis in ct/kWh ⁷⁰⁶	13,25 ct/ kWh
Tatsächlich abgerufene Energie	343.100 MWh
Erlöse Pool	25894 €

⁷⁰⁴ Ermittelte Durchschnittspreise einer Analyse des Regelleistungseinsatzes im Untersuchungszeitraum: März 2010 bis Februar 2011: Grollmisch, Conrad: Regelenergie + Power to Gas Systemstabilisierung im deutschen Stromübertragungsnetz durch Nachfragesteuerung und Bewertung der wirtschaftlichen Effekte am Beispiel einer Methanerzeugungsanlage.

⁷⁰⁵ Da keine Werte für einzelne Zeitscheiben vorlagen, wurde hier der Durchschnittswerte für neg. MRL angesetzt.

⁷⁰⁶ Da keine Werte für einzelne Zeitscheiben vorlagen, wurde hier der Durchschnittswerte für neg. MRL angesetzt.

Erlöse pro Fahrzeug	56,96 €
Vermiedene Stromkosten pro Fahrzeug	50,6 €

Ergebnis

Kosten Pool-Koordinator pro Fahrzeug	15 €
Gesamtergebnis pro Fahrzeug	101 €

Insgesamt ergibt sich folgendes Bild:

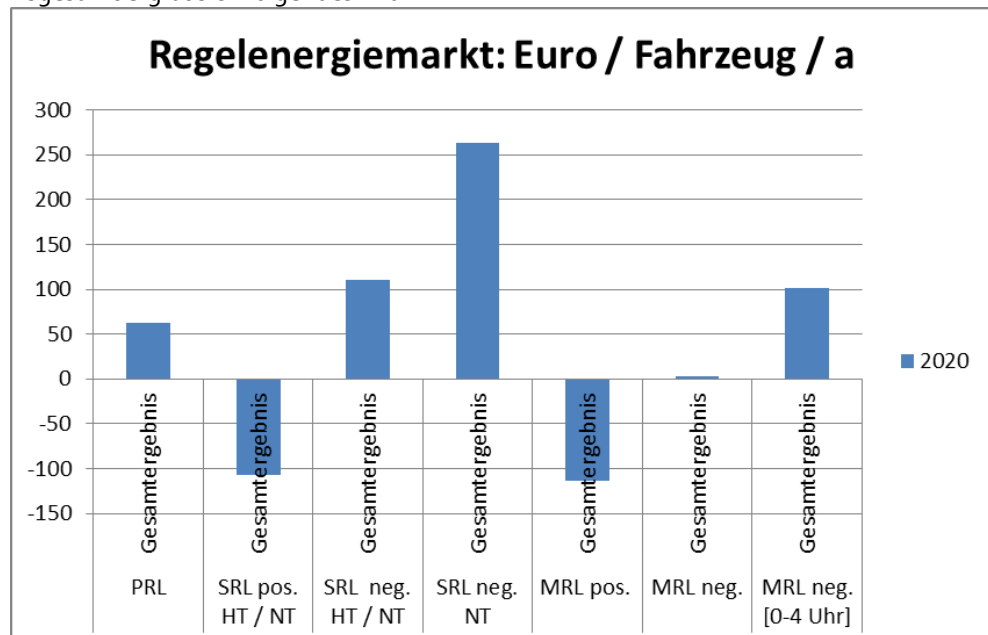


Abb. 82: Ergebnis der einzelwirtschaftlichen Bewertung

Die Berechnungen zeigen, dass positive Regelleistung mit Elektrofahrzeugen grundsätzlich unwirtschaftlich ist, dass aber insbesondere negative Sekundärregelleistung und einzelne Zeitscheiben der Minutenreserve durchaus interessante Märkte für Elektrofahrzeugnutzer und Pool-Koordinatoren sein können.

Da Elektrofahrzeuge bzw. ihre Halter als Endkunden mit Haushaltstromtarifen sehr spezifische Teilnehmer am Regelenenergiemarkt sind, würden sie besonders davon profitieren, sollte sich die Abrufhäufigkeit in Teilmärkten des Regelenenergiemarkts erhöhen.

10.7

Volkswirtschaftliche Bewertung der Teilnahme am Regelenenergiemarkt

Da der Betrieb von Regelkraftwerken und unifunktionalen Speichern mit erheblichen Investitionen verbunden ist, bieten Elektrofahrzeuge u.U. eine günstige Alternative für künftige Energieszenarien – die Bereitstellung von Regelleistung ohne Ausbau der Versorgungsinfrastruktur. Volkswirtschaftlich könnte der Einsatz von Traktionsbatterien zur Erbringung von Primärregelleistung effizienter sein als die heute praktizierte Vorhaltung konventioneller Kraftwerksleistung.

Volkswirtschaftlich reduziert die Nutzung von Elektrofahrzeugen zur Teilnahme am Regenergiemarkt ansonsten hierfür vorgehaltene Kraftwerkskapazitäten, was sich in einem Co₂-Emissions-Minderungseffekt äußert.

Für Elektrofahrzeuge mit einer Ladeleistung von 11 kW, wie im Szenario zugrunde gelegt, würden (theoretisch) bereits weniger als 500.000 Fahrzeuge ausreichen, um die gesamte deutsche Regelleistung zu erbringen.

Da die Kosten der Regelleistungsvorhaltung über die Netzentgelte auf die Netznutzer umgelegt werden (die Kosten der Regelarbeit tragen die Bilanzkreisverantwortlichen über die jeweils von ihnen in Anspruch genommene Ausgleichsenergie)⁷⁰⁷, hätte die massenhafte Teilnahme von EFZs am Regenergiemarkt einen preisdämpfenden Effekt und würde die volkswirtschaftlichen Kosten für Regenergie und die Netzentgelte des Endkunden senken. Dies wird umso relevanter, wenn mittel- bis langfristig deutlich höhere Kosten für Regelleistung nötig wären.

10.8 Zusammenfassung

Die Grobbewertung zeigt, dass der Einsatz von Elektrofahrzeugen am Regenergiemarkt grundsätzlich wirtschaftlich sein kann und dass sich in Teilmärkten (PRL, negative SRL und negative Minutenreserve) interessante Erlöspotenziale bieten.

Hinter den Voraussetzungen des Geschäftsmodells stehen aber noch einige Fragezeichen. Diese betreffen insbesondere die:

- Kommunikations- und informationstechnischen Voraussetzungen der Präqualifikation⁷⁰⁸
- Prognosebereitschaft der Fahrzeughalter und Güte der Prognosetools des Aggregators⁷⁰⁹
- Im Rahmen der Präqualifikation geforderte Vorhaltung von Arbeitsreserve, da diese einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Erbringung von SRL und MRL hat.
- Integration des Verteilnetzbetreibers in das Geschäftsmodell, da Elektrofahrzeug-Pools auf Verteilnetzebene angeschlossen wären, was laut Transmission Code dazu führt, dass die »Belange der zuständigen Verteilnetzbetreiber in erforderlichem Maße zu berücksichtigen« sind.⁷¹⁰ Da Regelleistung heute von den Kraftwerken auf den höheren Spannungsebenen erbracht wird und die dezentrale Erbringung von Regelleistung auf der Niederspannungsebene netztechnisch noch nicht vollständig untersucht ist, ist fraglich, ob die Verteilnetzbetreiber einer Präqualifikation »netzkritischer« Fahrzeugpools überhaupt zustimmen würden. Der Abruf der Regelleistung kann zu hoher Gleichzeitigkeit und damit zu Netzüberlastungen führen, insbesondere bei lokal gepoolten Fahrzeugen (z.B. in Parkhäusern).

⁷⁰⁷ Vgl. Bundeskartellamt: Sektoruntersuchung, Stromerzeugung, Stromgroßhandel, Bonn 2011, S.55

⁷⁰⁸ Vgl. Grid4 Vehicles: G4V WP6,2 S.125

⁷⁰⁹ Vgl. Grid4 Vehicles: G4V WP6,2 S.125

⁷¹⁰ Vgl. Transmission Code

- Der Einsatz von Elektrofahrzeugen auf dem Regelleistungsmarkt wird die Ladeprofile verändern.⁷¹¹ Es stellt sich daher die Frage, wie EFZ-Kunden, die am Regenergiemarkt teilnehmen vom Energielieferanten abgerechnet und bilanziert werden.

Zudem bestehen sehr viele Unsicherheiten, die die künftigen Marktpotenziale betreffen:

- Das Marktdesign des Regenergiemarkts ist sehr dynamisch und daher mit Planungs- und Investitionsrisiken verbunden
- Großmaßstäbliche Speicheroptionen wie Power2Gas oder Power2Heat-Anlagen drängen auf den Regenergiemarkt und könnten erheblichen Druck auf Marktpreise auslösen
- Die Auswirkung der Erbringung von Regelleistung, insbesondere von PRL auf die Batterielebensdauer, ist ebenso noch nicht vollständig untersucht.

Das Marktvolumen im Regenergiemarkt beträgt ca. 1 Mrd. € pro Jahr. Hiervon entfallen ca. 10% auf die Primärreserve, 60% auf die Sekundärreserve und 40% auf die Minutenreserve. Das Marktvolumen ist somit begrenzt und nicht auf beliebig viele Fahrzeug ausdehnbar.

Durch teilnehmende Elektrofahrzeuge ist mit einer Rückwirkung auf die Marktpreise im Sinne eines Preisdrucks nach unten zu rechnen.

⁷¹¹ INTRODUCING ELECTRIC VEHICLES INTO THE CURRENT ELECTRICITY MARKETS, p. 39f.:
http://www.edison-net.dk/Dissemination/Reports/Report_004.aspx.

1 1

Das Geschäftsmodell V2G

11.1

Beschreibung des Geschäftsmodells

Unter ‚Vehicle-to-Grid‘ (V2G) werden Lademodi verstanden, bei denen Elektrofahrzeuge mit bidirektionalen Kommunikations- und Ladetechnologien an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen sind und somit auch in das Netz zurückspeisen können.

- Es sind vier Modifikationen des Geschäftsmodells V2G denkbar.
- Exklusiver Zugriff auf die Batteriekapazitäten durch einen Energielieferanten / Stromhändler
- Exklusiver Zugriff auf die Batteriekapazitäten durch den Netzbetreiber
- Vehicle-2-Home
- Der aggregierte Verkauf von Energie am Spotmarkt

Im Geschäftsmodell »Exklusiver Zugriff auf die Batteriekapazitäten durch einen Energielieferanten / Stromhändler« hat der Energielieferant in einem definierten Zeitraum einen vertraglich zugesicherten Zugriff auf die Batterie und kann damit sein Beschaffungsportfolio optimieren. Durch Übertragung der Speichereigenschaft des Fahrzeugs erhält der Kund günstigere Tarife bzw. eine Rückspeisevergütung. Das Geschäftsmodell ist orientiert am »Schwarmstromkonzept« (Installation von kleinen BHKWs bei Privatkunden, die zusammengeschaltet ein virtuelles Kraftwerk ergeben) von Lichtblick und VW.

Im zweiten potenziellen Geschäftsmodell von V2G nutzt ein Netzbetreiber die Fahrzeuge im Rahmen seines Lastmanagements (Vermeidung von örtlichen Netzüberlastungssituationen) bzw. um damit Netzausbau zu vermeiden und /oder um mehr regenerative Energien aufnehmen zu können.⁷¹²

Die dritte Variante der Rückspeisung, die lokale Speicherung regenerativ erzeugter Energie und Rückspeisung in die Haushalte (V2G), ist Bestandteil der Eigenverbrauchsoptimierung und wird im Geschäftsmodell »Eigenverbrauchsoptimierung« mit Bezug auf eine PV-Anlage und ein BHKW analysiert.

Im Fokus der weiteren Betrachtung in diesem Projekt steht der vierte Fall: Der aggregierte Verkauf von Energie am Spotmarkt

Das Geschäftsmodell richtet sich nach den Preisen der Strombörse (hier: Day-ahead-Markt) und ist auf das Ausnutzen von Price Spreads ausgerichtet. Die in der Traktionsbatterie der Fahrzeuge gespeicherte Energie wird von einem Pool-Koordinator,

⁷¹² Forschungsprojekt Gridsurfer: Technischer Bericht Geschäftsmodelle. Gesamtsystembetrachtung und Geschäftsmodelle, 2011, S.65.

der als Strommakler agiert, am Spotmarkt vermarktet. Der Elektrofahrzeugnutzer hat mit bidirektional angeschlossenen Fahrzeugen die Möglichkeit, Strom zu laden, zu speichern und wieder in das öffentliche Netz einzuspeisen. Bei niedrigen Tarifen werden die Elektrofahrzeuge geladen, indem Energie aus dem Netz bezogen wird. Bei hohen Tarifen werden die Elektrofahrzeuge entladen, indem in das Netz rückgespeist wird.

Aus Sicht des Energiesystems sind die verteilten bidirektional angeschlossenen Elektrofahrzeuge Klein- bzw. »Flächenkraftwerke«. Das V2G-Konzept lässt sich mit dem heutigen Ölmarkt vergleichen. Künftige Elektrofahrzeugflotten könnten dabei die Rolle im Strom-Spotmarkt spielen, die heute Tankerflotten im Ölmarkt übernehmen und je nach Marktbedürfnis be- und entladen werden.

Um die Speicherkapazität von Elektroautos auf dem Strommarkt handeln zu können, müssen Losgrößen-Anforderungen erfüllt werden (am Day-Ahead-Spotmarkt 1 MWh, am Intraday-Markt 100 kWh), so dass mehrere Elektroautos als Verbund (virtuelles Kraftwerk) zusammengefasst werden müssen.

Beteiligte Akteure sind der Endkunde sowie Flottenbetreiber, Energielieferanten, Pool-Koordinatoren und Netzbetreiber. Welcher Akteur die Marktrolle des Pool-Koordinators übernimmt, ist grundsätzlich offen. Es kommen verschiedene Akteure in Frage. In erster Linie Energielieferanten, da diese bereits über Geschäftsbeziehungen mit den EFZ-Haltern verfügen, evtl. aber auch ein neuer Anbieter wie eine OEM oder ein Unternehmen aus der IT/IKT-Branche.

V2G eröffnet verschiedenen Akteuren Potenziale. Die Arbitragemöglichkeit durch das Laden Off-Peak und das Einspeisen On-Peak ist der Kern des ökonomischen Nutzenversprechens des Geschäftsmodells. Aus Sicht der OEMs kann das Konzept die Vermarktung und den Vertrieb von Elektrofahrzeugen unterstützen, Fahrzeugbesitzer können ihre Total Cost of Ownership für Elektrofahrzeuge reduzieren und Energielieferanten /Pool-Koordinatoren können ihr Beschaffungsportfolio optimieren bzw. haben einen Wertschöpfungsprozess.

11.2

Technische Determinanten von V2G

Die u.a. in den Kapiteln »Auswirkungen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf die Netzinfrastruktur« und beim Geschäftsmodell »Spotmarktorientiertes Laden« benannten Netzrestriktionen und Netzparameter gelten auch für V2G. Marktpreissignale könnten im Rahmen von V2G zu hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren führen und das Geschäftsmodell somit blockieren.

Eine weitere technische Voraussetzung ist der bidirektionale Anschluss der Fahrzeuge. Bei den meisten Ladestationen ist eine bidirektionale Auslegung bereits gegeben, für die im Markt verfügbaren Fahrzeuge gilt dies bislang nicht. Insofern wäre das Geschäftsmodell derzeit nicht umsetzbar. Die Mehrkosten für bidirektionale Ladegeräte sind im Kapitel »Szenarien« dargestellt. Zu berücksichtigen ist diesbezüglich noch, dass bidirektionale Ladegeräte je nach Dauer und Häufigkeit der Rückspeisung eine deutlich höhere Anzahl von Betriebsstunden aufweisen. Lunz und Rosekeit schätzen 50.000 Betriebsstunden statt

8.000 Betriebsstunden des Ladegeräts.⁷¹³ Inwiefern sich dies auf die Lebensdauer des Ladegeräts auswirkt, müsste in Tests untersucht werden und wurde bei der Bewertung des Geschäftsmodells vernachlässigt. Zudem sind bidirektionale Stromrichter gegenüber unidirektionalen Ladegeräten schwerer. Das höhere Gewicht erhöht den Verbrauch des Fahrens. Auch dieser Effekt wurde bei der Bewertung des Geschäftsmodells vernachlässigt.

11.2.1 Energiewirtschaftliche Determinanten von V2G

Elektrofahrzeuge verfügen über energiewirtschaftlich substanzielle Speicherkapazitäten. Als absolutes Maximalpotenzial gibt es bei vollständiger Substitution aller deutschen Pkw durch Elektrofahrzeuge ein theoretisches Kurzzeitspeicherpotenzial in Automobilen von ca. 1 TWh.⁷¹⁴

Rechnet man realistisch für das Jahr 2020 und den avisierten 1 Million Fahrzeugen (von denen ein großer Teil Range Extender Electric Vehicles (REEV) und Plug in-Hybride sein werden, daher ist eine mittlere Kapazität von 15 kWh realistisch) und mit einem Anteil von 50% der Fahrzeuge, die ans Netz angeschlossen sind und 30 % ihrer Kapazität zur Speicherung zur Verfügung stellen, ergibt dies ein Potenzial von 2,5 GWh.⁷¹⁵

Die Traktionsbatterie des Elektrofahrzeugs weist gegenüber anderen Speicheroptionen einige Vorteile auf:

1. In Summe ist eine hohe Ladeleistung gegeben (s.o.)
2. Die Standzeit der Fahrzeuge ist, bedingt durch über den Tag verteiltes Nutzungsverhalten, deutlich größer als die Fahrzeit.⁷¹⁶ Elektroautos werden im Durchschnitt nur eine Stunde am Tag in ihrer Mobilitätsfunktion bewegt, d.h. sie sind 96% der Zeit prinzipiell für die Teilnahme an Energiemärkten und die Erbringung von Netzdienstleistungen verwendbar.
3. Batterien sind Stromspeicher mit einem vergleichsweise sehr hohen Wirkungsgrad, der mit über 90 % höher ist, als der Wirkungsgrad der derzeit in Deutschland eingesetzten Pumpspeicherkraftwerke und deutlich höher ist, als der Wirkungsgrad alternativer Speichertechnologien.⁷¹⁷
4. Eine regelmäßige leichte Entladung führt zu einem durchschnittlich niedrigeren SOC und damit zu einer höheren Batterielebensdauer.⁷¹⁸

Die derzeit auf dem Markt verfügbaren elektrochemischen Energiespeicher in Form von Batterien sind zwar um den Faktor 100 teurer als Pumpspeicher.⁷¹⁹ Diese Speicher sind

⁷¹³ Vgl. Rosekeit, M; et all: Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.-06.11.2012 in Stuttgart.

⁷¹⁴ 45 Millionen Pkw mit 22,22 kWh Speicherkapazität.

⁷¹⁵ Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität: 2. Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität, Berlin 2011, S:34.

⁷¹⁶ Vgl. Schlegel, S.; Westermann, D.; Agsten, S.: Energiespeicherpotenziale von Elektrofahrzeugen, Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 in Stuttgart, Stuttgart 05.11.2012.

⁷¹⁷ Vgl. hierzu das Kapitel „Energiewirtschaftliche Determinanten“.

⁷¹⁸ Vgl. hierzu das Kapitel „Technische Determinanten“.

⁷¹⁹ Vgl. hierzu das Kapitel „Energiewirtschaftliche Determinanten“.

jedoch derzeit kaum wirtschaftlich zu betreiben, da hohe Einspeisungen über lange Perioden aus Windkraft über das Jahr betrachtet nur selten vorkommen und daher die Betriebsstunden von Speichersystemen bislang und auf absehbare Zeit nicht ausreichen, um Kostendeckung oder Profitabilität herzustellen.⁷²⁰ Die Nutzung von Elektrofahrzeugen als Speicher unterliegt hingegen anderen betriebswirtschaftlichen Bedingungen:

- 1) Es ist prognostizierbar, dass Akkumulatoren für Elektrofahrzeuge in den nächsten Jahren 10 Jahren um den Faktor 3-10 günstiger werden und
- 2) Es können die für die Mobilitätsfunktion ungenutzten Batteriezyklen zu Grenzkosten (von 0) eingesetzt werden, während andere Speichertechnologien zu Vollkosten gerechnet werden müssen.

Hierfür gibt es vier Gründe:

- Gegenüber der Vielzahl von Speicheralternativen (u.a. auch Pumpspeicherkraftwerken) haben Elektrofahrzeuge den Vorteil, dass die Traktionsbatterie einen anderen Primärzweck erfüllt und die V2G-Arbitrage einen Zusatzverdienst darstellt. Das Fahrzeug und der Speicher sind unabhängig von einer möglichen Nutzung V2G vorhanden. Die Investitionskosten des Speichers sind somit dem Mobilitätsbedarf zuzuschlagen. Als Kostenfaktor gehen lediglich die Zyklusgrenzkosten in die Betrachtung ein.
- Es steht eine Batteriekapazität in Elektrofahrzeugen zur Verfügung, die größer ist, als der tatsächliche Bedarf. Dieser Umstand ist bedingt durch die Variation des täglichen Bedarfs und die Angst der Fahrzeugnutzer, mit einem Ladezustand unter 20% stehen zu bleiben.⁷²¹ Mit der überschüssigen Batteriekapazität beim Elektrofahrzeug kann der Speicher im Sinne eines Mehrwertdienstes genutzt werden, d.h. als Zweitnutzung neben der eigentlichen Mobilitätsfunktion.⁷²²
- Die Zyklenzahl der Batterie ist größer als der durch das Nutzerverhalten benötigte Mobilitätsbedarf über die Lebensdauer.
- Es gibt eine Differenz von kalendarischer und zyklischer Alterung, wobei die kalendarische Abnutzung die zyklische bei gewöhnlicher Nutzung dominiert.⁷²³

⁷²⁰ Zu alledem: Vgl. Schlegel, S., Westermann, D., Agsten, M.: Determinanten des Energiespeicherpotentials von Elektrofahrzeugen, Paper zum Vortrag auf dem VDE Kongress 2012 am 05. – 06.11.2012 in Stuttgart, mit Bezug auf: Vgl. T. Franke, I. Neumann, F. Bühler: „Experiencing Range in an Electric Vehicle: Understanding Psychological Barriers“, Applied Psychology. Doi 10.1111/j.1464-0597.2011.00474.x

⁷²¹ Vgl. Schlegel, S., D. Westermann, M. Agsten: Determinanten des Energiespeicherpotentials von Elektrofahrzeugen, Paper zum Vortrag auf dem VDE Kongress 2012 am 05. – 06.11.2012 in Stuttgart mit Bezug auf: T. Franke, I. Neumann, F. Bühler: „Experiencing Range in an Electric Vehicle: Understanding Psychological Barriers“, Applied Psychology. Doi 10.1111/j.1464-0597.2011.00474.x.

⁷²² Vgl. Schlegel, S.; Westermann, D.; Agsten, S.: Energiespeicherpotenziale von Elektrofahrzeugen, Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 in Stuttgart, Stuttgart 05.11.2012.

⁷²³ Vgl. hierzu das Kapitel „Technische Determinanten“.

11.3

Nutzerseitige Determinanten von V2G

Die Anschlusszeit am Netz ist ein entscheidender Hebel. Weil davon auszugehen ist, dass die Kunden bei nach wie vor geringer monetärer Bonifizierung relativ schnell das Interesse an Netz- und EE-optimalem Verhalten verlieren, wenn dafür ein hoher kognitiver und/oder zeitlicher Aufwand nötig ist, ist eine weitgehende Automatisierung notwendig.⁷²⁴ Für die Berechnung wurde mit 720 Minuten pro Tag eine optimistische Annahme getroffen. Um dies zu realisieren, stellt sich neben den finanziellen Anreizen aus Sicht des Nutzers die Frage, ob es auch bei mechanischen, konduktiven Aufladesystemen zu weitgehenden Automatisierungen kommen kann.⁷²⁵

Zudem ist, ähnlich wie beim spotmarktorientierten Laden, die Fähigkeit der Nutzer, ihren Mobilitätsbedarf vorherzusagen, eine entscheidende Determinante.

Ähnlich wie im Geschäftsmodell spotmarktorientiertes Laden stellt die Fähigkeit des Nutzers, seinen Mobilitätsbedarf und die Verfügbarkeit seines Fahrzeugs vorherzusagen, eine wesentliche Einflussgröße dar. Dies wird im Rahmen der einzelwirtschaftlichen Bewertung dieses Geschäftsmodells vernachlässigt. Ein möglicher Lösungsweg in der Realität könnte in der Anwendung eines auf die Nutzer adaptierten Sicherheitspuffers und die Einbeziehung des Fahrtzwecks in den Eingabeinformationen liegen.^{726, 727}

11.4

Rechtliche Rahmenbedingungen von V2G

Im Geschäftsmodell wird davon ausgegangen, dass das EFZ am privaten Anschluss geladen und »entladen« wird. Hier liegt das erste rechtliche Problem eines jeden Geschäftsmodells im Zusammenhang mit dem häuslichen Laden, da Mieter und Wohnungseigentümer nicht ohne Weiteres Zugang zu einer privaten Lademöglichkeit haben. Dies wurde bereits im Kapitel zu den rechtlichen Grundlagen beleuchtet.

Die rechtliche Schwierigkeit dieses Geschäftsmodells liegt darüber hinaus darin, dass es an einer rechtlichen Grundlage für die Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz fehlt. Der Netzanschluss- und der Netznutzungsvertrag nach den NAV berechtigen den Endkunden nicht dazu, Strom ins Netz einzuspeisen. Die derzeitigen Hausanschlüsse sind nicht bidirektional ausgelegt. Zwar besteht ein Anspruch auf Umrüstung des Anschlussnehmers oder -nutzers gegen den Netzbetreiber, jedoch muss der EFZ-Betreiber die Anschlusskosten und u. U. einen erheblichen Baukostenzuschuss in diesem Zusammenhang tragen. Die letztverbraucherschützenden Regelungen der NAV sind nicht

⁷²⁴ „Alle Projekte zeigen, dass Kunde nach 1,2 Monaten das Interesse an Demand Response verliert; Lösung: automatisieren“ Schneider, Joachim: Smart-Grid-Innovationen in der Energieversorgung – Standortbestimmung und Perspektive, Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 in Stuttgart, 05.12.2012.

⁷²⁵ Ein Ansatz hierzu war der automatische Elektroanschluss, der jedoch von der Großindustrie nicht übernommen und in einen Standard überführt wurde (mögliche Kritikpunkte: Abrieb; Verschmutzung; Vereisung; Fehlfunktionen).

⁷²⁶ Vgl. Hahnel, U. J.J. ; Gölz, S. ; Spada, H.: How accurate are drivers' predictions of their own mobility? Accounting for psychological factors in the development of modern charging technology for electric vehicles. Transportation Research Part A: Policy and Practice. Manuscript submitted for Publication.

⁷²⁷ Vgl. Hahnel, U. J.J. ; Gölz, S. ; Spada, H.: Introducing Human Factors Psychology to Vehicle-to-Grid Technologies. Proceedings of the 3rd European Conference Smart Grids and E-Mobility 2011. October 17-19, 2011, Munich, Germany.

anwendbar. Der gesicherte und niederschwellige Infrastrukturzugang ist jedoch sehr wichtig, wenn überhaupt ein Markt für V2G-Produkte entstehen soll.

Der mit dem Stromlieferanten geschlossene Stromliefervertrag beinhaltet i. d. R. ausschließlich die Lieferung von Strom vom Lieferanten an den Haushaltskunden, nicht jedoch vom Kunden an den Lieferanten. Ein Anspruch auf Abnahme des Stroms besteht daher nicht. Zudem ist auch der Grund- und Ersatzversorger, der die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung für ein Netzgebiet durchführt, gleichfalls nur in der Pflicht zur Stromlieferung (§§ 36 bis 38 EnWG i. V. m. StromGKV) nicht aber zur Abnahme von Strom, so dass es hier auch keinen Automatismus gibt, nach dem der rückgespeiste Strom einen Abnehmer findet. Wenn der Infrastrukturzugang gewährleistet ist, kann es aber u.U. auch den Marktkräften überlassen werden, ob sich ein geeignetes Geschäftsmodell für V2G findet oder nicht. Ein Abnahmepflicht des Grundversorgers in Bezug auf den rückgespeisten Strom (spiegelbildlich zur Grundversorgungspflicht) wäre zumindest ein sehr weitreichender Eingriff, der sich unter den gegebenen Umständen kaum rechtfertigen lässt.

Weiterhin fehlt auch ein rechtliches Regime, mit dem die Aufnahme des Stroms ins Netz und ggf. die Rückspeisung in höhere Spannungsebenen technisch sichergestellt werden kann. Wie in Kapitel 4 beschrieben, fehlt vielen Verteilernetzen derzeit voraussichtlich die Kapazität, rückgespeisten Strom in größeren Mengen aufzunehmen und mangels bidirektionaler Transformatoren besteht überwiegend auch nicht die Möglichkeit einer Rückspeisung des Stroms in eine höhere Spannungsebene. Denkbar wäre hier, den EVU, die ein erfolgreiches Geschäftsmodell für V2G entwickelt haben, einen Netzausbauanspruch gegen die betroffenen Netzbetreiber zur Seite zu stellen. Dieser käme nur dann zum Tragen, wenn sich tatsächlich ein tragfähiger Markt für V2G entwickelt.

Weil mit vorliegendem Gutachten kein tragfähiges Geschäftsmodell V2G vorgelegt werden kann, erscheint es sinnvoll, rechtlich alles dafür zu unternehmen, einen niederschweligen Infrastrukturzugang für die Beteiligten möglicher Geschäftsmodelle rechtlich zu gewährleisten. Ob sich tatsächlich geeignete Anwendungen für V2G und ein tragfähiger Markt für V2G-Produkte entwickelt, könnte anschließend der Kreativität der EVU überlassen werden.

11.4.1 Netzanschluss und Anschlussnutzung

Eine Einspeisung ins Netz setzt eine Anschlusspflicht seitens des Netzbetreibers voraus, die die Einspeisung von Strom umfasst. Ein Hausanschluss, der ohne Rücksprache mit dem Netzbetreiber in die Lage zur Rückspeisung in das Netz versetzt wird und Strom einspeist, ist nicht mehr "ordnungsgemäß" i. S. d. § 13 NAV. Der Netzbetreiber hätte daher nach § 15 Abs. 2 NAV das Recht, die Anschlussnutzung zu unterbrechen. Rückspeisung ins Netz ist daher nur auf ausdrücklicher vertraglicher Grundlage mit dem Netzbetreiber möglich.

§ 18 Abs. 1 Satz 1 EnWG regelt nur den "Netzanschluss von Letztverbrauchern (...) und die Nutzung des Anschlusses zur Entnahme von Energie" (vgl. auch § 1 Abs. 1 Satz 1 und Abs. 3 NAV). "Inhalt der Anschlussnutzung ist das Recht zur Nutzung des Netzanschlusses zur Entnahme von Elektrizität" (§ 3 Abs. 1 Satz 1 NAV). Ein Haushalt, der auf dieser Grundlage einen Netzanschluss- und einen Anschlussnutzungsvertrag⁷²⁸ geschlossen hat, kann also

⁷²⁸ Vereinfacht wird hier davon ausgegangen, dass Anschlussnehmer und Anschlussnutzer personengleich sind.

keine Elektrizität ins Netz ein- bzw. rückspeisen. Das Netzanschlussverhältnis ist die Grundlage des Anschlussnutzungsverhältnisses, so dass die Rechte des Anschlussnutzers nicht weiter reichen als die des Anschlussnehmers. § 18 Abs. 2 EnWG bezieht sich nur auf Speichieranlagen, die im Zusammenhang mit Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität betrieben werden, kommt allerdings zum selben Ergebnis.

Jeder Haushaltskunde, der den spezielleren Anschluss- und Anschlussnutzungsanspruch nach § 18 EnWG hat, hat auch den allgemeineren Anschluss- und Anschlussnutzungsanspruch nach § 17 EnWG.⁷²⁹ § 17 EnWG erfüllt aber insbesondere den Zweck, Letztverbraucher und Betreiber von Erzeugungsanlagen sowie von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie etc. einen Anschlussanspruch zu schaffen, die nicht unter die »Allgemeinen Anschlusspflicht« nach § 18 Abs. 1 EnWG fallen. Anders als § 18 EnWG umfasst § 17 EnWG somit auch die Einspeisung von Strom. Der Anschluss aufgrund § 17 EnWG kann gegenüber dem Anschluss nach § 18 EnWG als besonderer Netzanschluss bezeichnet werden.⁷³⁰ Der Haushaltskunde mit EFZ hat also nach § 17 EnWG einen Anspruch gegen den Verteilnetzbetreiber, dass sein Hausanschluss für die Rückspeisung ertüchtigt wird. Ungeklärt ist jedoch die Ausgestaltung und Kostentragung in Bezug auf die Durchführung eines entsprechenden Anschlussverlangens und das Verhältnis der Hausanschluss- und Hausanschlussverträge nach § 18 EnWG zu den aufgrund § 17 EnWG für die Rückspeisung. Zumindest dem Gesetz und den zugehörigen Verordnungen ist nicht ohne weiteres zu entnehmen, wie sich die Rechtsverhältnisse in Bezug auf einen Hausanschluss unter der Geltung der NAV verändern, wenn dieser zusätzlich aufgrund eines Anspruchs aus § 17 EnWG für die Rückspeisung ertüchtigt wird.

Zur Konkretisierung des Netzanschlusses und des Netzzugangs wurde 2007 die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) verabschiedet. Gemäß § 1 KraftNAV regelt diese Verordnung jedoch nur die Bedingungen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung ab 100 Megawatt und einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt. Da ein einzelnes Elektroauto diese Voraussetzungen nicht erfüllt, braucht auf die Bestimmungen der KraftNAV nicht weiter eingegangen werden.

Auch die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) ist nicht anwendbar, da diese sich ausschließlich auf den Anschluss zur »Entnahme von Elektrizität« nach § 18 Abs. 1 EnWG bezieht (§ 1 Abs. 1 NAV). Da damit auch die letztverbraucherschützenden Regelungen der NAV nicht gelten, hat der Netzbetreiber bei der Ausgestaltung des Anschlussvertrags (bzw. des Angebots für einen Netzanschluss, den er dem Anschlusskunden macht) deutlich größere Freiheiten.

11.4.1.1 Kostentragung

Mit der Bejahung eines grundsätzlich bestehenden Anspruchs auf Anschluss ans Netz nach § 17 EnWG, stellt sich in der Folge die Frage, wer die mit dem Anschluss einhergehenden Kosten zu tragen hat. Die Anschlusskonstellation bei V2G unterfällt grundsätzlich weder dem KraftNAV, dem KWKG oder dem EEG, so dass es an einer gesetzlichen Kostenregelung fehlt. Die Leitgedanken der vorhandenen gesetzlichen Regelungen können jedoch vielfach herangezogen werden.⁷³¹ So hat nach dem Verursacherprinzip grundsätzlich der Anschlussnehmer die Netzanschlusskosten zu tragen.⁷³²

⁷²⁹ Vgl. Hartmann, in: Danner; Theobald, Energierecht EnWG I B1 § 17 Rn. 30.

⁷³⁰ Vgl. Hartmann, in: Danner; Theobald, Energierecht EnWG I B1 § 17 Rn. 29.

⁷³¹ Vgl. Hartmann, in: Danner; Theobald, Energierecht EnWG I B1 § 17 Rn. 90.

⁷³² Vgl. Hartmann, in: Danner; Theobald, Energierecht EnWG I B1 § 17 Rn. 91.

Netzausbaukosten – das sind die Kosten für Maßnahmen, die sich unmittelbar auf das Netz auswirken – sind dagegen grundsätzlich vom Netzbetreiber zu tragen.⁷³³ Einzige Ausnahme zu diesem Grundsatz sind die Baukostenzuschüsse, also einmalige Aufwendungen für die Erstellung oder Verstärkung des Netzes bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung.⁷³⁴ Bislang ungeklärt ist die Frage, ob ein Baukostenzuschuss auch beim Anschluss von Erzeugungsanlagen verlangt werden kann.⁷³⁵ Zumindest das dahinterstehende Verursacherprinzip ist allerdings ohne weiteres auch auf den Anschluss von Erzeugeranlagen bzw. Stromeinspeisenden zu übertragen.⁷³⁶ Außerhalb des Anwendungsbereichs der NAV kann zumindest theoretisch ein Baukostenzuschuss von 100 % zur Umlage der für die Erstellung oder Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen des Netzes einschließlich Transformatorenstationen entstehenden Kosten verlangt werden,⁷³⁷ der sich jedoch aufgrund der Anforderungen an Angemessenheit und Transparenz des § 17 EnWG am Leistungspreis der jeweiligen Netzebene orientieren soll.⁷³⁸ Gerade im Haushaltskundenbereich wäre darüber zu diskutieren, ob nicht zumindest hier der Begrenzungstatbestand des § 11 NAV analog herangezogen werden kann. Eindeutige Klärung kann hier jedoch ausschließlich ein Tätigwerden des Gesetz- und Verordnungsgebers bringen.

Im Ergebnis wird der Anschlusskunde i. d. R. die Kosten der Umrüstung des Netzanschlusses tragen müssen, die die Umrüstung des Anschlusses auf Rückspeisung verursachen.⁷³⁹

Zu berücksichtigen ist zuletzt das Anschlussverweigerungsrecht des Netzbetreibers nach § 17 Abs. 2 EnWG aus wirtschaftlichen und technischen Gründen, das jedoch voraussichtlich für einzelne zur Rückspeisung fähige Anschlüsse kaum ein Hindernis darstellen wird. Sollten auf lange Sicht jedoch etwa alle Einfamilienhäuser einer Kleinsiedlung einen entsprechenden Anschluss verlangen und aufgrund dessen etwa ein Netzausbau erforderlich werden, ist eine Verweigerung aus wirtschaftlichen Gründen schon eher denkbar. Hier gilt dann das Prioritätsprinzip in Bezug auf die Anschlussanträge (»first come first serve«).⁷⁴⁰ Da die NAV keine Anwendung findet und somit nicht schon kraft Gesetzes ein Anschlussnutzungsverhältnis besteht, ist zuletzt auch diesbezüglich eine rechtsgeschäftliche Vereinbarung erforderlich. Individualvertraglich kann der Netzbetreiber grundsätzlich vereinbaren, dass er bei vorübergehender Überlastung des Verteilernetzes ein rückspeisendes EFZ abriegeln kann. Denkbar ist es, auch andere Klauseln zur besseren Netzintegration vorzusehen. Die Grenze zieht hier § 17 EnWG selbst, nach dem die »technischen und wirtschaftlichen Bedingungen«, zu denen der Netzanschluss erfolgen muss, »angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger« sein dürfen, als sie vom Netzbetreiber in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb seines Unternehmens, gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen oder gegenüber Dritten angewendet wird.

⁷³³ Vgl. Hartmann, in: Danner; Theobald, Energierecht EnWG I B1 § 17 Rn. 96.

⁷³⁴ Vgl. Hartmann, in: Danner; Theobald, Energierecht EnWG I B1 § 17 Rn. 97.

⁷³⁵ Vgl. Hartmann, in: Danner; Theobald, Energierecht EnWG I B1 § 17 Rn. 102.

⁷³⁶ Vgl. Ebd.

⁷³⁷ Vgl. Hartmann, in: Danner; Theobald, Energierecht, § 11 NAV Rn. 34 (Stand Jan. 2007).

⁷³⁸ BNetzA (BK 6), Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung, März 2009, S. 1.

⁷³⁹ Vgl. Hartmann, in: Danner; Theobald, Energierecht EnWG I B1 § 17 Rn. 91 und 102.

⁷⁴⁰ Vgl. Hartmann, in: Danner; Theobald, Energierecht EnWG I B1 § 17 Rn. 34.

11.4.1.2

Verhältnis des Hausanschlussvertrags zum Rückspeisungsanschlussvertrag

Ungeklärt ist auch, in welchem Verhältnis das neue Netzanschlussverhältnis und Anschlussnutzungsverhältnis zu bisherigen Hausanschluss- und Hausnutzungsverhältnissen steht. Technisch wird voraussichtlich so verfahren werden, dass der bisherige Hausanschluss ertüchtigt und mit entsprechenden bidirektionalen Zählern etc. ausgestattet wird, so dass nun insgesamt Stromentnahme und Rückspeisung möglich sind. Dann kann wohl aber kaum angenommen werden, dass der alte Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag fortbesteht. Vielmehr ist der bidirektionale Anschluss jetzt einheitlich von einem neuen Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag erfasst, der aufgrund der oben beschriebenen Einschränkungen einheitlich auf Grundlage des § 17 EnWG geschlossen wird. Das würde für den Hausanschlusskunden bedeuten, dass er sich nicht nur in Bezug auf die Rückspeisung sondern auch in Bezug auf die Stromentnahme außerhalb des Anwendungsbereiches der verbraucherschützenden NAV stellt. Eine vergleichbare Situation besteht jedoch bei Hausanschlussnehmern, die gleichzeitig eine Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien betreiben und damit ins Netz einspeisen. Der Ordnungsgeber hielt es hier jedoch für erforderlich, dieses Einspeiseverhältnis ausdrücklich aus dem Regelungsbereich der NAV auszuschließen (§ 1 Abs. 1 Satz 4 NAV). Aus der Verordnungsbegründung lässt sich entnehmen, dass der Gesetzgeber die nach dem EEG einspeisenden Haushaltsanschlussnehmer im Übrigen für schutzbedürftig hält und davon ausgeht, dass sie insofern weiter der NAV unterfallen.⁷⁴¹ Das erscheint auch sinnvoll, ist aber weder den §§ 17 und 18 EnWG noch der NAV zu entnehmen. Das Ergebnis könnte im Umkehrschluss auch § 7 Abs. 3 EEG entnommen werden, da dort für die Einspeisung von Strom § 18 Abs. 2 NAV analog für anwendbar erklärt wird. Auch das Gesetz scheint davon auszugehen, dass die NAV bei der Stromentnahme ohnehin gilt.

Daraus kann für den bidirektionalen Hausanschluss für EFZ gefolgert werden, dass die NAV für die Stromentnahme anwendbar, für die Rückspeisung allerdings unanwendbar ist. Aufgrund der sehr unsicheren Herleitung dieser Erkenntnis, wäre jedoch eine ausdrückliche Regelung zu begrüßen. Diese könnte auch gleich dafür genutzt werden, den Schutz der NAV zumindest teilweise auf den rückspeisenden EFZ-Halter zu erstrecken, da es sich zumindest im Hausanschlusskundenfall i. d. R. um typische Verbraucherverhältnisse handelt. Inwieweit eine solche Erstreckung sinnvoll ist, wäre dann noch im Einzelnen zu diskutieren.

11.4.2

Netznutzung

Ein regulärer (lediglich Strom entnehmender) Haushaltskunde nutzt das Netz in der Regel nicht selbst, da er den Strom von seinem Lieferanten bis an den Netzanschluss geliefert bekommt. Netznutzer ist in dieser Konstellation der Stromlieferant und nicht der Anschlussnehmer. Nur der Stromlieferant schließt dementsprechend auch einen Netznutzungsvertrag. Fraglich ist, ob diese Vertragsstruktur auf die Konstellation der Einspeisung durch einen Haushaltskunden (oder kleinen Gewerbetreibenden) übertragbar ist. § 20 EnWG statuiert zunächst einen Anspruch auf diskriminierungsfreien Netzzugang für jedermann. Inhaber des Netzzugangsanspruchs sind typischerweise Stromlieferanten,

⁷⁴¹ BR-Drs. 367/06, S. 35.

nachgelagerte Netzbetreiber und Erzeuger, die ihren Strom selbst vermarkten.⁷⁴² Auch der rückspeisende Anschlussnehmer ist grundsätzlich »jedermann« im Sinne der Vorschrift und hat daher einen Anspruch auf Netznutzung. Dieser Anspruch muss jedoch durch einen Netznutzungsvertrag konkretisiert werden, zudem muss der Netzanschluss und die Anschlussnutzung geregelt und der Bilanzausgleich sichergestellt sein.⁷⁴³ Der Abschluss eines Netznutzungsvertrages verkompliziert die rechtliche Umsetzung des Einspeisevorgangs. Vor einem vergleichbaren Problem stehen die Betreiber von EEG-Anlagen. Zur Vereinfachung der vertraglichen Beziehungen wird diesen der erzeugte Strom am Netzanschluss direkt abgenommen (entweder vom ÜNB gegen Mindestvergütung oder vom Direktvermarktungspartner), so dass sie nicht zusätzlich einen Netznutzungsvertrag abschließen müssen. In der Praxis wird von den rückspeisenden Haushaltsanschlussnutzern jedoch seitens der Netzbetreiber häufig der Abschluss eines Netznutzungsvertrags gefordert, wengleich dem Gesetz keine Anhaltspunkte für eine derartige Notwendigkeit zu entnehmen sind. Auch hier wäre daher eine Klarstellung hilfreich, dass auch ein rückspeisender Haushaltsanschlussnutzer, der mit einem Energieversorgungsunternehmen die Abnahme des rückgespeisten Stroms ab Haus geregelt hat, keines Netznutzungsvertrags bedarf.

11.4.3

Abnahme des rückgespeisten Stroms

Den Anschluss an das Netz und die Möglichkeit zur Einspeisung vorausgesetzt, stellt sich zuletzt die Frage, ob der rückspeisende Halter des EFZ auch einen Abnehmer für seinen Strom findet. Wer Elektrizität nicht in derselben Viertelstunde, in der er sie ins Netz einspeist, entnimmt oder verkauft (einen Netznutzungsvertrag vorausgesetzt), darf sie grundsätzlich gar nicht erst einspeisen (vgl. § 4 Abs. 2 Satz 2 StromNZV).

Wird der Stromliefervertrag als atypischer Kaufvertrag und Dauerschuldverhältnis eingeordnet, fällt ein Vertrag über die Rückspeisung von Strom in dieselbe Kategorie. Jedoch tritt bei einem herkömmlichen Stromliefervertrag der Haushaltskunde ausschließlich in der Käuferrolle auf. Einen Anspruch auf Abnahme des rückgespeisten Stroms (§ 433 Abs. 2 BGB analog) hat er dagegen nicht. Der EFZ-Halter, der über seinen privaten Hausanschluss Strom ins Netz zurückspeisen möchte, muss sich daher zunächst ein EVU oder einen anderen Abnehmer suchen, der bereit ist, mit ihm einen gleichsam umgekehrten Stromliefervertrag zu schließen, in dem das EVU als Käufer und der EFZ-Halter als Verkäufer auftritt. Ob dabei ein fester Strompreis für die Rückspeisung vereinbart wird, oder auch für die Rückspeisung variable Tarife, orientiert etwa an den Preisen an den Strombörsen, vereinbart werden, bleibt auf Grundlage der Privatautonomie den Parteien überlassen. Im Allgemeinen wird das EVU – soweit es überhaupt Interesse hat den Strom abzunehmen – ein Geschäftsmodell und einen dazugehörigen Standardvertrag für den Rückspeisungskunden vorgeben.

Soll einem EFZ-Halter dagegen die Sicherheit gegeben werden, dass er zu einem bestimmten Tarif den gespeicherten Strom in jedem Fall zurückspeisen kann, bedarf es hierfür eines Rechtsanspruchs, der zurzeit nicht besteht. Ein Haushaltskunde, der lediglich Strom aus dem Netz entnehmen will, kann mangels eines anderen Vertragspartners immer auf den Grundversorger zurückfallen, der ihm nach §§ 36 f. EnWG i. V. m. § 6 StromGKV grundsätzlich jederzeit so viel Strom an den Hausanschluss liefern muss, bis der Bedarf des Kunden gedeckt ist. Einen "Grundversorger", der zur Abnahme des Stroms verpflichtet wäre, gibt es dagegen nicht.

⁷⁴² Vgl. Hartmann, in Danner; Theobald, Energierecht EnWG I B1 § 20 Rn. 20.
⁷⁴³ Vgl. Hartmann, in Danner; Theobald, Energierecht EnWG I B1 § 20 Rn. 20.

Es gibt hier nun verschiedene Möglichkeiten des Gesetz- und Verordnungsgebers zu reagieren. Um überhaupt einen Markt für Rückspeisung zu etablieren, ist es zwingend notwendig, dem rückspeisenden EFZ-Halter einen Rechtsanspruch auf Netzanschluss und Anschlussnutzung zu schaffen, der seiner Situation als schutzwürdigem Haushaltskunden gerecht wird (entsprechende Anpassung von § 18 EnWG und der NAV). Darüber hinaus sollte verordnungsgeberisch klargestellt werden, dass er keinen Netznutzungsvertrag (und damit auch keinen Bilanzkreis) benötigt, sondern ihm ein EVU den Strom direkt vom Hausanschluss abnehmen kann. Darauf, dass in diesem Zusammenhang auch eine Netzintegration des rückgespeisten Stroms i. e. S. gesichert werden muss, soll unten noch weiter eingegangen werden. Damit ist der Zugang des Kunden zur Netzinfrastruktur gesichert. Der Infrastrukturzugang ist Voraussetzung dafür, dass überhaupt ein Markt für Rückspeisung entstehen kann. Ob darüber hinaus gesetz- und verordnungsgeberisch gehandelt werden muss, hängt von den politischen Zielen ab, die hier verfolgt werden.

Ist der Infrastrukturzugang für EVU und potenziellen Rückspeisekunden gesichert, ist gleichsam der Marktplatz geschaffen, auf dem beide aushandeln können, wie mit dem rückgespeisten Strom verfahren wird. Es hängt dann von dem Geschäftsmodell und dem darauf beruhendem Vertragsangebot des EVU ab, ob die Rückspeisung für den potenziellen Kunden attraktiv ist. Entwickeln die EVU ein Gewinn versprechendes Geschäftsmodell zur Weitervermarktung des rückgespeisten Stroms, wird sich auf diesem Markt sehr bald Wettbewerb einstellen, denn mit freiem Netzzugang können die EVU jederzeit in Konkurrenz um potenzielle Rückspeisungskunden treten. Wird jedoch kein attraktives Geschäftsmodell für Rückspeisung entwickelt – was nach den in diesem Gutachten dargestellten Voraussetzungen zumindest für die nähere Zukunft nicht zu erwarten ist – wird auch kein Markt für Rückspeisung entstehen. Findet der rückspeisungswillige EFZ-Halter jedoch kein EVU, das seinen Strom zu einem angemessenen Preis kaufen möchte, darf er den Strom auch nicht ins Netz zurückspeisen und es wird kein V2G geben.

Eine sehr weitreichende Lösung wäre es, dem Haushaltskunden mit EFZ hier - spiegelbildlich zum Grundversorger - einen Grundabnehmer an die Seite zu stellen. Durch entsprechende Anpassung des §§ 36 f. EnWG und der StromGKV könnte der Grundversorger für ein Netzgebiet verpflichtet werden, nicht nur allgemeine Bedingungen und allgemeine Preise für die Lieferung von Strom in Niederspannung öffentlich bekannt zu geben und zu diesen Bedingungen und Preisen jeden Haushaltskunden zu versorgen (vgl. § 36 EnWG), er könnte weiterhin dazu verpflichtet werden allgemeine Bedingungen und Preise für die Abnahme von rückgespeistem Strom aus EFZ in Niederspannung auf dieselbe Weise zu veröffentlichen und zu diesen Bedingungen und Preisen den Strom eines jeden Rückspeisungskunden mit einer bestimmten Höchstzahl an EFZ abzunehmen. Auch inhaltlich könnte sich ein solches »Grundabnahmeverhältnis« an der StromGKV orientieren. Hinter einer »Grundabnahmepflicht« für ein EVU steht jedoch ein erneuter Kontrahierungszwang. Zumindest die allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG), hier aber wohl spezieller die Berufsausübungsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG), schützt das EVU grundsätzlich auch in seinem Recht Verträge nicht abzuschließen (negative Abschlussfreiheit).⁷⁴⁴ Obwohl das Bundesverfassungsgericht in der Rechtfertigung die Indienstnahme Privater für öffentliche Aufgaben sehr weit geht,⁷⁴⁵ wäre noch zu diskutieren, ob im Fall der Rückspeisung überhaupt eine solche öffentliche Aufgabe für die Indienstnahme benannt werden kann. Zwar charakterisiert das Bundesverfassungsgericht Energieversorgungsunternehmen als Unternehmen, denen durch das Gesetz oder

⁷⁴⁴ Vgl. Kramer, in: Münchner Kommentar, vor § 145 BGB Rn. 9.

⁷⁴⁵ Vgl. etwa BVerfG NJW 1971, 1255 f.

aufgrund eines Gesetzes die Erfüllung einer dem Gemeinwohl dienenden Aufgabe der Daseinsvorsorge zugewiesen sei, deren Erledigung andernfalls dem Staat oder den Gemeinden obliege.⁷⁴⁶ Aber hier ist vorwiegend der Versorgungsauftrag des Staates mit Elektrizität angesprochen. Die verfassungsrechtliche Diskussion, ob die Energieversorgung unter dem Begriff der Daseinsvorsorge⁷⁴⁷ oder besser unter dem Begriff der Infrastrukturverantwortung⁷⁴⁸ als Staatsaufgabe qualifiziert werden muss und wie weit diese Verantwortung genau reicht, soll hier nicht vertieft werden. Wenn das Bundesverfassungsgericht die »Sicherheit der Energieversorgung« als »Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges« darstellt⁷⁴⁹, ist damit zumindest die Grundversorgungspflicht von Haushalten zu rechtfertigen, die für ihre tägliche Lebensführung in der heutigen Gesellschaft auf Elektrizitätsversorgung angewiesen sind. Die Abnahme von Energie fällt allerdings nicht in diesen Bereich des Grundbedarfs. Eine Rechtfertigung für eine Grundabnahmepflicht könnte darüber hinaus noch versucht werden, wenn sich ein Rückspeisungsmodell für die Sicherheit der Energieversorgung als besonders bedeutend erweist. Das zeichnet sich aber technisch und wirtschaftlich zurzeit nicht ab. Hinzu kommt, dass auch das zur Abnahme des Stroms verpflichtete EVU eines Gewinns oder zumindest nicht übermäßige Verluste verheißenden Geschäftsmodells bedarf, die es den allgemeinen Bedingungen und allgemeinen Preisen für die Stromabnahme zugrunde legen kann. Daher sollen mit verschiedenen möglichen Geschäftsmodellen zunächst Erfahrungen auf einem freien Markt gesammelt werden. Erst anschließend kann auf einer angemessenen Basis darüber diskutiert werden, ob eine Abnahmepflicht für Strom zukünftig in §§ 36 f. EnWG und die StromGKV aufgenommen werden sollte. Wenn erste konkrete Erfahrungen auf einem bestehenden Markt für Rückspeisung gesammelt werden konnten und über die Einführung einer Abnahmepflicht für rückgespeisten Fahrstrom durch EVU nachgedacht wird, wird auch noch eingehender zu prüfen sein, ob sich ein solcher Eingriff überhaupt verfassungsrechtlich rechtfertigen lässt. Dem Kontrahierungszwang des EVU würden nämlich auf Seiten des Letztverbrauchers hier keine existenziellen Bedürfnisse (Grundversorgung) entgegenstehen.

Weniger eingriffsintensiv und daher schon jetzt bedenkenswert wäre dagegen ein monetärer Anreiz für die Rückspeisung von Strom. Auch für die Entwicklung eines entsprechenden Fördermodells wäre es allerdings zunächst erforderlich, dass ein praktikables Geschäftsmodell für die Verwendung des Stroms entwickelt wird, an das die Förderung anknüpfen kann.

Auf einem anderen Blatt steht die Frage, ob dem rückspeisenden Haushaltskunden mit EFZ, der für einen konkreten Rückspeisungsvorgang keinen Abnehmer hat, nicht unter sehr eingeschränkten Bedingungen ein Ersatzabnehmer an die Seite gestellt werden sollte. Durch Erweiterung der Ersatzversorgung unter Anpassung des § 38 EnWG und der StromGKV könnte so verhindert werden, dass dem Haushaltskunden, der ohne Stromliefervertrag zurückspeist, die Unterbrechung seines Hausanschlusses droht. Dabei bedarf es nicht unbedingt der langen Frist für die Ersatzversorgung von drei Monaten, die § 38 Abs. 2 Satz 1 EnWG vorsieht. Um den Kunden in Textform darauf hinzuweisen, dass die Stromabnahme nur vorübergehend von einem Ersatzversorger zu einem niedrigen festen Preis übernommen wird, anschließend aber die Sperrung des Anschlusses droht, wenn sich

⁷⁴⁶ BVerfGE 66, 248, 257; vgl. auch Hermes, Georg: Staatliche Infrastrukturverantwortung, 1998, S. 65 f. und zum beliebten aber als Rechtsbegriff wenig tauglichen Begriff der Daseinsvorsorge ebd., S. 129.

⁷⁴⁷ Vgl. Rüfner, Wolfgang: Daseinsvorsorge und soziale Sicherheit, in: Isensee, Josef; Kirchhof, Paul: Handbuch des Staatsrechts, 2. Aufl. 1996, 3. Bd., § 86, Rn. 45, vgl. bereits BVerfGE 30, 292, 311 f.; 38, 258, 270 f.

⁷⁴⁸ Vgl. Hermes, Georg: Staatliche Infrastrukturverantwortung, 1998.

⁷⁴⁹ BVerfGE 30, 292, 323 f.

der Haushaltskunde keinen Abnehmer für seinen Strom sucht, reicht wohl eine Frist von einem oder zwei Monaten. In die Abwägung muss jedoch einbezogen werden, dass ein Anschluss, der einmal zur bidirektionalen Nutzung ausgelegt ist, nur insgesamt gesperrt werden kann. Auch hier besteht dann das Problem, dass ein auf Elektrizität angewiesener Haushalt von der Elektrizitätsversorgung abgeschnitten wird.

11.4.4

Strom aus erneuerbaren Energien

§ 8 Absatz 1 EEG sieht einen Anspruch auf vorrangige Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energien vor. Die Pflicht zur Abnahme dieses Stroms stellt eine Dauerverpflichtung der Netzbetreiber dar und gilt grundsätzlich unbeschränkt.⁷⁵⁰

Einen Anspruch auf Abnahme des rückgespeisten Stroms aus einem EFZ nach dieser Vorschrift setzt voraus, dass es sich bei diesem Strom um Strom aus erneuerbaren Energien handelt. Dies wäre wiederum dann der Fall, wenn die Traktionsbatterie eine Anlage im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG darstellen würde. Gemäß § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG gelten als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien auch solche Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln. Dass die elektrische Energie im Rahmen des Speichervorgangs zunächst in chemische Energie umgewandelt und dann in elektrische Energie zurückgewandelt wird, ist nach dieser Regelung somit unschädlich. Jedoch müsste der rückspeisungswillige Hausanschlusskunde mit EFZ nachweisen können, dass der gespeicherte Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt. Will er zudem die gesetzliche Mindestvergütung nach den §§ 16 ff. EEG in Anspruch nehmen, so muss er außerdem nachweisen können, aus welchen erneuerbaren Energien der Strom stammt. Wenn er jedoch zuvor Graustrom aus dem Netz entnommen hat, kann ihm dieser Nachweis nicht gelingen. Auch für herkömmliche Ökostromprodukte hält sich der Lieferant i. d. R. offen, aus welchen erneuerbaren Energien diese stammen. Einen Ruckspeisungsanspruch i. V. m. einem Vergütungsanspruch hat der Hausanschlusskunde mit EFZ daher nur, wenn er ein Ökostromprodukt bezieht, für das er zumindest nach Prozentanteilen eindeutig nachweisen kann, aus welcher Energieform es stammt. Denkbar wäre vor diesem Hintergrund etwa ein reines Wind- oder Biogasprodukt für EFZ-Halter zu entwickeln. Für den Betreiber der Windkraft- oder Biogasanlage stellt sich jedoch dann die Frage, warum er seinen Strom zunächst an den EFZ-Halter verkaufen soll. Damit das Geschäftsmodell für Letzteren interessant bleibt, müsste der Angebotspreis nämlich unter der Mindesteinspeisevergütung des EEG liegen, die der Anlagenbetreiber i. d. R. ohnehin realisieren könnte. Entsprechende Überlegungen sollen im Zusammenhang mit dem Geschäftsmodell »Eigenverbrauchsoptimierung« noch weiter vertieft werden.

11.4.5

Netzintegration des rückgespeisten Stroms

Falls sich trotz der beschriebenen Probleme ein Markt für Ruckspeisung ausbilden sollte und in einem örtlichen Verteilnetz viele Haushaltskunden mit bidirektionalem Anschluss und EFZ daran teilnehmen, stellt sich die Frage, ob das Netz auf die Ruckspeisung ausgelegt ist. Wie im Kapitel zu den Netzwirkungen der Geschäftsmodelle beschrieben, fehlt vielen Verteilernetzen derzeit voraussichtlich die Kapazität, rückgespeisten Strom in größeren Mengen aufzunehmen. Mangels bidirektionaler Transformatoren besteht überwiegend auch nicht die Möglichkeit einer Ruckspeisung des Stroms in eine höhere

⁷⁵⁰ Vgl. Altrock, in Altrock; Oschmann; Theobald: EEG Kommentar, 3. Auflage 2011, § 8 Rn. 10.

Spannungsebene. Darauf könnte vielfältig reagiert werden. Da sich der Anspruch des Haushaltskunden auf Anschluss und Anschlussnutzung zur Rückspeisung nur nach § 17 EnWG richtet, hat der Netzbetreiber große Freiheiten, was entsprechende Regelungen angeht. So kann er vorsehen, den Anschluss immer dann abzuregeln, wenn dies aus Gründen der Netzsicherheit erforderlich erscheint. Wird jedoch auch der Anschluss zur Rückspeisung in § 18 EnWG und der NAV unterstellt, wäre die Unterbrechung des Anschlusses nach § 17 Abs. 1 NAV zumindest nur noch zur »Vermeidung eines drohenden Netzzusammenbruchs« möglich. Beides läuft jedoch darauf hinaus, dass eine Rückspeisung nur dann möglich ist, wenn das Verteilernetz zur Aufnahme des Stroms in der Lage ist. Ein Anspruch auf Netzausbau oder auch nur ein rechtlicher Anreiz dazu, insbesondere zur bidirektionalen Auslegung der Transformatoren, besteht derzeit nicht.

Denkbar wäre es, dem EVU, das ein Verteilernetz für die Rückspeisung seiner Kunden nutzen möchte, einen Anspruch auf Erweiterung der Netzkapazitäten gegen den Netzbetreiber vergleichbar dem des § 9 EEG zur Seite zu stellen. Ein Anspruch auf Netzausbau, der dezidiert darauf abstellt, dass das Verteilernetz auch in der Lage sein muss, den rückgespeisten Strom aufzunehmen, würde ggf. auch die Umrüstung von Transformatoren umfassen, die Teil des Netzes sind. Diese Lösung hätte den Vorteil, dass sie sicherstellen würde, dass das Netz angemessen ertüchtigt wird, sobald ein tragfähiges Geschäftsmodell für die Rückspeisung besteht. Der Anspruch käme jedoch erst zum Tragen, wenn sich ein EVU findet, der den rückgespeisten Strom abnehmen und weitervertreiben möchte und es mit diesem Geschäftsmodell tatsächlich an Kapazitätsgrenzen des Netzes stößt. Zwar könnten auch zwischen dem EVU und dem Netzbetreiber vielfältige individualvertragliche Regelungen getroffen werden, die auf eine Optimierung und Koordinierung der Rückspeisung zielen und so eine Zwischenlösung ermöglichen, die weder das Abregeln in den Vordergrund stellt noch alle Engpässe einseitig über die Pflicht zum Netzausbau löst. Entsprechende Lösungen wären u. U. auch sehr weitreichend über entsprechende Verbändevereinbarungen möglich. Gleichwohl bietet nur der gesetzliche Anspruch die Gewähr, dass das Netz angemessen ausgebaut wird, sobald sich ein geeignetes Geschäftsmodell findet, um die Potenziale von V2G nutzbar zu machen.

11.4.6 Keine Befreiung von den Netzentgelten

Soweit die Batterie des EFZ als Speichermedium genutzt wird, stellt sich auch die Frage, ob hierfür eine Befreiung von den Netzentgelten in Betracht kommt. Über einen Zuschlag zu den Netzentgelten wird auch die KWK-Umlage, die § 19-Umlage, die Abschaltbare-Lasten-Umlage und die Offshore-Umlage weitergegeben, so dass hier von einer separaten Betrachtung abgesehen wird. Ob eine Befreiung von den Netzentgelten jedoch auch immer diese Umlagen betrifft, ist umstritten. Ein Befreiungstatbestand für die Netzentgelte sollte daher zur Klarstellung auch immer diese vier Umlagen ausdrücklich erfassen.

Im Grundsatz gilt, dass alle Netznutzer Netznutzungsentgelte bezahlen müssen. Nach § 14 Abs. 1 S. 1 StromNEV werden die Kosten der Netz- und Umspannebenen, beginnend bei der Höchstspannung, jeweils anteilig auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene verteilt (Kostenwälzung), soweit diese Kosten nicht der Entnahme von Letztverbrauchern und Weiterverteilern aus der jeweiligen Netzebene zuzuordnen sind. Da die Entgelttatbestände abschließend geregelt sind, könnte man annehmen, dass die bloße

Zwischenspeicherung von Elektrizität nicht entgeltspflichtig ist.⁷⁵¹ Soweit also die Speicherung der Elektrizität in der Traktionsbatterie als eine solche Zwischenspeicherung einzuordnen ist, entfällt die Belastung des Elektromobilisten durch die Netzentgelte. Jedoch ist nach Rechtsprechung des BGH auch die bloße Energieumwandlung nicht als Speicherung, sondern als Verbrauch und damit als entgeltpflichtiger Vorgang zu bewerten.⁷⁵² So hat das Gericht mit Blick auf den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks darauf abgestellt, dass der Strom durch das Hochpumpen des Wassers verbraucht wird und durch das Ablassen des Wassers von oben, neue elektrische Energie gewonnen wird. Folgt man diesem weiten Verständnis von Verbrauch, so stellt sich auch der Speichervorgang in der Traktionsbatterie als Verbrauch dar: die elektrische Energie wird in der Batterie in chemische umgewandelt (Verbrauch) und dann wieder in neue elektrische Energie rückgewandelt. Für die grundsätzliche Entgeltspflicht auch bei Speicherung spricht die Vorschrift des § 118 Abs. 6 EnWG, nach der Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie, die bis zum 31.12.2019 in Betrieb gehen, von den Netzentgelten freigestellt sind. Als Umkehrschluss dieser Freistellungsregelung ergibt sich, dass der Gesetzgeber grundsätzlich von einer Entgeltlichkeit ausgeht.⁷⁵³

Zu prüfen ist daher im nächsten Schritt, ob Elektromobilisten von der Freistellungsregelung in § 118 Abs. 6 EnWG profitieren können. »Von der Regelung erfasst sind ortsfeste Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, nicht hingegen unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne von § 14a Absatz 1.«⁷⁵⁴ Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen sind ausdrücklich auch Elektromobile genannt. Dass diese von einer Freistellung nach § 118 Abs. 7 EnWG nicht profitieren können, erscheint auch gesetzessystematisch sinnvoll, da § 14 a EnWG selbst die Möglichkeit einer Reduzierung des Netzentgeltes im Gegenzug zur Steuerung der Einrichtung vorsieht. Ein »reduziertes Netzentgelt« wie es § 14a Abs. 1 EnWG vorsieht, könnte jedoch genau die Kostenbelastung sein, die ein Geschäftsmodell für V2G unattraktiv macht. Es muss daher darüber nachgedacht werden, ob für die Speicherung nicht gänzlich auf ein Netzentgelt verzichtet wird. Einerseits trägt auch rückgespeicherter Strom zur Netzbelastung bei. Wie dargestellt, könnte gerade die Rückspeisung (so sie in größerem Umfang stattfindet) einen Netzausbaubedarf verursachen, dessen Kosten dann über Baukostenzuschüssen und Netzentgelte umgelegt würden. Gleichzeitig ist die Speicherung von Strom gerade eine Aufgabe, die zur Stabilisierung des Netzes und der Strommarktpreise beitragen soll. Die Diskussion, ob und inwieweit Speicher von Netzentgelten entlastet werden sollten, ist jedoch keine Diskussion die dezidiert nur die Elektromobilität betrifft. Vielmehr muss sie im Zusammenhang mit einer rechtlichen Lösung auch für andere Speicher geführt werden. Ein Festhalten an Netzentgelten auch für Strom, der später zurückgespeist wird, wird jedoch denkbare Geschäftsmodelle im Bereich V2G vollends unattraktiv machen.

Wenn eine Freistellung des rückgespeisten Stroms von den Netzentgelten erfolgen soll, erscheint es sinnvoll, die Netzentgeltspflicht in dem Umfang zu reduzieren, wie Strom zur Speicherung in den Batterien aus dem Netz entnommen wurde. Es liegt im Wesen der Stromspeicherung, dass zur Speicherung mehr Energie aufgewendet werden muss, als anschließend wieder ins Netz rückgespeist werden kann. Um diesem Wirkungsgradverlust nicht zu Lasten des Speichernden gehen zu lassen, muss der rückgespeiste Strom gemessen werden und daraus aus dem zur Speicherung notwendigen Strom pauschal

⁷⁵¹ BGH, Beschluss vom 17.11.2009, EnVR 56/08, Rn. 7.

⁷⁵² BGH, Beschluss vom 17.11.2009, EnVR 56/08, Rn. 10.

⁷⁵³ BGH, Beschluss vom 17.11.2009, EnVR 56/08, Rn. 12.

⁷⁵⁴ Gesetzesbegründung BR-Drs. 343/11, S. 245, zu § 118, so auch mit ausführlicher Argumentation Fest, Claus; Oliver, Franz; Heinlein, Björn: Potenziale von Klein- und Kleinstspeichern im Niederspannungsnetz, et 63 (2013), Heft 7, S. 57, 59 f.

zurückgerechnet werden. Das damit verbundene Verfahren ist aber voraussichtlich sehr aufwändig, so dass die Eignung der Befreiung als Steuerungsinstrument erst aufgrund einer genauen Kosten-Nutzen-Analyse erwogen werden sollte.

11.4.7

Befreiung von der Stromsteuer bei Einspeisung

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG ist Strom von der Steuer befreit, wenn er zur Stromerzeugung entnommen wird. Die entsprechende Durchführungsbestimmung, die insoweit die Voraussetzungen der Steuerbefreiung konkretisiert, ist § 12 der Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (BGBl I, 794 - im Folgenden: StromStV).

Nach § 12 StromStV wird Strom zur Stromerzeugung im Sinne von § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG entnommen, wenn er entweder in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungseinheit insbesondere zur Wasseraufbereitung verbraucht oder wenn er in Pumpspeicherkraftwerken von den Pumpen zum Fördern der Speichermedien zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird.

Nach Auffassung einiger Autoren könne aufgrund der Parallele zu Pumpspeicheranlagen die Vorschrift auch auf die Einspeisung von Strom in Batterien der Elektrofahrzeuge angewendet werden, wenn dieser Strom in das Netz zurückgespeist wird.⁷⁵⁵ Es ist allerdings zu beachten, dass die konkretisierende Verordnung nicht pauschal Speicheranlagen in den Anwendungsbereich miteinbezieht, sondern lediglich das Pumpspeicherkraftwerk nennt. Die Verordnung konkretisiert die gesetzliche Regelung nicht abschließend. Es ist also zu fragen, ob auch ohne eine Änderung des § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG die Rückspeisung von Strom von der Batterie eines EFZs von der derzeitigen Befreiungsregel erfasst wird. Dazu müsste es sich bei der Rückspeisung um Strom zur Stromerzeugung handeln. Stromerzeugung lässt sich definieren als die Erzeugung elektrischer Energie aus anderen Energieformen durch Umwandlung. Beim Beladen der Batterie wird Strom in chemische Energie umgewandelt, bei der Rückspeisung ins Netz muss die chemische Energie wieder in Strom umgewandelt werden. Bei dem Vorgang des Rückspeisens wird Strom erzeugt. Eine Änderung des § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG ist somit nicht erforderlich. Eine Klarstellung in der Verordnung, dass auch der Vorgang der Rückspeisung von Batterien von EFZ in das Netz unter § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG fällt, wäre jedoch wünschenswert.

Schwierigkeiten ergeben sich bei der Anwendung der Stromsteuerbefreiung jedoch deshalb, weil zum Zeitpunkt des Beladens der Batterie des Elektrofahrzeugs nicht klar ist, ob der Strom selbst verbraucht oder rückeingespeist werden wird. Ein Lösungsansatz wird darin gesehen, dass für jeglichen Strombezug die Stromsteuer zunächst vom Nutzer des Elektromobils zu entrichten ist und erst bei einer erfolgten Rückspeisung des Stroms zurückerstattet wird.⁷⁵⁶ Dabei wäre auch hier (wie im Zusammenhang mit den Netzentgelten vorgeschlagen) pauschal zurückzurechnen auf die Strommenge, die zur Speicherung erforderlich war. Wird hier dagegen auch die rückgespeiste Strommenge abgestellt, würden die Wirkungsgradverluste zu Lasten des EFZ-Betreibers gehen. Auch hier kann jedoch das voraussichtlich aufwendige Verfahren nicht unberücksichtigt bleiben,

⁷⁵⁵ Vgl. Hermann, H., et al.: „Ökonomische Betrachtung der Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen“, Berlin 2011, S. 13.

⁷⁵⁶ Vgl. Hermann, H., et al.: „Ökonomische Betrachtung der Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen“, Berlin 2011, S. 13.

so dass vor einer entsprechenden Befreiung von der Stromsteuer eine genaue Kosten-Nutzen-Analyse stehen sollte.

Einfacher wäre es hier, die beim Beladen von Elektrofahrzeugen entnommene Strommenge insgesamt von der Stromsteuer zu befreien. Abgesehen von der Frage, ob dies eine volkswirtschaftlich sinnvolle Maßnahme darstellt, fehlt es auch dafür derzeit an einer gesetzlichen Regelung. Berücksichtigt man, dass der Gesetzgeber sehr wenige Ausnahmetatbestände von der Erhebung der Stromsteuer zulässt und diese restriktiv auslegt, ist es unwahrscheinlich, dass es zu einer Stromsteuerbefreiung für den zum Beladen des Fahrzeugs verwendeten Stroms kommt. Jedoch wäre die Förderwirkung einer solchen Maßnahme für die Elektromobilität nicht zu unterschätzen und die Steuer würde auch so keine Belastung mehr für Geschäftsmodelle der Rückspeisung darstellen.

Wenn der rückgespeiste Strom sich nicht zuverlässig messen lässt (beispielsweise über die vorgeschlagene On-Board-Unit), lässt sich der »Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wurde« wie erläutert nur schätzen. § 12 Abs. 2 StromStV sieht hier bereits eine Beweiserleichterung vor, indem er eine solche Schätzung zulässt, wenn sie sachgerecht und von Dritten nachvollziehbar ist. Hier wird es wohl ausreichen, wenn der rückspeisende EFZ-Betreiber die Menge des rückgespeisten Stroms und den Wirkungsgrad der Batterie ab Werk kennt und für seine Schätzung zugrunde legt. An eine Steuerersparnis bzw. Rückerstattung bei Rückspeisung über öffentliche Ladesäulen ist zudem überhaupt nur zu denken, wenn eine Messeinrichtung im Fahrzeug den rückgespeisten Strom zuverlässig erfasst.

11.4.8

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 durchschnittlich 1,52 Ct/kWh (BNetzA 2010). Die zulässigen Höchstbeträge sind § 2 KAV zu entnehmen. 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 für den in Bezug auf EFZ durch das Netz geleiteten Strom die Konzessionsabgabe entrichtet werden muss und anschließend über die Netzentgelte auf die netznutzenden EVU und von diesen auf ihre Kunden umgelegt wird. Da sich die Konzessionsabgabe nach der Menge des durchgeleiteten Stroms richtet, fällt sie für den rückgespeisten Strom erneut an. Ausnahmsweise entfällt die Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden (d. h. solche die nicht grundversorgt werden oder dergleichen, § 1 Abs. 3 und 4 KAV) für die ein besonders niedriger kWh-Preis im Liefervertrag vereinbart ist (§ 2 Abs. 4 KAV; im Jahr 2010 wären das unter 10,66 ct/kWh gewesen). Solche Preise sind für Haushaltskunden wohl nicht aushandelbar. Etwas anderes mag für gewerbliche Kunden gelten, auf deren Betriebsgelände Elektrofahrzeuge geladen werden.

Die Konzessionsabgabe belastet die individuellen Stromkosten des Haushaltskunden jedoch – wie beschrieben – nur mittelbar. Da es sich um Netzkosten handelt, die auf Netzentgelte umgelegt werden, betrifft eine Erhöhung oder Senkung der Abgabe, etwa durch Ausnahmen für EFZ, alle Stromkunden gleichmäßig. Eine Umlage auf die konkrete kWh, für die keine Abgabe gezahlt werden muss, erfolgt dagegen nicht. Gerade in der Anfangszeit der Entwicklung von V2G-Geschäftsmodellen, wird der Anteil des

rückgespeisten Stroms relativ zur gesamten Stromdurchleitung durch ein lokales Verteilernetz aber kaum ins Gewicht fallen. Von einer Senkung der Strombezugskosten durch Wegfall der Konzessionsabgabe für V2G kann also nicht ausgegangen werden.⁷⁵⁷ Von einer Ausnahme von der Konzessionsabgabe für rückgespeisten Strom aus EFZ sollte daher abgesehen werden, da hier der Regelungs- und Vollzugsaufwand in keinem Verhältnis zum kaum vorhandenen Fördernutzen für entsprechende V2G-Geschäftsmodelle steht.

11.4.9 Umsatzsteuer bei Stromentnahme zur Speicherung

Ein weiterer fester Bestandteil des Strompreises ist die Umsatzsteuer in Höhe von 19 % des Nettostrompreises, die grundsätzlich ebenfalls der Endverbraucher zu tragen hat. »Der Umsatzsteuer unterliegen [...] Lieferungen und sonstigen Leistungen, die ein Unternehmer im Inland gegen Entgelt im Rahmen seines Unternehmens ausführt« (§ 1 Abs. 1 Nr. 1 UStG).⁷⁵⁸ Für die Frage, ob auch für den rückgespeisten Strom erneut Umsatzsteuer zu entrichten ist, ist daher entscheidend, ob der EFZ-Betreiber Unternehmer i. S. d. UStG ist. Unter eine unternehmerische Tätigkeit fasst § 2 Abs. 1 UStG jedoch jede selbstständige und nachhaltige Tätigkeit zur Erzielung von Einnahmen, wobei es keinen Unterschied macht, wenn der finanzielle Vorteil einer Tätigkeit vornehmlich darin liegt, Ausgaben zu sparen, die man ohne diese Tätigkeit hätte.

Eine Tätigkeit ist dann als nachhaltig anzusehen, wenn sie auf Wiederholung angelegt ist und als geschäftsmäßige Tätigkeit auf den Erwerb von Einnahmen ausgerichtet ist, wobei in erster Linie auf das Gesamtbild der Verhältnisse abzustellen ist.⁷⁵⁹ Soweit der Elektromobilist langfristig in das Netz einspeist, um Einnahmen zu erzielen, dürfte er nachhaltig i. S. d. UStG handeln.

Zusätzlich müsste der Einspeisende jedoch auch selbstständig handeln. Gemäß § 2 Absatz 2 UStG handelt eine Person dann nicht selbstständig, wenn sie so in ein Unternehmen eingliedert ist, dass sie den Weisungen des Unternehmers zu folgen verpflichtet ist. Ob der Elektromobilist selbstständig i. S. d. UStG handelt, hängt maßgeblich davon ab, wie die wirtschaftlichen und rechtlichen Beziehungen zwischen ihm und dem Abnehmer seines Stroms ausgestaltet sind. Eine entsprechende Eingliederung ist aber nur in Sonderkonstellationen denkbar (z. B. Arbeitnehmerfahrzeug), in denen dann andere die Umsatzsteuer zahlen müssten (z. B. Arbeitgeber).

Der rückspeisende EFZ-Betreiber ist damit i. d. R. umsatzsteuerpflichtig.

Da er den rückgespeisten Strom allerdings letztlich zur Wertschöpfung und nicht zum Eigenkonsum speichert, könnte der EFZ-Betreiber zum Vorsteuerabzug berechtigt sein. Gemäß § 15 Absatz 1 Nr. 1 UStG kann ein Unternehmer die gesetzlich geschuldete Steuer für Lieferungen, die von einem anderen Unternehmer für sein Unternehmen ausgeführt worden sind, als Vorsteuerbeträge abziehen. Ohne dies gesondert zu regeln, ist hier also nicht der rückgespeiste Strom vorsteuerabzugsfähig, sondern sogar die Strommenge, die

⁷⁵⁷ So auch Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.14.

⁷⁵⁸ Umsatzsteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. Februar 2005 (BGBl. I S. 386), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. Mai 2012 (BGBl. I S. 1030) geändert worden ist.

⁷⁵⁹ Vgl. Heidner, in: Bunjes: Umsatzsteuergesetz, 11. Auflage 2012, § 15 Rn. 42.

der Stromlieferant zur Speicherung geliefert hat. Wirkungsgradverluste gehen damit nicht zu Lasten des EFZ-Betreibers.

Zumindest für den üblichen Haushaltskunden, der mit seinem EFZ Strom zurückspeist, bietet sich in Bezug auf alle denkbaren V2G-Geschäftsmodelle jedoch eine ungleich einfachere Möglichkeit, die Umsatzsteuer insgesamt zu vermeiden. Gemäß § 19 Absatz 1 wird die geschuldete Umsatzsteuer von Kleinunternehmern nicht erhoben, wenn ihr Gesamtumsatz im vorangegangenen Kalenderjahr 17 500 Euro nicht überstiegen hat und im laufenden Kalenderjahr 50 000 Euro voraussichtlich nicht übersteigen wird. Einzelne einspeisende EFZ-Betreiber sind i. d. R. zumindest dann Kleinunternehmer i. S. d. UmStG, wenn sie nicht aus anderen Quellen (etwa PV-Anlage auf dem Dach etc.) noch weitere Umsätze erzielen. Auch Kleinunternehmer können jedoch stattdessen für den Vorsteuerabzug optieren, wenn sie auf die Sonderregelung verzichten und sich für die Regelbesteuerung entscheiden.⁷⁶⁰

Zumindest für den Haushaltskunden mit EFZ wird damit i. d. R. die Rückspeisung nicht mit Umsatzsteuer belastet sein. EFZ-Kunden mit anderen Umsätzen können den höheren Stromverbrauch zur Stromspeicherung sogar vorteilhaft über den Vorsteuerabzug geltend machen. Eine Anpassung des Rechtsrahmens ist daher nicht erforderlich.

11.4.10 EEG-Umlagen-Befreiung für Energiespeicher

Die EEG-Umlage wird grundsätzlich von allen Lieferanten getragen, die Letztverbraucher beliefern und i. d. R. über die Strompreise an die Letztverbraucher weitergeben. So ist letztlich auch der Strom, den Elektromobilisten laden, mit der EEG-Umlage belastet. Im EEG sind verschiedene Befreiungstatbestände von der EEG-Umlage geregelt. Elektrofahrzeuge könnten als Stromspeicher grundsätzlich von einer Befreiung der EEG-Umlage profitieren. Allerdings darf nicht übersehen werden, dass Elektrofahrzeuge Strom in erster Linie selbst verbrauchen.

§ 37 Abs. 4 Satz 1 EEG sieht eine Befreiung von der EEG-Umlage vor: »Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, entfällt der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach Absatz 2 oder 3, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird.«

Das »Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien«, verschärft damit die Voraussetzungen der Befreiung durch dieses Ausschließlichkeitsprinzip. Der Batterie eines Elektrofahrzeugs wird nicht ausschließlich Strom zum Zwecke der Einspeisung entnommen, vielmehr wird Strom auch zum Zwecke des Eigenverbrauchs entnommen. Entnahmen zum Zwecke des Eigenverbrauchs führen aber zum Verlust der Umlagebefreiung.⁷⁶¹

Nach derzeitiger Rechtslage wird der rückgespeiste Strom damit auch erneut mit der EEG-Umlage belastet. Auch diese Doppelbelastung ist dazu geeignet, jedes auf V2G basierende

⁷⁶⁰ Vgl. Heidner, in Bunjes: Umsatzsteuergesetz, 11. Auflage 2012, § 15 Rn. 66.

⁷⁶¹ Vgl. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, BT-Drs. 17/8877, S. 23.

Geschäftsmodell unattraktiv zu machen. Damit Elektrofahrzeuge von einer Befreiung der EEG-Umlage profitieren, müsste daher ein eindeutiger Befreiungstatbestand im Gesetz geschaffen werden. Dies wäre durch eine entsprechende Anpassung des § 37 EEG möglich und würde die Netzintegration der Elektromobilität fördern. Es bestehen aber auch Bedenken gegen eine solche Befreiung. Zum einen kann die EEG-Umlagen-Befreiung nicht im Vorfeld gewährt werden, da noch fraglich ist, ob der Strom verbraucht oder rückgespeist wird. Eine Befreiung könnte also nur im Nachhinein mit erheblichem administrativem Aufwand gewährt werden. Voraussetzung ist zudem, dass wie bei der Stromsteuerbefreiung gemessen werden müsste, welcher Strom rückgespeist wird und davon auf den zur Speicherung erforderlichen Strom zurückgerechnet werden müsste. Hier kommt erschwerend hinzu, dass nur der ins Netz zurückgespeiste Strom von der EEG-Umlage befreit ist. Wird aus dem EFZ Strom für den häuslichen Verbrauch entnommen (Vehicle to Home) findet gerade keine Netzurückspeisung statt, was zu Problemen führen kann, wenn der rückgespeiste Strom direkt am oder im Fahrzeug gemessen wird und nicht am Hausanschluss. Entweder man gibt diese enge Voraussetzung in Bezug auf Elektrofahrzeuge auf oder die rückgespeiste Strommenge müsste zumindest zusätzlich am Hausanschluss gemessen werden, um von der Befreiung zu profitieren.

Bei allen aufgezeigten Problemen ist aber auch hier eine Anpassung des Rechtsrahmens zu empfehlen, um eine Doppelbelastung des gespeicherten Stroms mit Abgaben zu vermeiden und damit nicht von vornherein alle denkbaren Geschäftsmodelle um V2G unattraktiv zu machen.

11.4.11

Fazit und zusammengefasster Regelungsvorschlag

Die wesentliche Schwierigkeit aller Geschäftsmodelle, die im Bereich V2G denkbar sind, ergibt sich im Schwerpunkt daraus, dass in der üblichen Haushaltskunden-Konstellation keine angemessene Grundlage für die Einspeisung von Strom besteht. Ein Anspruch auf Netzanschluss und Netzanschlussnutzung ergibt sich zwar grundsätzlich aus § 17 EnWG, die Ausgestaltung des Anschlussnutzungsverhältnisses zur Einspeisung bedarf jedoch der vertraglichen Ausgestaltung. Diese sollte, orientiert am Anschluss- und Anschlussnutzungsverhältnis für die Stromentnahme an den letztverbraucherschützenden Regelungen der NAV orientiert werden, die derzeit nicht anwendbar ist. Gerade da mit dem vorliegenden Gutachten kein tragfähiges Geschäftsmodell V2G vorgelegt werden kann, erscheint es sinnvoll, rechtlich alles dafür zu unternehmen, einen niederschweligen Infrastrukturzugang für die Beteiligten an möglichen Geschäftsmodellen rechtlich zu gewährleisten. Ob sich tatsächlich geeignete Anwendungen für V2G und ein tragfähiger Markt für V2G-Produkte entwickelt, könnte anschließend der Kreativität der EVU überlassen werden. Klarstellen sollte der Ordnungsgeber (StromNZV) zudem, dass der rückspeisende Haushaltskunde, der sich von einem EVU den Strom direkt am Hausanschluss abnehmen lässt, keines Netznutzungsvertrags bedarf.

Um einen effektiven Infrastrukturzugang der EVU für alle Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit V2G sicherzustellen, wäre es darüber hinaus sinnvoll, ihnen einen Anspruch auf Erweiterung der Netzkapazitäten gegen den Netzbetreiber vergleichbar dem des § 9 EEG zur Seite zu stellen. Dieser würde einerseits sicherstellen, dass das Netz angemessen ertüchtigt und mit bidirektionalen Transformatoren ausgestattet wird, sobald ein tragfähiges Geschäftsmodell für die Rückspeisung besteht. Der Anspruch käme jedoch erst zum Tragen, wenn sich ein EVU findet, das den rückgespeisten Strom abnehmen und weitervertreiben möchte und es mit diesem Geschäftsmodell tatsächlich an Kapazitätsgrenzen des Netzes stößt.

Ein zweites grundlegendes Problem für V2G ergibt sich daraus, dass derzeit keine Abnehmer für den rückgespeisten Strom bereitstehen. Da hier jedoch für die EVU kein

konkretes Geschäftsmodell für die Durchführung von V2G vorgeschlagen werden kann, wäre es kaum zu rechtfertigen, Ihnen die Abnahme des Stroms gesetzlich vorzuschreiben. Von der Übernahme des Grundversorgermodells für die Rückspeisung wird daher abgeraten. Ist der Infrastrukturzugang gewährleistet, sollte es vielmehr den Marktkräften überlassen bleiben, ob es vielleicht doch tragfähige Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit V2G gibt. Empfehlenswert wäre jedoch die Übernahme des Gedankens der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG und StromGKV) auch für den Bereich der Rückspeisung, wobei kürzere Vertragslaufzeiten von einem oder zwei Monaten für die Ersatzversorgung denkbar wären. Hier geht es allerdings mehr darum, dem EFZ-Betreiber vor einer vorschnellen Anschlussperre wegen unzureichend vertraglich abgesicherter Rückspeisung zu ersparen, als ihm eine tatsächliche Rückfalloption für die Rückspeisung zu eröffnen.

Um mögliche V2G-Geschäftsmodelle für die EVU nicht von vornherein unattraktiv zu machen, ist es darüber hinaus erforderlich, dass der Gesetz- und Verordnungsgeber alle Doppelbelastungen mit Abgaben abschafft, die den zur Speicherung des rückgespeisten Stroms erforderlichen Strom belasten. Doppelbelastungen die abzuschaffen wären betreffen die Netzentgelte, die Stromsteuer und die EEG-Umlage. Kein Anpassungsbedarf besteht dagegen in Bezug auf die Konzessionsabgabe und die Umsatzsteuer.

11.5 Einzelwirtschaftliche Bewertung von V2G

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung basiert auf folgenden Einflussgrößen:

Wie im Kapitel zu den technischen Determinanten dargelegt, gibt es Zyklen, für die keine Grenzkosten anfallen. Mit diesen Zyklen wird in den jeweils günstigsten Stunden des Jahres geladen und zu den jeweils teuersten Stunden des Jahres zurückgespeist. Hierfür werden Analysen des Price-Spreads der historischen bzw. simulierten Preiszeitreihen zugrunde gelegt. Diese Annahme ist eine Maximalpotenzialabschätzung, die in dieser Form nicht realisierbar ist, a) wird die zeitliche Anordnung der günstigsten / teuersten Stunden nicht berücksichtigt, b) wird es durch die Fahrzeuge zu Marktrückkopplungen kommen, c) verfügen die Fahrzeughalter bzw. der Aggregator nicht über perfekte Informationen,.

Bezüglich der Steuern- und Abgabenbelastung wurde angenommen, dass nur Konzessionsabgaben (einmalig) zu verrichten sind und der V2G-Prozess von den Netzentgelten, Stromsteuern, der EEG-Umlage und weiteren staatlichen Faktoren entlastet wird. Diese Annahme wurde dem Optum-Projekt entnommen und gilt unter Berücksichtigung der rechtlichen Analyse ebenfalls als extrem optimistisch.

Erlöse Average Joe	2011	2020	2030
Zyklen pro Jahr zu $K'(x)=0$	63,81	297,86	423,39
Rückspeisezeit pro Zyklus in h	1,27272727	1,52727273	1,83272727
Rückspeisezeit pro Zyklus in min	76,3636364	91,6363636	109,963636
Rückspeiszeit in h/a für Zykluskosten $K'(x)=0$	81,2127273	454,913455	775,9584
Ladezeit in h/a für $K'(x)=0$	100,262626	561,621549	957,973333

Lade- und Rückspeisezeit in min pro Tag für $K'(x)=0$	29,831565	167,101644	285,029874
Bezug $K'(x)=0$ Stunden im Schnitt in Euro / MWh (optimal)	4,5864516	24,73839	17,467415
Verkauf $K'(x)=0$ Stunden im Schnitt in Euro (optimal)	87,7655333	101,236556	106,61153
Energiemenge in kWh für $K'(x)=0$ Stunden Bezug	1102,88889	6177,83704	10537,7067
Konzessionsabgabe für $K'(x)=0$ h in Cent pro Jahr	1974,17111	11058,3283	18862,4949
Konzessionsabgaben für $K'(x)=0$ h in Euro	19,7417111	110,583283	188,624949
Energiemenge in kWh für $K'(x)=0$ pro Jahr	893,34	5004,048	8535,5424
Stunden zu $K'(x)=0$ niedrigste Kosten in Euro	5,05834651	152,829742	184,066495
Kosten $K'(x)=0$ niedrigste Stunden incl. Konzessionsabgabe	24,8000576	263,413025	372,691445
Erlöse $K'(x)=0$ höchste Stunden	78,4044615	506,592583	909,987235
Investitionskosten bidirektionales Ladegerät	1150	688,54	412,25
Afa Bidirektionales Ladegerät p.a.	164,285714	98,3628571	58,8928571
Kapitalkosten bidirektionales Ladegerät p.a.	46	27,5416	16,49
Kosten bidirektionales Ladegerät p.a.	210,285714	125,904457	75,3828571
Ergebnis Fahrzeug	53,6044039	243,179558	537,29579
Ergebnis Average Joe in Euro/a	-167,402191	68,6391894	354,453775
Ergebnis Aggregator pro Fahrzeug	10,7208808	48,6359116	107,459158
Ergebnis Aggregator für ges. Pool	48683,5196	486359,116	10745915,8
Anzahl Fahrzeuge	4541	10000	100000

Nutzbare Batteriekapazität	14	16,8	20,8
Benötigte Fahrzeuge pro 1 MW	71,4285714	59,5238095	48,0769231
Anzahl Server	2	4	10
Invest Server + Softwarelizenzen	100000	200000	500000
Afa Server	14285,7143	28571,4286	71428,5714
Invest Börsenlizenz	40000	40000	40000
Afa Börsenlizenz	2000	2000	0
Kapitaldienst Pool-Koordinator	21885,7143	40171,4286	93028,5714
Personalkosten	70000	140000	1050000
Wartung	10000	20000	50000
Betriebskosten Pool- Koordinator	80000	160000	1100000
Endergebnis Pool-Koordinator	-53202,1947	286187,688	9552887,22

Abb. 83: Darstellung der Ergebnisberechnung

Nachfolgend sind die Ergebnisse für das Durchschnittsfahrzeug (»Average Joe“) in den Jahren 2011 bis 2030 dargestellt. Es wird deutlich, dass das Geschäftsmodell erst ab dem Jahr 2030 interessant wird.

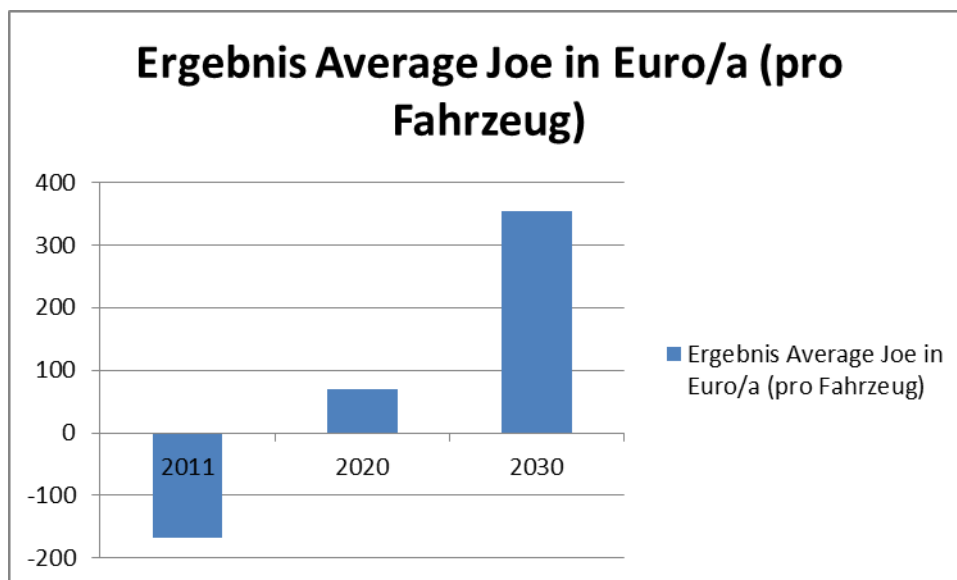


Abb. 84: Ergebnis der einzelwirtschaftlichen Bewertung des Average Joe

In folgender Abbildung ist das Ergebnis des Pool-Koordinators dargestellt. Wobei angenommen wurde, dass 100 % des Marktes von einem Pool-Koordinator abgedeckt wird (Marktanteil: 100%). Insofern zeigt die Abbildung das Gesamtmarktpotenzial für das Geschäftsmodell des Pool-Koordinators. Auch hier wird deutlich, dass das Geschäftsmodell erst ab 2030 interessant wird, was vorrangig auf die dann vorhandenen Größenordnungen von Fahrzeugen zurückzuführen ist.

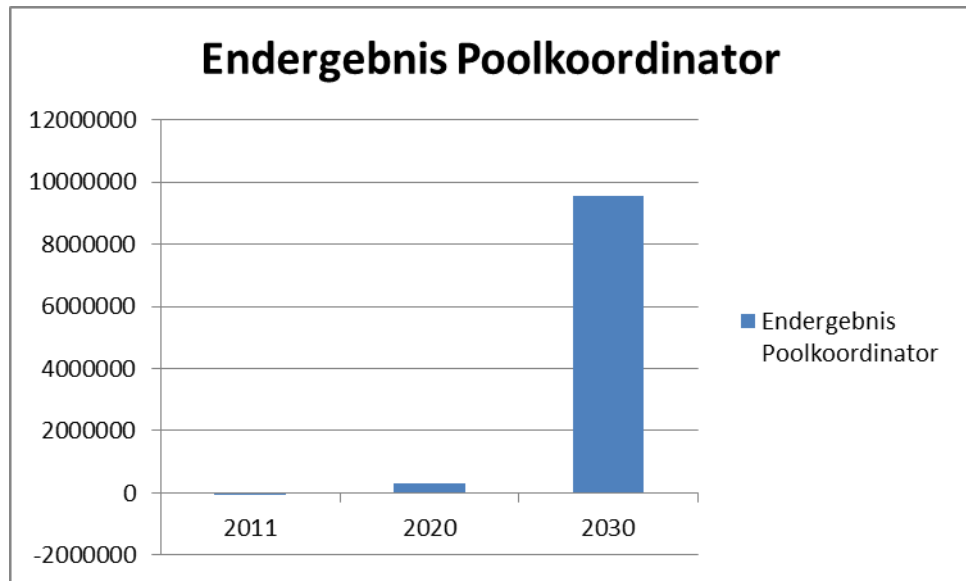


Abb. 85: Ergebnis der einzelwirtschaftlichen Bewertung des Poolkoordinators

Die Zykluskosten sind neben den Steuern und Abgaben der dominierende Faktor der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Sollten die Zyklenanzahl der Batterien bzw. die Energiedichte und damit die Zykluskosten pro kWh deutlich sinken, wäre das Geschäftsmodell neu zu bewerten. Gleiches gilt für Erzeugungsstrukturen mit sehr hohen EE-Anteilen in Verbindung mit hohen Price-Spreads.

Im Folgenden werden die Ergebnisse im Lichte weiterer Studien betrachtet:

Auch im Projekt Grid4Vehicles wurde ein negatives Urteil über die Wirtschaftlichkeit von V2G gefällt: »[T]he use of the EV for the reinjection power into the system, designated as V2G, has low value and is less promising than the potential of using EV for energy deferral (load shifting) and reserve capacity. This is due to the cost of Charge/discharge efficiency losses and battery degradation due to the increase in the number of charge/discharge cycles.«⁷⁶²

OPTUM

Im Forschungsprojekt OPTUM wurde das Geschäftsmodell der V2G-Rückspeisung ins öffentliche Netz geprüft und mit verschiedenen Szenarien der Einflussgrößen durchgerechnet. Insofern wurden einige Förderinstrumente hinsichtlich der Steuer- und Abgabenbelastung bereits vorausgedacht.

Neben dem Bezug zum Haushaltsstromtarif (Szenario 1)⁷⁶³ wurden zwei weitere Szenarien durchgespielt. Eine Verringerung um die EEG-Umlage, die Stromsteuer und die

⁷⁶² Vgl. Forschungsprojekt Grid4Vehicles: G4V-Report: D 6.2 Estimation of Innovative Operational Processes and Grid Management for the Integration of EV, S. 4.

⁷⁶³ „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“
Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.14.

Mehrwertsteuer (Szenario 2) ⁷⁶⁴ sowie ein Nachttarif ohne EEG-Umlage, Stromsteuer, Netznutzungsentgelte und die Mehrwertsteuer (Szenario 3) ⁷⁶⁵. Dabei wurden folgende Werte ermittelt:

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

Abb. 86: Strombezugskosten für Elektrofahrzeuge im Rahmen von V2G Quelle:⁷⁶⁶

In Abhängigkeit von Kostenabschätzungen für die Batterienutzung, Grenzkosten der Rückspeisung und anhand von historischen Strompreisen ergibt sich folgendes Bild:

Kosten Batterie-abnutzung € cent/kWh	Szenario	Grenzkosten Rück-speisung € cent/kWh	2008	2009	2010
			Erlöse in €		
2,0	1a Haushaltsstrompreis	31,3	1	0	0
	2 a Haushaltstrompreis verringert um EEG-Umlage, Stromsteuer	21,5	2	0	0
	3 a „Nachttarif“ ohne EEG-Umlage, Stromsteuer, Netznutzungsentgelte	10,4	50	1	0
6,7	1 b Haushaltstrompreis	35,9	0	0	0
	2 b Haushaltstrompreis verringert um EEG-Umlage, Stromsteuer	26,1	1	0	0
	3 b „Nachttarif ohne EEG-Umlage, Stromsteuer, Netznutzungsentgelte	15,1	7	0	0
30,0	1 c Haushaltstrompreis	59,3	0	0	0
	2c Haushaltstrompreis verringert um EEG-Umlage, Stromsteuer	49,5	0	0	0
	3c „Nachttarif“ ohne EEG-Umlage, Stromsteuer, Netznutzungsentgelte	38,4	0	0	0

⁷⁶⁴ „Szenario 2: Für die Berechnung der Strombezugskosten wird der Haushaltsstrompreis verringert um die EEG-Umlage und die Stromsteuer angesetzt. Hier wird davon 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.“ Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.14.

⁷⁶⁵ „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 [...]. 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.“ Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.14.

⁷⁶⁶ Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.15.

Abb. 87: Mögliche Erlöse für Elektrofahrzeuge durch V2G, 2008-2010 in verschiedenen Szenarien
Quelle: ⁷⁶⁷

Es wird daher geschlussfolgert, dass das Modell nicht rentabel ist, wenn es staatlich nicht gefördert wird: »Unter der Annahme, dass das Modell nicht staatlich gefördert wird, ist das Geschäftsmodell nicht rentabel. In den Jahren 2008 bis 2010 lag der Spotmarktpreis nur in sehr wenigen Stunden im Jahre 2008 über den Grenzkosten (Batterieabnutzung + Strombezugskosten).⁷⁶⁸ Selbst unter optimistischsten Annahmen ließen sich max. 50 € p.a. erlösen – und dies auch nur unter den Bedingungen der hohen Strompreise 2008.⁷⁶⁹ Und selbst dies wird dadurch relativiert, dass diese Erlöse die Kosten für die Börsenanbindung nicht decken könnten [...]Des Weiteren muss unterstrichen werden, dass die optimistischen Annahmen, die dem 3a-Szenario zugrunde liegen, aus heutiger Sicht völlig utopisch sind, da neben durchaus denkbarer staatlicher Förderung (d.h. Erstattung von Netznutzungsentgelten, MwSt und EEG-Umlage) Zykluskosten angenommen wurden, die 1/15 der heutigen entsprechen.«⁷⁷⁰

RWTH Aachen

Rosekeit et al. untersuchten die Auswirkungen verschiedener Ladeverfahren auf die Strom- und Batteriekosten des Elektrofahrzeugnutzers. Sie gingen dabei von Plug-In-Hybridfahrzeugen mit einer nutzbaren Batteriekapazität von 8 kWh und Mobilitätsdaten der Mobilitätspanels (MOP) aus. Unterschieden wurde zwischen drei Szenarien:

- »Ungesteuertem Laden direkt nach Ankunft zuhause«,
- »Vor Abfahrt Laden« möglichst spät vor der nächsten Abfahrt und
- »Bidirektionalem Stromhandel« (V2G), d.h. Laden mittels eines volatilen Profils orientiert an Strommarktpreisen.⁷⁷¹

Als weitere Annahmen wurden spezifische Batteriekosten von 500 Euro pro kWh und eine Abschreibung von 8 % angenommen.⁷⁷²

Dies führt zu folgenden Ergebnissen:

⁷⁶⁷ Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.16.

⁷⁶⁸ Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.15f.

⁷⁶⁹ Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.17.

⁷⁷⁰ Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.23.

⁷⁷¹ Rosekeit, M; et all: Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.-06.11.2012 in Stuttgart.

⁷⁷² Rosekeit, M; et all: Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.-06.11.2012 in Stuttgart.

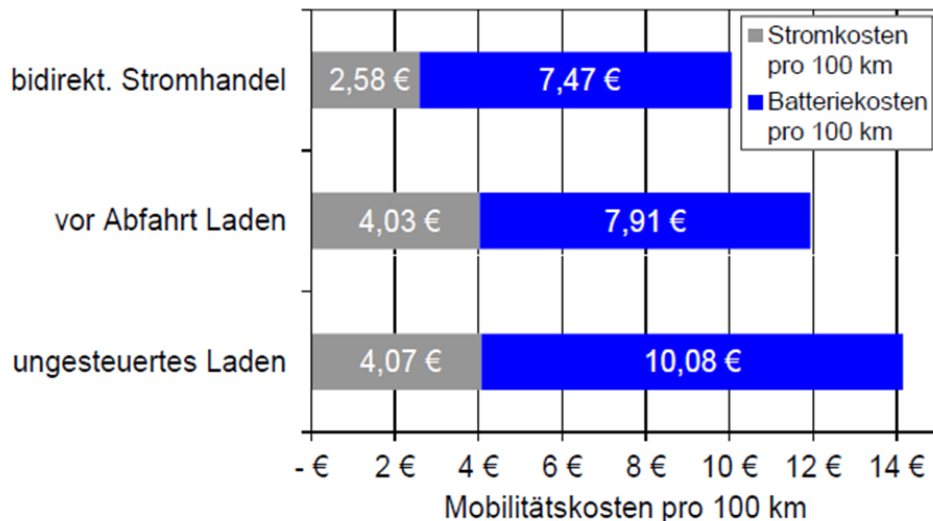


Abb. 88: Strom- und Batteriealterungskosten (Mobilitätskosten) für verschiedene Ladeverfahren⁷⁷³

V2G ist entsprechend der wirtschaftlichste Lademodus. Dies hat folgende Gründe:

- Beim ungesteuerten Laden direkt nach der Fahrt dominieren hohe Ladezustände, die hohe Batteriealterungskosten verursachen
- Der Ladevorgang wird unabhängig vom Strompreis gestartet, daher sind die Strombezugskosten hoch
- Beim Laden vor der Fahrt sind aufgrund des niedrigeren mittleren SOC's zwar die Alterungskosten niedriger, die Strombezugskosten bleiben aber unverändert
- Beim bidirektionalen Stromhandel ist das Fahrzeug relativ lange in niedrigen Ladezustandsbereichen, wodurch sich die kalendarische Batteriealterung trotz höherer Zyklisierung verringert. Auch die Strombezugskosten werden gesenkt.⁷⁷⁴

Weitere Studien:

- Das Energiewirtschaftliche Institut der Universität zu Köln folgert, dass sich der Verkauf von Strom am Spotmarkt mittelfristig aufgrund der hohen Batteriekosten und der nachfolgend nötigen Wiederbeladung nicht lohnt.⁷⁷⁵
- Im Projekt gesteuertes Laden 2.0 wurde unter den Annahmen eines V2G-Wirkungsgrades von 75 %, einem durchschnittlichen Börsenpreis von 44 € / MWh, einer

⁷⁷³ Lunnz, B.; et all: Influence of plug-in hybrid electric vehicle charging strategies on charging and battery degradation costs, Energy Policy, Band 46, Seiten 511-519, 2012. Adresse: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512003175>.

⁷⁷⁴ Vgl. Rosekeit, M; et all: Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.-06.11.2012 in Stuttgart.

⁷⁷⁵ Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.) (2010). Potenziale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, Seite 23f.

unabhängig von der Batteriegröße stattfindenden Batteriealterung und ohne wirtschaftliche Nachnutzung der Batterie ermittelt, dass eine Wirtschaftlichkeit von V2G aufgrund der Batteriedegradation noch nicht gegeben ist. Des Weiteren wurde festgestellt, dass die Wirtschaftlichkeit mit kleineren Batterien (und den damit verbundenen geringeren Anschaffungskosten) ansteigt.⁷⁷⁶

- Sterner et al. sehen die Potenziale einer Rückspeisung ins öffentliche Netz kurzfristig als nicht und mittel- und langfristig nur in geringem Umfang erschließbar an – wobei die hohe Prognoseunsicherheit aufgrund der Variabilitäten im Strompreis und in der Batterieentwicklung betont wird.⁷⁷⁷
- Auch in einer WWF-Studie wird dargelegt, dass die Verwendung von Akkumulatoren in Elektrofahrzeugen als künftige Speicher für fluktuierende Stromerzeugung nicht realistisch ist. Als Hauptbarrieren werden die vorherrschende Spontaneität der Nutzer und die noch viel zu hohen Batteriekosten genannt.⁷⁷⁸
- Schlegel et al ermitteln Erlöspotenziale für den Endkunden in Höhe von 20-50 Euro pro Jahr⁷⁷⁹

Es lässt sich schlussfolgern, dass die Mehrzahl der Studien besagt, dass die bidirektionale Rückspeisung von Energie ins öffentliche Netz nach Bezug der Energie aus dem öffentlichen Netz auf absehbare Zeit nicht wirtschaftlich zu betreiben ist. Positive Aussagen basieren auf äußerst positiven Annahmen. Modellrechnungen der TU Ilmenau und des Fraunhofer IOSB /AST-Instituts haben zum Ergebnis, dass das wirtschaftlich erschließbare Speicherpotenzial von Elektrofahrzeugen deutlich geringer ist, als sich aus ersten »Milchmädchenrechnungen« ableiten lässt.⁷⁸⁰

Allen Rechnungen liegt jedoch die gleiche unsichere Annahme zu Grunde, die von Roseikat et al. in einem anderen Licht dargestellt wird. Ein bidirektionaler Betrieb ist nach Roseikat ohne Einschränkung der Batterielebensdauer möglich.⁷⁸¹ Insofern fallen für eine bestimmte Anzahl von Zyklen, nämlich Differenz der nutzbaren Zyklen bis 80 % der Nennkapazität und der für den Mobilitätsbedarf benötigten Zyklen keine Grenzkosten an.

⁷⁷⁶ Vgl. Vortrag: Vattenfall, Auszug Ergebnisse Teilprojekt 1 im Projekt Gesteuertes Laden V2.0, 12.10.2011, Folie 21

⁷⁷⁷ Vgl. IWES, (2010), S. 78

⁷⁷⁸ Vgl. WWF Deutschland (Hrsg.). (2009). Auswirkungen von Elektroautos auf den Kraftwerkspark und die CO₂-Emissionen in Deutschland; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, Seite 8

⁷⁷⁹ Vgl. Schlegel, S.; Westermann, D.; Agsten, S.: Energiespeicherpotenziale von Elektrofahrzeugen, Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 in Stuttgart, Stuttgart 05.11.2012.

⁷⁸⁰ Vgl. Schlegel, S.; Westermann, D.; Agsten, S.: Energiespeicherpotenziale von Elektrofahrzeugen, Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 in Stuttgart, Stuttgart 05.11.2012.

⁷⁸¹ Lunz / Roseikat, VDE Kongress

11.6

Volkswirtschaftliche Bewertung von V2G

Was bringt das Geschäftsmodell dem Ausbau erneuerbarer Energien?

Das Postulat, das eine große EFZ-Flotte als Speicher einen "wesentlichen Beitrag zur Integration steigender Mengen von Windenergie in das Versorgungssystem«⁷⁸² liefern kann, kann erst durch gesamtsystemische Analysen verifiziert werden. Es ist aber anzunehmen, dass für ein volkswirtschaftlich optimales Erreichen der langfristigen Ausbauziele Kurz- und Langfristspeicher nötig sind. Weil EFZ in gewissem Umfang zu den kosteneffizientesten Kurzfristspeichern zählen, können sich EFZ und EE langfristig verstärken. Es stellt sich dann aber die Frage, ob der Einsatz als dezentraler Speicher zur lokalen Nutzung dezentraler Erzeugung eine ausreichende Einsatzform ist (Vehicle 2 Home) oder ob tatsächlich V2G rückgespeist werden sollte.

Wie wirkt sich das Geschäftsmodell auf das Netz aus? Ausbaubedarf?

V2G bietet Potenziale zur effizienteren Netzauslastung und Vermeidung von Netzausbau: Ein Batteriespeicher kann eine mit einem Netzausbau durch Leitungen und Umspannstationen vergleichbare Netzsituation erreichen.⁷⁸³ Untersuchungen zeigen, dass sich hierfür ein Standort von Speichereinrichtungen am Ende eines Leitungsstranges anbietet. Bei Speicherkosten von ca. 2000 Euro je kWh liegen die Kosten laut Stölze et al. um den Faktor 6,7 höher als die alternativen Kosten einer Netzausbaumaßnahme.⁷⁸⁴ Der Netzausbau ist daher wesentlich günstiger, Batteriespeicher bieten grundsätzlich den Vorteil eines bedarfsgerechten Ausbaus ohne größere Sprunginvestitionen – dies ist dann besonders relevant, wenn in einem Netzgebiet keine sichere Abschätzung des Zubaus von Einspeiseanlagen möglich ist.⁷⁸⁵ **Auch Wellßow et al. kommen zum Ergebnis, dass Szenarien mit Speichern zwar eine tendenziell geringere Auslastung der Betriebsmittel aufweisen, ein Netzausbau zur Senkung der mittleren Auslastung jedoch stets geeigneter ist.**⁷⁸⁶

⁷⁸² Windenergieverband

⁷⁸³ Vgl. Stölze, F.; Bader, D. & Backes, J.: Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen durch Batteriespeicher im Verteilnetz am Beispiel des Pilotprojektes „INESS“ (Intelligent Netz Energie Speicher-System), Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.-06.11.2012 in Stuttgart, mit Bezug auf: Mayer, C.: Bachelorarbeit „Auslegung und Analyse eines Batteriespeichers im elektrischen Verteilnetz“, 2012, Hochschule Ulm (unveröffentlicht).

⁷⁸⁴ Damit liegen die Autoren mindestens um den Faktor 2 höher als realistische Angaben zu den Kosten von Lithium-Ionen-Akkumulatoren für Elektrofahrzeuge.

⁷⁸⁵ Vgl. Stölze, F.; Bader, D. & Backes, J.: Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen durch Batteriespeicher im Verteilnetz am Beispiel des Pilotprojektes „INESS“ (Intelligent Netz Energie Speicher-System), Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.-06.11.2012 in Stuttgart.

⁷⁸⁶ „Im Rahmen der Netzanalysen der ETG Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ wurden zwei Szenarien mit einem Anteil an Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 40 % und von 80 % untersucht. Für diese Szenarien wurden Netzmodelle mit mindestens jeweils einem geringen, einem mittleren und einem starken Ausbaugrad erstellt. Die im Teil A beschriebenen Speicherbauvarianten A (nur bestehende Pumpspeicherkraftwerke), D (maximaler Zubau von Kurz- und Langzeitspeichern) und E (mittlerer Zubau von Kurz- und Langzeitspeichern) wurden in den beiden Allokationsvarianten LAST (Speicher proportional zu Höchstlast je Netzknoten) und EE (Speicher proportional zu maximaler Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen) an den Netzmodellen untersucht.“, Wellßow, Wolfram et al.: Bedarf an Energiespeichern und

Unter Berücksichtigung eines Potenzials an Zyklen von Grenzkosten o liegen die Speicherkosten durch V2G – entgegen obiger Aussagen - zudem in Grenzen deutlich unter einem Netzausbau mit Leitungen und Transformatoren.

Welche Verteilungswirkungen hat das Geschäftsmodell?

V2G reduziert durch die Marktrückkopplung die Durchschnittsstrompreise und steigert neben dem individuellen Vorteil der einzelnen Ladevorgänge die Konsumentenrente (Differenz zwischen Zahlungsbereitschaft und Marktpreis). Der Preiseffekt tritt ein, da teure Spitzenlastkurven von den geringen variablen Kosten der Rückspeisung aus EFZ aus der Merit Order verdrängt werden. Zwar kommt es umgekehrt auch zu einer Preiserhöhung in Schwachlastphasen, der Effekt fällt aber deutlich geringer aus.⁷⁸⁷

Weitere gesamtgesellschaftliche Effekte

Die Antriebsbatterien sind nicht nur wegen ihrer hohen Kosten sondern auch wegen der begrenzten Haltbarkeit ein Hemmnis bei der Markteinführung von Elektrofahrzeugen.⁷⁸⁸ V2G ermöglicht eine Teilamortisation der hohen Batteriekosten und könnte daher im Hinblick auf die Kundenpsychologie einen Schub bei der Marktdurchdringung von EFZ bringen, was wiederum volkswirtschaftlich externe Effekte reduzieren würde.

11.7

Zusammenfassung

V2G kann dann ein tragfähiges Geschäftsmodell werden, wenn der Kunde seine TCO nennenswert senken kann, ein Energielieferant / Energiedienstleister einen wirtschaftlichen Vorteil generieren kann, der OEM keine Angst vor Batterieschädigung haben muss und der Netzbetreiber durch V2G seine Netzstabilität nicht gefährdet sieht.

Hierzu sind aber abgesehen von der geringen (finanziellen) betriebswirtschaftlichen Attraktivität des Geschäftsmodells das Vehicle-To-Grid Problem zu lösen:

Ein Problemfeld für die Rückspeisung aus der Batterie ist die Haltung der Automobilhersteller hinsichtlich Garantie- und Haftungsfragen. Aus Sicht der Automobilhersteller erscheint es wünschenswert, dass die Energiehändler, die die im Fahrzeug gespeicherte Energie verkaufen, in die Haftung für die Batterie eingebunden werden, wenn rückgespeist wird. Die Automobilhersteller sind nicht bereit bei V2G für die Haltbarkeit der Batterie zu haften.

Unter den jetzigen rechtlichen Rahmenbedingungen (insb. Steuern- und Abgabenbelastung) kann das Geschäftsmodell nicht wirtschaftlich werden.

Netzausbau in Deutschland bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung Teil B: Auswirkungen auf das Übertragungsnetz, Paper zum Vortrag auf dem VDE Kongress 2012 am 05. – 06.11.2012 in Stuttgart.

⁷⁸⁷ Zu alledem: Vgl. Schlegel, S.; Westermann, D.; Agsten, S.: Energiespeicherpotenziale von Elektrofahrzeugen, Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 in Stuttgart, Stuttgart 05.11.2012.

⁷⁸⁸ Rosekeit, M; et al: Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid, Paper zum Vortrag auf dem VDE-Kongress 2012 am 05.-06.11.2012 in Stuttgart.

Unter Berücksichtigung von Verteilnetzrestriktionen bzgl. der Gleichzeitigkeit der Be- und Entladevorgänge ist die realisierbare gleichzeitige Rückspeiseleistung deutlich geringer als die max. Rückspeiseleistung. Wenn beispielsweise der Anreiz durch hohe Preise gerade sehr hoch ist und viele Einheiten am Niederspannungsnetz einspeisen, dann kann dies zu Überlastungen im Verteilnetz führen. Mit diesem Problem hängen auch die gegenläufigen Interessen der Akteure zusammen. Insbesondere Verteilnetzbetreiber und Energielieferanten sehen V2G-Speicher unter anderen Gesichtspunkten und mit sich teilweise widersprechenden Zielen.

Aus Kundensicht sind die technischen Voraussetzungen im Markt für V2G auch noch nicht da. Aktuell ist kein Fahrzeug auf dem Markt verfügbar, das bidirektional laden kann. Bislang sind bidirektionale Ladegeräte nur in Forschungsprojekten realisiert worden. Die technische Umsetzung ist nicht trivial, wie das Projekt Gridsurfer gezeigt hat, indem mit großem Aufwand eine kosten-, bauraum- und gewichtsoptimale Lösung angestrebt wurde. Bislang gibt es auch keine Normung zu bidirektionalen Ladegeräten. Dennoch ist zu erwarten, dass sich dieses Problem mit den nächsten Generationen von EFZ lösen wird.

Einzelwirtschaftlich, ohne Berücksichtigung der Nebeneffekte, ist das Geschäftsmodell V2G ceteris paribus auf absehbare Zeit kaum interessant. Aufgrund der positiven gesamtgesellschaftlichen Implikationen (z.B. Senkung der Durchschnittsstrompreise) könnte es jedoch sinnvoll sein, dieses Geschäftsmodell zu fördern.

Grundsätzlich ist es aber fraglich, ob Privat- bzw. Endkunden geeignet für eine Rückspeisung sind. Vor dem Hintergrund der Haftungsproblematik und Planbarkeit- und Prognosegenauigkeit erscheinen Flotten- bzw. Gewerbekunden geeigneter.

1 2

Das Geschäftsmodell »Gesteuertes Laden von Grünstrom« Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells

12.1

Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells

12.1.1

Beschreibung des Geschäftsmodells

Für die Belieferung von Elektrofahrzeug-Bilanzkreisen mit Grünstrom bestehen eine Vielzahl von Produkten und Anforderungen. Zudem ist die mittelfristige Entwicklung (2020) mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden. Entsprechend müssen die Ergebnisse der Grobbewertung dieses Geschäftsmodells differenziert bewertet werden.

Grünstromdefinition

- Zur Charakterisierung von Grünstrom kann folgende Einteilung getroffen werden:
- Graustrom mit Herkunftsnachweisen (keine Zusatzlichkeit)
- Direkter Strombezug bestehender Wasserkraft (keine Zusatzlichkeit)
- Direkter Strombezug der mittels Grünstromprivileg über das EEG gefördert wird (national, keine Zusatzlichkeit)
- Grünstromprodukte mit indirekter Förderung des EE-Ausbaus durch zusätzliche Investitionsbereitschaft etc.
- Direkter Strombezug von ungeförderten Neuanlagen in der »sonstige Direktvermarktung« nach EEG (national, Zusatzlichkeit)
- Strombezug von ungeförderten ausländischen Neuanlagen (international, Zusatzlichkeit)

Im Fall der obersten 3 Gruppen ist mit dem Grünstrombezug selbst keiner oder nur ein geringer Umweltnutzen verbunden. Zudem wird die Anerkennung der geförderten Grünstromeigenschaft im Rahmen des Grünstromprivilegs sehr kritisch gesehen. Ebenfalls kritisch wäre die Grünstromeigenschaft von Offshore-Windparks zu werten, wenn diese nach 8 Jahren Förderung in die »sonstige Direktvermarktung« nach EEG wechseln. Im Rahmen von privaten Ökostrom-Labels kann aber ein zusätzlicher Umweltnutzen durch z.B. die Investition in EEG-Anlagen, die Förderung von KWK-Anlagen, Fondmodelle u.a. unabhängig vom direkten Strombezug ermöglicht werden. Der Strombezug von ungeförderten Neuanlagen – welcher aber als einziger eine Zusatzlichkeit und damit einen direkten Umweltnutzen darstellen kann - findet national aufgrund der hohen zusätzlichen Kosten eine nur geringe Zahlungsbereitschaft. Einen Sonderfall stellt der Bezug von ausländischen EE-Neuanlagen außerhalb öffentlicher Fördersysteme (meist Wasserkraft in Skandinavien) dar, welcher geringere Differenzkosten aufweist. Hierbei ist zukünftig aber von einer Marktverknappung aufgrund z.B. der Änderung der Förderbedingungen in Schweden auszugehen und generell handelt es sich um einen kleinen Markt.

Offen ist dabei der Diskussionspunkt, ob die Einführung eines strengen offiziellen einheitlichen Siegels (z.B. »Blauer Engel Ökostrom«) welches sich von der Vielzahl privater Label abhebt, doch eine höhere Zahlungsbereitschaft für nationalen ungeforderten Neuanlagenstrom finden könnte. Dies würde aber andererseits auf starken Widerstand der bestehenden Ökostromanbieter stoßen. Zudem erscheint es wahrscheinlich, dass zukünftig die Bereitschaft für Grünstrom mehr auszugeben abnimmt, je grüner der Deutsche Strommix wird.

Der Marktwert der Grünstromeigenschaft ist derzeit sehr unterschiedlich. Für Herkunftsnachweise ohne weitere Anforderungen liegen die Preise bei ca. 0,4 €/MWh. Bei gefördertem Strom mittels Grünstromprivileg ist kaum eine höhere Zahlungsbereitschaft als für Herkunftsnachweise zu erwarten. Für den Bezug aus bestehender Wasserkraft werden 2-3 €/MWh gezahlt. Für ausländische Neuanlagen außerhalb öffentlicher Fördersysteme (z.B. schwedische Wasserkraft) liegen die Preise bei 4-5 €/MWh.

Ein weiterer Diskussionspunkt ist die Frage, wie Grünstrom bilanziert wird. Im Falle einer Zeit-gleichheit besteht wirtschaftlich ein Anreiz durch z.B. Lastmanagement von Elektrofahrzeug-Pools diese Grünstromeigenschaft zu erhalten indem höhere Anteile der EE-Erzeugung direkt in die Bilanzkreise integriert werden können. Damit ist aber auch der volkswirtschaftliche Nachteil einer Optimierung von Subsystemen verbunden. Eine andere Möglichkeit ist nur die Bilanzierung der Mengengleichheit. Durch diese reduzierte Anforderung kann ein ökologischer Nutzen (Zusätzlichkeit) bei einer vollständigen Marktintegration gewährleistet werden. Andererseits besteht hierbei auch kein Anreiz zum Lastmanagement, der über die Anreize der Preisspreizung des Spotmarktes hinausgehen würde.

Eine zusätzlich diskutierte Kompromissoption zwischen begrenzter Zahlungsbereitschaft und ökologischer Anforderung an Zusätzlichkeit ist ein Fondmodell wo sich der Strombezug anteilig aus ungeforderten Neuanlagen und anteilig aus Graustrom + Herkunftsnachweisen oder Wasserkraftstrom zusammensetzen könnte.

Schlussfolgerungen für Elektrofahrzeuge

Für Elektrofahrzeuge stellen sich diesbezüglich zwei Fragestellungen:

- Ökologischer Nutzen der Elektromobilität
- Mögliches Geschäftsmodell für Elektrofahrzeuge

Generell gilt, dass bei einer zusätzlichen Stromnachfrage durch Elektromobilität und einem nicht eigens dafür angerechneten Zubau an erneuerbaren Energien vorwiegend zusätzlich fossiler Strom bereitgestellt werden muss. Erst bei einer sehr hohen Durchdringung mit erneuerbaren Energien, kann die Elektromobilität ihren Umweltvorteil voll ausspielen. Nichts desto trotz ist es notwendig mit der Infrastrukturentwicklung in Vorleistung zu gehen, um langfristig sehr hohe Anteile von Elektrofahrzeugen im Verkehrssektor zu erreichen, auch wenn in den ersten Dekaden ein Umweltnutzen nicht gegeben ist.

Im Sinne einer CO₂-freien Mobilität ist aber dennoch ein Grünstrombezug mit hohen Anforderungen an die Zusätzlichkeit sinnvoll. Hierbei gilt, dass ein Geschäftsmodell für Elektrofahrzeuge das auf Lastmanagement zum Erhalt der Grünstromeigenschaft basiert, umso attraktiver ist je höher die generelle zusätzliche Zahlungsbereitschaft für hochwertige Grünstromprodukte ist. Ein mögliches Geschäftsmodell wäre also der Strombezug von ungeforderten Onshore-Windkraftanlagen unter der Maßgabe einer zeitgleichen Bilanzierung von Grünstromprodukten. Durch Lastmanagement kann eine

Überspeisung der Bilanzkreise anteilig vermieden, und damit auch der Bezug von hochpreisigen gleichwertigen Grünstromprodukten vermindert werden. Zu beachten ist aber, dass das Geschäftsmodell aufgrund der uneinheitlichen Anforderung an Grünstromprodukte unter heutigen Wettbewerbsbedingungen nicht wirtschaftlich ist.

12.1.2

Technische Determinanten des gesteuerten Ladens mit Grünstrom

Die technischen Anforderungen für die Umsetzung des gesteuerten Ladens mit Elektrofahrzeugen sind endkundenseitig vergleichbar mit denen des Geschäftsmodells spotmarktorientiertes Laden (siehe hierzu Kapitel 13). Zusätzlich zum Elektrofahrzeug sind Windparkportfolien für die Umsetzung des Geschäftsmodells erforderlich. Für den Energielieferant bedarf es zudem einer Windleistungsprognose. Hier wird davon ausgegangen, dass diese Kosten auch im Rahmen der geförderten Direktvermarktung mittels Marktprämie anfallen und damit für die Bewertung zu vernachlässigen sind.

Der Endkunde benötigt eine Ladestelle, es wird im Rahmen der Untersuchungen eine Wallbox mit einer Ladeleistung von bis zu 11 kW unterstellt, die es ermöglicht, dass Elektrofahrzeug gesteuert zu laden. Ziel ist es, den selbst erzeugten Strom zur Ladung des Elektrofahrzeugs zu nutzen, was eine intelligente Verknüpfung und technische Steuerung der einzelnen Komponenten erforderlich macht.

12.1.3

Energiewirtschaftliche Determinanten des gesteuerten Ladens mit Grünstrom

Eine zentrale, energiewirtschaftliche Determinante, die mit diesem Geschäftsmodell adressiert wird, besteht in der Nutzung der Grünstromeigenschaft für die Ladung des Elektrofahrzeugs, wenn eine intelligente zeitliche Kopplung der Ladevorgänge mit Stromerzeugung durch den Windpark realisiert werden kann. Aufgrund der Steuern- und Abgabenbelastung besteht aber nicht die Möglichkeit, die Fahrzeugbatterie auch als Speicher für eine zeitliche Verschiebung der Einspeisung zu nutzen.

Dem Endkunden wird ein »hochwertiges« Grünstromprodukt verkauft. Dabei wird angenommen, dass der Endkunde bereit ist für die Grünstromeigenschaft einen deutlich höheren Preis zu bezahlen. Da dies aber nur in begrenztem Maß möglich ist hängt die Umsetzbarkeit maßgeblich von den Differenzkosten zwischen Marktwert der Windstromerzeugung und der EEG-Vergütung ab. Durch gesteuertes Laden können diese zusätzlichen Kosten jedoch reduziert werden. Der Grünstrom wird mit Hilfe eines Windparks ohne EEG-Förderung erzeugt. Durch gesteuertes Laden wird der Verkauf der Energie an den Energiemärkten verhindert, wodurch die Grünstromeigenschaft verloren ginge. Neben dem Erhalt der Grünstromeigenschaft kann durch gesteuertes Laden der Marktwertfaktor der Windkraft ausgeglichen werden (Merit-Order-Effekt) und die Kosten des Prognosefehlers reduziert werden.

12.1.4

Nutzerseitige Determinanten des gesteuerten Ladens mit Grünstrom

Um die energiewirtschaftlichen Potenziale des Geschäftsmodells weitestgehend ausschöpfen zu können, ist es erforderlich, hohe zeitliche Deckungsanteile zwischen Stromerzeugung und Ladevorgängen des Elektrofahrzeugs zu erreichen. Hierzu ist es nutzerseitig entscheidend, dass über den gesamten Fahrzeugpool eine hohe mittlere Anschlusszeit an den Ladestellen erreicht wird. Die Stromerzeugung ist immer wetterabhängig. Da jedoch insbesondere Windparks in windstarken Regionen (und ggf. Offshore-Windparks) mit entsprechend hohen Volllaststunden geeignet sind, ist eine relativ hohe Verfügbarkeit gegeben.

In Abhängigkeit des Nutzer- und Mobilitätsverhaltens können in diesem Zusammenhang unterschiedlich hohe Deckungsanteile erreicht werden, die jedoch im Rahmen der Grobbewertung des Geschäftsmodells nicht genauer mittels Simulation untersucht werden.

12.1.5

Rechtliche Rahmenbedingungen des gesteuerten Ladens mit Grünstrom

12.1.5.1

Überblick

In diesem Kapitel sollen rechtliche Rahmenbedingungen für die verbesserte Vermarktbarkeit des Ladestroms für EFZ bei einer Etikettierung als »Grünstromprodukte« aufgezeigt werden. Dem liegt die Prämisse zugrunde, dass der Käufer eines EFZ, zumindest in einer Übergangsphase/Pionierphase, nicht aus rein ökonomischen Motiven handelt, wenn er sich beim Fahrzeugkauf für ein EFZ entscheidet. Vielmehr kann dem typischen Käufer, der höhere EFZ Neuwagenpreise in Kauf nimmt, häufig zumindest als ein Motiv unter vielen ein »ökologisches Bewusstsein« unterstellt werden. Klima- und Umweltschutz gehört zumindest in der öffentlichen Wahrnehmung zum Markenkern der Elektromobilität. Der Käufer will also durch sein Konsumverhalten i. d. R. zumindest auch zum Klima- und Umweltschutz beitragen. Gerade aus der Perspektive des Klimaschutzes kann der EFZ-Käufer/Betreiber jedoch nur dann einen Beitrag leisten, wenn der Strom den er lädt aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien stammt (»Grünstrom«). Zu diesem Zweck bietet schon heute die überwiegende Mehrheit der EVU Grünstromprodukte, die eine Zurechenbarkeit des bezogenen Stroms zu erneuerbaren Energiequellen ermöglichen. Für die ökonomische Bewertung eines Grünstromproduktes sind neben dessen Auswirkungen auf den Strompreis die durch das Grünstromprodukt herbeigeführten Klimaentlastungswirkungen sowie dessen Verbraucherkommunizierbarkeit zu bewerten.⁷⁸⁹ Zunächst ist zu konstatieren, dass es sich bei der Bezeichnung »Grünstrom« oder »Ökostrom« um keine geschützte Produktbezeichnung handelt. Das Umweltbundesamt hat mittlerweile den Versuch, verbindliche Kriterien für die Zertifizierung von Strom als Grünstrom zu entwickeln, aufgegeben.⁷⁹⁰ Die von den Anbietern derzeit verwendete Verbraucherkennezeichnung verfolgt das Ziel, den Verbrauchern eine informierte Produktauswahl zu ermöglichen. Aufgrund der Vielzahl der verwendeten Labels und der nicht immer transparenten Kennzeichnungskriterien, mag jedoch bezweifelt werden, inwieweit dieses Ziel ohne Zutun offizieller Stellen erreicht werden kann.⁷⁹¹

Die rechtliche Bewertung des Geschäftsmodells Grünstromprodukt beschränkt sich daher auf die Darstellung der Vorgaben des Energierechts, die die Stromkennzeichnung und insbesondere die Ausweisung von Strom als Grünstrom betreffen, sowie gleichsam auf den »Pflichtbereich« der Stromkennzeichnung. Hierbei soll nach einer kurzen Einführung in die Stromkennzeichnungspflicht eine intensivere Auseinandersetzung mit dem Institut des Herkunftsnachweises erfolgen. In einem kurzen Exkurs soll aufgezeigt werden, wie die Vermarktung von Strom als »Grünstrom« in den wettbewerblichen Regelungskanon eingebettet ist.

⁷⁸⁹ Eckhardt Carl Friedrich; Verweyen, Norbert; Zisler, Stefan in Boesche; Franz; Fest; Gaul, Berliner Handbuch zur Elektromobilität, 2013, S. 406.

⁷⁹⁰ Geplant waren die Erarbeitung eines entsprechenden Kriterienkatalogs und die Einführung einer entsprechenden Kennzeichnung „Blauer Engel Ökostrom“.

⁷⁹¹ Reimer, Nick: Vorerst kein Blauer Engel für Ökostrom, abrufbar unter <http://www.klimaretter.info/konsum/hintergrund/5574-blaue-engel-ohne-oekostrom-> (Stand: 30.01.2013).

12.1.5.2 Stromkennzeichnungspflicht

Die Richtlinie 2009/72/EG schreibt in Art. 3 Abs. 9 eine Stromkennzeichnungspflicht gegenüber dem Endverbraucher vor. Der deutsche Gesetzgeber hat diese Verpflichtung in § 42 Abs. 5 EnWG umgesetzt. § 42 Abs. 5 EnWG verpflichtet alle EVU in oder als Anlage zu ihren Rechnungen und in ihren Werbematerialien sowie auf den jeweiligen Websites bestimmte Informationen über die Zusammensetzung der Stromprodukte anzugeben. Dem Letztverbraucher soll dadurch die Möglichkeit eingeräumt werden, seine Nachfrageentscheidung auch von den jeweils verwendeten Primärenergieträgern und deren Umweltauswirkungen abhängig zu machen.⁷⁹² So müssen sowohl Informationen über den Anteil der einzelnen Energieträger am Gesamtenergieträgermix des Energieversorgungsunternehmens, als auch Informationen über die Umweltauswirkungen der jeweiligen Stromproduktion zumindest in Bezug auf Kohlendioxidemissionen (CO₂-Emissionen) und radioaktiven Abfall, die auf den Gesamtenergieträgermix zur Stromerzeugung zurückzuführen sind, vermittelt werden.

§ 42 Absatz 5 EnWG bestimmt abschließend drei Wege zur Ausweisung von Strom als Strom aus erneuerbaren Energien. Normiert wird die strikte Alternativität der Ausweisungs- und Vermarktungsmöglichkeiten durch das Doppelvermarktungsverbot des § 56 EEG. Demnach muss sich der EEG-Stromproduzent für eine Form der Vermarktungsmöglichkeiten entscheiden:

- § 42 Abs. 5 Nr. 1 EnWG (14.1.5.3) gemäß kann eine solche Ausweisung im Strom-Mix des EVU dann erfolgen, wenn für die Stromkennzeichnung vom Umweltbundesamt entwertete Herkunftsnachweise (HKN) nach § 55 EEG⁷⁹³ verwendet werden. Während bei dieser Variante das EVU selbst aktiv in die Stromkennzeichnung als Strom aus erneuerbaren Energien einbezogen wird, indem es HKN erwirbt und entwertet, enthalten § 42 Absatz 5 Nr. 2 und 3 EnWG nur Fälle, in denen der durch das EVU vermarktete Strom die Qualifikation als Grünstrom zugewiesen bekommt.⁷⁹⁴
- § 42 Abs. 5 Nr. 2 EnWG (14.1.5.5) betrifft die »virtuelle« Ausweisung von EEG-Strom, den der Lieferant nicht physikalisch bezogen hat, dessen Grünstromeigenschaft ihm jedoch aufgrund der Zahlung der EEG-Umlage zugeschrieben wird;⁷⁹⁵
- § 42 Abs. 5 Nr. 3 EnWG (14.1.5.6) dagegen betrifft den eventuellen Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien im ENTSO-E-Mix, den ein Versorger bei Strommengen unbekannter Herkunft für die Stromkennzeichnung gemäß § 42 Absatz 4 EnWG zu Grunde legen muss.⁷⁹⁶

Zur konkreten Form der Stromkennzeichnung ist bisher noch keine Verordnung nach § 42 Abs. 8 EnWG ergangen, ebenso hat die Bundesnetzagentur noch keine konkreten

⁷⁹² Eder, in Danner;Theobald, Energierecht, 74. Ergänzungslieferung 2012, § 42 Rn. 1.

⁷⁹³ Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien 2012, zul. Geändert, durch Art. 1 G. v. 28. Juli 2011, BGBl I, 1634.

⁷⁹⁴ Hoffmann, Ilka;Lehnert, Wieland: Das elektronische Herkunftsnachweisregister für Strom aus Erneuerbaren Energien: Rechtliche Grundlagen und praktische Abläufe, in ZUR 2012, 658 (660).

⁷⁹⁵ Hoffmann, Ilka;Lehnert, Wieland: Das elektronische Herkunftsnachweisregister für Strom aus Erneuerbaren Energien: Rechtliche Grundlagen und praktische Abläufe, in ZUR 2012, 658 (660).

⁷⁹⁶ Hoffmann, Ilka;Lehnert, Wieland: Das elektronische Herkunftsnachweisregister für Strom aus Erneuerbaren Energien: Rechtliche Grundlagen und praktische Abläufe, in ZUR 2012, 658 (660).

Formvorgaben veröffentlicht. Branchenleitfäden⁷⁹⁷ sind somit die Hilfslinien an denen sich das EVU bei der Stromkennzeichnung orientieren kann.

12.1.5.3 Herkunftsnachweise

§ 55 EEG sieht vor, dass den EEG-Anlagenbetreibern von der zuständigen Behörde – dem Umweltbundesamt (UBA) – auf Antrag Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien ausgestellt werden. Aus § 55 Absatz 1 Satz 2 EEG ergibt sich, dass nicht für jeden Strom aus erneuerbaren Energien HKN ausgestellt werden können. Ausgeschlossen ist der Strom, für den die EEG-Mindestvergütung gem. § 16 EEG in Anspruch genommen wird oder für den eine Direktvermarktung unter Inanspruchnahme der Marktprämie gem. 33b Nr. 1 EEG erfolgt. Dadurch soll ausgeschlossen werden, dass Strom, der bereits über die EEG-Vergütung oder die Marktprämie gefördert wurde, durch die Ausstellung von HKN noch weiter gefördert wird.⁷⁹⁸ Nicht ausgeschlossen ist dagegen Strom der mit Grünstromprivileg, und solcher, der in der ungeforderten »sonstigen Direktvermarktung« vermarktet wird. Zweck der Vorschrift ist es, mehr Transparenz hinsichtlich der Herkunft von Stromprodukten zu schaffen und dadurch den Verbraucher zu schützen.⁷⁹⁹ Weiterhin soll ein Markt für alternative, marktmäßige Förderungsinstrumente eröffnet werden. Seit 1. Januar 2013 wird deshalb ein elektronisches Herkunftsnachweisregister beim UBA geführt, das elektronische Herkunftsnachweise für die Stromproduzenten ausstellt und eine Nutzung von HKN in Deutschland möglich macht.⁸⁰⁰

12.1.5.4 Abläufe im Herkunftsnachweisregister

Die Prozesse im Herkunftsnachweisregister werden durch die Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung (HkNDV)⁸⁰¹ vorgegeben. Eine detaillierte Nutzungsbeschreibung des Online-HKN-Registers kann auf der Website www.hknr.de abgerufen werden. Grundsätzlich registriert sich das EVU beim HKNR und eröffnet dort ein virtuelles Konto. Auf dieses werden erworbene HKN verbucht und können im Anschluss dort entwertet oder weiter veräußert werden. Auch können ausländische HKN hier anerkannt werden. Daneben gibt es spezifische Nutzungsprofile für Anlagenbetreiber, Händler, Dienstleister und Umweltgutachter. Die Kosten für die Kontoführung beim HKNR bestimmen sich nach der Gebührenverordnung zur Herkunftsnachweisverordnung (HKNGebV) und setzen sich aus einer variablen Jahrespauschale (50-750€) plus einer Gebühr für jeden Nutzungstatbestand (Entwertung; Übertragung; Ausstellung; Anerkennung von HKN – zwischen 1 und 2 Cent je Vorgang) zusammen. Bei einer Jahresausweisung von bspw. 100.000 MWh ergibt sich somit ein Gesamtbetrag von 2500€ (Gebührentatbestand Nr. 3.2 + 100.000*Gebührentatbestand Nr. 1.5)

⁷⁹⁷ z.B. Leitfaden des BDEW „Stromkennzeichnung“

[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C3492DF52ECE0088C1257906002AAACC/\\$file/LeitfadenStromkennzeichnung.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C3492DF52ECE0088C1257906002AAACC/$file/LeitfadenStromkennzeichnung.pdf) (16. September 2013).

⁷⁹⁸ Hoffmann, Ilka; Lehnert, Wieland: Das elektronische Herkunftsnachweisregister für Strom aus Erneuerbaren Energien: Rechtliche Grundlagen und praktische Abläufe, in ZUR 2012, 658 (660).

⁷⁹⁹ Kachel, in Altrock; Oschmann; Theobald, EEG Kommentar, 3. Auflage 2011, § 55 Rn. 7; Anlass waren unter anderem Berichte, die die staatliche Regulierung des Grünstrom-Zertifikatemarktes nahelegten wie bspw.: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/mogelpackung-stromanbieter-verkaufen-atomstrom-als-oekostrom-a-526807.html> (Stand 16. September 2013).

⁸⁰⁰ <https://www.hknr.de> (Stand: 15.01.2013).

⁸⁰¹ Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung vom 15. Oktober 2012 (BGBl. I S. 2147).

Ein Herkunftsnachweis entspricht dabei einer erzeugten Strommenge aus erneuerbaren Energien von 1 MWh, §6 Abs. 1 HkNDV. Er wird als elektronisches Dokument erstellt und beinhaltet gem. § 8 Abs. 1 HkNDV mindestens Angaben zur ausstellenden Stelle (UBA), die Kennnummer der Erzeugungsanlage, sowie die Bezeichnung der Anlage. Bei deutschen HKN sind darüber hinaus auch Ausweisungen von zusätzlichen Merkmalen gem. § 8 Abs. 2 HkNDV wie der Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage oder genaue Angaben zu ihrer Leistung und Art möglich. So wird eine weitere Spezifizierbarkeit ermöglicht, die beispielsweise die Nutzung von HKN mit dem Label: »Windenergie, Leistung 2,4MW, Inbetriebnahmezeitpunkt: 4.September 2012« ermöglicht. Ob eine solche Etikettierung ausschließlich deutscher HKN möglicherweise gegen Europarecht verstößt – speziell gegen die Warenverkehrsfreiheit des Art. 28 AEUV – ist indes noch ungeklärt und soll hier nicht weiter vertieft werden.⁸⁰² Das EVU kann diese HKN im OTC-Handel oder börsenbasiert⁸⁰³ erwerben, und muss die HKN, um sie anschließend zur Stromkennzeichnung nutzen zu dürfen in dem HKN-Register des UBA entwerten, § 17 HkNDV. Einmal jährlich ist das EVU weiterhin dazu verpflichtet, die Daten der Stromkennzeichnung an die Bundesnetzagentur zu melden, §42 Abs. 7 EnWG. Durch die Möglichkeit, über die Anbindung an den AIB-Hub⁸⁰⁴ viele europäische sowie norwegische, isländische und schweizerische⁸⁰⁵ HKN gem. § 18 HkNDV zu im- und exportieren wird der Herkunftsnachweishandel zudem europäisiert. Die HKN sind über die Dauer von 12 Monate einsetzbar. Anschließend verfallen sie und werden von der Registerverwaltung automatisch entwertet, § 17 Abs. 4, 5 HkNDV.

12.1.5.5

Virtuelle« Ausweisung nach Zahlung der Grünstromumlage durch den Lieferanten

§ 42 Abs. 5 Nr. 2 bestimmt, dass eine Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien zum Zweck der Stromkennzeichnung vorliegt, wenn das EVU Strom, der der EEG Förderung unterliegt, unter Beachtung der Vorschriften des EEG ausweist. Eine Ausweisung ist dann als »xx% Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach EEG« denkbar. In Zusammenhang mit § 54 EEG ist somit bei der Stromkennzeichnung auf den Teil des Stroms gesondert hinzuweisen, der dem Förderungsanteil durch die tatsächlich gezahlte EEG-Umlage entspricht. Diese Rückrechnung wurde erforderlich, da mit die Änderung der Ausgleichsmechanismus V 2009⁸⁰⁶ eine Änderung der Ausweisbarkeit von tatsächlich geliefertem Strom hin zu einer rein finanziellen Abwälzung der EEG-Kosten einherging (Änderung auf der sog. »4. Stufe«).⁸⁰⁷ Dies hätte zur Folge gehabt, dass dem eigentlich grün produzierten Strom die Grünstromeigenschaft verloren gegangen wäre, wenn er nunmehr als Strom unbekannter Herkunft, oder »Graustrom«⁸⁰⁸ auf dem Spotmarkt der Strombörse verkauft wird. Daher ist nunmehr bei der Ausweisung die tatsächlich durch das EVU gezahlte EEG-Umlage (abzüglich der privilegierten

⁸⁰² Dem liegt die Frage zu Grunde, ob ein HKN eine Ware i.S.d. Warenverkehrsfreiheit darstellt. Dafür spricht jedenfalls die Handelbarkeit, dagegen die „Nichtstofflichkeit“ des elektronischen Dokuments HKN.

⁸⁰³ Erwerb derzeit möglich z.B. an der EEX, Leipzig, siehe Pressemitteilung vom 11. Dezember 2012 http://cdn.eex.com/document/120318/20121211_EEX_Boersenrat_Dezember.pdf (Stand 16. September 2013).

⁸⁰⁴ Association of Issuing Bodies, <http://www.aib-net.org> (17. September 2013).

⁸⁰⁵ Übersicht: www.aib-net.org/portal/page/portal/AIB_HOME/FACTS/AIB_Members/AIB_Members (Stand 16. September 2013).

⁸⁰⁶ Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17. Juli 2009, BGBl. I S. 2101.

⁸⁰⁷ BT-Drs. 17/6247 vom 22. Juni 2011.

⁸⁰⁸ Eine Ausweisung des Stroms als Grünstrom im Börsenhandel ist nicht möglich, da § 37 Abs. 5 EEG ein Verbot der Veräußerung von Grünstrom unter der Durchschnittsvergütung an, BT-Drs. 16/13188, S. 16.

Strommengen gem. § 40-43 EEG) der prozentualen Ausweisung zu Grunde zu legen. Dies hat zur Folge, dass sich der prozentuale Anteil des ausweisbaren Grünstroms danach bestimmt, wie hoch der Anteil des an privilegierte Stromabnehmer gelieferten Stroms am Gesamtstrom des EVU ist, und somit für das Unternehmen nicht steuerbar fluktuiert. Eine genaue Steuerung der Angebote ist somit nicht möglich.

12.1.5.6

Auffangtatbestand – Ausweisung des ENTSO-E Mixes

Als letzte Möglichkeit wird dem EVU, sollte es auf Strom unbekannter Herkunft setzen, ermöglicht, den in § 42 Abs. 4 EnWG definierten, bereinigten ENTSO-E Energieträgermix für Deutschland als Basis für die Stromkennzeichnung zu verwenden. Kauft ein EVU Strommengen »Graustroms« an der Energiebörse, soll ihm dies nicht zum Nachteil gereichen. Es kann sodann aufgrund des Auffangtatbestands den ENTSO-E Mix angeben. Der ENTSO-E-Mix stellt einen statistischen Näherungswert der Zusammensetzung des Stroms dar.

12.1.5.7

Direktvermarktung mit Grünstromprivileg

Direktvermarktung meint die Veräußerung von Strom aus EE-Anlagen an Dritte gem. § 33 a EEG. Die Privilegierung von Grünstromprodukten bestand bis zur Geltung des EEG 2009 darin, dass EVU, die EEG-Strom an Letztverbraucher lieferten, von der Zahlung der EEG-Umlage gänzlich befreit waren, wenn es sich bei mehr als 50 Prozent des gelieferten Strom um EEG-Strom handelte. Dafür musste der Anlagenbetreiber auf die garantierte EEG-Vergütung verzichten und den Strom direkt an den Stromhändler verkaufen. Mit Anstieg der EEG-Umlage entwickelte sich das Grünstromprivileg zu einem starken Anreiz für Anlagenbetreiber, die ihren Strom entsprechend gewinnbringend an die EVU veräußern konnten. Bereits 2011 wurde die Privilegierung dadurch abgeschwächt, dass anstatt einer vollständigen Befreiung nur noch eine Reduzierung um 2 ct/kWh gewährt wurde.⁸⁰⁹ § 39 EEG 2012 sieht eine Privilegierung nunmehr nur noch dann vor, wenn mindestens 50 Prozent des an die Letztverbraucher gelieferten Stroms EEG-Strom ist und mindestens 20 Prozent des Strom aus fluktuierenden Energien (theoretisch Windenergie, Windenergie Repowering, Offshore Windenergie, Photovoltaik – vorwiegend aber Windenergie in der Grundvergütung) stammt. Die Vorschrift macht die Reduzierung der zu zahlenden EEG-Umlage von der Einhaltung weiterer Vorgaben abhängig, so dass die Inanspruchnahme dieser mittelbaren Förderung insgesamt erschwert wurde. Hintergrund ist, dass fluktuierende erneuerbare Energien wegen der meteorologischen Unwägbarkeiten schwieriger in den Markt integriert werden können und daher Anreize zur Integration gefunden werden sollten.⁸¹⁰ Der Marktanteil ist aber im Vergleich zum Marktprämienmodell nach § 33g EEG⁸¹¹ gering, aufgrund dieser Erschwerung, des begrenzten Anlagenbestandes von günstigen EEG-Anlagen (Grubengas etc.) und dem niedrigen Börsenpreise. Auch eine doppelte Ausweisung als Grünstrom wird durch § 56 Abs. 2 EEG verhindert.

⁸⁰⁹ Lehnert, Wieland: Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012, ZUR 2012, 4 (14).

⁸¹⁰ Oschmann in Thanner; Theobald, Energierecht, § 39 EEG, Anhang zu Abs. 1.

⁸¹¹ Vgl. Analyse des BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf), S. 56ff.

12.1.5.8

Exkurs: Wettbewerbsrechtliche und Zivilrechtliche Dimension der Stromkennzeichnung – Durchsetzbare Kennzeichnungspflicht

Die erfolgte Stromkennzeichnung muss sich weiterhin an den Regeln des Wettbewerbsrechts messen lassen, da eine falsche Ausweisung auch Kontraktpartner und Dritte unlauter schädigen kann. Nach §§ 3 Abs. 1, 4 Nr. 11 UWG ist es Unternehmen untersagt, unlautere geschäftliche Handlungen vorzunehmen die die Interessen von Mitbewerbern, Verbrauchern oder sonstigen Marktteilnehmern spürbar beeinträchtigen; insbesondere einer gesetzlichen Vorschrift zuwiderzuhandeln, die auch dazu bestimmt ist, im Interesse der Marktteilnehmer das Marktverhalten zu regeln. § 42 EnWG ist grundsätzlich als eine solche Vorschrift zu identifizieren. Bei einem Verstoß gegen § 42 EnWG besteht demgemäß ein entsprechender Unterlassungsanspruch des Wettbewerbers gem. § 8 UWG i.V.m. §§ 3 Abs. 1, 4 Nr. 11 UWG, 42 EnWG. Nach Ansicht des OLG Frankfurt⁸¹² besteht dieser nur soweit, wie die Verletzung des § 42 EnWG durch den Wettbewerber nicht über den Rahmen der Umsetzungspflicht des Art. 3 Abs. 6 der RL 2003/54/EG hinausgeht. Dies sei der Fall, da die UGP Richtlinie 2005/29/EG kein Äquivalent zu § 4 Nr. 11 UWG aufweise, und Verstöße daher nur lauterkeitsrechtliche Folgen haben können, soweit die Norm gegen die verstoßen wird, ebenfalls im europäischen Recht wurzelt. Die RL 2003/54/EG, nunmehr novelliert durch die Richtlinie 2009/72/EG, verlangt die Ausweisung von:

- dem Anteil der einzelnen Energiequellen am Gesamtenergieträgermix, den der Lieferant im voran-gegangenen Jahr verwendet hat, und zwar verständlich und in einer auf nationaler Ebene eindeutig vergleichbaren Weise;
- zumindest Verweise auf bestehende Informationsquellen, wie Internetseiten, bei denen Informationen über die Umweltauswirkungen – zumindest in Bezug auf CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall aus der durch den Gesamtenergieträgermix des Lieferanten im vorangegangenen Jahr erzeugten Elektrizität – öffentlich zur Verfügung stehen;
- Informationen über ihre Rechte im Hinblick auf Streitbeilegungsverfahren, die ihnen im Streitfall zur Verfügung stehen.

Im Vergleich dazu erfordert § 42 Abs. 1 EnWG:

- den Anteil der einzelnen Energieträger (Kernkraft, Kohle, Erdgas und sonstige fossile Energieträger, erneuerbare Energien, gefördert nach dem erneuerbare-Energien-Gesetz, sonstige erneuerbare Energien) an dem Gesamtenergieträgermix, den der Lieferant im letzten oder vorletzten Jahr verwendet hat; spätestens ab 1. November eines Jahres sind jeweils die Werte des vorangegangenen Kalenderjahres anzugeben;
- Informationen über die Umweltauswirkungen zumindest in Bezug auf Kohlendioxidemissionen (CO₂-Emissionen) und radioaktiven Abfall, die auf den in Nummer 1 genannten Gesamtenergieträgermix zur Stromerzeugung zurückzuführen sind.

Es fällt auf, dass die deutsche Regelung hinsichtlich der auszuweisenden Umweltauswirkungen eine eindeutige Ausweisung auf dem jeweiligen Werbematerial bzw.

⁸¹² OLG Frankfurt a.M., Urteil vom 12.04.2011 – 11 U 5/11 (Kart) kommentiert in GRUR-Prax 2012, 17.

der Rechnung verlangt, während die Richtlinie dies nur in Form von allgemeinen Verweisen auf bestehende Informationsquellen im Internet und auf Websites verlangt.

Die Mindestanforderung an Werbematerialien und Stromrechnungen die durch die Richtlinie vorgegeben wird, kann gleichsam als Richtschnur für das aktiv mit Grünstromprodukten werbende und diesen aktiv vermarktenden EVU gesehen werden. Dennoch empfiehlt es sich, um nicht auf diese möglicherweise nicht verallgemeinerungsfähige Rechtsprechung vertrauen zu müssen, stets eine den Anforderungen des § 42 EnWG entsprechende Stromkennzeichnung durchzuführen. Ob eine Verletzung des § 42 EnWG auch eine vertragliche Schadensersatzpflicht auslöst, wurde bislang demgegenüber noch nicht entschieden. Sollte eine falsche oder ungenaue Abfassung der Stromkennzeichnung Anlass zur Klage geben, wäre fraglich, wo Schäden liegen könnten. Bei einer Vergleichbarkeit des gewählten Grünstrompreises müsste bei einer falschen Ausweisung der den realen Gegebenheiten entsprechende »Nicht-Grünstromtarif« günstiger sein um einen Schaden beziffern zu können.

12.1.5.9

Fazit

Die Kennzeichnung von Strom als Strom aus erneuerbaren Energien ist nur im Rahmen der Vorgaben des § 42 Absatz 5 EnWG i. V. m. §§ 55, 54 EEG rechtlich zulässig. Strom darf grundsätzlich nur dann als EE-Strom ausgewiesen werden, wenn Herkunftsnachweise für diese Strommenge vorliegen, es sich um EE-Strom handelt, den der Lieferant nicht bezogen hat, aber dessen Grünstromeigenschaft ihm aufgrund der Zahlung der EEG-Umlage zugeschrieben wird, oder sich die Menge des EE-Stroms aus dem Strom-Mix nach § 42 Absatz 4 ergibt. Da die Verwendung von HKN für die erste Möglichkeit zwingend ist und zum Nachweis der Grünstromeigenschaft nicht etwa bilaterale Verträge genügen, spielt der Erwerb der HKN für Stromlieferanten eine zentrale Rolle.⁸¹³ Auch unter den eingangs genannten Gesichtspunkten der durch das Grünstromprodukt herbeigeführten Auswirkungen auf den Strompreis, Klimaentlastungswirkungen sowie der Kommunizierbarkeit an den Verbraucher⁸¹⁴ scheinen HKN das Mittel der Wahl zu sein. Denn anders als die virtuelle Ausweisung von Grünstrom, sowie die Nutzung des ENTSO-E Mixes in der Berechnung, kann bei Nutzung von HKN durch verbraucherorientierten Erwerb und anschließende Entwertung, eine Förderung der Energiewende durch die Mittel des Marktes entstehen. Die staatliche Garantie des HKNR könnte eine erhöhte Glaubhaftigkeit des Produkts bewirken. Die Auswirkungen auf die Klimaentlastung sind bei Stromkennzeichnung mit HKN noch nicht abschließend zu klären. Eine erste Auswertung des EEX-GOO-Terminmarktes ergibt, dass eine wirkliche Entfaltung des Marktes wohl noch in weiter Ferne liegt.⁸¹⁵ So wurden bislang börsenorientiert lediglich insgesamt rund 150.000 HKN (150.000 MWh-Äquivalent) des Produkts »Nordic Hydro Power« seit Start des Handels am 1. Juni 2013 europaweit gehandelt. »Nordic Hydro Power« enthält jedoch noch keine deutschen HKN sondern ausschließlich norwegische, dänische, schwedische sowie finnische Wasserkraftzertifikate (hauptsächlich Bestandsanlagen) die von der Etikettierbarkeit deutscher HKN (noch) nicht profitieren. Für den EEG-geförderten Anlagenbetreiber bestehen noch keine Anreize aus dem

⁸¹³ Hoffmann, Ilka; Lehnert, Wieland: Das elektronische Herkunftsnachweisregister für Strom aus Erneuer-baren Energien: Rechtliche Grundlagen und praktische Abläufe, in ZUR 2012, 658 (661).

⁸¹⁴ Eckhardt; Carl Friedrich; Verweyen, Norbert; Zisler, Stefan, in Boesche; Franz; Fest; Gaul, Berliner Hand-buch zur Elektromobilität, 2013, S. 406.

⁸¹⁵ <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Guarantees-of-Origin-Terminmarkt> (17.

September 2013), Teilweise wird der Handlungsstart jedoch auch positiv goutiert, s.: <http://www.windkraft-journal.de/2013/07/09/erfolgreicher-handelsstart-fuer-herkunftsnachweise-an-eex/> (17. September 2013).

komfortablen System der EEG-Förderung auf eine Generierung von HKN umzusteigen. Ob es zukünftig gelingen kann durch höhere Ansprüche und Vereinheitlichung des Labeling (z.B. »Blauer Engel Ökostrom«) eine ausreichende zusätzliche Zahlungsbereitschaft zu mobilisieren, und damit neben dem EEG einen zusätzlichen EE-Ausbau zu ermöglichen und beide Instrumente nebeneinander bestehen könnten ist derzeit fraglich. Aus Sicht der Bedürfnisse der Elektromobilisten ist aber eine Aufwertung von einfachen Stromprodukten mit HKN mittelfristig ein wichtiger Weg um sichere Grünstromprodukte, die nachhaltig den Ausbau erneuerbarer Energien fördern, anbieten zu können. Entsprechend be-steht hier weiterer Diskussions- und ggf. Handlungsbedarf.

12.1.6

Einzelwirtschaftliche Bewertung des gesteuerten Ladens mit Grünstrom

Dem Endkunden wird ein Grünstromprodukt, welches einen Ausbau zusätzlicher EE-Anlagen bescheinigt verkauft. Dabei wird angenommen, dass der Endkunde bereit ist für die Grünstromeigenschaft einen höheren Preis zu bezahlen. Der Grünstrom mit Hilfe eines Onshore-Windparks erzeugt. Durch gesteuertes Laden wird der Verkauf der Energie am Spotmarkt verhindert, wodurch die Grünstromeigenschaft verloren ginge. Des Weiteren kann durch das gesteuerte Laden die Wertigkeit der Windeinspeisung erhöht werden (Kompensation des relativen Marktwertes, Prognosefehlerausgleich)⁸¹⁶. Durch die Bereitschaft einen höheren Betrag für den Grünstrom zu bezahlen, wird mit dem gesteuerten Laden so der vorhandene Grünstrom besser, also wertvoller, genutzt. Die Zielgruppe des Geschäftsmodells stellen die Endkunden dar. Treiber sind der Energielieferant und Pool-Koordinator.

Insbesondere attraktiv wird dieses Geschäftsmodell zukünftig für Onshore-Windparks welche wie z.B. in Schleswig Holstein sehr hohe Volllaststunden (3000 – 3500) und geringe Stromgestehungskosten aufweisen. Eine Voraussetzung ist dabei, dass sich zukünftig die EEG-Vergütung stark an den realen Stromgestehungskosten orientiert (z.B. durch Anpassung des Referenzertragsmodells). Für einen ungesteuerten Strombezug der Elektrofahrzeuge können nach eigenen Simulationsrechnungen für einen Beispielwindpark Deckungsanteile von ca. 60% erreicht werden. Diese Deckungsanteile sind aufgrund der gewählten hohen Volllaststunden von 3540 h/a vergleichbar mit den möglichen Deckungsanteilen von Offshore-Windkraft (welche nach 8 Jahren in die Direktvermarktung wechseln, aber keinen Anspruch an Zusätzlichkeit gewährleisten).

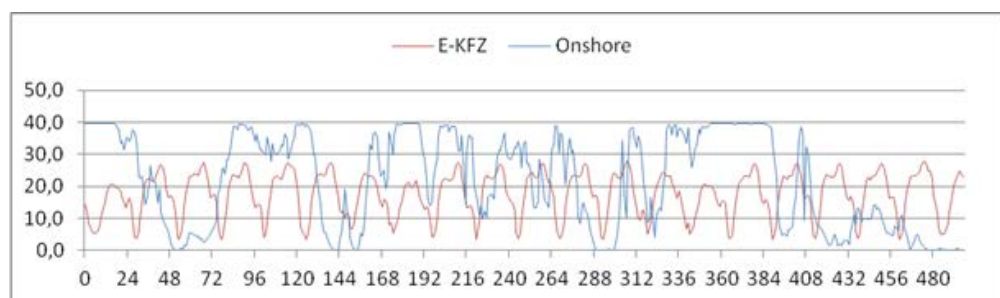


Abb. 89: Beispielhafter 3-Wochenverlauf von Windparkeinspeisung (3540 VLS/a) und ungesteuerten EFZ-Strombezug

⁸¹⁶ Auch wenn das gesteuerte Laden nicht direkt den möglichen Erlösen am Spotmarkt entspricht, sind je doch aus der Summe (Grünstromerhalt + Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung) prinzipiell höhere Er-löse als beim „gesteuerten Laden mit variablen Tarifen“ möglich.

Für den Kostenvergleich zwischen Endkunden und Energielieferanten wurden folgende Annahmen getroffen. Für 2011 sind dabei die Annahmen rein vergleichend dargestellt, da aufgrund der hohen Differenzkosten zur EEG-Vergütung bei einer ungeforderten Direktvermarktung von Windparks die Kosten für den Strombezug höher sind als die Kunden bereit sind für Grünstrom zu bezahlen. 2020 kann sich dies in Anbetracht sinkender Stromgestehungskosten an windhöffigen Standorten und steigenden Spotmarktpreisen aber als durchaus realistisch darstellen.

Basisdaten	Einheit	2011	2020
Bedarf an Ladestrom pro Jahr	kWh	1.972	1.775
Deckungsanteil im ungesteuerten Fall	%	60%	60%
Zusätzlicher Wert des Stroms durch die Grünstromeigenschaft	€/MWh	4 - 15	4 - 15
Relativer Marktwert Windkraft [% des Phelix Base]	%	95%	85%
Relative Strombezugskosten EFZ-Pool [% des Phelix Base]	%	105%	105%
Kosten Prognosefehler Windkraft (Differenz Phelix Base → Intraday + Ausgleichsenergiekosten)	€/MWh	2,5	2,5
Average Joe im BEV	Einheit	2011	2020
Aufteilung der Vermiedenen Kosten		80/20	80/20
Kosten für Kommunikation	€/a	15	10
Energielieferant	Einheit	2011	2020
Durchschnittlicher Ladestrom pro Jahr	kWh	1.926	402.496
Anzahl der Fahrzeuge in Deutschland		4.782	950.000
Aufteilung der Vermiedenen Kosten		20 / 80	20 / 80
Transaktionskosten der Abrechnung	€/kW	0,001	0,001

Abb. 90: Annahmen Elektrofahrzeug und Stromkosten

Hinsichtlich Fahrzeug und Fahrzeugnutzung wurden die Annahmen der dargestellten Szenarien übernommen. Die Betrachtungen wurden für den »Average Joe«, »MiD-Dieselfahrer Mittelklasse REEV«, »Zweitwagen Kleinstklasse« sowie »Carsharing Kleinwagen B Segment« jeweils für die Jahre 2011 und 2020 durchgeführt. Für die Berechnung wurde unterstellt, dass durch Lastmanagement 40% der Windenergieeinspeisung, welche den Bilanzkreis der Elektrofahrzeuge vorher (ungesteuerter Fall) überspeist hat, nutzbar gemacht werden (Obergrenze - Potenzialbetrachtung). Je nach unterstellter zusätzlicher Zahlungsbereitschaft von 4 €/MWh (Min) – 15 €/MWh (Max) ist dieses Geschäftsmodell für Carsharing und MiD-Dieselfahrer (Mittelklasse REEV) evtl. attraktiv. Es könnten sich 2020 Erlöse von bis zu 40 Euro bzw. 80 Euro für den Endkunden ergeben. Für die Gruppe »Average Joe« ergeben sich jährlich maximale Einsparungen zwischen 20 Euro und 40 Euro. Der Kunde muss bereit sein, sich für diese geringen Erlöse (bzw. verminderte zusätzliche Zahlungsbereitschaft) steuern zu lassen. Es bestehen zudem große Unsicherheiten zum Marktwert der Grünstromeigenschaft.

Betriebsergebnis Endkunde Grünstrom

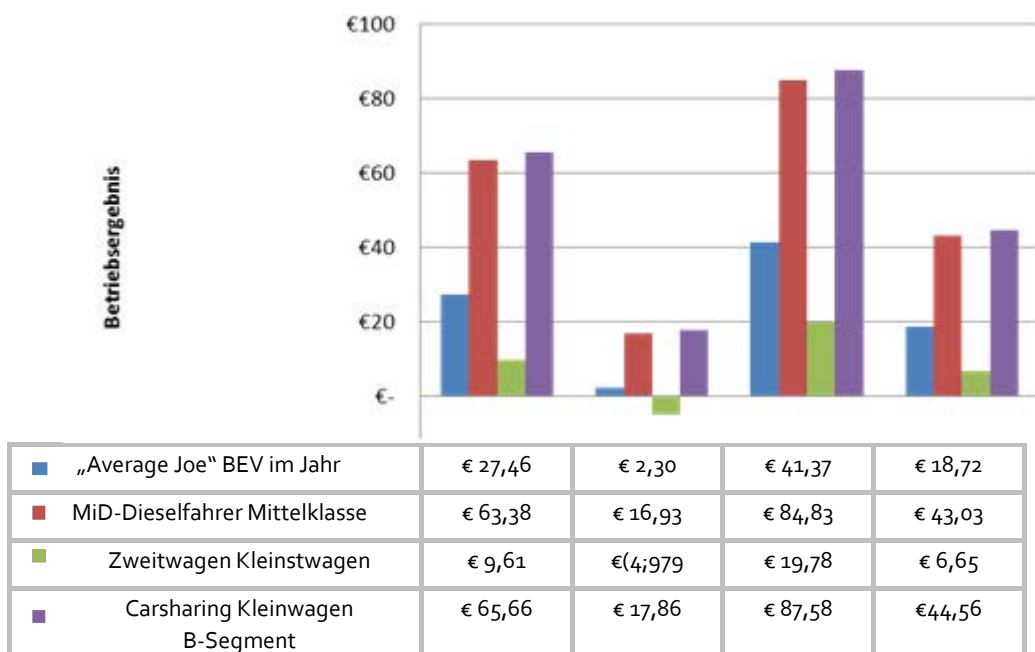


Abb. 91: Ergebnisse Gesamtertrag

Die Betrachtung der Einsparungen für Energielieferanten fallen 2020 positiver aus. Die Berechnungen stützen sich auf die Annahme, dass der durchschnittliche Marktanteil eines Energielieferanten am Fahrstrommarkt bei ca. 20 Prozent liegt. Für die Ermittlung der Gewinne der Energielieferanten wurde der Gesamtfahrstrombedarf für Deutschland mit dem angenommenen Marktanteil multipliziert. Die Gesamtgewinne werden im Verhältnis 20/80 zwischen Energielieferant und Kunde aufgeteilt. Die Berechnungen berücksichtigen weiterhin variable Transaktionskosten in Höhe von 0,001 €/kWh auf Seiten der Energielieferanten. Voraussetzung für das Geschäftsmodell ist aber ein hoher Anteil teilnehmender Endkunden. Der ökologische Anspruch der Fahrzeugkäufer an das Stromprodukt ist aber ggf. sehr heterogen. Es kann nicht davon ausgegangen werden dass sich diese hohe Zahlungsbereitschaft bei der Mehrheit der Kunden durchsetzt. Entsprechend stellt das Ergebnis auch eine Potenzialbetrachtung dar.

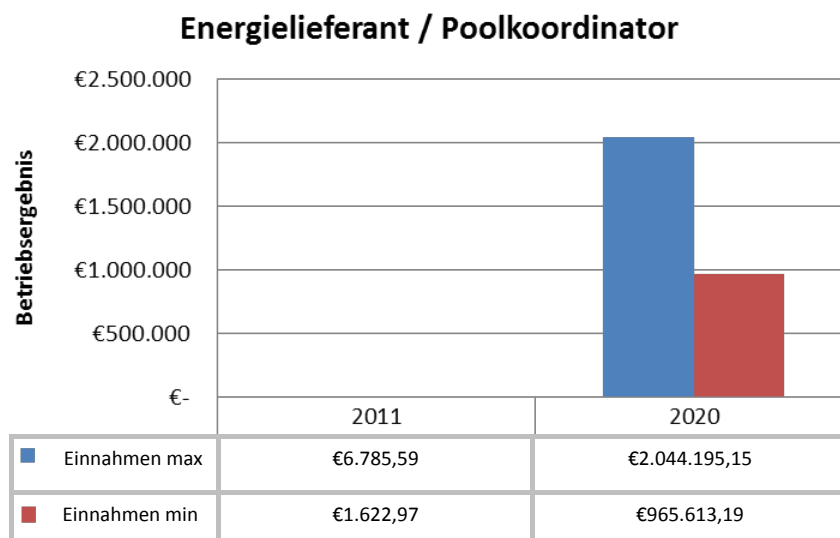


Abb. 92: Ergebnisse Gesamtertrag

12.1.7

Volkswirtschaftliche Bewertung des gesteuerten Ladens mit Grünstrom

Das untersuchte Modell unterliegt hohen Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen energiepolitischen Ziele und möglichen Rahmenbedingungen. Um diese Bandbreite aus volkswirtschaftlicher Sicht zu verdeutlichen wird das untersuchte Modell einem Alternativvorschlag von Pehnt (2010)⁸¹⁷ gegenüber gestellt.

Untersuchtes Modell 1: Strombezug von nationalem ungefördernten EE-Strom unter der Anforderung der Zeitgleichheit

Aus volkswirtschaftlicher Sicht kann kein abschließendes Urteil gefällt werden. Für den Endkunden bedeutet ein hoher Anspruch an den Fahrstrom eine zusätzliche finanzielle Belastung. Grundsätzlich gilt es im Zusammenhang mit Grünstrombilanzkreisen in der Diskussion auch zu berücksichtigen, dass die Optimierung von Subsystemen ggf. energiewirtschaftliche Ineffizienzen mit sich bringt. Das Geschäftsmodell basiert auf einer notwendigen Zeitgleichheit zur Anrechenbarkeit der Grünstromeigenschaft. Wenn stattdessen Mengengleichheit ausreichen würde, wäre das Geschäftsmodell zwar nicht mehr existent, die Systemintegration wäre aber immer gegeben.

Unsicher ist, wie hoch die zusätzliche Zahlungsbereitschaft für Grünstrom im E-Mobilitätsbereich ist und ob diese ausreichen würde, für den zusätzlichen Stromverbrauch auch den zusätzlichen Ausbau von EE sicher zu stellen, ohne die EEG-Umlagen zu belasten. Wenn zudem nicht eindeutig geklärt ist welche Ansprüche damit verbunden werden, könnte auch geförderter Offshore-Windstrom (8 Jahre EEG-Förderung) später in die Direktvermarktung wechseln und diesen Grünstrommarkt dominieren.

Andererseits ist es für den Auto-Absatzmarkt und die Akzeptanz wichtig, die Elektromobilität mit Ökostrom zu verbinden. Dies muss nicht zwangsweise über ein

⁸¹⁷ Pehnt_Erneuerbare Energien und Elektromobilitaet_2010.pdf

Geschäftsmodell sein, welches eine Zeitgleichheit bedingt. Hier sind andere Maßnahmen zu diskutieren und Lösungen zu finden, welche zum einen die Erwartungen der Branche erfüllen als auch andererseits vereinbar mit den Rahmenbedingungen der EEG-Förderung sind.

Modell 2: Die Fahrzeughersteller bauen zusätzliche Regenerativ-Energie-Kraftwerke bzw. lassen diese durch Dritte erbauen.

Der logische Ausgangspunkt dieses Kopplungsmodells ist die CO₂-Pkw-Richtlinie und die (zumindest mittelfristigen) finanziellen Vorteile, die Hersteller sich durch die Produktion von Elektroautos durch die CO₂-g/km-Anrechnung erschließen. Denn die Hersteller können, wenn sie ihre Flottengrenzwerte überschreiten, u. U. Strafzahlungen vermeiden, da Elektroautos als CO₂-frei anerkannt werden. Die Idee ist, dass die Autohersteller zum Zeitpunkt des Kaufs eines Elektroautos als Bedingung für die CO₂-Freiheit eine Investition in eine erneuerbare Energieanlage tätigen bzw. eine Zahlung in einen Fonds leisten, aus dem solche Anlagen finanziert werden. Die installierte Leistung der gebauten Anlage sollte sich dabei am geschätzten Energieverbrauch des Fahrzeugs über die Lebensdauer orientieren und dabei den spezifischen Energieverbrauch des jeweiligen Fahrzeugs berücksichtigen. Die Anlagen könnten in Deutschland errichtet werden, theoretisch aber auch im Ausland (beispielsweise das »solarthermische Autokraftwerk«). Dieses Modell wurde 2008 diskutiert (Pehnt/Scheffer 2008) und wieder im Rahmen eines Projektes der International Energy Agency vorgeschlagen (Smokers et al. 2010). Der Mechanismus würde folgendermaßen funktionieren: Jährlich wird festgestellt, wie viele Elektrofahrzeuge aktuell zugelassen werden. Der betroffene Fahrzeughersteller hat die Wahl, entweder selbst Kraftwerke zu erbauen/erbauen zu lassen, einen festgelegten Betrag in einen europaweiten Fonds einzuzahlen oder die Strafzahlung zu leisten. Dieser Fond schreibt europaweit die Installation erneuerbarer Energieanlagen in der Höhe der eingezahlten Zahlungen aus, die bestimmten Kriterien entsprechen, insbesondere dem Kriterium der Zusätzlichkeit (s. u.). Damit erhalten die Anlagen den Zuschlag, die den überzeugendsten Nachweis einer Zusätzlichkeit erbracht haben. Dabei wird die Beweislast für dieses Kriterium auf die Investoren/Projektentwickler übertragen. Die EE-Investoren betreiben die Anlagen für einen garantierten Mindestzeitraum und vermarkten den Strom auf dem normalen Strommarkt. Die Haushalte/Elektroautofahrer beziehen ihren »Beladungsstrom« weiterhin von ihrem regulären Energieversorger.⁸¹⁸

Dieses Modell stellt eine Alternative dar um den Anspruch des Endnutzers nach emissionsfreier Mobilität zu erfüllen und wird von Herstellern wie Daimler bereits genutzt. Daraus ergeben sich jedoch kein Geschäftsmodell und kein zusätzliches Erlöspotenzial Elektroautos. In diesem Sinne stellt das Modell 2 eine Alternative gegenüber dem bewerteten Geschäftsmodell dar. Welches Modell sich zukünftig im Bereich Grünstrom durchsetzen wird, hängt von der Setzung zukünftiger Rahmenbedingungen ab.

12.1.8 Zusammenfassung

Die grundsätzlichen Einführungen zur Definition von Grünstrom haben deutlich gemacht, dass die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen dieses Geschäftsmodells mit politischen Fragen und Ungewissheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung verbunden sind.

⁸¹⁸ Pehnt_Erneuerbare Energien und Elektromobilitaet_2010.pdf

Ein Potenzial besteht in der zukünftig kostengünstigeren Onshore-Windkraft z.B. in Schleswig-Holstein, wenn hohe Anforderungen an das Grünprodukt gestellt werden, wie Strom aus nationalen Anlagen, Zusätzlichkeitskriterium, Zeitgleichheit. Hindernisse bestehen in den Differenzkosten die derzeit für einen Windpark höher sind als die zusätzliche Zahlungsbereitschaft der Kunden. Die zukünftige Höhe der zusätzlichen Zahlungsbereitschaft ist ungewiss. Notwendig wäre eine Abgrenzung gegenüber günstigen Herkunftsnachweisen für »Graustrom« und Direktbezug von bestehenden Wasserkraftanlagen.

Auch unter Berücksichtigung der Bandbreite der möglichen Entwicklung von zukünftigen Preisen für die Grünstromeigenschaft erscheint dieses Geschäftsmodell nicht rentabel – sowohl nicht für den Endkunden als auch ebenso wenig für den Energielieferanten/Pool-Koordinator. Zudem bedingt das Geschäftsmodell grundsätzlich schon eine höhere Zahlungsbereitschaft beim Endkunden. In Abhängigkeit davon, wie die Rahmenbedingungen für künftige Grünstromprodukte gelegt werden, können sich aber ggf. andere Geschäftsmodellansätze ergeben.

1 3

Das Geschäftsmodell »Spotmarktorientiertes Laden«

13.1

Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells

13.1.1

Beschreibung des Geschäftsmodells

Zur Belieferung von Endkunden und somit Fahrzeugkunden mit Stromprodukten beschaffen sich Energielieferanten Strom an den Strommärkten. Die Strommärkte, die typischerweise für die Beschaffung von Strom verwendet werden sind Termin- und Spotmärkte. Weiterhin kann sich ein Energielieferant per OTC-Handel oder mit dem Betrieb eigener Anlagen die benötigten Strommengen beschaffen. Terminmärkte werden klassischerweise zur langfristigen Absicherung der Preisrisiken von Energielieferanten genutzt. Für Haushalte, die wiederum nach SLP (Standardlastprofil) bilanziert werden, lässt sich auch bereits langfristig der Bedarf planen. In einem zukünftigen Smart Grid, in dem die Dynamik deutlich zunimmt und immer mehr fluktuierende erneuerbare in das Netz einspeisen, werden die kurzfristigen Strommärkte (SPOT- und Intraday-Märkte) voraussichtlich wesentlich wichtiger. Bereits jetzt zeigt sich dieser Trend bei dem für Deutschland relevantesten Spotmarkt, der EPEX-SPOT. Dort steigen die gehandelten Mengen seit 2009 stetig an.⁸¹⁹ Gegenüber dem OTC-Handel hat die EPEX SPOT aktuell nur einen geringen Anteil. Allerdings gilt der Spotmarktpreis auch für den OTC-Handel als Referenzpreis.

In der Betrachtung des Geschäftsmodells »spotmarktorientiertes Laden« wird davon ausgegangen das ein Energielieferant seine Energie für Endkunden an dem EPEX SPOT Day-Ahead Markt beschafft.

Um möglichst zu günstigen Stunden Strom zu kaufen gibt er seinen Kunden über einen variablen Strompreis einen Anreiz den Strom in diesen Stunden zu beziehen. Die Kunden können mittels IKT-Technik und der Eingabe der nächsten Fahrtzeiten das Beladen des Elektrofahrzeugs mit Energie in die für ihn günstigsten Stunden verlagern.

Das Preissignal (bzw. die Preiskurve) übermittelt der Energielieferant dem Kunden einen Tag im Voraus, nachdem er auf Basis von Preisprognosen für die Energiemärkte und Lastprognosen der Haushalte (bzw. der Elektrofahrzeugkunden) die benötigten Mengen am Energiemarkt beschafft hat. Insgesamt können somit gegenüber einer nicht intelligenten Ladung die Strombezugskosten am Strommarkt durch das gezielte Verschieben des Ladezeitpunkts gesenkt werden. Es wird davon ausgegangen, dass der Energielieferant dabei 80 % seiner eingesparten Strombezugskosten an den Endkunden weitergibt und 20% zur Deckung der zusätzlichen Kosten und als Gewinn einbehält. Die Aufteilung der Kostenersparnis ist zunächst eine Annahme.

Für die Bewertung des Geschäftsmodells wird als Referenz der nicht intelligente Fall »ungesteuertes Laden« verwendet. Daher werden bei Kosten für die zusätzliche Technik sowie bei der Bewertung der ersparten Kosten nur Kosten berücksichtigt, die zusätzlich durch das intelligente Laden entstehen bzw. wegfallen.

⁸¹⁹ Annual Report 2012 EPEX SPOT

Für die Bewertung des Geschäftsmodells wird als Referenz der nicht intelligente Fall »ungesteuertes Laden« verwendet. Daher werden bei Kosten für die zusätzliche Technik sowie bei der Bewertung der ersparten Kosten nur Kosten berücksichtigt, die zusätzlich durch das intelligente Laden entstehen bzw. wegfallen.

13.1.2

Technische Determinanten des spotmarktorientierten Ladens

Zur Umsetzung des Geschäftsmodells sind beim Energielieferanten und Endkunden verschiedene technische Systeme notwendig.

Für den Energielieferant müssen vor allem die Lastprognosen angepasst werden, die für die Fahrzeuge erstellt werden. Hier wird davon ausgegangen, dass bereits Lastprognosen für Haushalte vorhanden sind und dass die Kosten für die Anpassungen marginal und damit für die Bewertung zu vernachlässigen sind. Weiterhin müssen Variable Tarife auf Basis von Spotmarkt Preisprognosen erstellt werden. Die Variablen Tarife müssen an die Haushalte täglich versendet werden und auf Basis dieser Tarife muss später eine Abrechnung geschehen. Für diese Tätigkeiten muss sowohl zusätzliche IT Infrastruktur aufgebaut, sowie zusätzliches Personal eingeplant bzw. zusätzliche Stunden bei bestehendem Personal eingeplant werden. Insgesamt hängen die damit in Verbindung stehenden Kosten sehr mit dem spezifischen Unternehmen, der dort aufgebauten Infrastruktur und den dortigen Personalkosten zusammen. Um diese Kosten in dem Geschäftsmodell abzubilden wurde hier folgende Annahme getroffen: Alle Kosten für die zusätzliche Infrastruktur und das Personal lassen sich ab einer Mindestportofoliengröße auf spezifische Kosten pro Ladevorgang herunterbrechen. Die Abschätzung der Kosten geschah auf Basis der Transaktionskosten von Amazon Flexible Payments Services. Dort wurde am 11.11.2013 für die Abwicklung einer Abrechnung, wenn das Geld bereits auf einem Amazon Konto vorliegt, 0,01 USD plus 1,5% des Transaktionswertes angesetzt.⁸²⁰ Unter der Annahme, dass mindestens 0,01 USD für den Betrieb der Infrastruktur pro Abrechnungsvorgang notwendig sind, wurden für die Kalkulation der Kosten 0,01 € pro Ladevorgang angenommen. Diese Annahme basiert auf der Voraussetzung, dass die Infrastruktur und deren Betrieb sowie die Erstellung und Abrechnung der variablen Tarife in etwa der Infrastruktur und Personalkosten für die Abrechnung von Bezahlvorgängen entspricht. Da aktuell noch keine Erfahrungswerte hierzu existieren, muss auf solche Annahmen zurückgegriffen werden. Weiterhin wurden die Kosten pro Ladevorgang auf eine kWh heruntergebrochen um die Berechnung zu vereinfachen. Bei einem durchschnittlichen angenommenen Ladenvorgang von 10 kWh entspricht das Kosten von 0,001 € pro kWh zusätzlich für Personal und Infrastruktur zur Erstellung und Abrechnung der Variablen Tarife.

Auf der Seite der Endkunden muss das Fahrzeug in der Lage sein den Ladevorgang für bestimmte Zeit auszusetzen. Diese Technik muss sowohl an der Ladestelle, wie auch im Fahrzeug vorhanden sein. Wie in Kapitel 9 beschrieben wird von einer Ladeleistung von 11 kW ausgegangen. Eine Ladung per Schuko-Steckdose ist daher grundsätzlich ausgeschlossen. Daher muss auch im ungesteuerten Fall als Ladestelle eine sogenannte Wallbox vorhanden sein. Für die Wallbox und wurde sich international bereits auf einen Steckverbindung und EU-weit auf die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestelle geeinigt. Dabei sind die Standards IEC 61851 und ISO 15118 für die Kommunikation vorgesehen. Während des ersten Stakeholderdialogs wurde daher darüber diskutiert, ob es

⁸²⁰ Url: <https://payments.amazon.com/help/Amazon-Flexible-Payments-Service/Creating-Managing-Your-Account/Amazon-Payments-Fees>, abgerufen am 11.11.2013

gegenüber dem ungesteuerten Laden zu einer Kostenerhöhung auf Wallbox und Fahrzeugseite kommt oder nicht, da die notwendigen Protokolle für eine einfache Steuerung durch den Standard vorgesehen sind. Als Ergebnis der Diskussion wurden in diesem Projekt keine zusätzlichen Kosten für die Umrüstung der Wallbox oder des Fahrzeugs gegenüber dem ungesteuerten Fall angenommen.

Weiterhin müssen die Preissignale vom Energielieferanten über das Smart Meter Gateway an ein Smart Home Energiemanagement bzw. an die Wallbox für das Elektrofahrzeug gelangen⁸²¹. Hierzu ist es notwendig eine Kommunikationsverbindung mit dem Smart Meter Gateway herzustellen und auf Basis der Tarife und der Eingaben des Kunden eine Berechnung der Ladefahrpläne vorzunehmen. Es wird angenommen, dass die Eingabe des Kunden über eine Smartphone App geschieht. Für die Hardware und Software zur Berechnung der Ladefahrpläne und den Aufbau der Kommunikationsverbindung sind Kosten von 150 € für das Jahr 2011 angenommen worden. Diese Kosten werden für die Berechnung des Geschäftsmodells auf 10 Jahre abgeschrieben, was jährliche Kosten für Kommunikation, Hardware und Software in Höhe von 15 € ausmacht. Für die Jahre 2020 und 2030 wurde jeweils eine Kostenreduktion von 50 € angenommen, so dass sich die Hardware und Kommunikationskosten im Jahr 2020 auf 100 € und im Jahr 2030 auf 50 € belaufen. Die Kostenreduktion basiert auf der Annahme, dass einerseits durch die Technologieentwicklung und andererseits durch größere Abnahmemengen Einsparungen erzielt werden können.

Der flächendeckende Einbau von RLM-Zählern (793 Euro – ermöglicht Abrechnung des realen Lastgangs) für Haushaltskunden ist aufgrund der hohen Kostendifferenz zum Eintarif-Arbeitszähler (26 Euro – Abrechnung durch Standardlastprofil SLP) zurzeit nicht realistisch. Keine eindeutigen Einschätzungen liegen allerdings zu der Frage vor, wie es sich auswirken würde, last- und arbeitsmessende Smart-Meter als On-Board-Units einzusetzen. Nimmt man an, dass ein Elektrofahrzeug mit Range-Extender Mittelklasse (zzgl. MWSt.) den Kunden etwa 46.000 Euro kostet (Beispiel Opel Ampera in der Grundausstattung), fällt im Verhältnis dazu ein Kostenblock von etwa 800 € für eine solche On-Board-unit zusätzlich schon deutlich weniger ins Gewicht. Sollte der Einbau solcher On-Board-Units serienmäßig erfolgen, ist aber zusätzlich wohl mit deutlichen Kostensenkungen zu rechnen. Die serienmäßige Ausstattung von Elektrofahrzeugen erscheint von diesem Hintergrund als bedenkenswerte Alternative zum häuslichen Einbau von RLM-Zählern. Eine solche On-Board-Unit würde last- und zeitvariable Tarife sowohl beim heimischen als auch beim öffentlichen Laden technisch ermöglichen. Zusätzlich wäre es allerdings erforderlich energierechtlich die On-Board-Unit als relevante Messstelle festzusetzen. Dies ist im Fall der häuslichen Ladens allerdings zurzeit der Hausanschlusszähler und im Fall des öffentlichen Ladens der Zähler an der Ladesäule. Andererseits wird diskutiert, ob Smart-Meter als Hausanschlusszähler zukünftig als kostengünstige Alternative zur RLM eingesetzt werden können und damit die Abrechnung für Haushaltskunden nicht mehr als SLP sondern entsprechendes des realen Lastgangs erfolgen würde, wodurch dann auch Geschäftsmodelle durch zeitvariable Tarife ermöglicht würden.

⁸²¹ Vgl. BSI TR-03109, URL: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/TechnRichtlinie/TR_node.html

13.2

Energiewirtschaftliche Determinanten des spotmarktorientierten Ladens

13.2.1

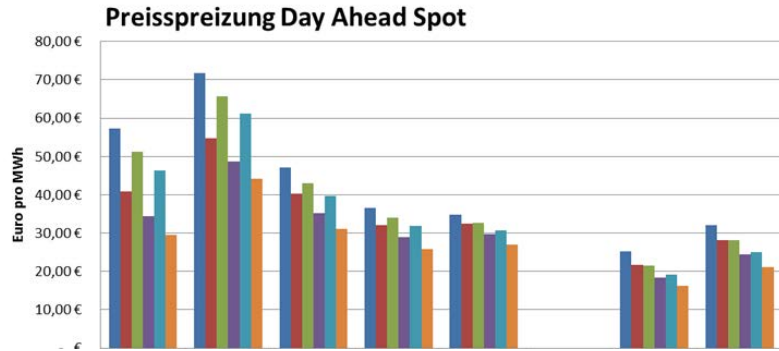
Price-Spread-Entwicklung

Für den deutschen Strommarkt muss zunächst berücksichtigt werden, dass für die Preisgestaltung allein von Stromlieferanten-/Stromhändlerseite kein großer Spielraum besteht. Der Endverbrauchspreis für Strom setzt sich aus seiner Sicht aus konstanten Bestandteilen (Netzentgelte, Steuern, Förderabgaben) und nicht konstanten Bestandteilen (Energiebeschaffung, Vertrieb) zusammen. Lediglich die Posten Energiebeschaffung und Vertrieb, die nur rund ein Drittel des Strombezugspreises für Haushaltskunden ausmachen⁸²², können von ihm unternehmerisch variabel gestaltet werden. Die anderen Posten stellen sich für ihn dagegen als fest dar. Andererseits hat der Gesetz- und Verordnungsgeber auf diesen festen Kostenblock erhebliche Einflussmöglichkeiten und kann durch Flexibilisierung dieser Steuern, Abgaben und Netzentgelte zu einer Flexibilisierung der Strompreise nach bestimmten Kriterien unter Umständen mehr beitragen, als der den Regelungen unterworfenen Stromlieferant. Inwieweit Steuern, Abgaben und Netzentgelte reduziert werden können oder man von ihnen befreit werden kann, wird gesondert im Rahmen des Kapitels Förderinstrumente der Netzintegration der Elektromobilität behandelt. Aufgrund der großen Bedeutung dieses Kostenanteils für Flexibilisierungspotenziale beim Strompreis, können sie aber auch in der Diskussion um variable Tarife in diesem Kapitel nicht unberücksichtigt bleiben. Wenn von variablen Tarifen die Rede ist (§ 40 Abs. 5 EnWG insbesondere von lastvariablen oder tageszeitabhängigen Tarifen), ist ausschließlich gemeint, dass der Lieferant den ihm gesetzten Rahmen zur Flexibilisierung der Tarife ausnutzen soll um dem Letztverbraucher einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs zu setzen. Damit muss auch im folgenden Abschnitt der Fokus auf diesem vom Lieferanten steuerbaren Teil des Strompreises und auf den Möglichkeiten zur Preisgestaltung für den Stromlieferanten liegen.

Der Energielieferant kann durch die Verschiebung einer Last wie z.B. ein Elektrofahrzeug Strombezugskosten sparen, indem er die Last auf einen Zeitpunkt verlagert an dem der Strompreis an der Börse möglichst gering ist. Dadurch spart der Lieferant die Differenzkosten zu dem Strompreis den er bezahlt hätte, wenn die Last nicht verschoben worden wäre. Für eine erste Abschätzung dieser Ersparnis für die Grobbewertung wurde zunächst die jeweils durchschnittliche maximale Preisspreizung am EPEX Spot Day Ahead Markt für 24 Stunden bzw. von 18 – 6 Uhr berechnet. Da die Beladung von Elektrofahrzeugen nicht nur eine Stunde dauert, wurde die Berechnung für die Schwankungen zwischen der teuersten und der billigsten Stunde, für die beiden teuersten und billigsten und den drei teuersten und billigsten Stunden im betrachteten Zeitraum berechnet. Diese Berechnung wurde sowohl für die vergangenen Jahre 2007 – 2011 (auf Basis der realen Preise) wie auch für die Szenariojahre 2020 und 2030 (auf Basis von simulierten Preiszeitreihen) vorgenommen. Wie in Abb. 93 zu sehen ist, sinken die durchschnittlichen maximalen Preisschwankungen ab 2008 bis 2011. Ein wesentlicher Grund dafür ist die hohe Einspeisung von Photovoltaik Strom, der inzwischen die

⁸²² Vgl. BNetzA, Zusammensetzung des Preises Haushaltskunden 2010 I, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Publikationen/MarktWettbewerb/Folien/S38_Strom_pdf.pdf?__blob=publicationFile, (16.05.2012).

Mittagspreisspitze im Sommer geglättet hat. Für die Szenariojahre kommt es aufgrund der betrachteten Entwicklung des EE-Anlagenparks zu einem weiteren absinken der Preisspreizung für 2020 und dann gegenüber 2020 zu einem gegenläufigen Trend für 2030. Insgesamt sind sowohl die aktuellen wie auch die erwarteten Preisspreizungen als Anreiz zur Flexibilisierung relativ gering.



	2007	2008	2009	2010	2011	...	2020	2030
■ mittlere 1 Std. Preisspread am Tag	57,23 €	71,63 €	47,09 €	36,47 €	34,87 €		25,25 €	32,05 €
■ mittlere 1 Std. Preisspread zw. 18 und 6 Uhr	40,77 €	54,74 €	40,19 €	32,16 €	32,55 €		21,81 €	28,23 €
■ mittlere 2 Std. Preisspread am Tag	51,18 €	65,75 €	43,02 €	34,09 €	32,70 €		21,57 €	28,08 €
■ mittlerer 2 Std. Preisspread am Tag	34,36 €	48,74 €	35,21 €	28,97 €	29,73 €		18,38 €	24,43 €
■ mittlerer 3 Std. Preisspread am Tag	46,39 €	61,13 €	39,70 €	31,80 €	30,72 €		19,20 €	24,97 €
■ mittlerer 3 Std. Preisspread zw. 18 und 6 Uhr	29,59 €	44,11 €	31,14 €	25,86 €	27,00 €		16,21 €	21,19 €

Abb. 93: Kurzfristige Preisschwankungen / Preisspreizungen am EPEX Spot Day Ahead Markt

13.2.2

Demand Side Management Alternativen und deren Einfluss auf die Preisschwankungen am Spot-Markt

Die Idee, über Lastmanagement bzw. Demand Side Management (DSM) den Strombezug zu steuern, ist viele Jahrzehnte alt. Im Bereich der Großindustrie wird Lastmanagement für energieintensive Prozesse seit langem angewendet. Bisher betrifft dies allerdings hauptsächlich die innerbetriebliche Optimierung und Absenkung der Lastspitze zur Kostensenkung (Leistungspreis) und nicht die Optimierung auf den Börsenpreis. Im Bereich der Privathaushalte werden heute vereinzelt statische Niedrig- und Hochtarife, z.B. für elektrische Nachtspeicherheizungen, angeboten.

Festzuhalten ist, dass DSM bisher bezogen auf sein Potenzial noch in sehr geringem Umfang genutzt wird. Weiterhin wurde es bisher ausschließlich zur Verstetigung der Last (Grundlastkraftwerke) genutzt. Zukünftig wird, ermöglicht durch IKT-Entwicklungen, DSM ein wichtiger Baustein sein, um den Strombezug an die Stromerzeugung durch fluktuierende erneuerbare Energien anzupassen. Die Grundlast dagegen wird mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien eine immer kleinere Rolle spielen.

Dabei muss bei Lastmanagement zwischen der kostenintensiven Lastabschaltung (meist Industrie) und der kostengünstigen Lastverschiebung unterschieden werden. Die Lastabschaltung wird dabei nur an wenigen Tagen im Jahr eingesetzt um Spitzenlastkraftwerke zu ersetzen, oder in der Minutenreserve mit sehr geringer Abrufwahrscheinlichkeit. Das maximale DSM-Potenzial der deutschen energieintensiven

Industrie liegt bei ca. 2,9 GW.⁸²³ Auch das Potenzial von GHD und privaten Haushalten sowie einer wachsenden EFZ-Flotte wird für ein in Deutschland vor allem auf fluktuierenden erneuerbaren Energien basierendes Energieversorgungssystem benötigt werden. Angebotssenkungen über mehrere Tage bis saisonal müssen zusätzlich durch große zentrale Speicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher) sowie steuerbare Erzeugung ausgeglichen werden. Von zentraler Bedeutung ist weiterhin eine konsequente Ausnutzung der Effizienzpotenziale.

Nach Einschätzung der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) wird Elektromobilität »die erste ernstzunehmende Anwendung sein, die aufgrund der benötigten Leistungen und den Möglichkeiten zur zeitlichen Verschiebung des Energieflusses das Potential hat, einen dringend benötigten Beitrag zur Netzstabilisierung zu leisten. Dies ist jedoch nur über eine intelligente Einbindung der Lade-Infrastruktur in das Smart Grid möglich.«⁸²⁴ Ob tatsächlich batteriebetriebene Elektrofahrzeuge die DSM-Vorreiter sein werden, wird sich zeigen. Fest steht, dass eine Vielzahl von Anwendungen ein hohes DSM-Potenzial besitzt.

Während in den untersuchten Projekten keine Anhaltspunkte zu den Kosten oder konkreten Geschäftsmodellen von zukünftigen mit Elektrofahrzeugen konkurrierenden DSM-Anwendungen gefunden werden konnten, geht die Dena Netzstudie II auf mögliche Kostenentwicklungen bei DSM-Anwendungen ein. Elektrofahrzeuge werden dabei allerdings nicht betrachtet. Nach einer Untersuchung der technischen Potenziale verschiedener DSM-Alternativen in Haushalten, GHD und Industrie, werden die anfallenden Kosten aufgeschlüsselt in variable Kosten, jährlich fixe Kosten, und Investitionskosten unterteilt. »Investitionskosten fallen an, wenn DSM-Potenzial technisch erschlossen und somit nutzbar gemacht wird. Hierunter fallen die Kosten für messtechnische Geräte wie Smart Meter, bestimmte regelungstechnische Installationen wie Energiemanagementsystem und zentrale Steuerungssysteme sowie Installationskosten für die Datenübertragungstechnik und sind insbesondere im Haushaltssektor relevant.«⁸²⁵ Die meisten Industrieunternehmen besitzen bereits ein Energiemanagementsystem. Daher sind die Investitionskosten im industriellen Sektor mit rund einem Euro pro kW sehr gering. Die Kosten für den Anschluss eines Kühl- oder Gefriergeräts dagegen liegen bei über 1000 Euro und werden voraussichtlich auch 2020 noch bei 280 Euro liegen. »Fixe Betriebskosten fallen regelmäßig an und sind unabhängig vom tatsächlichen Einsatz der DSM-Maßnahmen. Dies sind hauptsächlich die Kosten für den Datenaustausch zwischen dem Smart Meter und der DSM Leitzentrale über ein Datenübertragungssystem. [...] Die variablen Kosten sind die Kosten, die bei der tatsächlichen Durchführung einer DSM-Maßnahme entstehen.«

In Abb. 94 ist die Bandbreite der Kosten aufgeschlüsselt. Es zeigt sich, dass »Investitionskosten, variable Kosten und jährliche fixe Kosten der untersuchten Prozesse teilweise erheblich unterscheiden. Im Industriesektor beispielsweise sind die variablen Kosten im Elektrolichtbogenverfahren im Schnitt höher als in der Aluminiumelektrolyse. Dies liegt an der niedrigeren Energieintensität der Stahlproduktion im Vergleich zur Aluminiumproduktion. Auch die Investitionskosten unterscheiden sich deutlich. Je nach Energieintensität des angeschlossenen Gerätes fallen in Haushalten Investitionskosten

⁸²³ Grimm nach SRU(2011), S.155.

⁸²⁴ NPE, Zwischenbericht AG 3: Lade-Infrastruktur und Netzintegration. S. 14.

⁸²⁵ Dena Netzstudie II (2011), S.425f.

zwischen 38 €/kW bei Nachtspeicherheizungen und ca. 7.000 €/kW für den Anschluss von Heizungsumwälzpumpen an (Basis: 2020).⁸²⁶

Stromintensive Prozesse	Variable Kosten (€/MWh)		Jährliche fixe Kosten (€/kWa)		Investitionskosten (€/kW) (Lernrate 15%)	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Lastverschiebeprozesse						
Schleifer, Refiner	< 10	<10	<1	<1	~5 -20	~5-20
Nachtspeicheröfen	~0	~0	25,4	25,4	38	13
Elektrische Warmwasserbereitung	~0	~0	53,7	53,7	450	150
Kühl- und Gefrierschränke	~0	~0	63,2	63,2	1.190	280
Wasch-, Spülmaschinen, Trockner	~0	~0	90,9	90,9	740	176
Chloralkalielektrolyse	>100	>100	<1	<1	<1	<1
Lastreduktionsprozesse						
Roh- und Zementmühlen	500 – 1.000	500- 1.000	<1	<1	~10-20	~10-20
Aluminiumelektrolyse	500 – 1.500	500-1.500	<1	<1	<1	<1
Elektrolichtbogenofen	>1.000	>1.000	<1	<1	<1	<1
Heizungsumwälzpumpe	~0	~0	68,0	68,0	7.070	2.360

Abb. 94: Variable Kosten, fixe Kosten und Investitionskosten für die untersuchten DSM-Prozesse. Quelle: 827

Ein Geschäftsmodell für DSM im Haushaltsbereich wird wohl weniger allein auf das Elektrofahrzeug oder allein auf die Waschmaschine abzielen. Vielmehr wird eine IKT-Verknüpfung verschiedener Anwendungen im Haushalt wie Kühlschrank, Waschmaschine, Wärmepumpe und Elektrofahrzeuge zu einer gemeinsamen Einheit innerhalb eines Pools zum DSM beitragen.⁸²⁸

13.3

Nutzerseitige Determinanten des spotmarktorientierten Ladens

Für den Nutzer ergeben sich im Wesentlichen zwei Einflussgrößen für das Geschäftsmodell »Spotmarktorientiertes« Laden. Der Nutzer benötigt einen variablen Tarif, den er vertraglich mit einem Energielieferanten vereinbaren muss. Wenn das Fahrzeug ans Netz angeschlossen wird, muss der Nutzer dann die Eingabe der nächsten Abfahrtszeit und benötigte Energie für die nächste Strecke vornehmen oder durch geeignete Verfahren, z.B. auf Basis seines Fahrprofils, berechnen lassen.

Trotz langer Diskussionshistorie konnten sich dynamische variable Tarife bislang nicht durchsetzen. Hierfür gibt es verhaltenspsychologische und ökonomische Gründe. Nach Faruqi und George sind Konsumenten in der Regel nicht in der Lage ihre Stromnachfrage den flexiblen Preisen anzupassen, so dass die Gefahr besteht, dass die Stromrechnung

⁸²⁶ Dena Netzstudie II (2011), S.427.

⁸²⁷ dena Netzstudie II, S.427; nach EWI 2010

⁸²⁸ Siehe auch G4V, WP4, D4.1: Report on ID and charging architecture and recommendations, S. 51.

sogar höher ausfällt. Darüber hinaus wird angezweifelt, ob die Ersparnisse selbst bei idealem Nachfrageverhalten die Anfangsinvestitionen kompensieren können.⁸²⁹

Dütschke et al führten mit 160 Personen eine Conjoint-Analyse zur Ermittlung von Kundenpräferenzen im Bereich des gesteuerten Ladens durch. Eine Conjoint-Analyse ist ein sog. dekompositionelles Verfahren, bei dem die Präferenzurteile von Konsumenten zu Teilnutzenwerten einzelner Merkmalsausprägungen (hier die Attraktivität einzelner Tarifkomponenten) aufgeschlüsselt werden.⁸³⁰ Die Ergebnisse zeigen, dass Konsumenten hohen Wert auf Einfachheit legen. Feste Tarife werden variablen Tarife grundsätzlich vorgezogen und innerhalb der variablen Tarife werden die Tarife mit der geringsten Dynamik präferiert. Zudem wird eine automatische Steuerung gewünscht, so dass sich Planungsaufwand und Verhaltensanpassungen in Grenzen halten.⁸³¹ Auch im Projekt MeRegio-Mobil wurde ermittelt, dass bei variablen Tarifmodellen strukturell simple Tarife (bspw. mit zwei Preisstufen) mit einem geringen Grad an Dynamik von den Befragten bevorzugt werden.⁸³²

Bei konstanten Tarifen müssen Energielieferanten u.U. teuren Spitzenstrom einkaufen, ohne die den Beschaffungsnachteil kurzfristig an die Kunden weitergeben zu können. Bei variablen Tarifen würden Preisschwankungen in der Beschaffung direkt an die Endkunden weitergegeben.⁸³³ Variable Tarife sind daher vorteilhaft für Energielieferanten, weil sie Preisrisiken senken, gleichzeitig erhöhen sie aber Risiken (und Chancen) für die Kunden.

Um intelligent im Sinne von spotmarktorientiert laden zu können, müssen genaue Angaben zur Mobilitätsvorhersage vorliegen (u.a. Vorhersage der nächsten Abfahrtszeit, Länge der nachfolgenden Strecke, um daraus die benötigte Energiemenge abzuleiten).⁸³⁴ Der Nutzer muss also für den zusätzlichen Ertrag durch das Geschäftsmodell die Eingabe der Abfahrtszeit und der benötigten Energie, zumindest wenn diese von seinem Standardverhalten abweicht, z.B. per Smartphone App (vgl. Harz-EE-Mobility), eingeben. Die Nutzereingaben können allerdings vom realen Verhalten abweichen. Das zeigen Auswertungen von Umfragen der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg und des Fraunhofer ISE^{835 836 837}. In Abb. 95 ist die Verteilung des Fehlers der Abfahrtszeit zu sehen. Dabei fällt auf

⁸²⁹ Vgl. Dütschke, Elisabeth; Unterländer, Michael; Wietschel, Martin: Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012, Karlsruhe 2012, S.9.

⁸³⁰ Vgl. Dütschke, Elisabeth; Unterländer, Michael; Wietschel, Martin: Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012, Karlsruhe 2012, S.9.

⁸³¹ Vgl. Dütschke, Elisabeth; Unterländer, Michael; Wietschel, Martin: Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012, Karlsruhe 2012, S.20.

⁸³² Vgl. Verbundvorhaben MeRegio-Mobil. Abschlussbericht des Projektkonsortiums, 2011, S.36.

⁸³³ Vgl. Dütschke, Elisabeth; Unterländer, Michael; Wietschel, Martin: Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012, Karlsruhe 2012, S.8.

⁸³⁴ Vgl. Kohrs, R. ; Wittwer, C. ; Link, J.: First experiences of the bidirectional integration of VW's plug-in hybrids to set up the E.ON/VW fleet test. Proceedings of the 2nd European Conference of Smart Grid and E-Mobility 2011, October 20-21, 2010, Brussels, Belgium.

⁸³⁵ Vgl. Hahnel, U. J.J. ; et al.: Methoden zur Bestimmung des Nutzereinflusses auf eine intelligente Integration von Elektrofahrzeugen in das zukünftige Energienetz, Paper zum Vortrag auf dem VDE Kongress 2012 am 05. – 06.11.2012 in Stuttgart.

⁸³⁶ Fraunhofer ISE, Institut für Psychologie Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Ulf J.J. Hahnel et al, Methoden zur Bestimmung des Nutzereinflusses auf eine intelligente Integration von Elektrofahrzeugen in das zukünftige Energienetz, VDE Kongress 2012, Stuttgart, ISBN 978-3-8007-3446-7

das die meisten Fahrten annähernd richtig geschätzt werden, allerdings auch einige größere Fehler bei der Abschätzung existieren. Sowohl in der Grob- wie auch in der Feinbewertung wurde zu Vereinfachung davon ausgegangen, dass dieser Fehler nicht existiert. In späteren Betrachtungen sollte die Simulation allerdings die Fehleranfälligkeit der Schätzung berücksichtigt und Verfahren⁸³⁸ zur Kompensation des Fehlers in die Betrachtung mit einbezogen werden.

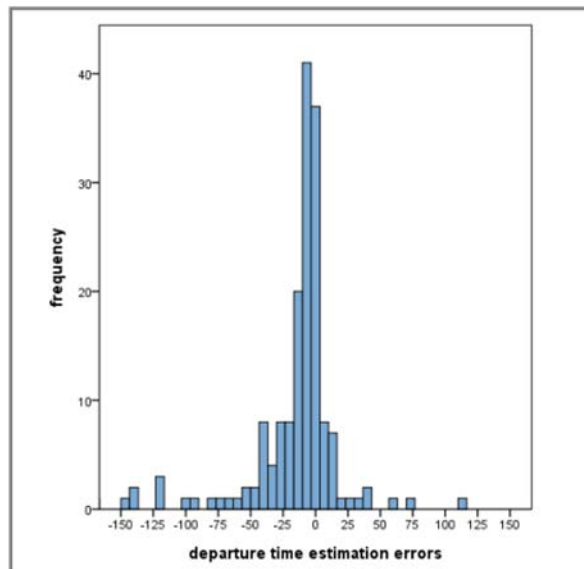


Abb. 95: Verteilung des Fehlers bei der Schätzung der Abfahrtszeiten, Quelle: ⁸³⁹

Auch der Weg der Verbrauchssteuerung setzt einen interessierten und engagierten Kunden voraus. In welchem Maße dieses Interesse und Engagement erforderlich ist, hängt jedoch maßgeblich vom Engagement des Stromlieferanten selbst ab. Bietet dieser etwa mit dem variablen Tarif auch eine umfangreiche Betreuung bei Einbau, Installation und Betrieb der erforderlichen Hard- und Software an, sieht sich der Kunde unter Umständen nur so viel Mehraufwand ausgesetzt, wie ihm auch der Austausch eines Stromzählers oder vergleichbare Arbeiten durch das EVU verursacht hätten. Direkte Anreize für EVU, derartige variable Tarife zusammen mit entsprechender Steuerungshardware und -software verbunden mit einem entsprechenden Servicepaket aus einer Hand anzubieten, gibt es jedoch derzeit nicht. Ein solches Paket ließe sich durchaus mit einer Verordnung vorschreiben. Auch finanzielle staatliche Förderung für ein entsprechendes Paket wäre jedoch vorstellbar und der Sache förderlich.

⁸³⁷ Fraunhofer ISE, Institut für Psychologie Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Ulf J.J. Hahnel et al, How accurate are drivers' predictions of their own mobility? Accounting for psychological factors in the development of modern, 2011, The Psychology of Sustainable Mobility (Symposium), Biennial Conference on Environmental Psychology, Eindhoven

⁸³⁸ Fraunhofer ISE, Institut für Psychologie Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Ulf J.J. Hahnel et al, Methoden zur Bestimmung des Nutzereinflusses auf eine intelligente Integration von Elektrofahrzeugen in das zukünftige Energienetz, VDE Kongress 2012, Stuttgart, ISBN 978-3-8007-3446-7

⁸³⁹ Fraunhofer ISE, Institut für Psychologie Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Ulf J.J. Hahnel et al, How accurate are drivers' predictions of their own mobility? Accounting for psychological factors in the development of modern, 2011, The Psychology of Sustainable Mobility (Symposium), Biennial Conference on Environmental Psychology, Eindhoven

13.4

Rechtliche Rahmenbedingungen des spotmarktorientierten Ladens

Im Folgenden soll der Rechtsrahmen dargestellt werden, wie ihn insbesondere § 40 Abs. 5 EnWG zieht, der nur last- und zeitvariable Tarife kennt und damit keine zusätzliche Differenzierung nach qualitativen Merkmalen des im Netz befindlichen Stroms vorsieht. Ein Tarif ist dabei ein Angebot eines Lieferanten, mit dem ein Letztverbraucher seinen Bedarf an Energie zu bestimmten Konditionen an einem definierten Übergabepunkt decken kann.⁸⁴⁰

13.4.1

Unterscheidung variabler Tarifmodelle

Im Geschäftsmodell wird ein dynamischer Tarif (Real Time Pricing) mit einer Vielzahl von untertägigen Preisstufen vorausgesetzt. Dieses Tarifmodell ist abzugrenzen von statischen zeitvariablen Tarifen (Time of Use) und zeitvariablen Tarifen mit Events (Critical Peak Pricing).

Aufgrund der großen praktischen Bedeutung des Nachtstromtarifs (statischer zeitvariabler Tarif) wird dieser im Folgenden kurz beschrieben und von diesem Geschäftsmodell abgegrenzt.

Gerade von Seiten der Automobilkonzerne wird die Ansicht vertreten, dass Erfolg der Elektromobilität von einem niedrigen Strompreis abhängt. So wurde etwa vorgeschlagen, eine Tarifstruktur wie in Japan einzuführen, um die Elektromobilität für den Kunden wirtschaftlich interessant zu machen.⁸⁴¹ In Japan kostet der Strom tagsüber etwa umgerechnet 27 Cent pro Kilowattsunde, der Nachtstrom aber nur neun Cent.⁸⁴² Auch im US-Bundesstaat Virginia werden derzeit Stromtarife für das Laden von Elektrofahrzeugen zu Nebenzeiten (off-peak) getestet.⁸⁴³ Sie liegen mehr als die Hälfte unter den Preisen zu Spitzenzeiten.⁸⁴⁴ Es handelt sich beim Nacht- und Off-Peak-Laden um auch für Deutschland gern diskutiertes Beispiel für eine Flexibilisierung der Tarife, deren gute gedankliche Greifbarkeit für die breite deutsche Öffentlichkeit nicht nur in ihrer relativen Einfachheit liegt, sondern auch darin begründet ist, dass Nachtstromtarife ab den 1950er-Jahren und Steuervergünstigungen (seit der Einführung der Stromsteuer am 1. April 1999) als einziges variables Tarifmodell schon eine besonders lange Vergangenheit haben und im Zusammenhang mit den zunächst massiven Werbung für Nachtspeicherheizungen⁸⁴⁵ in den 1950er und 1960er Jahren und den späteren Negativschlagzeilen für diesen

⁸⁴⁰ Vgl. Nabe, C., et al.: Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, 2009, S. 10.

⁸⁴¹ Vgl. Krebs, R. in „Wir brauchen eine Nachtstromlizenz für Elektroautos“, <http://adacemobility.wordpress.com/2012/02/28/wir-brauchen-eine-nachtstromlizenz-fur-elektroautos/> (22.08.2012).

⁸⁴² Vgl. Krebs, R. in „Wir brauchen eine Nachtstromlizenz für Elektroautos“, <http://adacemobility.wordpress.com/2012/02/28/wir-brauchen-eine-nachtstromlizenz-fur-elektroautos/> (22.08.2012).

⁸⁴³ Vgl. www.earthtechling.com/2011/08/off-peak-ev-charging-to-get-virginia-test/

⁸⁴⁴ Vgl. www.earthtechling.com/2011/08/off-peak-ev-charging-to-get-virginia-test/

⁸⁴⁵ Nachtspeicherheizungen sind Elektroheizungen, die nachts Wärme erzeugen und speichern und diese tagsüber abgeben. Herkömmlich wird dazu durch Funk oder Schaltuhren an dem häuslichen Stromzähler zwischen einem Tages- und Nachtтарif umgeschaltet.

Heizungstyp tief im kollektiven Bewusstsein verankert sind.⁸⁴⁶ Bei aller Kritik⁸⁴⁷ war auch das Ziel dieses variablen Tarifmodells die Lastglättung, allerdings vornehmlich zum geregelten Betrieb von herkömmlichen Grundlastkraftwerken (Kohle- und Atomstrom). Das Konzept hat keine Förderwirkung flexibel einspeisender Wind- und Solarkraftwerke.

In Deutschland sind Nachttarife in der öffentlichen Debatte daher in den letzten zwei Jahrzehnten zunehmend negativ konnotiert gewesen und mittlerweile nicht mehr flächendeckend verfügbar. Nach § 10a EnEV wurde 2009 sogar die »Außerbetriebnahme von elektrischen Speicherheizsystemen« beschlossen. Dieses Moratorium wurde jedoch durch Artikel 1a des Vierten Gesetzes zur Änderung des Energieeinsparungsgesetzes G. v. 4. Juli 2013 BGBl. I S. 2197 m.W.v. 13. Juli 2013 wieder aufgehoben,⁸⁴⁸ ohne dass sich der Gesetzgeber damit in der Begründung weiter auseinandergesetzt hätte. Grundgedanke dahinter ist wiederum den Grundstrom sinnvoll zu nutzen, was nunmehr mit dem Schlagwort der Energieeffizienz begründet wird. Infolge setzt z.B. RWE wieder auf Nachttarife.⁸⁴⁹ Die Kritik ist die gleiche wie vor 50 Jahren. Heute wird, selbst wenn der Wirkungsgrad aufgrund technischer Neuerungen verstärkt werden könnte, dem Umweltaspekt nach Ansicht vieler Verbände wiederum nicht genügend Rechnung getragen. So verursachen Nachtspeicherheizungen aufgrund ihres hohen Stromverbrauchs dreimal so hohe Emissionen wie Gasbrennwertkessel. Zudem sei die Rechtfertigung, dass Nachtspeicherheizungen eine notwendige Speichertechnologie für die Energiewende seien, eine Farce. Nachtspeicher verbrauchten jährlich 10–15 TWh elektrischer Energie, pro Jahr werden jedoch nur ca. 0,42 TWh Windstrom abgeregelt. Auch führe der Einsatz von Nachtspeicherheizungen in verbrauchsintensiven, windarmen Stunden zu einer Zusatzbelastung des Stromsystems.⁸⁵⁰

Der Tarif ist von abhängig von Netzentgelt und damit von Netzbetreibergebiet abhängig. Eine freie Anbieterwahl ist bei Nachtstrom (noch) nicht möglich und es werden je nach EVU unterschiedlich attraktive Angebote gemacht. Im Fall von RWE wird dies vor allem in Westdeutschland angeboten, da dort viele Stammkunden sind und im Konzern Braunkohlekraftwerke betrieben werden nächtliches Herunterfahren erhebliche Kosten verursacht. Wird der überschüssige Strom dann jedoch beim Kunden »gespeichert« können diese Kosten gespart und an als günstigere Tarife an die Kunden weitergegeben werden. Somit kann ein Nachtspeichern nach wie vor als direkte Förderung des Betriebs von Braunkohlekraftwerken gesehen werden.

Eine Übertragbarkeit der Förderung auf EFZ ist jedoch einfach möglich, da die Ladegeräte der Zuhauseelader bei Bezug von Nacht- und Tagtarifen einfach auf eine nächtliche Ladung programmiert werden könnten. Preisverbilligt ist der Nachtstrom ohne Bindung an ein bestimmtes Verbrauchsgerät, so dass es letztlich in der Hand des Letztverbrauchers liegt,

⁸⁴⁶ Vgl. <http://www.klima-sucht-schutz.de/energiesparen/energiespar-spezial/nachtstrom/was-die-enev-2009-mit-nachtstrom-zu-tun-hat.html>

⁸⁴⁷ Niedriger Gesamtwirkungsgrad, d. h. Stromverschwendung; Lastglättung war nur zu Stützung und gleichmäßigeren Auslastung der klassischen Grundlastkraftwerke (Atom- und Kohlestrom) gedacht, die aus unterschiedlichen Gründen klima- oder umweltschädliche Einflüsse haben. Das Asbest-Problem, mit dem Nachspeicherheizungen lange eng assoziiert wurden, spielt heute keine Rolle mehr, da belastete Nachspeicherheizungen heute flächendeckend beseitigt sind die Herstellung und Verwendung von Asbest in Deutschland seit 1993 generell verboten ist.

⁸⁴⁸ <http://beck-online.beck.de/?vpath=bibdata/reddok/becklink/1026521.htm>.

⁸⁴⁹ <https://www.rwe.de/web/cms/de/1650118/privatkunden/strom-vergleich/waermestrom/>

⁸⁵⁰ [http://www.duh.de/pressemitteilung.html?&tx_ttnews\[tt_news\]=3100](http://www.duh.de/pressemitteilung.html?&tx_ttnews[tt_news]=3100),
http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/publikationen/energie/20110922_energie_position.pdf S.9;
„Nachtspeicher bleiben Klimaschädlinge“
http://www.energieverbraucher.de/de/Zuhause/Heizen/Stromheizung__1318/#con-13569

ob er den Strom in einem EFZ speichert oder ihn für eine Nachspeicherheizung verwendet. Für Ladesäulenbetreiber, die Strom an nächtliche Laternenparker abgeben, ist eine Anpassung der Tarife nachts mit entsprechenden einfachen Modifikationen am Zähler ebenfalls denkbar (wobei diese die Ladezeit voraussichtlich ohnehin erfassen).

Auch wenn Nachtspeicherheizungen stark mit Braunkohlekraftwerken in Verbindung gebracht werden, besteht der grundsätzliche Unterschied zu einem EFZ in der Effizienz gegenüber einer alternativen Technologie (Nachtspeicher, Wärmepumpe bzw. EFZ Verbrennungsmotor). Die Klimawirksamkeit von Lastmanagement ist differenziert zu bewerten hinsichtlich einer Deckelung durch den europäischen Emissionshandel. Wesentlich ist der Unterschied zwischen dynamischen variablen Tarifen (die notwendig zur Integration fluktuierender EE-Einspeisung sind aber die Einführung von Alternativen zur Abrechnung nach SLP mit Arbeitszählern bedingen) und statischen Tag-Nacht-Tarifen (die heute für Heizstrom möglich sind, aber kein zukünftig taugliches Modell darstellen.)

13.4.2

Gesetzliche Grundlage variabler Tarife, § 40 Abs. 5 EnWG

Die gesetzliche Grundlage für die Einführung lastvariabler bzw. zeitvariabler Tarife wurde durch das Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb⁸⁵¹ bereitet. § 40 Abs. 5 EnWG lautet:

»Lieferanten haben, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife.«

Pflicht des Lieferanten ist es, einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zur Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Die Formulierung eröffnet dem Lieferanten die Wahl zwischen den Alternativen, ob er durch das Angebot einen Anreiz zur Energieeinsparung oder einen Anreiz zur Steuerung des Energieverbrauchs setzen möchte. Für die genaue Ausgestaltung der Tarife, etwa durch Einbeziehung von Events in einen zeitvariablen Tarif, wie: viel Wind- und PV-Strom im Netz, steht dem Lieferanten grundsätzlich ein recht weiter Spielraum offen. Im Rahmen des Lademanagements geht es darum, durch einen Tarif einen Anreiz zur Steuerung des Energieverbrauchs zu schaffen, denn der Energieverbrauch soll in lastschwache Zeiten verlagert werden. Die Berücksichtigung zusätzlicher Faktoren etwa der Qualität des Stromes ist dabei aber nicht vorab ausgeschlossen. Der Tatbestand ist vom Gesetzgeber vielmehr offen formuliert worden. Der gesetzlichen Vorgabe genügt jeder Tarif, der objektiv geeignet ist, einen Anreiz zur Steuerung des Energieverbrauchs zu geben. Ein Erfolg in Form einer tatsächlich eingetretenen Steuerung des Energieverbrauchs wird vom Gesetz nicht verlangt. Einen solchen Erfolg könnte der Gesetzgeber auch schwer durch die Pflicht zur Einführung eines Tarifs erreichen, entscheidet doch letztlich der Verbraucher, welchen Tarif er wählt.

Der Tarif muss aber einen Anreiz geben. Das EnWG liefert keine Definition des Begriffs »Anreiz«. Auch in der knappen Gesetzesbegründung finden sich keine erläuternden Hinweise. Im allgemeinen Sprachgebrauch wird Anreiz gleichgesetzt mit Anlass, Anregung, Ansporn, Anstoß, Antrieb, Anziehungskraft, Attraktivität, Beweggrund,

⁸⁵¹ v. 29.08.2008, BGBl. I S. 1790.

Motivation, Reiz, Verlockung und Zugkraft.⁸⁵² Berücksichtigt man den Telos der Norm, die Energieeinsparung und -steuerung, so lässt sich der Anreiz im Sinne der Norm als Beweggrund zur Einsparung von Energie oder ihrer Steuerung beschreiben. Es ist jedoch jede Norm im Lichte des Gesetzeszwecks des EnWG nach § 1 Abs. 1 EnWG auszulegen, so dass durch die Tarife neben Preis und Effizianzanreizen auch Anreize für die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung (durch stabilere Netzauslastung etwa des lokalen Verteilernetzes) oder für eine umweltverträgliche Elektrizitätsversorgung (etwa durch Preissignale die gezielt den Wind- und PV-Strom besser ins Netz integrieren) gesetzt werden dürfen.

Unter welchen Voraussetzungen aber ein Tarif geeignet ist, einen Letztverbraucher zu einer Tarifwahl zu motivieren, hängt stark von den Interessen des Letztverbrauchers ab und kann schwer einheitlich bestimmt werden. Der Begriff des Anreizes ist somit mangels Eingrenzung durch den Gesetzgeber weit auszulegen. Von einigen Autoren wird Anreiz nicht nur als Besserstellung verstanden, die den Letztverbraucher zu einem Verhalten motivieren soll, sondern sogar als Vermeidung von Schlechterstellungen.⁸⁵³ Dem kann nur eingeschränkt zugestimmt werden. Der Anreiz muss unmittelbar aus dem Tarif entstehen. Dass der Kunde Sanktionen bei anderen Tarifen fürchtet und deswegen auf den variablen Tarif rekurriert reicht nicht aus, da dann nicht der variable Tarif sondern die Sanktion den Anreiz schafft.

Die Pflicht einen Tarif anzubieten der dem Letztverbraucher einen Anreiz zum Energiesparen, zur Energiesteuerung oder zur gezielten Nachfrage in Wind- und PV-Stromstarken Zeiten setzt, steht unter dem Vorbehalt der technischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit. Ernsthafte Zweifel an der technischen Machbarkeit bestehen aber bei der Einführung variabler Tarife nicht. Es ist mit den derzeit am Markt vorhandenen technischen Messgeräten möglich, variable Tarife anzubieten. Ob ein Tarif wirtschaftlich zumutbar ist, hängt vom Einzelfall ab. Wirtschaftlich unzumutbar ist ein Tarif, wenn der Lieferant dauerhaft Verluste erleiden muss⁸⁵⁴, was nur bei einzelnen Tarifmodellen der Fall sein wird. Nur im Einzelfall kann der Lieferant somit auf die mangelnde technische Machbarkeit oder die wirtschaftliche Unzumutbarkeit verweisen.⁸⁵⁵

Im Ergebnis ist festzustellen, dass § 40 Abs. 5 EnWG genügend Spielraum für die Ausgestaltung von Tarifen lässt und keine Vorgaben zur Preisstruktur trifft. § 40 Abs. 5 EnWG lässt alle die oben erläuterten Tarife zu. Daneben verdeutlicht der Wortlaut (»insbesondere«) aber auch, dass neben lastvariablen und zeitvariablen Tarifen andere Möglichkeiten der Tarifgestaltung denkbar sind, womit das Fenster für die gezielte Gestaltung von Tarifen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien noch weiter geöffnet ist.

13.4.3

Hürden bei der Einführung last- und zeitvariabler Tarife

Auch wenn die oben dargelegte gesetzliche Regelung Gestaltungsspielräume eröffnen möchte, finden sich Hindernisse vor allem in den zum EnWG erlassenen Verordnungen, der StromNZV und der MessZV. Hürden bestehen vor allem bei Tarifen, die sich an diejenigen Kunden richten, die einem bestimmten Standortlastprofil zugeordnet sind (SLP-Kunden).

⁸⁵² Vgl. Das Synonymwörterbuch, Duden, S. 89.

⁸⁵³ Vgl. Nabe, C., et al.: Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, 2009, S. 11

⁸⁵⁴ Vgl. Nabe, C., et al.: Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, 2009, S. 37.

⁸⁵⁵ Vgl. Hellermann, J. in Britz/Hellermann/Hermes: EnWG, 2010, § 40 Rn. 30.

13.4.3.1

Informationsbeschaffung für die Tarifgestaltung: Messung

Eine Hürde stellt die von der MessZV vorgesehene Messart dar. Ein bestimmtes Kundenverhalten, das variable Tarife herbeiführen wollen, kann nur preislich belohnt werden, wenn es für den Lieferanten nachvollziehbar ist. Die Nachvollziehbarkeit setzt jedoch eine möglichst zeitgenaue Erfassung von Daten voraus, die für den Messstellenbetreiber zumindest dann einsehbar sein muss, wenn die Stromentnahme gesteuert werden soll.

§ 10 MessZV macht die Art der Messung davon abhängig, ob der Kunde Letztverbraucher im Sinne des § 12 StromNZV ist. Letztverbraucher im Sinne des § 12 StromNZV sind Verbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden (SLP-Kunden). Verbraucher, deren Jahresentnahme 100.000 Kilowattstunden übersteigt, fallen nicht unter § 12 StromNZV. Sie werden als RLM-Kunden bezeichnet.⁸⁵⁶

Nutzer von Elektrofahrzeugen sind SLP-Kunden, wenn sie ihr Fahrzeug an der Zählstelle in ihrem Haus aufladen, da ihr jährlicher Stromverbrauch unter 100.000 Kilowattstunden liegt. Eine andere Konstellation liegt in den Fällen vor, in denen der Nutzer sein Fahrzeug am Arbeitsplatz auflädt. Das Beladen erfolgt über den Anschluss des Arbeitgebers, so dass dieser bei entsprechender Größe und Stromverbrauch als RLM-Kunde eingestuft werden kann.

Nach § 10 Abs. 1 MessZV wird bei SLP-Kunden die entnommene elektrische Arbeit erfasst. Weiterhin räumt das Gesetz die Möglichkeit der Messung durch Registrierung der Lastgänge am Zählpunkt oder durch Feststellung der maximalen Leistungsaufnahme ein, ohne aber verpflichtend zu sein, wie der Wortlaut »gegebenenfalls« unterstreicht. § 8 Abs. 1 S. 1 MessZV sieht vor, dass der Messstellenbetreiber Art, Zahl und Größe von Mess- und Steuereinrichtungen bestimmt.

In der Praxis wird bei SLP-Kunden die im Jahr⁸⁵⁷ entnommene elektrische Arbeit in kWh erfasst und einmal im Jahr abgelesen und übermittelt. Der Verbrauch des Kunden wird somit nicht zeitgenau ermittelt. Erschwerend kommt hinzu, dass die bei SLP-Kunden gewählten Messeinrichtungen ein Fernauslesen der Messdaten i. d. R. nicht zulassen.⁸⁵⁸ Der Messstellenbetreiber ist über den aktuellen Verbrauch daher nicht im Bilde, was ein Steuern des Strombezugs unmöglich macht.

Gemäß § 10 Abs. 3 MessZV kann der SLP-Kunde im Einvernehmen mit dem Lieferanten eine viertelstündige, registrierende Leistungsmessung im Sinne des Absatzes 2 – also eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung – verlangen. Allerdings sind die Entgelte für eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung im Verhältnis zu einer Messung nach § 10 Abs. 1 MessZV um ein vielfaches höher: Die in einer Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Entgeltobergrenzen auf der Basis von Zentralwerten für die Prozesse Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung für RLM-Zähler in der

⁸⁵⁶ RLM ist die Kurzbezeichnung für „Registrierende Leistungsmessung“ und bedeutet, dass über eine Messeinrichtung alle 15 Minuten der mittlere Leistungswert ermittelt wird.

⁸⁵⁷ Der Kunde könnte auch jeden Monat eine Messung verlangen, § 40 Abs. 3 EnWG, was in der Praxis aber bislang unüblich ist.

⁸⁵⁸ Überwiegende Praxis ist die visuelle Ablesung des Wirkleistungszählers durch das Personal des Verteilernetzbetreibers (dem Regelmessstellenbetreiber nach § 21b Abs. 1 EnWG) oder durch den Kunden selbst.

Niederspannung betragen jährlich 793 Euro, während die Entgeltobergrenzen für den Eintarif-Arbeitszähler bei jährlich 26 Euro liegen.⁸⁵⁹

Es ist als Zwischenergebnis festzuhalten, dass der Gesetzgeber dem SLP-Kunden die Möglichkeit der viertelstündigen registrierenden Leistungsmessung einräumt, der Kunde von der Möglichkeit aufgrund der höheren Kosten bislang aber keinen Gebrauch macht. Aus diesem Grund scheidet eine Umsetzung der meisten von § 40 Abs. 5 EnWG geforderten Tarifmodelle für SLP-Kunden.⁸⁶⁰

Auf RLM-Kunden findet § 18 StromNZV iVm § 10 Abs. 2 MessZV Anwendung und eine Messung erfolgt demnach über eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung. Diese Art der Messung ermöglicht die Messung von Arbeit und Leistung. Messwerte können fernausgelesen werden. Damit liegen dem Stromlieferanten zumindest die relevanten Messdaten des Kunden für eine erheblich Bandbreite an last- und zeitvariablen Tarifen vor, wie sie soeben dargestellt wurden.

Nach § 21c EnWG müssen Messstellenbetreiber unter anderem bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh künftig i. d. R. Messsysteme einzubauen, die den Anforderungen nach § 21d und § 21e EnWG genügen, allerdings erst dann, wenn eine neue MessZV dies Pflicht bestätigt und weitere Details zur Ausgestaltung dieser Intelligenten Zähler (Smart-Meter) festlegt. Eine neue MessZV ist bereits seit längerem in der Diskussion, lässt aber derzeit noch auf sich warten. Dies wohl insbesondere deshalb, weil Intelligente Zähler in den Medien zunehmend aus Gründen des Datenschutzes,⁸⁶¹ und der Datensicherheit⁸⁶² auf Verbraucherschutzgründen⁸⁶³ und sogar aus Sorge um die nationale Sicherheit⁸⁶⁴ kritisiert werden. Die Anforderung an einen derartigen Intelligenten Zähler legt § 21d Abs. 1 EnWG jedoch bereits fest. Es soll sich um eine in ein »Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie« handeln, die »den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.« Da Betreiber eines Elektrofahrzeugs zusammengenommen mit ihrem häuslichen Verbrauch häufig einen Verbrauch über 6.000 kWh haben werden, wäre damit häufig auch die Voraussetzung für die Anwendung variabler Tarife geschaffen. Auch Kunden die nicht über einen Verbrauch von 6.000 kWh kommen werden dann jedoch den Einbau Intelligenter Zähler verlangen können, wenn dies wirtschaftlich vertretbar ist. Somit könnten mit einer entsprechenden Novellierung der MessZV die Voraussetzung für ein flächendeckendes Angebot entsprechender variabler Tarife geschaffen werden. Dazu ist allerdings zunächst die weitere Diskussion um die Intelligenten Zähler und die MessZV abzuwarten, der hier nicht vorgegriffen werden soll.

⁸⁵⁹ Vgl. LBD Beratungsgesellschaft mbH, Gutachten zur Ermittlung der Prozesskosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Strom- und Gasbereich, S. 286.

⁸⁶⁰ Vgl. Nabe, C., et al.: Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, 2009, S. 17.

⁸⁶¹ http://1lab.de/pub/smartmeter_sep11_vo6.pdf

⁸⁶² <http://www.spiegel.de/netzwelt/web/netzwelt-ticker-intelligente-stromzaehler-als-einfallstor-fuer-hacker-a-686431.html>

⁸⁶³ <http://www.spiegel.de/wirtschaft/service/neue-elektrogeraete-schlaue-stromzaehler-kommen-teuer-a-711879.html>

⁸⁶⁴ http://www.cybersecurityaustria.at/images/pdf/smart_metering_und_moegliche_auswirkungen_auf_die_nationale_sicherheit.pdf

13.4.3.2

Variable Tarife und Standardlastprofile

Probleme bereitet derzeit die Regelung des § 12 StromNZV, der die Bilanzierung von SLP-Kunden auf der Grundlage des standardisierten Lastprofils vorschreibt. Nach § 12 Abs. 1 StromNZV haben die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen für die Abwicklung der Stromlieferung an SLP-Kunden vereinfachte Methoden (standardisierte Lastprofile) anzuwenden, die eine registrierende Lastgangmessung nicht erfordern. Hintergrund der Regelung ist, dass eine registrierende Messung bei SLP-Kunden bisher zu kostenintensiv war. Die Diskussion, welchem Verhältnis das Recht der Kunden aus § 12 Abs. 1 StromNZV zu den zukünftig vielleicht einzubauenden Intelligenten Zähler steht, ist bisher zumindest in der juristischen Literatur nicht eröffnet worden. Aufgrund der andauernden Diskussion um die Intelligenten Zähler, der hier nicht vorgegriffen werden soll, dann aber auch kaum etwas über das zukünftige Schicksal der SLP in Bilanzierung und Tarifgestaltung ausgesagt werden. Setzt sich im politischen Diskurs die Ansicht durch, dass Intelligente Zähler mehr Schaden als Nutzen stiften, werden voraussichtlich auch die SLP erhalten bleiben. Werden dagegen flächendeckend Intelligente Zähler eingeführt, werden SLP damit letztlich überflüssig.

Für die Bilanzierung eines SLP-Kunden tritt an die Stelle eines tatsächlich gemessenen Lastprofils ein standardisiertes Lastprofil, das das typische Verbrauchsverhalten von Gruppen gleichartiger Kleinverbraucher (bspw. Gewerbe, Haushalt, Landwirtschaft) in normierter Form abbildet. Im Einzelnen kann zwischen zwei Lastprofilverfahren unterschieden werden: dem synthetischen Lastprofilverfahren und dem analytischen Lastprofilverfahren.

Im synthetischen Lastprofilverfahren wird nach der Eingruppierung des Lastprofilkunden das so bestimmte Normlastprofil auf den prognostizierten Kundenverbrauch skaliert und die zugehörige Leistung gilt für die Bilanzierung als geliefert.⁸⁶⁵ Der Bilanzkreis des (i. d. R. bilanzkreisverantwortlichen) Stromlieferanten ist damit in Bezug auf seine SLP-Kunden aus normativen Gründen immer ausgeglichen. Die Stromrechnung des Lieferanten an den SLP-Kunden wird dagegen nachträglich aufgrund der von Wirkleistungszähler ermittelten Strommengen erstellt, hat also mit dem SLP letztlich nichts zu tun.

Abweichungen zwischen dem Standardlastprofil und den tatsächlichen Lastverläufen werden in einem eigenen Differenzbilanzkreis ermittelt, der ausschließlich die Abweichungen der aufsummierten Entnahme der SLP-Kunden von dem prognostizierten Verbrauch in den SLP erfasst (§ 12 Abs. 3 StromNZV). Bilanzkreisverantwortlich für den Differenzbilanzkreis ist der Verteilernetzbetreiber. Dieser führt damit auch die Stromhandelsgeschäfte durch, um den Differenzbilanzkreis auszugleichen und meldet die entsprechenden Fahrpläne (§ 5 StromNZV) beim ÜNB (Bilanzkreiskoodinator) an etc. Der Differenzbilanzkreis ist also die Stelle, an der die Lastprofilfehler abgebildet und behoben werden. Ist der Differenzbilanzkreis einmal nicht ausgeglichen, greift der übliche Mechanismus der Ausgleichleistungen (§ 6 ff. StromNZV).

Die Standardlastprofile werden vom Verteilernetzbetreiber in größeren Zeitabschnitten für verschiedene Kundengruppen mit unterschiedlichem Abnahmeverhalten in Abstimmung mit den Netznutzern festgelegt (§ 13 Abs. 1 StromNZV). Dabei kann er sich an den Empfehlungen des BDEW orientieren. Dem Lieferanten werden die anwendbaren SLP mitgeteilt. Der Lieferant beliefert den Kunden ohne zu wissen, welche Leistung dieser

⁸⁶⁵ Vgl. Lüdtkke-Handjery in Danner/Theobald: Energierecht, 72. Ergänzungslieferung 2011, § 13 StromNZV Rn. 9.

wann aus dem Netz abfordert. Die tägliche Bilanzkreisplanung erfolgt für die SLP-Kunden auf Grundlage des SLP. Da der Bilanzkreis des Lieferanten durch den beschriebenen Mechanismus allerdings in Bezug auf die SLP-Kunden immer ausgeglichen ist, ist das Planungsrisiko zunächst gänzlich auf den Netzbetreiber als Differenzbilanzkreisverantwortlichen abgewälzt. Der Verteilernetzbetreiber erstellt im synthetischen Verfahren eine Verbrauchsprognose, die Grundlage seiner Planung wird.⁸⁶⁶

Lieferanten und Verteilernetzbetreiber rechnen am Jahresende die Abweichungen der abgenommenen Energiemengen ab nach § 13 Abs. 3 StromNZV ab. Ungewollte Mehrmengen an Strom muss der Netzbetreiber dem Lieferant vergüten und ihm ungewollte Mindermengen in Rechnung stellen. Kosten, die anschließend noch beim Netzbetreiber verbleiben werden über die Netzentgelte umgelegt.

Die bisherigen SLP berücksichtigen nicht, dass künftig viele Nutzer ihre Elektrofahrzeuge zu bestimmten Zeiten aufladen werden und sich somit der Strombezug ändern wird. Das Elektrofahrzeug wird nach Erreichen der Arbeitsstelle morgens geladen, falls der Arbeitgeber den Strom bereitstellt.⁸⁶⁷ Kauft der Fahrer (Halter) den Strom selbst, wird meistens am späten Nachmittag bzw. Abend nach dem Heimkommen geladen.⁸⁶⁸ Die daraus resultierenden Veränderungen im SLP sind bisher nicht berücksichtigt. Eine Anpassung wird allerdings dann erfolgen, wenn zunehmend EFZ am Netz sind, da die SLP in regelmäßigen Abständen angepasst werden. Dieser Intervalle können allerdings durchaus mehrere Jahre betragen, so dass ein sprunghafter Anstieg an EFZ die über ein Netz geladen werden durchaus Verwerfungen auftreten können, die den Netzbetreiber im günstigsten Fall zu einer zügigen Anpassung der SLP zwingen können. Günstiger wäre es jedoch, wenn eine derartige Entwicklung aktiver aufgenommen würde und zumindest zum Anlass für eine regelmäßige Anpassung der SLP dienen würde. Wie bereits dargestellt bleibt allerdings zu hoffen, dass mit dem Übergang zu einem elektromobilen Individualverkehr auch der Übergang zu Smart Grids geschafft wird (wie auch immer diese letztlich aus Datenschutz und Datensicherheitsgründen gestaltet sein müssen) und somit die SLP auf lange Sicht überflüssig werden.

13.4.3.3

Exkurs – Variable Tarife an (halb)öffentlichen Ladesäulen

Fraglich ist, ob § 40 Abs. 5 EnWG auch die Lieferanten des Stroms, der an Ladesäulen geladen wird, in die Pflicht nimmt, einen variablen Tarif anzubieten. Nach in der Literatur überwiegender Meinung zur Einordnung der Ladesäulen innerhalb des EnWG fällt der Betreiber der Ladesäule (der dort nach dem jetzt vorherrschenden Modell auch den Strom

⁸⁶⁶ Im Unterschied zum synthetischen Verfahren bestehen beim analytischen Verfahren folgende Besonderheiten: Die Belieferung des Endkunden durch den Lieferanten erfolgt auf Grundlage des SLP sowie auf Grundlage von Restlastanteilen, die der Kundengruppe zugeordnet wird. Zur Ermittlung der Restlastanteile wird aus verschiedenen Einzellastgängen eine Gesamtlastkurve gebildet. Von der Gesamtlastkurve werden Verluste und der gemessene Verbrauch abgezogen. Bei der Bilanzerstellung für den Differenzbilanzkreis durch den Verteilernetzbetreiber besteht die Abweichung darin, dass die Restlast auf die Kundengruppen aufgeteilt wird. Die Mehr-/Mindermengenabrechnung ist dabei ein Ausgleich zwischen den Lieferanten und der Netzbetreiber muss nur die Verlustenergiekosten auf den Netzentgelte umlegen.

⁸⁶⁷ Vgl. Gobmaier, T., von Roon, S.: „Standardlastprofile für Kunden mit Elektrostraßenfahrzeuge“, 2010, <http://www.ffe.de/component/content/article/316-standardlastprofile-fuer-kunden-mit-elektrostrassenfahrzeugen>.

⁸⁶⁸ Vgl. Gobmaier, T., von Roon, S.: „Standardlastprofile für Kunden mit Elektrostraßenfahrzeuge“, 2010, <http://www.ffe.de/component/content/article/316-standardlastprofile-fuer-kunden-mit-elektrostrassenfahrzeugen>.

liefert) nicht unter § 40 Abs. 5 EnWG, da er kein Stromlieferant ist.⁸⁶⁹ Folgt man der in der Literatur überwiegenen Meinung, dass Letztverbraucher i. S. d. EnWG der Ladesäulenbetreiber sei und der Elektromobilist nur sein Elektrofahrzeug als Verbrauchsgerät in die Ladesäule einstecke, die als Energieanlage sui generis außerhalb der Regulierung des EnWG stehe, dann ist der Ladesäulenbetreiber im Umkehrschluss auch kein Lieferant. Der Betreiber würde damit nach der in der Literatur überwiegenen Meinung nicht mit Strom beliefert, so dass auch kein Anspruch aus § 40 Abs. 5 EnWG besteht.⁸⁷⁰

Einige Energiekonzerne haben bereits Ladesäulen in einigen Metropolregionen aufgestellt und treten mit Stromprodukten an den Markt. Dabei berechnet beispielsweise die RWE AG für ihren RWE ePower Tarif eine Grundgebühr von 4,95 EUR im Monat und zusätzlich 25 ct für jede aus einer Ladesäule entnommene kWh. Im Gegenzug erhält der Kunde freien Zugang zur öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur von RWE und zahlreichen eRoaming Partner.⁸⁷¹ Ein ähnliches Tarifmodell bietet Vattenfall an.⁸⁷² Die Vorgaben des § 40 Abs. 5 EnWG werden im Einklang mit der in der Literatur überwiegenen Meinung zur Einordnung der Ladesäule bisher noch nicht umgesetzt und variable Tarife an Ladesäulen nicht angeboten.⁸⁷³

Welche Tarifmodelle überhaupt umsetzbar sein werden, hängt stark von der Beantwortung der viel diskutierten Frage ab, ob eine Integration mobiler Systeme in die energiewirtschaftlichen Strukturen möglich ist und welches der oben dargestellten Modelle⁸⁷⁴ sich durchsetzen wird. Eine Bilanzierung auf Grundlage des SLP-Verfahrens würde auch hier der Einführung variabler Tarife im Wege stehen. Aber auch ohne Klarheit in diesem Punkt wäre es heute schon den Lieferanten möglich, an öffentlichen Ladesäulen einen Tarif mit festen Hoch- und Niederzeiten anzubieten, begleitet von dem beschriebenen Phänomen, dass statische Tarife nicht zur Integration fluktuierender EE dienen.

⁸⁶⁹ A. A. Hartwig, Matthias: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 1, ZNER 2013, S. 356-363; ders.: Öffentliche Ladestationen als Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung – Teil 2, ZNER

⁸⁷⁰ Die Mindermeinung hält den Betreiber des EFZ jedoch für einen Anschlussnutzer und Letztverbraucher der der Regulierung des EnWG unterfällt. Danach bestünde auch der Anspruch aus § 40 Abs. 5 EnWG und variable Tarife müssten auch an Ladesäulen im vorgezeichneten Umfang angeboten werden.

⁸⁷¹ Vgl. <http://www.rwe-mobility.com/web/cms/de/1136936/rwemobility/produkte/der-neue-rwe-epower-tarif/> (20.01.2012).

⁸⁷² Vgl. <http://www.vattenfall.de/de/berlin-e-mobil-ladekarte-natur.htm> (12.06.2012).

⁸⁷³ Das ist kein Wunder, da ein Großteil der einschlägigen Literatur von Angehörigen oder Abhängigen des RWE-Konzerns publiziert oder geschrieben wurde. Deshalb zeugt es von einer bedenklich unwissenschaftlichen Auffassung von der Rechtswissenschaft hier von einer herrschenden Meinung zu sprechen. Es handelt sich aufgrund der finanziellen Möglichkeiten zur Publikation des RWE-Konzerns lediglich um die meist publizierte Meinung. Herrschende Meinung impliziert dagegen, das bereits ein Obergericht sich in dieser Sache positioniert hätte, herrschende Lehre zumindest dass sich nach einer längeren Diskussion in der Literatur Argumente und nicht finanzielle Ressourcen zur deren Veröffentlichung durchgesetzt hätten.

⁸⁷⁴ Vgl. Punkt 7.2.1.2.

13.4.4 Grobbeurteilung des spotmarktorientierten Ladens

Hinsichtlich Fahrzeug und Fahrzeugnutzung wurden die Annahmen der dargestellten Szenarien übernommen. Die Betrachtungen wurden für den »Average Joe«, »MiD-Dieselfahrer Mittelklasse REEV«, »Zweitwagen Kleinstklasse« sowie »Carsharing Kleinwagen B Segment« jeweils für die Jahre 2011, 2020 und 2030 durchgeführt.

Für die Berechnung wurden zunächst die durchschnittlichen maximalen Preisspreads am Day-Ahead Spot Markt analysiert (siehe Abschnitt 13.2). Je nach Benutzergruppe wurden unterschiedliche Zeiträume sowie Dauer der Ladevorgänge herangezogen. Während für die Gruppe »Average Joe« angenommen wurde, dass die Ladevorgänge zwischen 18 und 6 Uhr erfolgen, wurden für »Zweitwagen Kleinstklasse« die Preisspreads über einen Zeitraum von 24 Stunden betrachtet.

Max. Preisspread in €/kWh ⁸⁷⁵	Preisspread	Uhrzeit	2011	2020	2030
Average Joe	2 h	18 bis 6 Uhr	0,0297	0,0184	0,0244
MiD-Dieselfahrer Mittelklasse	3 h	18 bis 6 Uhr	0,0270	0,0162	0,0212
Zweitwagen Kleinstklasse	-	24 Stunden	0,0349	0,0253	0,0321
Carsharing Kleinwagen B Segment	2 h	18 bis 6 Uhr	0,0297	0,0184	0,0244

Abb. 96: Analyse der durchschnittlichen max. Preisspreads

Auf Basis der Preisspreads am Spotmarkt wurde eine Betrachtung des maximalen erzielbaren Ergebnisses des Endkunden und des Energielieferanten durchgeführt. Dabei wurde angenommen, dass durch gesteuertes Laden die Fahrstromladung immer von der teuersten in die günstigste Stunde geschoben werden konnte.

In folgender Tabelle ist die Berechnung des Kundenergebnisses am Beispiel des Nutzers »Average Joe« dargestellt. Es wurde eine Verteilung der Erlöse zwischen Energielieferant und Kunde im Verhältnis 20/80 angenommen. Zudem wurden die in Abschnitt 13.1.2 beschriebenen Hardware und Kommunikationskosten angesetzt. Die Ergebnisse resultieren aus der Multiplikation der durchschnittlichen Jahresfahrleistung, des durchschnittlichen Energieverbrauchs in kWh/km, der jeweiligen Preisspreads sowie der Gewinnverteilung zwischen Energielieferant und Kunde.

⁸⁷⁵ Eigene Berechnung auf Grundlage der EPEX Spot Daten und Simulation der Marktdaten für 2020 und 2030

Average Joe im BEV	Einheit	2011	2020	2030
vermiedene Strombezugskosten	€/a	58,63	32,63	39,02
Aufteilung der vermiedenen Kosten		80 / 20	80 / 20	80 / 20
= Erlöse inkl. MwSt.	€/a	55,82	31,06	37,15
Kosten Hardware / Kommunikation	€/a	15,00	10,00	5,00
Ergebnis	€/a	40,82	21,06	32,15

Abb. 97: Berechnungsschritte der Bewertung

Ergebnis der Kunden

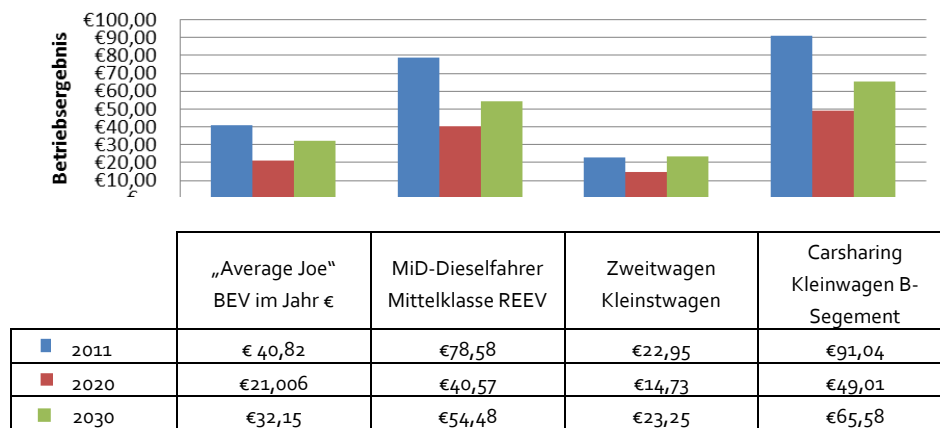


Abb. 98: Ergebnis der Kunden

In Abb. 98 ist das Ergebnis des Kunden dargestellt. Für die Gruppe »Average Joe« ergeben sich jährlich maximale Einsparungen zwischen 40,82 Euro im Szenario für 2011 und 32,15 Euro im Jahr 2030. Der Kunde muss bereit sein den Mehraufwand des intelligenten Ladens für diese geringen Erlöse zu tätigen.

Die Betrachtung der Einsparungen für Energielieferanten fallen deutlich positiver aus. Die Berechnungen stützen sich auf die Annahme, dass der durchschnittliche Marktanteil eines Energielieferanten am Fahrstrommarkt bei ca. 20 Prozent liegt. Für die Ermittlung der Gewinne der Energielieferanten wurde der Gesamtfahrstrombedarf für Deutschland⁸⁷⁶ mit dem maximalen zweistündigen Preisspread am Day-Ahead Spot Markt in der Zeit zwischen 18.00 und 6.00 Uhr sowie dem angenommenen Marktanteil multipliziert. Die Gesamtgewinne werden im Verhältnis 20/80 zwischen Energielieferant und Kunde

⁸⁷⁶ Anzahl der Fahrzeuge multipliziert mit der durchschnittlichen Jahresfahrleistung multipliziert mit dem Stromverbrauch pro Kilometer und dem Anteil der durchschnittlich elektrisch zurückgelegten Strecke

aufgeteilt. Die Berechnungen berücksichtigen weiterhin variable Transaktionskosten in Höhe von 0,001 €/kWh auf Seiten der Energielieferanten.

Ergebnis des Energielieferanten

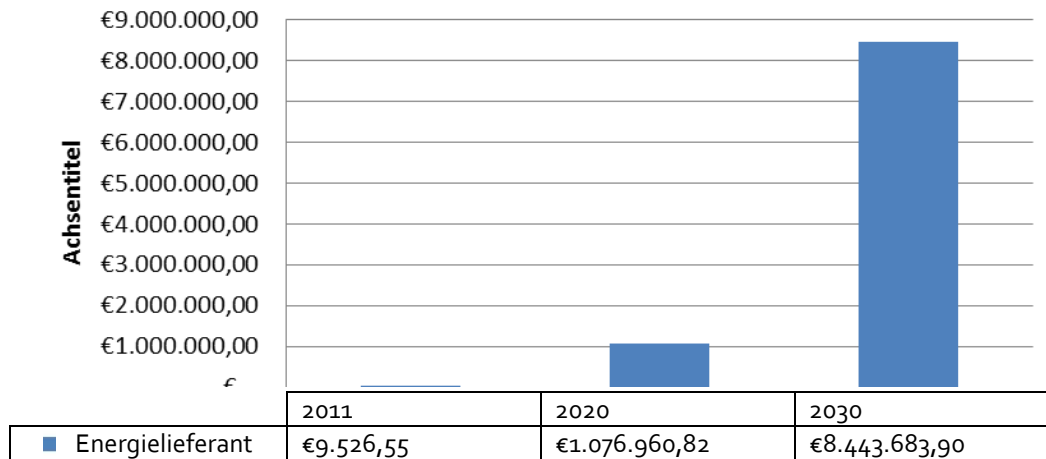


Abb. 99: Ergebnis des Energielieferanten

Die Ergebnisse für 2011 haben aufgrund des Verhältnisses der angenommenen variablen Kosten (0,001 €/kWh) keine Aussagekraft. Die Ergebnisse für die Jahre 2020 und 2030 zeigen jedoch deutlich die positiven Effekte des Geschäftsmodells für die Energielieferanten.

13.4.5

Detailbewertung des spotmarktorientierten Ladens

Die Detailbewertung des Geschäftsmodells spotmarktorientierten Ladens wurde für die beiden Nutzergruppen »Average Joe« und »MiD-Dieselfahrer Mittelklasse REEV« durchgeführt. Für die Nutzergruppe »Zweitwagen Kleinstklasse« wurde bereits durch die Grobbewertung gezeigt, dass das Potential für die Einsparung von Kosten durch die geringe Laufleistung extrem niedrig ist, daher wurde diese Gruppe hier nicht näher betrachtet. Für die »Carsharing Kleinwagen B Segment« ließen sich im Rahmen des Projekts keine geeigneten Fahrprofile für die Simulation beschaffen. Damit war eine Bewertung dieser Nutzergruppe ebenfalls nicht möglich. Als Szenario Jahre wurden wiederum 2011, 2020 und 2030 gewählt.

Auf Basis der Preiszeitreihen wurde eine Simulation mit jeweils 2000 Fahrzeugen mit dem in Kapitel 2 beschriebenen Simulationsframework durchgeführt. Die Annahmen der Simulation basieren auf dem in Kapitel 9 beschriebenen Szenario Rahmen. Die Fahrzeuge nutzten ein intelligentes Energiemanagement um möglichst zu dem besten Preis zu laden. Ergebnis der Simulation war ein zeitlich aufgelöstes (15 Minutenwerte) Ladeprofil für alle Fahrzeuge.

Während der Grobuntersuchung wurde klar, dass die Preisspreizungen am EPEX-Spot Day-Ahead Markt in den gewählten Szenarien 2020 und 2030 relativ niedrig erscheint (siehe Abb. 99). Grund dafür ist die angenommene Anlagenzusammensetzung des Szenarios der Leitstudie. In den unterstellten Szenarien wird ein aus heutiger Sicht relativ optimistischer Zubau an flexiblen Erzeugern, Speicher und Lasten angenommen. Damit ergeben sich wenige Schwankungen im Preis weil fluktuierende Erzeugung immer mit genügend Flexibilität ausgeglichen werden können und damit Kraftwerke mit hohen

Grenzkosten nur selten eingesetzt werden. Diese Problematik führt allerdings bereits heute in eine Situation in denen der wirtschaftliche Betrieb von Kraftwerke mit hohen Grenzkosten nicht mehr möglich ist. Daher wird aktuell eine Änderung des Marktdesigns intensiv diskutiert um Investitionen in flexible Kraftwerke wieder attraktiver machen. Um dieser Situation hier gerecht zu werden, haben wir als Sensitivität der Untersuchung die Einführung einer strategischen Reserve⁸⁷⁷ den Basisszenarien gegenübergestellt. Dies führt dazu, das zu wenigen Stunden des Jahres in denen Kapazitätsknappheit besteht sich wieder sehr hohe Peakpreise einstellen, die vorwiegend durch den Grenznutzen der abschaltbaren Lasten der Industrie begrenzt werden. Daraus resultieren indirekt Anreize für Investitionen in neue Erzeugungsanlagen oder in Lastmanagement und Hochpreiszeiten zu vermeiden. Als weiteres zusätzliches Szenario wurde gegenüber dem 2020er Szenario der Leistudie das 2023er Szenario des Netzentwicklungsplans gegenübergestellt. Das 2023er Szenario nimmt gegenüber dem 2020 Szenario einen wesentlich geringeren Zubau an flexiblen Erzeugern und Lasten und stärkeren Ausbau EE an, so dass Kraftwerke mit höheren Grenzkosten öfter zum Einsatz kommen und Preisspreads durch die höhere Durchdringung mit fluktuierenden EE resultieren. Auch für dieses Szenario wurde die Sensitivität der strategischen Reserve betrachtet.

Als Ergebnis der agentenbasierten Simulation wurde für jedes der 2000 Fahrzeuge ein 15-minütiger Lastgang erzeugt. Aus diesem wurden mit Hilfe der Preiszeitreihe die Strombezugskosten am Energiemarkt berechnet. In Abb. 100 ist die Verteilung der Strombezugskosten am EPEX Spot Day-Ahead Markt für 2000 Fahrzeuge mit intelligentem Lademanagement auf Basis der historischen Preise von 2011 dargestellt. Durch die Verwendung einer Monte-Carlo Simulation differiert die Fahrleistung und die Freiheitsgrade für das Laden für die einzelnen Fahrzeuge, so dass sich die Strombezugskosten zwischen 70 € und 130 € schwanken

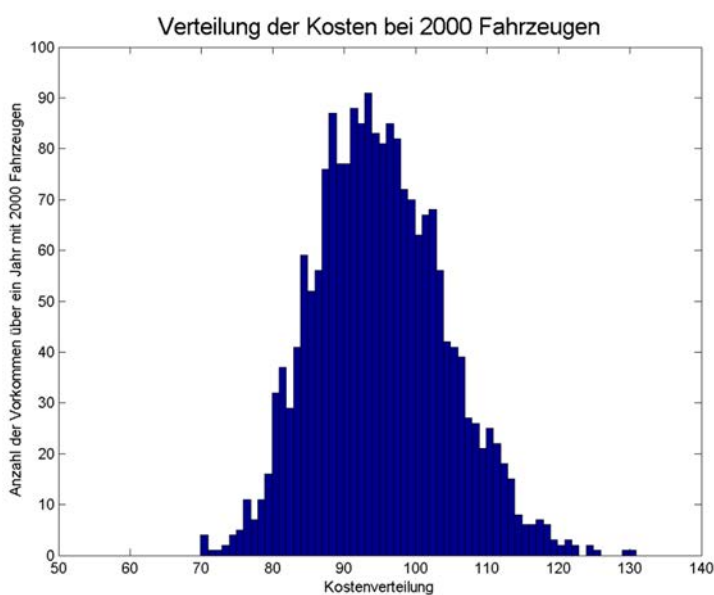


Abb. 100: Verteilung der Strombezugskosten an der EPEX Spot für die Belleferung einzelner Fahrzeuge mit intelligentem Lademanagement für das Jahr 2011

⁸⁷⁷ Märkte stärken, Versorgung sichern, Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland, Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“, BMU Mai 2013,

Auf Basis der Strombezugskosten der einzelnen Fahrzeuge konnten die durchschnittlichen Strombezugskosten für die 2000 Fahrzeuge berechnet werden. Die Differenz zu den durchschnittlichen Strombezugskosten des gleichen Szenarios für den ungesteuerten Fall ergibt die eingesparten Strombezugskosten durch intelligentes Laden im jeweiligen Szenario. Mit diesen Werten und der in der Grobbewertung vorgestellten Berechnung des Betriebsergebnisses konnte für jedes Szenario eine einzelwirtschaftliche Bewertung für den Kunden vorgenommen werden. Das Ergebnis dieser Bewertung ist in Abb. 101 dargestellt. Für die Betrachtung der Jahre 2020, 2023 und 2030 ist bezeichnet die Endung »-1« das Szenario ohne die Einführung einer strategischen Reserve und »-2« das Szenario mit der Einführung einer strategischen Reserve.

Ergebnis der Kunden

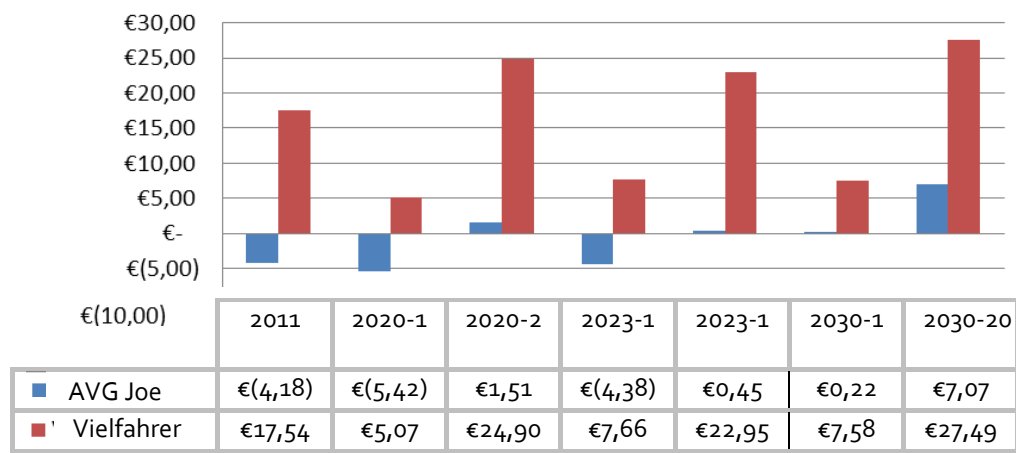


Abb. 101: Einzelwirtschaftliche Detailbewertung der Szenarien für den Kunden

Die einzelwirtschaftliche Detailbewertung zeigt, dass hauptsächlich für den Vielfahrer ein positives Ergebnis zu erwarten ist. Aufgrund der höheren Laufleistung des Vielfahrers können die höheren Ersparnisse bei den Strombezugskosten die Fixkosten für Kommunikation decken. Dabei sei angemerkt, dass für die Simulation angenommen wurde, dass an jedem Ladepunkt das Fahrzeug intelligent Laden kann und dass das Fahrzeug nur angeschlossen wird, wenn eine Ladung für die nächste Fahrt erforderlich ist. Diese Annahme ist sicherlich noch etwas optimistisch, da ein Fahrzeug aus abrechnungstechnischen Gründen vermutlich nur Zuhause gesteuert Laden kann. Weiterhin lässt sich klar erkennen, dass nur durch die Einführung einer strategischen Reserve überhaupt ein relevanter Mehrwert (> 10 € im Jahr) in der Zukunft generieren lässt.

Auch für den Energielieferanten wurde analog zur Bewertung des Endkunden und wie in der Grobbewertung beschrieben auf Basis der Ergebnisse der Simulation eine Detailbewertung vorgenommen. Die Ergebnisse der Bewertung sind in Abb. 102 dargestellt.

Ergebnis des Lieferanten

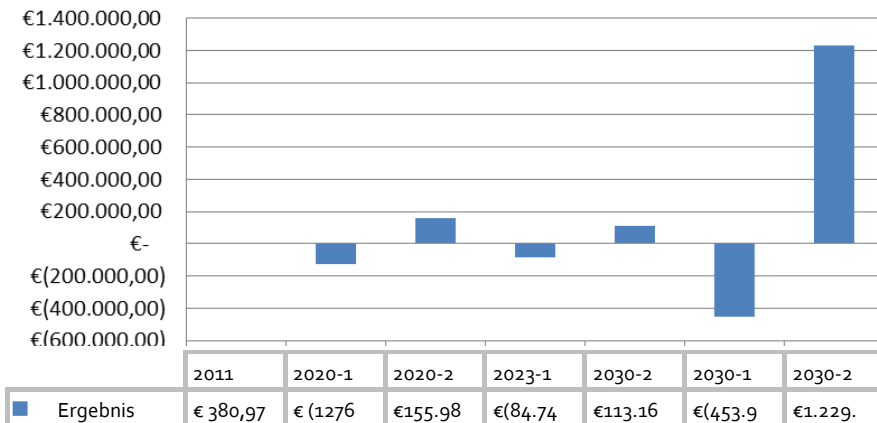


Abb. 102: Einzelwirtschaftliche Detailbewertung für den Lieferanten

Für den Energielieferanten wird deutlich, dass nur in den Szenarien mit der Einführung einer strategischen Reserve ein positives Betriebsergebnis zu erwarten ist. Gerade für das Jahr 2020 ist allerdings auch aufgrund der Menge der bis dahin zu erwartenden Fahrzeuge und der Menge der steuerbaren Fahrzeuge bis zu diesem Zeitpunkt der Anreiz für diese Investition (Intelligente Steuerungstechnologie) unter Berücksichtigung aller Risiken relativ gering. Daher scheint das Geschäftsmodell unter Berücksichtigung der gewählten Szenarien erst ab 2030 für den Energielieferanten interessant.

13.4.6

Ergebnisse anderer Studien

Bei einer Studie von Buedenbender et al wurde ermittelt, dass die Kosteneinsparungen durch den preisvariablen Tarif bei ca. 4,4 Cent pro kWh bzw. 80 Euro jährlich liegen und durch die Ausbaumaßnahmen im Netz nicht gedeckt werden.⁸⁷⁸

Max. Ladeleistung	Anschließen und Laden	Preisvariabler Stromtarif	Ausgeglichene Ladeleistung
3,7 kW	22,8 c€/kWh	18,4 c€/kWh	21,2 c€/kWh
22,2 kW	23,4 c€/kWh	17,5 c€/kWh	21,5 c€/kWh

Abb. 103: Ladestrategien und Kosten⁸⁷⁹

Aus Sicht des Endkunden lassen sich laut Kaschub bereits im HT-/NT-Modus Einsparungen bei den Strombezugskosten von ca. 100 € erlösen.⁸⁸⁰ Hierfür wurde jedoch eine Preisdifferenz von 8 ct/kWh angenommen, die sehr hoch erscheint.

⁸⁷⁸ Die Gegenüberstellung von Kostenreduktion bei Elektrofahrzeugkunden und Netzausbaukosten ist allerdings wenig aussagekräftig, da eine einzelwirtschaftliche mit einer volkswirtschaftlichen Aussage vermennt wird.

⁸⁷⁹ Buedenbender, Kathrin et al: Ladestrategien für Elektrofahrzeuge, Paper zum VDE Kongress 2010

⁸⁸⁰ Vgl. Kaschub, T. et al: Intelligentes Laden von batterieelektrischen Fahrzeugen im Kontext eines Stadtviertels, Paper VDE Kongress, Leipzig 2010.

Das Energiewirtschaftliche Institut der Universität zu Köln kommt zu dem Ergebnis, dass gesteuerte Ladung je nach Jahr und Variation der Annahmen in den Szenarien beim Fahrzeughalter zu Einsparungen von 9 bis 13 Prozent der Kosten gegenüber einer Ladung zum durchschnittlichen Endkundenstrompreis führt.⁸⁸¹

Im Projekt OPTUM wurde je nach Fahrleistung und in Abhängigkeit des Verschiebezeitraums ein Maximalpotenzial von 26 bis 101 € Einsparpotenzial pro Jahr durch Lademanagement berechnet. Dies wird vor dem Hintergrund der Nutzerbeschränkungen als unattraktiv bewertet. Die Maximalabschätzung für die Gegenwart liegen zwischen 26 und 78 Euro bei einer Verschiebung aus dem Zeitraum 18 bis 24 Uhr in den Zeitraum 0 bis 6 Uhr und für den Fall, dass alle Ladevorgänge des Jahres aus den teuren Tagesstunden in die Nacht verschoben werden können zwischen 34 und 101 Euro. Auch die Modellrechnungen für die Jahre 2020 und 2030 führten zum Ergebnis, dass »die ökonomische Attraktivität des Lademanagements durch verminderte Strombezugskosten am Großhandelsmarkt« [...] »sowohl unter der Annahme historischer Strompreise als auch für die modellierte Entwicklung für die Jahre 2020 und 2030 gering« ist.⁸⁸²

Entsprechend schlussfolgern die Autoren, dass die Bereitstellung von negativer Minutenreserve wirtschaftlich sehr viel attraktiver ist, insbesondere für Fahrzeuge mit geringen Fahrleistungen.⁸⁸³

13.5 Volkswirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells

13.5.1 Nutzung von erneuerbaren Energien

Während der Bearbeitung dieser Studie wurde in Bezug auf das Geschäftsmodell spotmarktorientiertes Laden immer wieder das Zusammenwirken des Ladens mit erneuerbaren Energien diskutiert. Dabei stellt sich zunächst die Frage: »Wie fördert dieses Geschäftsmodell die Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien?«. Auch während der Stakeholderdialoge und des Expertenworkshops wurde diese Frage diskutiert. Zunächst unterstützt dieses Geschäftsmodell grundlastfähige Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten. Hierzu werden aktuell immer wieder auch Braunkohlekraftwerke genannt, die eine sehr hohen CO₂-Ausstoß aufweisen. Für die Einsparung von CO₂ und die Nutzung erneuerbarer Energien könnte dieses Geschäftsmodell (je nach Bewertung der Ausgleichsmöglichkeiten der Deckelung des Emissionshandels) also zunächst als kontraproduktiv gelten. Auf der anderen Seite werden im Gesamtsystem durch dieses Geschäftsmodell relativ effizient über den Markt Flexibilitäten eingeführt. Diese Flexibilitäten sind notwendig um eine große Menge von fluktuierenden erneuerbaren Energien wirtschaftlich zu integrieren. Weiterhin wird der

⁸⁸¹ Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.) (2010). Potenziale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit,

Umweltauswirkungen und Systemintegration; zitiert in: Vattenfall, Gesteuertes Laden V2.0, Seite 23f.

⁸⁸² Hermann Hauke, Harthan, Ralph, Loreck, Charlotte: Ökonomischer Betrachtung der Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.7-11, S.22.

⁸⁸³ Hermann, H., et al.: Ökonomische Betrachtung von Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen, Berlin 2011, S.24.

Umbau des Stromsektors nach den Plänen der Bundesregierung forciert. Damit würden zwar kurzfristig auch Braunkohlekraftwerke von einer Flexibilisierung dieser Lasten profitieren. Langfristig sind diese Flexibilitäten allerdings für eine 100% Integration von erneuerbaren Energien notwendig. Das zeigen auch die Ergebnisse der BMU Leitstudie.

13.5.2

Volkswirtschaftliche Implikation ohne Betrachtung des Netzes

Im Gegensatz zu anderen Geschäftsmodellen wie der Eigenverbrauchsoptimierung, führt dieses Geschäftsmodell über den Markt zu einem volkswirtschaftlich optimierten Ladenmanagement der Fahrzeuge ohne Betrachtung des Netzes. Dabei wird nicht ein konkretes Subsystem wie z.B. der Ausgleich lokaler Fluktuation angestrebt sondern ein Ausgleich der Fluktuationen im Gesamtsystem (starker EE-Einspeisung im Gesamtsystem führt aktuell zu niedrigen Marktpreisen und würde so eine Ladung der Elektrofahrzeuge in diesem Geschäftsmodell hervorrufen). Selbstverständlich hängt das angestrebte gesamtwirtschaftliche Optimum sehr vom Marktdesign ab. Bei der Veränderung des Marktdesigns können sich andere Optimierungsziele der Marktteilnehmer einstellen und dieses Verhalten im gesamten zu einen anderen volkswirtschaftlichen Ergebnis führen.

13.5.3

Betrachtung des Netzbetreibers

Der Energielieferant ist am Großhandelspreis orientiert und nicht an lokalen Engpässen im Energienetz. Aufgrund der volkswirtschaftlichen Relevanz und der der Tatsache, dass Planung und Ausbau von Stromnetzen langen Zyklen folgen, ist eine frühzeitige Berücksichtigung von Netzaspekten und eine Implementierung von Lösungsstrategien zur Integration der Netzbetreiber in die Zielfunktionen der Beladung nötig. Das spotmarktorientierte Laden wird aus volkswirtschaftlicher Sicht von den derzeitigen Markttrollen begrenzt.

Bei der Betrachtung von volkswirtschaftlichen Implikationen müssen die Kosten des Netzausbaus und des Netzbetriebs selbstverständlich berücksichtigt werden. Dieser muss zunächst bei der Umsetzung des Geschäftsmodells im aktuellen Rechtsrahmen nicht berücksichtigt werden. Das kann allerdings dazu führen, dass sich das Geschäftsmodell einzelwirtschaftlich für den Endkunden und Energielieferanten lohnt, allerdings durch die Umsetzung des Geschäftsmodells zu immens hohen Kosten für den Netzausbau führt.

Diese Kosten müssten dann über erhöhte Netzentgelte wieder auf die Verbraucher umgelegt werden. Dies führt zu dem aus der Spieltheorie bekannten Gefangenendilemma⁸⁸⁴. Die Grundaussage dieses Gefangenendilemmas ist, dass sich durch die dominante Strategie (hier kostenoptimal bzgl. des variablen Preises zu laden) aller Teilnehmer des Spiels (hier Energielieferant und Endkunde) ein sogenanntes Nash-Gleichgewicht einstellt, das nicht das globale Optimum darstellt. Bezogen auf dieses Geschäftsmodell könnte sich durch das gesteuerte Laden aller Fahrzeuge die Stromkosten jedes Teilnehmers senken lassen diese Ersparnis würde allerdings durch die erhöhten Netzentgelte auf Dauer kompensiert oder überkompensiert.

Die konkrete Betrachtung einzelner Verteilnetze konnte in diesem Projekt nicht geschehen. Dies ist auf mehrere Gründe zurückzuführen:

⁸⁸⁴ Vgl. Wolf, J.: Organisation, Management, Unternehmensführung – Theorien, Praxisbeispiele und Kritik, Wiesbaden 2008

1. Für eine volkswirtschaftliche Betrachtung wäre es notwendig eine größere Menge realer Verteilnetze zu betrachten, weil die regionalen Unterschiede teilweise erheblich sind und aus der Analyse eines Netzes keine generellen Kostenaussagen getroffen werden können. Der hierfür notwendige Aufwand hätte den Rahmen dieser Arbeit gesprengt.
2. Die notwendigen Netzdaten sind nicht öffentlich verfügbar und werden wie auch im ersten Stakeholderdialog angesprochen typischerweise von Netzbetreibern nicht zur Verfügung gestellt.

Daher haben wir im Projekt einen simplen Ansatz gewählt um das intelligente spotmarktorientierte Laden mit dem nicht intelligenten Laden zu vergleichen. Hierzu wurde für die beiden Lademodi die Verteilung der gleichzeitigen Ladung von Fahrzeugen betrachtet. In Abb. 104 ist am Beispiel des Vielfahrer Szenarios 2030-1 die Verteilung der Gleichzeitigkeiten bezogen auf 15- Minutenwerte (links: nicht intelligentes Laden, rechts intelligentes Laden) dargestellt.

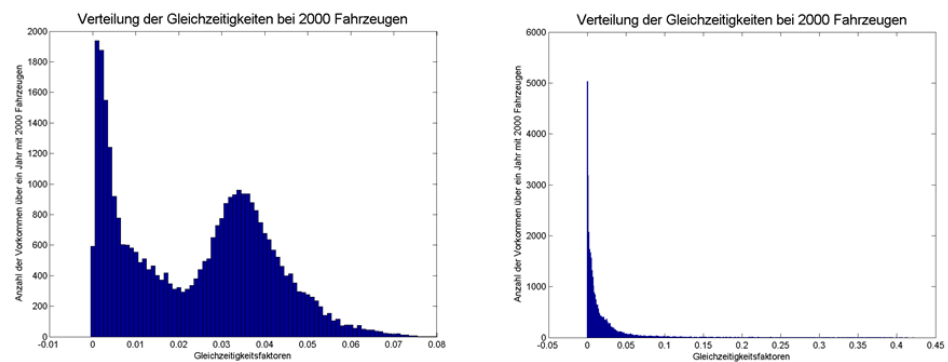


Abb. 104: Vergleich des Gleichzeitigkeiten bei der Ladung von 2000 Elektrofahrzeugen am Beispiel des Vielfahrere Szenario 2030-1. Links: nicht intelligentes Laden, Rechts intelligentes Laden

Der Vergleich zeigt, dass die maximale Gleichzeitigkeit, wie erwartet deutlich von maximal 8 % im ungesteuerten Fall auf über 40% im gesteuerten Fall ansteigt. Es zeigt auch, dass nur wenige Ladevorgänge sehr hohe Gleichzeitigkeiten aufweisen. Allerdings sollte für einen sicheren Netzbetrieb gewährleistet sein, dass die Netzkomponenten zu jedem Zeitpunkt zuverlässig arbeiten. Daher müssten die Komponenten für die maximale Gleichzeitigkeit ausgelegt werden und müssten daher im Fall von intelligenten Laden auf höhere Leistungsklassen ausgelegt werden, was im Allgemeinen zu höheren Kosten führen kann. Dabei müssen Faktoren wie aktuell nicht ausgenutzte Reserven im Einzelfall berücksichtigt werden.

Insgesamt wird klar, dass der Netzbetreiber aktuell nicht an dem Geschäftsmodell beteiligt ist, dies aber zu erhöhten volkswirtschaftlichen Kosten und im schlimmsten Fall zu dem genannten Gefangenendilemma führen kann. Durch fehlende Anreize wird der Netzbetreiber ohne Änderung am gesetzlichen oder regulatorischen Rahmen allerdings auch in Zukunft nicht an dem Geschäftsmodell beteiligt werden.

13.6

Weiterentwicklung des Geschäftsmodells

Insgesamt hängt die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells im Wesentlichen von den Marktbedingungen ab. Verstärken sich die kurzfristigen Schwankungen der Spot-Markt Preise kann das Geschäftsmodell u.U. sehr interessant werden. Weiterhin ist allerdings fraglich ob das Marktdesign so wie es heute ist überhaupt bestehen bleibt, weil sich aktuell Investitionen in flexible Kraftwerke ohne Förderung nicht rentieren. Sobald weitreichende Änderungen im Marktdesign erkennbar werden, muss das Geschäftsmodell unter den neuen Randbedingungen wieder evaluiert werden.

Grundsätzlich lässt sich die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells steigern, in dem es mit anderen Geschäftsmodellen kombiniert wird. So wäre zukünftig eine Mischung aus Eigenstromoptimierung und Spotmarktorientierten Laden möglich. Dabei könnte die Energie, die nicht zur Eigenstromoptimierung genutzt wird auf Basis variabler Tarife geladen werden. Weiterhin könnte man als Energielieferant kurzfristig günstigen Strom über den Intraday-Markt kaufen und diese weitere Senkung der Strombezugskosten wieder an den Endkunden weitergeben. Hierzu ist allerdings fraglich wie kurzfristige Angebote an den Kunden weitergegeben werden dürfen. Aktuell ist dazu nicht geregelt wie weit im Voraus variable Preise für den Kunden bekannt sein müssen.

Wie in Abschnitt 13.5.3 beschrieben ist der Netzbetreiber aktuell nicht in das Geschäftsmodell eingebunden. Über diesen werden ausschließlich evtl. anfallende zusätzliche Kosten für den Netzausbau gewälzt. Dadurch könnten sich langfristig die Netzentgelte für alle Teilnehmer des Netzes erhöhen. Die grundsätzliche Problematik dabei ist, dass die Kosten des Netzausbaus leistungsabhängig entstehen, der Endkunde allerdings nur energiebasierte Preise bezahlt, d.h. € pro kWh. Dies gilt aktuell für private Haushalte und kleine Gewerbebetriebe. Größere Gewerbeunternehmen oder Industrieunternehmen zahlen bereits heute auch schon Leistungspreise.

13.6.1

Einbindung des Netzbetreibers durch leistungsbezogene Netzentgelte

Eine Einbeziehung des Netzbetreibers kann daher über eine Veränderung der Abrechnung der Netzentgelte bei privaten Haushalten und kleinen Gewerbekunden geschehen. In dem E-Energy Projekt eTelligence ist dazu bereits ein Vorschlag erarbeitet worden. Das Netzentgelt wird dabei wie im Telekommunikationsbereich als Flatrate für ein bestimmtes Leistungsband gezahlt. Die in eTelligence vorgeschlagenen Leistungsbander und deren Preise sind in Abb. 105 dargestellt

Flatrate-Stufe	Leistungsband	Netzentgelt pro Kunde und Monat
F1	12 kW	11,10 €
F2	16 kW	14,86 €
F3	20 kW	18,70 €

Abb. 11 Beispiel für Flatrate-Surfen und Netzentgelt für Niederspannungskunden

Abb. 105: Beispiel für Flateratesurfen, Quelle:⁸⁸⁵

Für eine Anschlussleistung bis 12 kW würde im Beispiel von eTelligence ein monatliche Gebühr von 11,10 € erhoben werden. Der Anteil der Netzentgelte am Strompreis würde dabei entfallen. Im Fall einer erhöhten Leistungsaufnahme könnte man sich unterschiedliche Szenarien überlegen wie z.B. eine Strafgebühr oder die Abschaltung des Haushaltes durch eine Sicherung. Für den Endkunden würde das Lademanagement des Fahrzeugs nun auch die Leistungsbeschränkung beachten und so kritische Netzsituation vermeiden.

13.6.2

Einbindung des Netzbetreibers durch direkte Steuerungsmöglichkeiten

Gesetzlich unternimmt § 14a EnWG den Versuch, die »Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung« zu regeln, hinterlässt dabei allerdings mehr Fragen als Antworten. Danach kann die Unterbrechbare Verbrauchseinrichtung ausdrücklich auch ein EFZ sein und »die Steuerung muss für [... den] Letztverbraucher und Lieferanten zumutbar sein und kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen.«

Mit Maßnahmen der direkten Lastkontrolle können die Versorger direkt und ferngesteuert auf einzelne Nachfrageeinheiten zugreifen (z.B. Klimageräte, Heißwasserboiler). Der Verbraucher erhält im Gegenzug bessere Bezugsbedingungen. Bislang findet in Deutschland eine direkte Lastkontrolle nur bei größeren Verbrauchern über eine Rundsteuerung statt: durch bestimmte Bedingungen im Elektrizitätsnetz können Signale ausgelöst und über die Stromleitungen gesendet werden, die den Verbrauch der teilnehmenden Geräte unterbrechen oder reduzieren.

Die direkte Lastkontrolle oder mit ihr zusammenhängende Stromtarife sind im EnWG nicht normiert, werden aber vom Gesetz vorausgesetzt. Nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG können Lasten nur ab- und zugeschaltet werden, wenn dies mit den Netznutzern vertraglich vereinbart ist. ⁸⁸⁶ §14a EnWG schreibt für eine bestimmte Art der Lastkontrolle (unterbrechbare Verbrauchseinrichtung) zumindest eine Reduktion der Netzentgelte vor. In der Praxis sind die abschaltbaren und zuschaltbaren Lasten vertraglich vereinbart. Vor allem bei größeren Kunden und komplexeren Aggregaten werden dabei genaue vertragliche Regelungen und Risikoabsicherungen vertraglich festgelegt. § 13 EnWG normiert aber keine Pflicht für den Übertragungsnetzbetreiber, Vertragsangebote mit Maßnahmen des Zu- und Abschaltens vorzulegen. Es ist aber für ihn zur Vermeidung von Engpässen sinnvoll. Kunden werden eine vertragliche Vereinbarung nur anstreben, wenn Strom eingespart wird und sich diese Einsparung in einem finanziellen Nutzen widerspiegelt.

Ein Anreiz eine solche Steuerung zuzulassen soll durch eine Reduktion der Netzentgelte erfolgen. Netzentgelte zahlt jedoch der Stromlieferant an den Netzbetreiber. Der Anreiz muss dagegen letztlich für den Letztverbraucher bestehen, der die Steuerung über sich ergehen lassen muss. Ob und wie sich das reduzierte Netzentgelt, in einen Tarifanreiz für den Letztverbraucher niederschlagen soll, ist in § 14a EnWG nicht geklärt. Auch die daraus resultierende Frage des Verhältnisses zwischen § 40 Abs. 5 und § 14a EnWG bleibt im

⁸⁸⁵ Abschlussbericht eTelligence, EWE AG und Projektkonsortium, November 2012, URL: <http://www.etelligence.de/feldtest/file/eTelligence%20Projektabschlussbericht%20-%20November%202012.pdf>

⁸⁸⁶ Vgl. Bourwieg, K. in Britz/Hellermann/Hermes: EnWG, 2. Aufl., § 13 Rn. 14.

Dunkeln. Auch die Frage, wer die für die Steuerung erforderliche Hard- und Software einbaut und betreibt und wer die entsprechenden Kosten trägt, sowie Fragen des Datenschutzes und der Datensicherheit bei automatischen Kommunikationsvorgängen sind bisher nicht geregelt. Einen Eindruck von den zu regelnden Vorgängen kann hier die MessZV verschaffen. Einen Eindruck von den möglichen Problemen gibt die aktuelle Diskussion um die Novellierung der MessZV. Die MessZV regelt aber ausschließlich den Messstellenbetrieb und nicht den Betrieb entsprechender Steuereinrichtungen. Wegen des engen Zusammenhangs von Messung und variablen Tarifen mit Steuerungseinrichtungen und unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen wäre es aber durchaus wünschenswert, dass die Fragen in einer Verordnung gemeinsam geregelt werden und nicht wie § 14a EnWG und § 40 Abs. 5 EnWG scheinbar ohne jede Beziehung weit auseinander stehen.

Elektromobile eignen sich zur direkten Lastkontrolle, da sie relativ zu den übrigen Verbrauchseinrichtungen im Haushalt mit hoher Leistung laden und ihre Abregelung nicht zu stark in die Lebensgewohnheiten der Menschen eingreife. Das Beladen zur Nachtzeit kann ohne Beeinträchtigungen unterbrochen oder verlängert werden. Es bleibt aber abzuwarten, ob die doch relativ etwa zu unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen der Industrie geringen Lastabwürfe Anreiz genug für die Übertragungsnetzbetreiber bieten, entsprechende Vertragsregelungen zwischen ihnen, Lieferanten und Elektromobilitätskunden zu gestalten. Auch für die Kunden ist fraglich, ob eine Fernsteuerung ihres Stromverbrauchs in Anbetracht der dafür notwendigen Investitionen wirtschaftlich sinnvoll ist. Auch hier erscheint die Abregelung des einzelnen Elektrofahrzeugs über eine On-Board-Unit als die einzig realistische Variante. Zu der oben dargestellten Kostenfrage kommt hier hinzu, dass eben nur die Abregelung des Fahrzeugs für den Haushaltskunden zumutbar ist, nicht aber die Abregelung des gesamten Haushalts, der gerade in den typischen abendlichen Spitzenlastzeiten auf Strom angewiesen ist.

13.6.3 Einbindung des Netzbetreibers durch lastvariable Tarife

Der Begriff der Lastvariablen kann auf verschiedene Weise verstanden werden. Konkrete Beispiele für die Ausgestaltung verschiedener lastvariabler Tarife nennt die Bundesnetzagentur in dem Bericht »Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich des Mess- und Zählwesens«⁸⁸⁷:

Danach beziehen lastvariable Tarife die Kundenlast mit ein und knüpfen an den Leistungsabruf des Kunden an:

- Lastbegrenzter Tarif: Eine Preisstufe gilt nur bis zu einer definierten Maximallast (z.B. max. 30 kW). Wird diese überschritten, wird die Versorgung des Kunden unterbrochen. Die Unterbrechung kann vom Kunden wieder aufgehoben werden.
- Lastvariabler Tarif mit zwei Laststufen: Die höhere Preisstufe ist immer dann gültig, wenn die Last des Kunden eine definierte Lastschwelle überschreitet. Der Arbeitspreis je Preisstufe wird pro Viertelstunde berechnet und kann erst nachträglich (nach Erfassung der aktuellen Last in dieser Viertelstunde) zugeordnet werden.
- Bei lastmanagementvariablen Tarifen wird die Bereitschaft des Verbrauchers, Nutzungszeiten einzuhalten oder sich ab- und zuschalten zu lassen, preislich belohnt.

⁸⁸⁷ Vgl. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/BerichtZaehlMesswesen/BerichtZaehlMesswesenpdf.pdf?__blob=publicationFile, S. 56, 57.

Von lastvariablen Tarifen abzugrenzen sind verbrauchsvariable Tarife. Im Gegensatz zu lastvariablen Tarifen, die sich an der Leistung orientieren, orientieren sich verbrauchsvariable Tarife an der verbrauchten Arbeit. Die Verbrauchswerte werden in Stufen summiert. Den Stufen werden Arbeitspreise zugeordnet. So könnte zum Beispiel die erste Preisstufe bis 200 kWh pro Monat gelten, die Zweite für den Verbrauch, der darüber hinausgeht.

Variable Tarife aufgrund von Netzdaten stehen allerdings neben dem Problem der Datenbeschaffung noch vor einem anderen rechtlichen Hindernis. § 40 Abs. 5 EnWG schreibt lediglich den Lieferanten vor für Letztverbraucher variable Tarife anzubieten. Wie dargestellt hat der Lieferant für die Erfüllung dieser Pflicht einen sehr weiten Spielraum, was die Ausgestaltung der Tarife angeht, aber darüber hinaus sogar für die Frage, welchen Anreiz zum Energiesparen oder der Steuerung des Energieverbrauchs er eigentlich setzen möchte. § 40 Abs. 5 EnWG bezieht sich jedoch ausschließlich auf das Rechtsverhältnis zwischen Lieferant und Letztverbraucher. Dies bedeutet zum ersten, dass der Lieferant überhaupt nur das Drittel des Strompreises gestalten kann, auf das er tatsächlich einen Einfluss hat. Die Netzentgelte, also der Teil des Strompreises, der die Kosten der Stromdurchleitung für das Netz widerspiegelt, sind jenseits seines Einflussbereichs.

Andererseits ist der Netzbetreiber nach dem Modell des § 40 Abs. 5 EnWG in die Strompreisgestaltung gar nicht einbezogen. Ein reduziertes Netzentgelt anzubieten ist der VNB nur dann verpflichtet, denn ihm im Gegenzug die Steuerung einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen ermöglicht wird. Nach § 14a Satz 2 EnWG gelten als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung zwar auch Elektromobile, von einer Flexibilisierung der Netzentgelte als Anreiz für eine Verbrauchssteuerung durch die Betreiber von Elektromobilen selbst ist dort jedoch keine Rede.

Der Stromlieferant könnte jedoch auf den Gedanken verfallen, mit dem lokalen VNB eine individualvertragliche Abrede zu treffen, dass dieser die Netzentgelte reduziert, wenn der Stromlieferant im Gegenzug einen Stromtarif für Letztverbraucher anbietet, der sich an der Netzauslastung des lokalen Verteilernetzes orientiert. Auf Grundlage eines solchen Vertrags könnten auch die notwendigen Informationen für einen netzauslastorientierten Tarif zur Verfügung gestellt werden. Das Regime der Ermittlung und Erhebung der Netzentgelte ist jedoch im EnWG, der StromNEV und der ARegV weitgehend abschließend geregelt, insbesondere um die Netznutzer und die Letztverbraucher vor überhöhten Monopolpreisen und entsprechenden Absprachen des Monopolisten zu schützen. Der VNB wird in diesem Rahmen daher zumindest dann keinen Nachlass auf die Netzentgelte gewähren könne, wenn er diesen Nachlass anschließend in irgendeiner Weise auf die anderen Netznutzer umlegen möchte. Die Möglichkeiten, ohne eine Regelung im Gesetz oder den zugehörigen Verordnungen, den Netzbetreiber in die Flexibilisierung der Tarife (orientiert an der Netzauslastung) einzubeziehen, sind also sehr gering. Derzeit hat weder der Netzbetreiber noch der Stromlieferant einen Anreiz, einen netzlastorientierten Tarif zu ermöglichen.

Ein erster Schritt, eine entsprechende Flexibilisierung zu erreichen, könnte es sein, den § 14a EnWG dementsprechend zu erweitern. Ein reduziertes Netzentgelt sollte von Netzbetreiber nicht nur dann angeboten werden müssen, wenn er Zugriff auf die Steuerung einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung erlangt, sondern wenn er es bereits kann, also wenn der Lieferant den Nachlass bei den Netzentgelten im Form eines variablen Strompreistarifs auf Grundlage der Netzauslastung an den Letztverbraucher weitergibt. Noch vorteilhafter wäre es jedoch, wenn die Voraussetzungen für einen solchen netzauslastungsorientierten Tarif im Verordnungswege detaillierter geregelt würden und damit auch die erforderliche Kooperation zwischen Netzbetreiber und Stromlieferanten damit letzterer den Tarif anbieten kann,.

Eine Integration des Verteilernetzbetreibers setzt jedoch auch entsprechende Datenerhebung- und Zurverfügungstellung voraus. Wenn dort überhaupt ausreichend Daten über die aktuelle Netzauslastung nachgehalten werden, werden diese kaum veröffentlicht. Für variable Tarife, die sich an der Netzauslastung des lokalen Verteilernetzes orientieren, würde daher derzeit voraussichtlich keine ausreichende Datenbasis vorliegen. Um eine entsprechende Datenbasis zu schaffen, müssten jedoch umfangreiche Datenerhebungs- und Datenveröffentlichungspflichten auch für die VNB neu geschaffen werden. Die Kosten und Belastungen die für die VNB daraus resultieren würden, sind nicht ohne weiteres abschätzbar und wären vor einer weiteren Diskussion in diese Richtung zunächst umfassend zu untersuchen.

13.6.4 Neue Standardlastprofile

Geht man davon aus, dass künftig die Nutzer von Elektrofahrzeugen ihre Fahrzeuge am Vormittag am Arbeitsplatz oder am Abend zuhause aufladen, könnten neue Lastprofile unter Berücksichtigung des geänderten Strombezugs erstellt werden. Bislang besteht keine gesetzliche Verpflichtung des Netzbetreibers zur Erstellung von Lastprofilen. Ein Anspruch steht dem Lieferanten gegenüber dem Netzbetreiber auf die Erstellung neuer Lastprofile nicht zu. § 40 Abs. 5 EnWG nimmt den Lieferanten in die Pflicht, ohne dass dieser allein Tarife auf Basis eines Standardlastprofils schaffen kann. Allerdings ist zu erwarten, dass neue Lastprofile geschaffen werden, denn der Netzbetreiber hat selbst ein Interesse an Modellen, die möglichst präzise den tatsächlichen Verbrauch widerspiegeln.

Ein Stakeholder aus der Energiewirtschaft bestätigte während der Diskussion auf dem ersten Stakeholder-Dialog vom 3.5.2012, dass der EFZ-Kunde ein neuer Verbraucher sei, für den noch kein SLP bestehe. Es werde aber derzeit schon untersucht, wie das EFZ das SLP verändert und wie die Energie dafür beschafft werden wird. Man müsse ein Prognoseverfahren für den EFZ-Kunden finden, wobei ein großes Portfolio ein geringeres Risiko bedeuten würde. Einen Lösungsansatz sah der Stakeholder in Profilscharen, wie sie schon bei Photovoltaik-Anlagen bestehen, für EFZ bislang aber noch nicht existieren. Neben den Verteilernetzbetreibern könnte auch die Regulierungsbehörde Lastprofile festlegen, § 27 Abs. 1 Nr. 7 StromNZV iVm § 29 StromNZV.

Auch auf Grundlage angepasster SLP ist es jedoch wie erläutert nicht möglich variable Tarife anzubieten, die zu einer Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien beitragen.

In der Literatur wird vorgeschlagen, § 12 StromNZV mit der Verpflichtung zur Bilanzierung auf Grundlage von SLP aufzuheben.⁸⁸⁸ Als Begründung wird der Widerspruch zu § 40 Abs. 5 EnWG und die Tatsache, dass die Regelung die Verbreitung intelligenter Zähler hemme, angeführt.⁸⁸⁹ Für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch geringer als 100.000 kWh ist die Lastgangmessung aber nach Ansicht vieler zu aufwändig und damit schlichtweg zu teuer. Die Standardlastprofile dienen auch dem Schutz des Kunden vor zu hohen Kosten. Nach Auskunft eines Stakeholders wird derzeit versucht, eine »neue Regelung zu finden«, die zwischen dem SLP- und dem RLM-Verfahren liegt. Insbesondere ist abzuwarten, was Intelligente Zähler bringen. Eine Empfehlung zur Abschaffung des SLP nach einer flächendeckenden Installation intelligenter Zähler soll hier aufgrund der zahlreichen Bedenken in Bezug auf Datenschutz und Datensicherheit jedoch auch nicht gegeben

⁸⁸⁸ Vgl. Benz, ZUR 2008, 457 (462).

⁸⁸⁹ Vgl. Benz, ZUR 2008, 457 (462).

werden. Ein Kompromiss könnte es darstellen, den Rechtsrahmen für eine Auslesung und Ladesteuerung durch zertifizierte Intelligente Zähler, Hard- und Software vorzusehen, die stärker in Kundenhand liegt und diesem eine bessere Kontrolle über seinen Daten belässt.

13.7 Zusammenfassung

Die bessere Koordination von Angebot und Nachfrage im Strommarkt über variable Tarife könnte einen doppelten Gewinn bieten: Erstens spart der EFZ-Nutzer Ladekosten, zweitens kommt der Energieversorger um eine Netzerweiterung herum.⁸⁹⁰ Um das zweite Ziel zu erreichen, kann der Fokus allerdings nicht nur auf der Koordination von Angebot und Nachfrage liegen. Vielmehr muss dazu die Netzauslastung in den Spitzenzeiten begrenzt werden, wobei für Übertragungsnetze und lokale Verteilernetze hier unterschiedliche Parameter gelten können. Darüber hinaus müssen in der Diskussion um variable Tarife für EFZ aber auch klimapolitischen Ziele im Blick behalten werden, die mit der Förderung der Elektromobilität verfolgt werden.

Trotz des offen formulierten Tatbestands und der geringen Anforderungen des § 40 Abs. 5 EnWG scheidet eine Umsetzung spotmarktorientierter Tarife heute daran, dass der Lieferant Flexibilität des Kunden nicht mit Preissenkungen honorieren kann. Denn er ist an die Beschaffung nach den standardisierten Lastprofilen mit der entsprechenden Abnahmemenge zu einem bestimmten Preis gebunden. Für ihn ergeben sich keine Beschaffungsvorteile. Die Anwendung des standardisierten Lastprofilverfahrens ist grundsätzlich verpflichtend, § 12 MessZV. Eine viertelstündige registrierende Messung kann der SLP-Kunde zwar verlangen (vgl. § 10 Abs. 3 MessZV), dieser Weg ist für ihn aufgrund der hohen Entgelte aber nicht gangbar. Es bleibt abzuwarten, ob mit den Intelligenten Zählern neben dem SLP- und dem RLM-Verfahren ein Mittelweg gefunden werden kann, bei dem variable Tarife Berücksichtigung finden und die dabei trotzdem hinreichenden Datenschutz und Datensicherheit bieten. Für die Elektromobilität bedeutet dies, dass variable Tarife als Steuerungsinstrument zumindest für das Laden im häuslichen Bereich oder beim Arbeitgeber in naher Zukunft keine große Rolle spielen werden, wenn der Gesetz- und Verordnungsgeber nicht tätig wird. Insbesondere wenn die Einführung Intelligenter Zähler durch eine neue MessZV nicht erfolgen sollte, ist eine Entwicklung eher dahingehend wahrscheinlich, dass Verteilernetzbetreiber neue SLP entwickeln, die den Strombezug der Elektromobilität berücksichtigen. Wird das SLP-Verfahren beibehalten, ist allein ein Tag-Nacht-Tarifmodell denkbar, das zwar entsprechende Messeinrichtung voraussetzt, die im Zusammenhang mit Nachspeicherheizungen jedoch bereits erprobt sind.⁸⁹¹ Auch ein entsprechender statischer zeitvariabler Tarif wäre vorstellbar, wenn entsprechende neue SLP erstellt werden.⁸⁹² Eine Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien ist von einer solchen Tarifgestaltung allerdings gerade nicht zu erwarten. Vielmehr fördern die typischen Grundlaststrom aus Kohle- und Atomkraft und konterkarieren damit die ambitionierten Ziele, die mit der Elektromobilität in Sachen Umwelt- und Klimaschutz verbunden werden.

⁸⁹⁰ Vgl. Institut für Automation und Kommunikation e.V., Kiefermedia GmbH, „Just Park: Begleitforschung zum kabellosen Laden von Elektrofahrzeugen : Chancen und Risiken beim kabellosen Laden von Elektrofahrzeugen, Technologiefolgenabschätzung für eine Schlüsseltechnologie in der Durchbruch-phase der Elektromobilität“, S. 62.

⁸⁹¹ Vgl. Nabe, C., et al.: Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, 2009, S. 131.

⁸⁹² Vgl. Nabe, C., et al.: Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, 2009, S. 131.

Dynamische zeitvariable Tarife sind nicht mit einer Bilanzierung nach Standardlastprofilen vereinbar. Sie müssen nach dem Lastgang bilanziert werden, da sich die Tarifzeiten täglich ändern können.⁸⁹³ Auch lastvariable Tarife setzen eine Bilanzierung über den Lastgang voraus. Im Ergebnis sind Tarife, die die Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien fördern, auf der heutigen rechtlichen Grundlage nicht denkbar.

Die einzelwirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells spotmarktorientiertes Laden zeigt, dass sich keine Wirtschaftlichkeit für das Geschäftsmodell unter Betrachtung aktueller Marktbedingungen für den AVG Joe und den Energielieferanten darstellt. Für den Vielfahrer ist eine Ersparnis gegenüber dem nicht intelligenten Laden von ca. 5 € – 8 € möglich. Unterstellt man die Vorhaltung einer strategischen Reserve stellt sich eine Wirtschaftlichkeit für den Energielieferanten ein. Der Vielfahrer kann abhängig vom Szenariojahr bis zu 28 € an Kosten einsparen. Für den Durchschnittsfahrer AVG Joe lässt sich im besten Szenario etwa 7 € erwirtschaften. Das bedeutet, dass zunächst nur der Vielfahrer überhaupt einen Anreiz hätte sich dem intelligenten Laden zu unterziehen. Fraglich ist dabei ob überhaupt ein Anreiz von bis zu 28 € pro Jahr ausreicht um den Aufwand und die notwendigen Investitionen zu tätigen. Weiterhin muss darauf hingewiesen werden, dass die Zahlen unter der Vereinfachung berechnet wurden, dass die Abfahrtszeiten immer korrekt abgeschätzt werden können und das an jedem Ladepunkt intelligent geladen werden kann. Bessere Abschätzungen für diese Annahmen führen sicherlich zu einer weiteren Reduktion der möglichen Einsparpotentiale gegenüber dem nicht intelligenten Laden. Grundsätzlich zeigt die Bewertung daher, dass unter den getroffenen Annahmen und Szenarien eine Umsetzung dieses Geschäftsmodells eher unwahrscheinlich ist.

Kunden haben also bei einer rein börsenpreisorientierten Preisdifferenzierung keinen ausreichenden Anreiz haben, am Geschäftsmodell zu partizipieren. Das Problem lässt sich auch nicht über kluges oder kreatives Marketing der Energielieferanten lösen.

Der wesentliche Einflussfaktor für die Bewertung der Geschäftsmodelle ist die kurzfristige Preisspreizung am Spotmarkt. Ist diese Spreizung relativ gering, so kann über die Flexibilisierung einer Last nur relativ weniger Einsparpotential erreicht werden. Ist die Spreizung relativ hoch, kann ein wesentlich höheres Einsparpotential erreicht werden. Die hier getroffenen Annahmen zu der zukünftigen Entwicklung der Preise sind vor allem für das Jahr 2030 noch mit großen Unsicherheiten behaftet. Auf der einen Seite ist unklar wie sich die Entwicklung des Anlagenparks bis zu diesem Zeitpunkt verhält, auf der anderen Seite wird sich der regulatorische Rahmen in Zukunft mit großer Wahrscheinlichkeit noch ändern. Diese Faktoren, wie auch möglich Spekulationen an den Strombörsen, die hier nicht abgebildet sind, beeinflussen den Börsenpreis und die Preisspreizung. Daher kann unter den aktuellen Szenario-Annahmen eine Umsetzung in der Zukunft als unwahrscheinlich angesehen werden.

Grundsätzlich kann vor dem Hintergrund der Ergebnisse hinterfragt werden, ob es überhaupt der richtige Weg ist, Flexibilität beim Endkunden erzielen zu wollen bzw. ob der Fokus stärker auf Gewerbe und Industrie liegen sollte. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung zeigt aber, dass zunächst die Rahmenbedingungen für monetäre Anreize geschaffen werden müssen, um Flexibilitäten beim Endkunden zu erreichen.

⁸⁹³ Vgl. Nabe, C., et al.: Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, 2009, S. 131.

1 4

Das Geschäftsmodell »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«

14.1

Beschreibung und Bewertung des Geschäftsmodells

14.1.1

Beschreibung des Geschäftsmodells

Eine intelligente Abstimmung von Stromproduktion und Energienachfrage wird mit dem weiteren Ausbau dezentraler Erzeugungskapazitäten an Bedeutung gewinnen. Eine wichtige Rolle wird in diesem Zusammenhang das Zusammenspiel von Photovoltaikanlagen mit lokalen Stromverbrauchern in Haushalten spielen. Durch eine intelligente Abstimmung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen mit der lokalen Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen und/oder Blockheizkraftwerken (BHKW) könnten Kostenvorteile in Form von verminderten Strombezugskosten für die Ladevorgänge realisiert werden. Neben einem möglichen monetären Nutzen für die Haushalte selbst, kann dies weiterhin zu einer Entlastung der Versorgungsnetze führen.⁸⁹⁴ Kosten resultieren in diesem Fall im Wesentlichen aus den Investitions- und Wartungskosten für die Steuereinheit (Smart Home Box) sowie für die PV-Anlage, das BHKW und das Elektrofahrzeug.

Für die folgenden Betrachtungen gilt, dass ausschließlich die direkt aus der Eigenverbrauchsoptimierung hervorgehenden wirtschaftlichen Effekte untersucht werden. Zudem basieren die Berechnungen des Geschäftsmodells auf nominalen Werten und sind somit nicht direkt mit den Ergebnissen der anderen Geschäftsmodelle vergleichbar. Beteiligte zentrale Marktrollen sind die Endkunden, die in diesem Modell auch Energieanlagenbetreiber sind, sowie Hersteller von Smart Home Boxen zur Steuerung der Ladevorgänge.

14.1.2

Technische Determinanten der »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«

Die technischen Anforderungen für die Umsetzung der Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen sind endkundenseitig vergleichbar mit denen des Geschäftsmodells spotmarktorientiertes Laden. Zusätzlich zum Elektrofahrzeug ist eine PV-Anlage und/oder ein BHKW für die Umsetzung des Geschäftsmodells erforderlich.

Der Endkunde benötigt eine Ladestelle, es wird im Rahmen der Untersuchungen eine Wallbox mit einer Ladeleistung von bis zu 11 kW unterstellt, die es ermöglicht, das Elektrofahrzeug gesteuert zu laden. Ziel ist es, den selbst erzeugten Strom zur Ladung des Elektrofahrzeugs zu nutzen, was eine intelligente Verknüpfung und technische Steuerung der einzelnen Komponenten erforderlich macht.

⁸⁹⁴ Vgl. Beister, Detlef: Lokales Energiemanagement für die optimale PV-Netzintegration. VDE-Kongress 2012.

14.1.3

Energiewirtschaftliche Determinanten der »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«

Eine zentrale energiewirtschaftliche Determinante, die mit diesem Geschäftsmodell adressiert wird, besteht in verminderten Strombezugskosten für die Ladung des Elektrofahrzeugs, wenn eine intelligente zeitliche Kopplung der Ladevorgänge mit der lokalen Stromerzeugung durch PV-Anlagen und/oder BHKW realisiert werden kann. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, die Fahrzeugbatterie als Speicher zu nutzen, um den Eigenstromverbrauch im Haushalt zu erhöhen oder durch eine zeitliche Verschiebung der Einspeisung geringe Einspeiseerlöse zu vermeiden. Weiterhin kann das Geschäftsmodell zu einer Reduzierung der Netzbelastungen durch die verbesserte Nutzung dezentral erzeugten Stroms führen, wenn die Elektrofahrzeuge ebenfalls netzdienlich geladen werden.

14.1.4

Nutzerseitige Determinanten der »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«

Um die energiewirtschaftlichen Potenziale des Geschäftsmodells weitestgehend ausschöpfen zu können, ist es erforderlich, hohe zeitliche Deckungsanteile zwischen Stromerzeugung und Ladevorgängen des Elektrofahrzeugs zu erreichen. Hierzu ist es nutzerseitig entscheidend, dass das Fahrzeug an der Ladestelle, insbesondere zu Zeiten hoher PV-Stromerzeugung in der Mittagszeit, angeschlossen ist. Die Nutzung von BHKW-Eigenstrom bietet im Vergleich zur PV-Eigenstromnutzung in diesem Zusammenhang höhere Freiheitsgrade, da die Stromerzeugung steuerbar und nicht ausschließlich wetterabhängig ist.

In Abhängigkeit des Nutzer- und Mobilitätsverhaltens können in diesem Zusammenhang unterschiedliche hohe Deckungsanteile erreicht werden, die im Rahmen der Detailbewertung des Geschäftsmodells genauer untersucht werden.

14.1.5

Rechtliche Rahmenbedingungen der »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«

Der gesetzlich vorgesehene Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung soll nach § 1 Abs. 2 EEG sukzessive steigen (ist bis zum Jahr 2020: 35%; 2030: 50%; 2040: 65%; 2050: 80%). Auch der KWK-Ausbau wird »im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung« weitergehen. Die »Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland [soll dazu] auf 25 Prozent bis zum Jahr 2020 durch die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen)« gesteigert werden (§ 1 KWKG). Werden die Förderstrukturen von EEG und KWKG nicht grundlegend verändert, wird mit dem Ausbau der entsprechenden Stromerzeugungskapazitäten auch weiterhin die zunehmende Dezentralisierung der Stromversorgung einhergehen. Die Vereinbarkeit dezentraler Erzeugeranlagen und der Elektrofahrzeuge als Kleinstspeicher in privaten Haushalten wird daher zunehmend eine Rolle spielen.

PV-Eigenverbrauchsoptimierung

Das Geschäftsmodell PV-Eigenverbrauchsoptimierung ist vor allem vor den mit der PV-Novelle einhergehenden Änderungen der Vergütungsregeln zu bewerten. Hervorzuheben ist dabei zum einen die Abschaffung der Eigenverbrauchsvergütung sowie die

Beschränkung der förderfähigen Strommenge im Zuge der Einführung des Marktintegrationsmodells.

Ermittlung der Strommengen

Um festzustellen, welche Strommenge der Betreiber einer Photovoltaikanlage selbst verbraucht hat, muss zunächst die gesamte Menge des erzeugten Stroms gemessen werden. Hierfür wird ein entsprechender Zähler an der Anlage installiert (Zähler 1). Daneben existiert ein zweiter Zähler, der hinter Zähler 1 geschaltet ist und zwei Zählwerke enthält. Das Zählwerk 1 dieses Zählers misst den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom. Das Zählwerk 2 misst den Verkauf, also die Menge des erzeugten Stroms, der tatsächlich in das Netz eingespeist wird. Der Eigenverbrauch besteht in der Differenz zwischen der von Zähler 1 gemessenen Gesamterzeugungsmenge und dem von Zählwerk 2 des Zählers 2 gemessenen Verkaufsmenge. Die gemessene Gesamterzeugungsmenge teilen die Anlagenbetreiber dem jeweiligen Netzbetreiber bis zum 28. Februar des Folgejahres mit, um die Ermittlung der förderfähigen Strommenge zu ermöglichen.⁸⁹⁵ Die Clearingstelle beschäftigt sich gerade ausführlich, beispielsweise im 15. Fachgespräch »Das Marktintegrationsmodell«, mit Fragen der Messung des Eigenverbrauchs, so dass hier zukünftig wohl eine weitgehende Klärung zu erwarten ist, der hier nicht vorgegriffen werden soll.

Keine Eigenverbrauchsvergütung

Nach der alten Fassung des § 33 Abs. 2 EEG 2012, die bis zum 1. April 2012 galt, bestand ein Anspruch auf eine relativ zur Einspeisungsmindestvergütung verringerte Vergütung auch für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie an Gebäuden, der ausschließlich für den Eigenverbrauch bestimmt war. Mit der PV-Novelle des EEG 2012 hat sich dies jedoch grundlegend geändert. Für alle Anlagen, die ab dem 1. April 2012 in Betrieb genommen werden, ist eine Eigenverbrauchsvergütung nicht mehr vorgesehen.⁸⁹⁶ Nach § 66 Absatz 1 Nr. 9, Absatz 18 EEG gelten für Anlagen, die vor dem 1. April 2012 in Betrieb genommen worden sind, bestimmte Übergangsregelungen (siehe unten Exkurs). In allen anderen Fällen wird der Eigenverbrauch nicht mehr vergütet. Hintergrund der Abschaffung ist, dass sich aufgrund der die Höhe der Einspeisevergütung übersteigenden Strompreise der Eigenverbrauch für Endverbraucher auch ohne Eigenverbrauchsvergütung weiterhin lohnt. Die Gesetzesbegründung zur PV-Novelle führt dazu aus: »Der Eigenverbrauch bleibt [...] attraktiv, weil die Stromerzeugungskosten aus solarer Strahlungsenergie in diesem Jahr [2012] für private Haushalte und das Kleingewerbe die durchschnittlichen Haushaltsstrompreise deutlich unterschreiten (sog. Netzparität). Im Übrigen wird der Eigenverbrauch für Neuanlagen mittelbar auch durch das neu eingeführte Marktintegrationsmodell in § 33 EEG angereizt.«⁸⁹⁷ Mit der Abschaffung soll dem Netzbetreiber zudem bei der Abrechnung erheblicher Mehraufwand erspart werden.⁸⁹⁸

⁸⁹⁵ Vergleiche § 33 Absatz 5 EEG.

⁸⁹⁶ <http://www.clearingstelle-eeg.de/beitrag/1934> (Stand: 13.12.2012).

⁸⁹⁷ Novelle BT-Drs. 17/8877, S. 15.

⁸⁹⁸ Ebd

Exkurs – Eigenverbrauchsvergütung vor der PV-Novelle 2012

Um den PV-Eigenverbrauch für die Anlagenbetreiber attraktiver zu machen, führte der Gesetzgeber mit der EEG-Novelle 2009⁸⁹⁹ erstmals eine Eigenverbrauchsvergütung ein, die zusätzlich zur Einspeisevergütung gezahlt wurde. Gemäß § 33 Absatz 1 EEG 2009 betrug die Vergütung für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind bis einschließlich einer Leistung von 30 Kilowatt 25,01 Cent pro Kilowattstunde, soweit der Strom selbst verbraucht und dies nachgewiesen wurde (Version 1). Im Vergleich zur Einspeisevergütung⁹⁰⁰ bestand damit ein verringerter Vergütungsanspruch, dessen Inanspruchnahme aufgrund der damit einhergehenden Einsparung der Kosten für den Fremdbezug insgesamt eine sehr attraktive Alternative für Anlagenbetreiber darstellte.⁹⁰¹

Im Rahmen der fünften Änderung des EEG 2009 (PV-Novelle 2010) wurde zum einen die Anlagengröße, bis zu der der Eigenverbrauch vergütet wird auf bis einschließlich 500 kW erhöht und zudem die Eigenverbrauchsvergütung verringert. § 33 Absatz 2 Sätze 1 und 2 EEG lauteten in der geänderten Fassung wie folgt (Version 2):

(2) Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 mit einer Leistung bis einschließlich 500 Kilowatt, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden, besteht ein Anspruch auf Vergütung, soweit die Anlagenbetreiberin, der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbrauchen und dies nachweisen. Für diesen Strom verringert sich die Vergütung nach Absatz 1⁹⁰²

1. *um 16,38 Cent pro Kilowattstunde für den Anteil dieses Stroms, der 30 Prozent der im selben Jahr durch die Anlage erzeugten Strommenge nicht übersteigt, und*
2. *um 12 Cent pro Kilowattstunde für den Anteil dieses Stroms, der 30 Prozent der im selben Jahr durch die Anlage erzeugten Strommenge übersteigt.*

Nach der Übergangsvorschrift in § 66 Absatz 4 EEG (galt ab 1. Juli 2010) galt für Strom aus Anlagen in, an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden, die vor dem 1. Juli 2010 (und nach dem 31.12.2008) in Betrieb genommen wurden, die §§ 32, 33 Absatz 2 in der am 30. Juni 2010 geltenden Fassung (Version 1).

Im Zuge der oben dargestellten PV-Novelle des EEG 2012 wurde die Eigenverbrauchsvergütung für Anlagen, die nach dem 1. April 2012 in Betrieb genommen worden sind, gänzlich abgeschafft. Die Übergangsvorschrift in § 66 Absatz 1 Nr. 9 EEG bestimmt, dass für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer

⁸⁹⁹ Diese galt ab 1. Januar 2009.

⁹⁰⁰ Hierfür betrug die Vergütung bis einschließlich einer Leistung von 30 Kilowatt 43,01 Cent pro Kilowattstunde, § 33 Absatz 1 Nr. 1 EEG 2009.

⁹⁰¹ Schanz, Sebastian: Die Vorteilhaftigkeit von Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung der Besteuerung, in Deutsches Steuerrecht 2011, 1772 (1772).

⁹⁰² Absatz 1 lautete: Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Leistung von 30 Kilowatt 43,01 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Leistung von 100 Kilowatt 40,91 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Leistung von 1 Megawatt 39,58 Cent pro Kilowattstunde und
4. ab einer Leistung von über 1 Megawatt 33,0 Cent pro Kilowattstunde.

Strahlungsenergie an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden, die nach dem 31. Dezember 2008 und vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind und die die Voraussetzungen des § 33 Absatz 2 des erneuerbare-Energien-Gesetzes in der jeweils zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage geltenden Fassung erfüllen, ein Anspruch auf Vergütung des verbrauchten Stroms nur besteht, soweit die Anlagenbetreiberin, der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbrauchen, dies nachweisen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird. Diese zusätzlichen Voraussetzungen sollen lediglich der Klarstellung dienen.⁹⁰³

Vorausgesetzt diese Eigenschaften sind erfüllt, so ist zwischen den folgenden beiden Gruppen der Eigenverbrauchsvergütung zu unterscheiden:

Für Anlagen, die im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2009 und 30. Juni 2010 in Betrieb genommen worden sind, gilt das EEG 2009 in seiner ursprünglichen Fassung (Version 1).

Für Anlagen, die im Zeitraum zwischen 1. Juli 2010 und 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden sind, gilt das EEG 2009 in seiner Fassung nach der PV-Novelle 2010 (Version 2). Aus der allgemeinen Übergangsvorschrift des § 66 Absatz 18 EEG ergibt sich zuletzt, dass für Anlagen, die im Zeitraum zwischen 1. Januar 2012 und 31. März 2012 in Betrieb genommen worden sind, das EEG in der am 31. März 2012 geltenden Fassung Anwendung findet und somit auch für diese die Version 2 der Eigenverbrauchsvergütung gilt.

Für EEG-Anlagen, die seit dem 1. April 2012 in Betrieb gegangen sind, gilt das EEG 2012 in seiner derzeitigen Fassung. Wann das EFZ für eine Eigenverbrauchsoptimierung angeschafft wird, ist dagegen in dieser Hinsicht ohne Belang.

Marktintegration durch Eigenverbrauch

Zentrales Element der PV-Novelle ist die Einführung eines sog. Marktintegrationsmodells, mit dem Ziel einer am Bedarf orientierten Errichtung von Solaranlagen und einer Stärkung der Eigenverantwortung der Anlagenbetreiber.⁹⁰⁴

§ 33 Absatz 1 EEG bestimmt, dass die gesetzliche Mindestvergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen (auf, an oder in Gebäuden oder Lärmschutzwänden) ab einer installierten Leistung von mehr als 10 Kilowatt bis einschließlich einer installierten Leistung von 1 Megawatt in jedem Kalenderjahr auf 90 Prozent der insgesamt in diesem Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Strommenge begrenzt ist.⁹⁰⁵ Dies gilt für alle Anlagen, die nach dem 31. März 2012 in Betrieb genommen worden sind und nicht unter die Übergangsvorschrift in § 66 Absatz 18 EEG fallen. § 66 Absatz 19 EEG bestimmt zudem, dass § 33 EEG für Anlagen, die nach dem 31. März 2012 und vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen worden sind, erst ab dem 1. Januar 2014 Anwendung findet.

⁹⁰³ BT-Drs. 17/6071, S. 94.

⁹⁰⁴ Die Bundesregierung: Das neue Marktintegrationsmodell für Strom aus solarer Strahlungsenergie im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), abrufbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/marktintegrationsmodell_bf.pdf (02. Januar 2013).

⁹⁰⁵ Vom Anwendungsbereich des Marktintegrationsmodells ausgeschlossen sind somit kleinere Photovoltaikanlagen bis 10 Kilowatt, große Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung über 1 Megawatt und all diejenigen Anlagen, die nicht auf, an oder in Gebäuden oder Lärmschutzwänden installiert sind.

Anlagenbetreiber, deren Anlagen in den Anwendungsbereich des Marktintegrationsmodells fallen, können nur für 90 Prozent ihres erzeugten Stroms die Mindestvergütung in Anspruch nehmen. Hinsichtlich der 10 Prozent des Stroms, die nicht gefördert werden, hat der Anlagenbetreiber folgende Möglichkeiten: er kann ihn selbst verbrauchen, er kann ihn ohne Förderung direkt vermarkten, oder er kann ihn in das Netz einspeisen und sich für diese Strommenge den durchschnittlichen Börsenstrompreis vom Übertragungsnetzbetreiber auszahlen lassen.⁹⁰⁶

Die förderfähige Strommenge pro Kalenderjahr ist auch dann auf 90 Prozent begrenzt, wenn der Anlagenbetreiber seinen Strom nach § 33b Nr. 1 EEG unter Inanspruchnahme der Marktprämie direkt vermarktet. Das ergibt aus dem nach § 33h EEG anzulegenden Wert, der sich an den Vergütungsanspruch nach §§ 32, 33 anlehnt. Für 90 Prozent der in einem Kalenderjahr in einer Anlage erzeugten Strommenge kann daher der nach § 32 Abs. 2 geltende Vergütungssatz als anzulegender Wert genommen werden. Wenn diese förderfähige Strommenge überschritten wird, ist für den überschüssigen Strom der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwertes für Strom aus solarer Strahlungsenergie nach Nr. 2.4.2 der Anlage 4 EEG als anzulegender Wert der Berechnung der Marktprämie zu Grunde zulegen. Die Höhe der Marktprämie reduziert sich damit für diesen überschüssigen Strom auf die Höhe der Managementprämie.⁹⁰⁷

Vergleichbares gilt nach § 33b Nr. 2 EEG für die Direktvermarktung unter Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs. Für diesen Fall regelt § 39 Abs. 1 Nr. 1 EEG, »dass Grünstromhändler bei Strom aus Anlagen, die in den Anwendungsbereich des Marktintegrationsmodells fallen, nur die nach § 32 Abs. 2 vergütungsfähige Strommenge auf ihre Portfolio-Vorgaben des § 39 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 anrechnen können. Dies bedeutet, dass Strom, der die nach § 32 Abs. 2 vergütungsfähige Strommenge überschreitet, nicht mehr auf die 50 Prozent und 20 Prozent-Vorgaben, auf denen das Grünstromprivileg basiert, angerechnet werden kann.«⁹⁰⁸

Ein Anreiz zum Eigenverbrauch des Stroms soll somit nicht mehr durch eine verringerte Vergütung gesetzt werden, sondern dadurch, dass nur noch für 90 % des erzeugten Stroms eine Mindestvergütung verlangt werden kann. Eine Schwierigkeit, die mit der Umsetzung des Marktintegrationsmodells einhergeht, ist die Planungsunsicherheit, mit der der Anlagenbetreiber umgehen muss. Grundlage für die Berechnung der vergütungsfähigen Menge an Strom ist die in einem Jahr erzeugte gesamte Strommenge. Am Anfang des Jahres wird es für den Betreiber schwer abzuschätzen sein, wie viel Strom er im ganzen Jahr erzeugen wird und welche Menge ihm somit für die Optimierung des Eigenverbrauchs zur Verfügung stehen wird. Ob angesichts dieser Schwierigkeiten das Marktintegrationsmodell tatsächlich einen Anreiz zum Eigenverbrauch schafft, ist schwer zu prognostizieren.

Pflicht zur Tragung der EEG-Umlage

Das Modell Eigenverbrauchsoptimierung ist zuletzt mit Blick auf die Frage, wer die EEG-Umlage zu tragen hat, zu bewerten. Ursprünglich war der Eigenverbrauch durch eine

⁹⁰⁶ Der ÜNB vermarktet allen EEG-Strom, zu dessen Abnahme er verpflichtet ist, an der Börse. Der durchschnittlich an der Börse für den EEG-Strom liegt allerdings deutlich unter der Mindestvergütung.

⁹⁰⁷ Vgl. Hoppenbrock; Sösemann, in: Altrock; Oschmann; Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 33 Rn. 33.

⁹⁰⁸ Vgl. Ebd., Rn. 34.

Befreiung von der Pflicht zur Tragung der EEG-Umlage privilegiert.⁹⁰⁹ Vor dem Hintergrund des starken Anstiegs der EEG-Umlage gilt das Eigenverbrauchsprivileg nach der umfassenden Novellierung 2012 jedoch nur noch eingeschränkt.⁹¹⁰ Nach § 37 EEG 2012 ist grundsätzlich auch derjenige, der Strom erzeugt, um sich selbst zu versorgen, zur Tragung der EEG-Umlage verpflichtet. Der Anspruch des Netzbetreibers gegen den »Eigenverbraucher« auf Zahlung der EEG-Umlage entfällt jedoch unter den Voraussetzungen des § 37 Abs. 3 Satz 2 EEG. Diese Vorschrift lautet:

Betreibt die Letztverbraucherin oder der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger und verbraucht den erzeugten Strom selbst, so entfällt für diesen Strom der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach Absatz 2 oder Satz 1, sofern der Strom

1. nicht durch ein Netz durchgeleitet wird oder
2. im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird.

Nutzt der Elektromobile den mit seiner eigenen Anlage erzeugten Strom zum Laden seines EFZ, so findet keine Durchleitung des Stroms durch ein Netz statt. Die Voraussetzungen des § 37 Abs. 3 Satz 2 EEG liegen somit vor, so dass der »Eigenverbraucher« keine zusätzliche Belastung durch die EEG-Umlage erfährt. Für den hier untersuchten Hauptfall der häuslichen Kombination von PV-Anlage und EFZ kommt es also nicht zu einer Belastung des Stroms mit der EEG-Umlage. Dies gilt für Eigenverbrauchsoptimierung in Unternehmen i. d. R. auch, solange sie den Strom nicht durch ein Netz durchleiten. Bei nahe zusammenliegenden Unternehmensteilen kann die Privilegierung nach § 37 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG Bedeutung erlangen.

14.1.5.1 KWK-Eigenverbrauchsoptimierung

Überblick

Juristisch ist Kraft-Wärme-Kopplung(KWK) in § 3 Abs. 1 Satz 1 KWKG definiert als »die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage.« Wärmekraftwerke (vgl. im Einzelnen § 3 Abs. 2 KWKG), bei denen bei der Stromproduktion immer auch Abwärme entsteht, die herkömmlich an die Umwelt abgegeben wird, können durch KWK einen höheren Energienutzungsgrad erreichen, indem diese Wärme etwa in das Fernwärmenetz eingespeist wird, vor Ort direkt für Zwecke der Heizung oder als Prozesswärme verwendet wird oder einer andern Form der Wärmenutzung zugeführt wird. Neben dem volkswirtschaftlichen Nutzen der Wärmenutzung entstehen zumindest dann eine Energieeinsparung und damit ein Nutzen für Umwelt- und Klimaschutz durch Schadstoff- und Klimagasreduktion, wenn die genutzte Wärme ohne KWK auf andere Weise erzeugt worden wäre. Zur Förderung der Modernisierung und des Neubaus von KWK-Anlagen und hat der Gesetzgeber daher ein eigenes Gesetz (KWKG) erlassen, um die Stromerzeugung aus KWK in der Bundesrepublik Deutschland bis 2020 auf 25 Prozent zu erhöhen (§ 1 KWKG).

⁹⁰⁹ Vgl. BMU: Juristische Prüfung der Befreiung der Eigenerzeugung von der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 1 und 3 EEG, 27.08.2012, S. 1.

⁹¹⁰ Vgl. Scholtka, Boris; Helmes, Sebastian: Energiewende 2011 – Schwerpunkte der Neuregelungen im Energiewirtschafts- und Energieumweltrecht, NJW 2011, 3185 (3187).

Gerade in der technischen Praxis werden kleinere KWK-Anlagen, deren Abwärme vorzugsweise am Ort der Stromerzeugung genutzt wird und die nur überschüssige Wärme teilweise in ein Nahwärmenetz einspeisen, üblicherweise als Blockheizkraftwerk (BHKW) bezeichnet. Auch diese sog. BHKW können jedoch eine elektrische Leistung bis zu einigen Megawatt (MW) haben. Der Begriff kommt auch im KWKG nicht vor, so dass er in der weiteren rechtlichen Prüfung zugunsten des Begriffs der KWK-Anlage nicht verwendet werden soll.

Für die Eigenverbrauchsoptimierung kommen vornehmlich solche Anlagen in Betracht, die für die Wärmeversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern und kleinen und mittleren Betrieben ausgelegt sind, so dass nur KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 50 kW (sehr kleine KWK-Anlagen, § 7 Abs. 3 KWKG, in der Praxis teilweise weiter differenziert Mini-, Mikro- und Nano-KWK-Anlagen) betrachtet werden sollen.

Die KWK-Stromvergütung

Neben einer Anschlusspflicht des Netzbetreibers für (hocheffiziente)⁹¹¹ KWK-Anlagen und einer Abnahme-, Übertragungs- und Verteilungspflicht für den dort erzeugten KWK-Strom (§ 4 Abs. 1 KWKG), ist der Kern der KWK-Förderung nach dem KWKG eine Vergütungspflicht des Netzbetreibers für den KWK-Strom⁹¹² (§ 4 Abs. 3 KWKG).

Betreiber sehr kleiner KWK-Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden, »haben für KWK-Strom einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags in Höhe von 5,41 Cent pro Kilowattstunde wahlweise für einen Zeitraum von zehn Jahren oder für die Dauer von 30.000 Vollbenutzungsstunden ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage« (§ 7 Abs. 1 Satz 1 KWKG). Den Zuschlag für 30.000 Vollbetriebsstunden können sich die Betreiber unter den Voraussetzungen des § 7 Abs. 3 KWKG auch pauschal vorab bei der Inbetriebnahme der sehr kleinen KWK-Anlage vom Netzbetreiber auszahlen lassen. Ein solcher Investitionszuschuss, hat den Vorteil, dass der sonst erforderliche Kredit für die Finanzierung einer KWK-Anlage in entsprechender Höhe substituiert werden kann. Diese Regelung könnte daher gerade für Kunden interessant sein, die über die Anschaffung einer Mikro- oder Nano-KWK-Anlage erst im Zusammenhang mit der Anschaffung eines EFZ nachdenken und so mit möglichen KfW-Krediten zur Förderung des Batteriespeichers im EFZ, nahtlos ineinander greifen.⁹¹³

Eine vergleichbare Förderung gilt auch für zwischen dem 19. Juli 2012 und dem 31. Dezember 2020 modernisierte sehr kleine KWK-Anlagen (lies § 7 Abs. 5 KWKG).

Für den zuschlagspflichtigen KWK-Strom, den der Netzbetreiber abnehmen muss, ist neben dem KWK-Zuschlag der Preis zu zahlen den der Betreiber der KWK-Anlage und der Netzbetreiber vereinbart haben (Abnahmepreis). Die KWK-Strom-Vergütung setzt sich also aus Abnahmepreis und Zuschlag zusammen. »Kommt eine Vereinbarung nicht zustande, gilt der übliche Preis als vereinbart, zuzüglich dem nach den maßgeblichen

⁹¹¹ Das KWKG fördert nur Anlagen, die bestimmte technische Effizienzvoraussetzungen erfüllen, die in § 3 Abs. 11 KWKG unter Verweis auf RL 2004/8/EG vom 11. 2. 2004 definiert sind.

⁹¹² KWK-Strom ist das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage. Bei Anlagen, die nicht über Vorrichtungen zur Abwärmeabfuhr verfügen, ist die gesamte Nettostromerzeugung KWK-Strom (§ 3 Abs. 4 KWKG).

⁹¹³ Die Fördermöglichkeiten für KWK-Anlagen sind hier nicht abschließend dargestellt. Vergleiche etwa zu weiteren Fördermöglichkeiten für Mini-KWK-Anlagen:
http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/mini_kwk_anlagen/

Rechtsvorschriften, ansonsten nach den anerkannten Regeln der Technik berechneten Teil der Netznutzungsentgelte, der durch die dezentrale Einspeisung durch diese KWK-Anlage vermieden wird. Als üblicher Preis gilt für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu zwei Megawatt der durchschnittliche Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal« (§ 4 Abs. 3 KWKG). Zusätzlich ermöglicht § 4 Abs. 3 Satz 4 und 5 KWKG die Vermarktung des KWK-Stroms an Dritte unter Inanspruchnahme des KWK-Zuschlags und Zwischenschaltung des Netzbetreibers.

Eigenverbrauchsoptimierung

Nach § 3 Abs. 9 und 10 KWKG 2002 war KWK-Strom, der nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wurde, von der KWK-Strom-Vergütung ausgeschlossen. Mit dem KWKG 2009 kam jedoch der nunmehr gültige § 4 Abs. 3a KWKG ins Gesetz, wonach der lokale Versorgungsnetzbetreiber den Zuschlag auch für KWK-Strom zahlen muss, der nicht in ein Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird. Diese Regelung hielt der Gesetzgeber für erforderlich, »um die Erhöhung des Anteils der KWK-Stromerzeugung auf etwa 25 % bis zum Jahr 2020 zu erreichen. [...] Der notwendige Zubau soll sowohl von Anlagen der allgemeinen Versorgung als auch von Eigenversorgungsanlagen erbracht werden.«⁹¹⁴ Sinn der Regelung ist also ausdrücklich die Förderung des Zubaus auch für den Eigenverbrauch. Wenn der Betreiber der KWK-Anlage den gesamten KWK-Strom oder einen Teil davon eigenverbraucht, erhält er somit den KWK-Zuschlag trotzdem in derselben Höhe wie bei dessen Netzeinspeisung. Verzichten muss er nur auf den Abnahmepreis, der häufig dem durchschnittlichen Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX in Leipzig entsprechen wird. Eigenverbrauch lohnt sich damit zumindest immer dann, wenn der verbrauchte Strom von dem Betreiber der KWK-Anlage ohnehin verbraucht worden wäre und sein Einkaufspreis für den Strom über dem Abnahmepreis liegt. Dies wird fast ausnahmslos der Fall sein.

Altanlagen

Für sehr kleine KWK-Anlagen, die zwischen dem 1. Januar 2009 und dem 19. Juli 2012 modernisiert oder durch eine neue Anlage ersetzt wurden (vgl. § 5 Abs. 1 Nr. 4 KWKG 2009), beträgt der KWK-Zuschlag für 30.000 Vollbenutzungsstunden 5,11 Cent/kWh (§ 5 Abs. 4 KWKG 2009) und der heutige § 4 Abs. 3a KWKG findet auf sie auch Anwendung. Abgesehen von dem etwas niedrigeren KWK-Zuschlag, gilt für sie zur Eigenverbrauchsoptimierung also im Wesentlichen dasselbe wie für neuere Anlagen.

Auch für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 modernisiert oder neu gebaut wurden, findet § 4 Abs. 3a Anwendung. Jedoch reduziert sich hier der KWK-Zuschlag deutlich auf Werte unter 2 Cent/kWh (§ 7 KWKG 2009). Es handelt sich jedoch um ein allgemeines Problem für Betreiber älterer KWK-Anlagen, so dass sich auch für sie die Eigenverbrauchsoptimierung lohnen kann.

⁹¹⁴ Gesetzesbegründung zum KWKG 2009, BT-Drs. 16/8305, S. 26, zu § 4 Abs. 3a.

Eigenverbrauchsmessung

Die Probleme der Eigenverbrauchsmessung stellen sich für KWK-Anlagen genauso wie für PV-Anlagen (vgl. 1.1.5.1.1). § 4 Abs. 3b gibt dem Anschlussnehmer (§ 1 Abs. 2 NAV), in dessen Gebäude hinter der Hausanschlussicherung Strom aus KWK-Anlagen eingespeist wird, jedoch zusätzlich einen Anspruch auf einen abrechnungsrelevanten Zählpunkt gegenüber dem Netzbetreiber, an dessen Netz sein Gebäude angeschlossen ist. Werden im selben Gebäude dritte Letztverbraucher durch dritte EVU beliefert, muss eine Verrechnung der Zählwerte über Unterzähler stattfinden. Somit muss also sowohl an der KWK-Anlage ein Zähler für die erzeugte Strommenge installiert werden, sowie ein bidirektionaler Summenzähler hinter der Hausanschlussicherung, als auch ein zusätzlicher Zähler an allen Entnahmestellen im Gebäude, die ausschließlich fremdversorgt sind.⁹¹⁵

14.1.5.2

Steuern, Umlagen und Netzentgelte und die Eigenverbrauchsoptimierung

Im Zusammenhang mit dem Geschäftsmodell V2G werden die Belastung dieses Geschäftsmodells zur Netzintegration mit Steuern, Umlagen und Netzentgelten dargestellt. Diese Belastungen entfallen für die PV- und KWK-Eigenverbrauchsoptimierung gänzlich, da die im Eigenverbrauch verbrauchten Strommengen unabhängig von ihrer etwaigen Zwischenspeicherung in einem EFZ zu keinem Zeitpunkt durch ein Versorgungsnetz durchgeleitet werden. Die Konzessionsabgabe, die Netzentgelte und als Zuschlag zu diesen auch die KWK-Umlage, die § 19 EEG-Umlage, die Abschaltbare-Lasten-Umlage und die Offshore-Umlage fallen nur für die Netznutzung an, die hier entfällt. Die Stromsteuer entsteht mit der Entnahme von Strom aus dem Versorgungsnetz (vgl. § 5 Abs. 1 StromStG) und auch ein nach dem Umsatzsteuergesetz steuerbarer Umsatz (§ 1 UmStG) entsteht beim Eigenverbrauch und bei der Zwischenspeicherung nicht. Für die EEG-Umlage gelten die oben im Zusammenhang mit der PV-Eigenverbrauchsoptimierung gemachten Ausführungen auch für die KWK-Eigenverbrauchsoptimierung. Wenn der Strom nicht durch ein Versorgungsnetz geleitet wird, fällt jedoch auch keine EEG-Umlage an.

14.1.6

Einzelwirtschaftliche Bewertung der »Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen«

Die einzelwirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells gliedert sich analog zu den vorhergehenden Modellen in zwei unterschiedliche Detaillierungsgrade, die im Rahmen des Projektes aufeinander aufbauend durchgeführt wurden. Grundlage bildet die Grobbewertung der PV- und BHKW-Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen, die um eine dynamische Simulation erweitert wurde, um genauere Erkenntnisse über die zeitliche Interaktion zwischen Stromerzeugung und Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen zu erhalten.

⁹¹⁵ Vgl. Jacobshagen; Kachel, in: Danner;Theobald, Energierecht – Kommentar, Bd. 4 XVII, § 4 KWKG, Rn. 71.

14.1.6.1

Grobbewertung der PV-Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen in Privathaushalten

Annahmen Fahrzeug und Fahrzeugnutzung

Hinsichtlich Fahrzeug und Fahrzeugnutzung wurden die Annahmen der Szenarien aus Kapitel 9 übernommen. Beim Haushaltstrompreis handelt es sich um nominale Preise. Es wird angenommen, dass das Elektrofahrzeug unabhängig von der PV-Eigenverbrauchsoptimierung angeschafft wurde. Die Kosten für das Fahrzeug sind demnach nicht Bestandteil der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Average Joe	Einheit	2011	2020	2030
Verbrauch	kWh/km	0,14	0,12	0,11
Durchschnittliche Tagesfahrleistung	km	39,2	39,2	39,2
Täglicher Ladebedarf	kWh	5,40	4,86	4,38
Haushaltsstrompreis	ct/kWh	25,5	30,5	36,2
Jährliche Stromkosten für Fahrleistung	€	499	541	578

Abb. 106: Annahmen Elektrofahrzeug und Stromkosten

Berechnungen mit einer PV-Anlage mit einer Leistung von 5 kW_p und 10 kW_p⁹¹⁶

Hinter den Berechnungen der PV-Eigenverbrauchsoptimierung für Privathaushalte stehen die folgenden grundlegenden Überlegungen. Ein privater Haushalt ist mit einer Photovoltaik-Dachanlage mit einer Leistung von 5 kW_p oder 10 kW_p ausgestattet. Weiterhin wurde als Durchschnittswert für Deutschland eine Betriebsdauer von 944 Volllaststunden angenommen.⁹¹⁷ Es wird davon ausgegangen, dass die Anlage nach dem 1. April 2012 installiert wurde und daher keine Eigenverbrauchsvergütung bezogen werden kann. Für die Einspeisevergütung nach EEG 2012 wurde als Jahresmittelwert für 2012 ein Betrag in Höhe von 18,45 ct/kWh angenommen.⁹¹⁸ Für das Jahr 2020 wurden 50 Prozent der Einspeisevergütung des Jahres 2012 angenommen. Für das Jahr 2030 wird die Annahme getroffen, dass keine Einspeisevergütung gezahlt wird. Die Berechnungen beziehen sich auf einen Zeitraum von 12 Monaten.

⁹¹⁶ Hinsichtlich der durchschnittlichen Größe einer PV-Dachanlage (siehe Fraunhofer IWES): Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2012.

⁹¹⁷ Vgl. Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2012, S. 31.

⁹¹⁸ Es wurde zur Vereinfachung der Mittelwert der monatlichen EEG-Vergütungssätze vom 1.4. bis 31.12.2012 gebildet. Übergangsregelungen des EEG wurden nicht berücksichtigt.

Photovoltaik-Anlage	Einheit	2011	2020	2030	2011	2020	2030
Installierte Leistung	kW _p	5	5	5	10	10	10
Volllaststunden pro Jahr	h/a	944	944	944	944	944	944
Jahreserzeugung	kWh	4.720	4.720	4.720	9.440	9.440	9.440
Anteil EEG Einspeisevergütung	%	100	100	0	90	90	0
EEG Vergütung (EEG 2012) ⁹¹⁹	ct/kWh	18,45	9,23	0,00	18,45	9,23	0,00
EEX Marktpreis	ct/kWh	5,15	6,71	8,41	5,15	6,71	8,41
Relativer PV-Marktwert	%	110	85	70	110	85	70
Einspeiseerlöse zu EEX Preisen	€/a	-	-	278	53	54	556
Einspeiseerlöse nach EEG	€/a	871	435	-	1.568	784	0

Abb. 107: Annahmen ohne Eigenverbrauchsoptimierung.

Auf Basis dieser Annahmen wurden die Gesamterlöse bzw. -kosten der Haushalte für verschiedene PV-Deckungsgrade am Ladebedarf des Elektrofahrzeugs ermittelt. Die Erlöse bzw. Kosten berechnen sich aus den realisierten Einspeiseerlösen abzüglich der Kosten für den Bezug des Fahrstroms. In die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden im nächsten Schritt die Kosten für die Smart Home Box einbezogen.

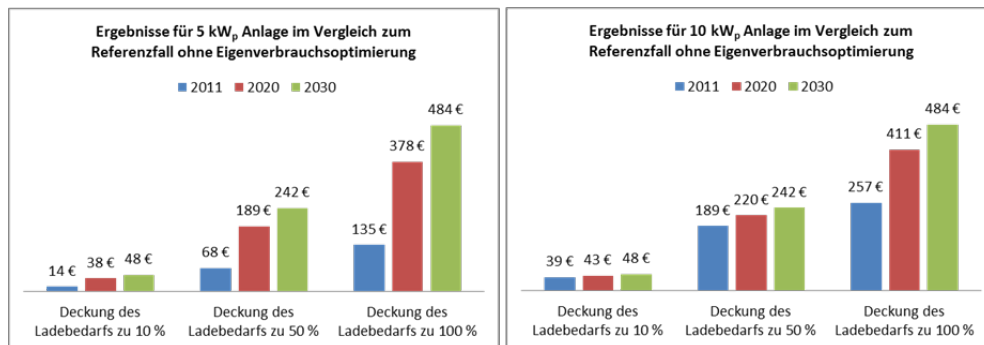


Abb. 108: Ergebnisse Gesamtertrag der Eigenverbrauchsoptimierung 2011 bis 2030

In Abb. 108 sind die Differenzerträge zwischen den Referenzfällen ohne Eigenstromnutzung und den Fällen mit PV-Eigenstromoptimierung dargestellt (nominale Werte). Die Bewertung erfolgt auf Basis von drei Untersuchungsjahren (2011, 2020 und 2030) sowie jeweils unterschiedlichen PV-Deckungsanteilen am Fahrstrom (10%, 50% und 100% PV-Deckungsanteil).

⁹¹⁹ Durchschnitt der EEG-Einspeisevergütungssätze von 1. April 2012 bis 31. Dezember 2012.

Zunächst wird deutlich, dass die wirtschaftlichen Erlöse im Fall einer PV-Deckung des Ladebedarfs von 10 Prozent lediglich 14 Euro (5 kW_p Anlage) bzw. 40 Euro (10 kW_p Anlage) im Jahr 2011 betragen. Die leicht verbesserten Ergebnisse der Variante mit der 10 kW_p Anlage resultieren aus der Annahme, dass das Marktintegrationsmodell aus dem EEG 2012 bereits in Kraft ist.⁹²⁰ Demnach wird für 10 Prozent der erzeugten Strommenge keine Einspeisevergütung nach EEG gezahlt. Aus diesem Grund sind die Opportunitätskosten der Eigenverbrauchsvergütung in Form entgangener Einspeiseerlöse nach EEG geringer. Als Opportunitätskosten wurden im Szenario 2011 Einspeiseerlöse zu EEX Marktpreisen in Höhe von 5,15 ct/kWh (2020: 6,7 ct/kWh; 2030: 8,41 ct/kWh) sowie abnehmende relative PV-Marktwerte berücksichtigt. Werden die jährlichen Investitions- und Wartungskosten für die Steuereinheit (Smart Home Box) in Höhe von ca. 30-40 Euro berücksichtigt, zeigt sich, dass die Eigenverbrauchsoptimierung bei einer geringen Deckung des Ladebedarfs für den Haushalt wirtschaftlich nicht sinnvoll ist.⁹²¹

Für eine abschließende Bewertung der Wirtschaftlichkeit ist daher zu klären, welcher Anteil des Ladestroms durch die PV-Anlage gedeckt werden kann. Es wird davon ausgegangen, dass ein durchschnittlicher Vier-Personen-Haushalt mit bei einer PV-Anlage mit 5 kW_p Leistung einen Eigenverbrauchsanteil von bis zu 30 Prozent erreichen kann.⁹²² Bei einer höheren Leistung ist der Anteil entsprechend geringer. Es muss daher geklärt werden, welcher Anteil der PV-Produktion über den normalen Eigenverbrauch hinaus für Ladevorgänge zur Verfügung steht. Dies erfolgt im Rahmen der Detailbewertung des Geschäftsmodells.

Zwischenfazit

Das Modell der PV-Eigenverbrauchsoptimierung kann einen Beitrag zum Ausbau und zur Netzintegration erneuerbarer Energien leisten. Die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen kann zukünftig aufgrund sinkender EEG-Vergütungen und der Absenkung der Eigenverbrauchsvergütung zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit der Anlagen führen.

Bezüglich des Netzes ergeben sich ebenfalls Entlastungseffekte durch die Eigenverbrauchsoptimierung. Einerseits wird die zusätzliche Netzlast durch Ladevorgänge vermindert. Andererseits wird der Anteil des durch die PV-Anlage erzeugten Stroms erhöht, der lokal genutzt und demnach nicht in das Netz eingespeist wird. Im Vergleich zu einem Szenario ohne Eigenverbrauchsoptimierung kann von einer geringeren Netzbelastung ausgegangen werden.

Weiterhin kann die Förderung der Eigenverbrauchsoptimierung positive Effekte auf die Marktentwicklung für Steuereinheiten (Smart Home Box) haben.

Insgesamt gilt es im Zusammenhang mit der Eigenverbrauchsoptimierung zu klären, inwieweit die Optimierung von Subsystemen und die damit verbundenen energiewirtschaftlichen Auswirkungen politisch gewollt und erwünscht sind.

⁹²⁰ Marktintegrationsmodell nach EEG 2012, § 33 Absatz 1 EEG. Gemäß § 66 Absatz 19 EEG tritt das Marktintegrationsmodell für Anlagen, die 2012 oder 2014 in Betrieb genommen wurden, erst ab 1. Januar 2014 in Kraft.

⁹²¹ SMA Sunny Home Box. Die jährlichen Wartungskosten wurden mit 1,5 Prozent der Anschaffungskosten in Höhe von 600 berechnet. Die Abschreibungsdauer beträgt 20 Jahre.

⁹²² Vgl. Staudacher; Eller: Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses. In: BWK, Bd. 64, Nr. 6 2012, S. 68.

14.1.6.2

Grobbewertung der BHKW-Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen in Privathaushalten

Vergütung für selbst genutzten KWK-Strom

Neben dem PV-Eigenverbrauch nach EEG ermöglicht ebenfalls das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) ⁹²³ Besitzern von KWK-Anlagen durch Eigenverbrauch eine verbesserte Wirtschaftlichkeit der Anlage gegenüber einer Volleinspeisung in das öffentliche Stromnetz zu erreichen.

Für die nachfolgende Grobbewertung der BHKW-Eigenverbrauchsoptimierung zur Beladung von Elektrofahrzeugen im Zeitraum von 2011 bis 2030 werden die in Abb. 98 angegebenen Vergütungssätze unterstellt. Im Jahr 2030 wird davon ausgegangen, dass es keine zusätzliche Förderung nach KWKG gibt und ausschließlich die Eigenvermarktung zu Marktpreisen möglich ist.

Vergütungskomponenten	Einheit	2011	2020	2030
Grundvergütung / Einspeisung zu Marktpreisen	ct/kWh	5,15	6,71	8,41
Vermiedene Netznutzung	ct/kWh	0,80	0,91	0,00
KWK-Zuschlag	ct/kWh	5,41	5,41	0,00
Summe	ct/kWh	11,36	13,03	8,41

Abb. 109: Vergütung nach KWKG bzw. Eigenvermarktung für Anlagen bis 50 kW_e.

Die Vergütung nach KWKG bei Einspeisung in das öffentliche Stromnetz beträgt bei kleinen Anlagen bis 50 kW_e somit etwa 11,36 ct/kWh im Jahr 2011. Bei Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms wird hingegen ausschließlich der KWK-Zuschlag in Höhe von 5,41 ct/kWh gezahlt. Bereits an dieser Stelle wird deutlich, dass das KWKG einen hohen Anreiz zur Eigenverbrauchsoptimierung bietet, wenn unterstellt wird, dass der selbst genutzte Strom sonst für 25,5 ct/kWh aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen werden müsste (siehe Abb. 109). In dieser Beispielrechnung weist der Eigenverbrauch von KWK-Strom gegenüber einem Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz einen finanziellen Vorteil von etwa 19,55 ct/kWh im Jahr 2011 auf.

Grobbewertung der Eigenverbrauchsoptimierung mit einem BHKW bis 50 kW_e

Analog zu den Berechnungen in Abschnitt 14.1.6.1 werden sämtliche Anschaffungen (BHKW und Elektrofahrzeug) und die damit verbundenen Investitions- und Wartungskosten bei der wirtschaftlichen Bewertung der Eigenverbrauchsoptimierung nicht mitberücksichtigt. Somit werden bei der Grobbewertung ausschließlich die zusätzlichen Erlösmöglichkeiten bzw. Kostenreduktionen einer Eigenverbrauchsoptimierung zur Beladung von Elektrofahrzeugen untersucht.

⁹²³ Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG, Inkrafttreten der letzten Änderung am 19. Juli 2012.

Für das Elektrofahrzeug werden die in Abb. 109 getroffenen Annahmen zu Grunde gelegt. Die Berechnungen beziehen sich ebenfalls auf einen Zeitraum von 12 Monaten und es wird ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von kleiner 50 kW unterstellt (Vergütungssätze siehe Abb. 110) Bei Privathaushalten liegen heutige BHKW-Eigenverbrauchsanteile zwischen 25% und 45%, bei Gewerbebetrieben erhöht sich dieser Anteil auf bis zu 60%.⁹²⁴ Im Folgenden wird unterstellt, dass ähnliche Eigenverbrauchsanteile ebenfalls für die Beladung von Elektrofahrzeugen erreicht werden könnten.⁹²⁵

Komponenten	Einheit	2011	2020	2030
Jährlicher Ladestrom	kWh	1.957	1.774	1.597
- Anteil BHKW-Eigenstrom	kWh	489	444	399
- Anteil Strom aus öffentlichem Stromnetz	kWh	1.468	1.330	1.198
Entgangener Erlös durch Eigenstromnutzung	€/a	55,57	57,78	33,57
KWK-Zuschlag für Eigenstromnutzung	€/a	-26,47	-23,99	0,00
Bezugskosten aus öffentlichem Stromnetz	€/a	374,25	405,75	433,50
Gesamtkosten	€/a	403	440	467
Differenz zu reinem Netzbezug	€/a	-96	-101	-111

Abb. 110: Berechnungsbeispiel: Ladestromkosten bei 25% BHKW-Eigenstromnutzung

Bei Unterstellung einer 25%-igen Beladung des Elektrofahrzeugs mit BHKW-Eigenstrom im Jahr 2011 ergibt sich der in Abb. 110 dargestellte wirtschaftliche Gesamtvorteil von rund 96 € pro Jahr gegenüber einem reinen Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz. Hierbei bleiben die Anschaffungs- und Wartungskosten für die notwendige Informations- und Kommunikationstechnik (Smart Home Box) unberücksichtigt.

Nachfolgend sind in Abb. 111 die Kostenvorteile der BHKW-Eigenstromnutzung zur Ladung des Elektrofahrzeugs gegenüber einem reinen Strombezug aus dem öffentlichen Netz für unterschiedliche BHKW-Eigenstromverbrauchsanteile, nach der in Abb. 110 beschriebenen Berechnungsgrundlage, für die Jahre 2011 bis 2030 dargestellt.

⁹²⁴ Vgl. Schreiner: Analyse und Bewertung von Mini-KWK-Anlagen hinsichtlich ihres effizienten Einsatzes in einem zukünftigen Stromversorgungssystem. Diplomarbeit, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg in Kooperation mit dem Fraunhofer IWES, 2012.

⁹²⁵ Es wird davon ausgegangen, dass zu Zeiten von BHKW-Eigenstromnutzung im Privathaushalt ebenfalls das Elektrofahrzeug vor Ort ist und somit ähnliche Eigenverbrauchsanteile zur Beladung von Elektrofahrzeugen erreicht werden könnten. Durch den zusätzlichen Verbraucher Elektrofahrzeug und den damit veränderten Rahmenbedingungen sind ebenfalls höhere Anteile denkbar.

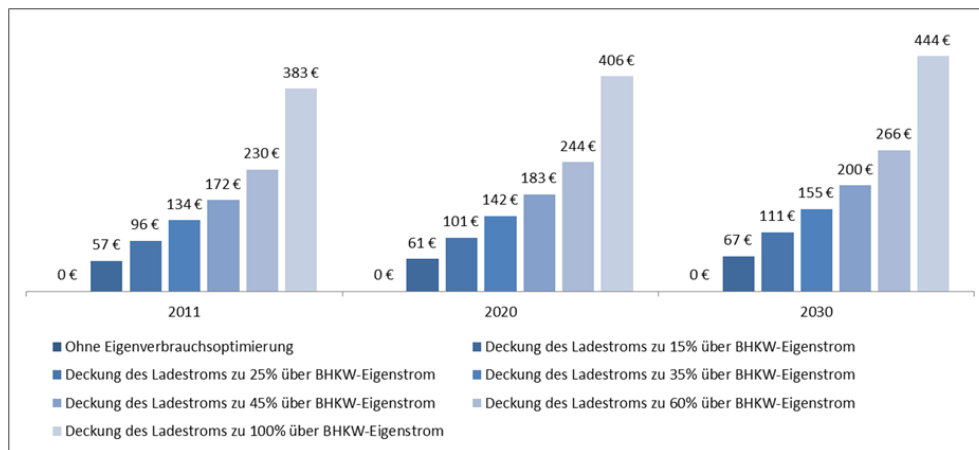


Abb. 111: Nominale Kostenvorteile der BHKW-Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen.

Erwartungsgemäß ergeben sich bei höheren BHKW-Eigenstromverbrauchsanteilen am Ladestrom größere Kostenvorteile gegenüber einem reinen Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz. Insgesamt zeigt sich ein sehr homogenes Bild der einzelnen Jahre mit deutlichen Kosteneinsparungen. Bei einer 100%-igen Deckung des Ladestroms über das BHKW könnten die Stromkosten zur Ladung des Elektrofahrzeugs gegenüber einem Netzbezug in allen drei Jahren um etwa 75-80% gesenkt werden.

Zwischenfazit

Die Beladung von Elektrofahrzeugen mit KWK-Strom senkt die Ladestromkosten bei hohen Eigenstromverbrauchsanteilen sehr deutlich und kann bereits unter den heute geltenden Rahmenbedingungen umgesetzt werden.

Durch saisonal unterschiedliche Erzeugungscharakteristiken von PV- und wärmegeführten KWK-Anlagen sind zudem Eigenverbrauchssteigerungen durch eine intelligente Komponentenkombination (PV-Anlage, BHKW und Elektrofahrzeug) denkbar.

Insgesamt gilt es im Zusammenhang mit der Eigenverbrauchsoptimierung zu klären, inwieweit die Optimierung von Subsystemen und die damit verbundenen energiewirtschaftlichen Auswirkungen politisch gewollt und erwünscht sind.

14.1.6.3

Detailbewertung der PV-Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen in Privathaushalten

Im Rahmen der Detailbewertung des Geschäftsmodells wurde auf Basis von dynamischen Simulationen der PV-Eigenverbrauchsanteil am Ladestrom von Elektrofahrzeugen für verschiedene Szenarien ermittelt. Hierzu wurden die beschriebenen Simulationsmodelle, jedoch insbesondere ein detailliertes agentenbasiertes Modell zur Elektrofahrzeugsimulation, genutzt.

Die Detailuntersuchung beschränkt sich auf zwei Szenarien der PV-Eigenstromoptimierung im Haushalt unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ladestrategien des Elektrofahrzeugs. Die wesentlichen Rahmenbedingungen sind in Abb. 112 zusammengestellt. In Szenario 2 wird angenommen, dass zur Deckung des zusätzlichen Ladestroms des Elektrofahrzeugs eine bestehende PV-Anlage um 2 kW_p erweitert wird.

	Szenario 1	Szenario 2
Haushaltsstromverbrauch	4.000 kWh/a	4.000 kWh/a
PV-Anlagenleistung	5 kW _p	5+2 kW _p
Anzahl Elektrofahrzeuge	1	1
Ladestrategien	<ul style="list-style-type: none"> • ungesteuertes Laden • gesteuertes Laden • Werktags von 8-16 Uhr außer Haus 	<ul style="list-style-type: none"> • ungesteuertes Laden • gesteuertes Laden • Werktags von 8-16 Uhr außer Haus

Abb. 112: Annahmen der Detailbewertung zur PV-Eigenstromoptimierung.

Insgesamt werden drei verschiedene Ladestrategien unterstellt. Im Fall »ungesteuertes Laden« wird ausschließlich im Bedarfsfall zur Erfüllung der Mobilitätsanforderung geladen und es findet somit keine intelligente Kopplung zwischen PV-Stromerzeugung und Ladevorgängen statt. Die intelligente Kopplung erfolgt jedoch im Rahmen der Ladestrategie »gesteuertes Laden«, welche versucht, möglichst hohe Deckungsanteile zu erreichen. Zusätzlich kann bei dieser Ladestrategie zwischen den Optionen »bei Bedarf« oder »immer« an der Ladestelle angeschlossen unterschieden werden. Die dritte Ladestrategie unterstellt einen Fahrzeughalter der Werktags von 8 bis 16 Uhr nicht zu Hause ist, um als zusätzliche Sensitivität unterschiedliches Mobilitätsverhalten abzubilden.

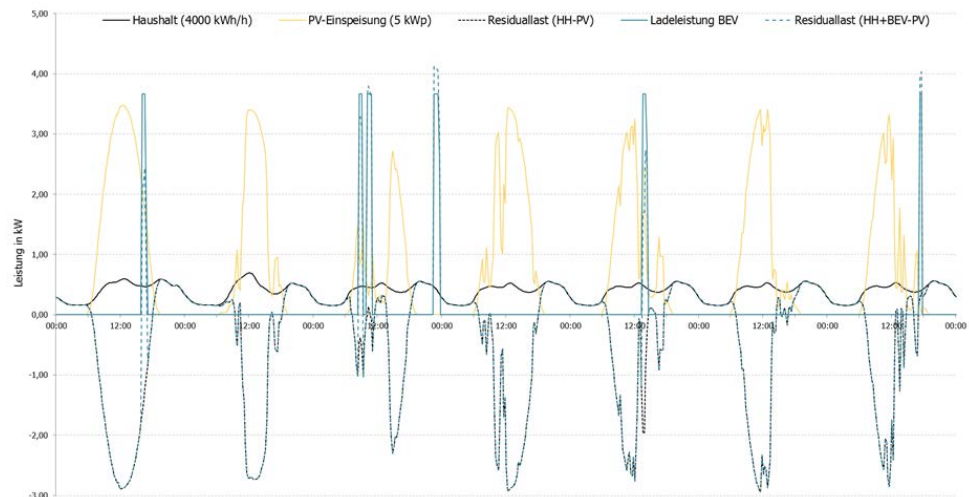


Abb. 113: Exemplarischer Wochenverlauf im Fall »ungesteuertes Laden«.

In Abb. 113 ist die Ladestrategie »ungesteuertes Laden« für einen exemplarischen Wochenverlauf dargestellt. Neben der PV-Einspeisung (gelb) und der Haushaltsstromlast (schwarz) ist ebenfalls die Ladeleistung des Elektrofahrzeugs (blau) dargestellt. Es ist gut zu erkennen, dass die Ladevorgänge des Elektrofahrzeugs zeitlich nicht auf die PV-Stromerzeugung abgestimmt sind und sich somit nur geringe Deckungsanteile erreichen lassen.

Im Gegensatz dazu zeigt Abb. 114 die Ladestrategie »gesteuertes Laden« für die identische exemplarische Woche. Erwartungsgemäß ergeben sich sehr deutliche zeitliche Übereinstimmungen zwischen den Ladevorgängen des Elektrofahrzeugs und der PV-Einspeisung.

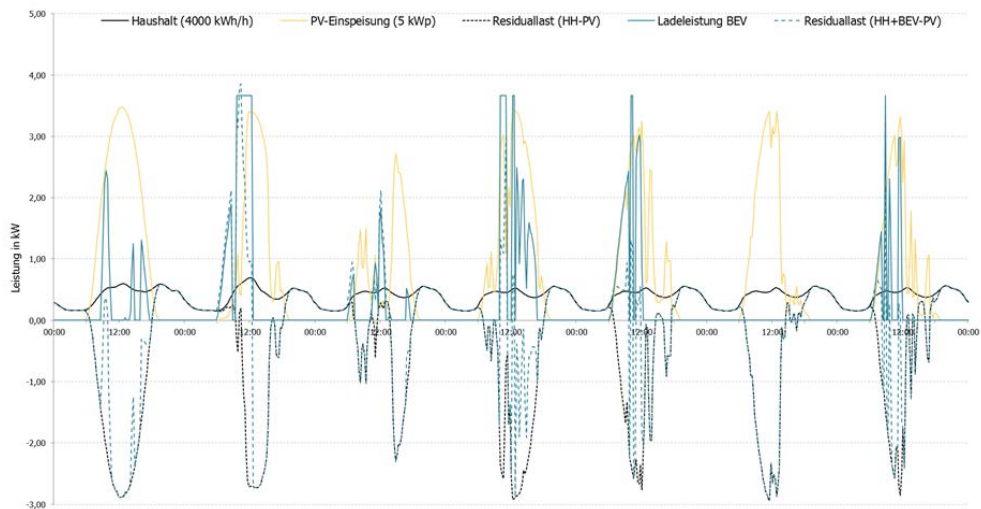
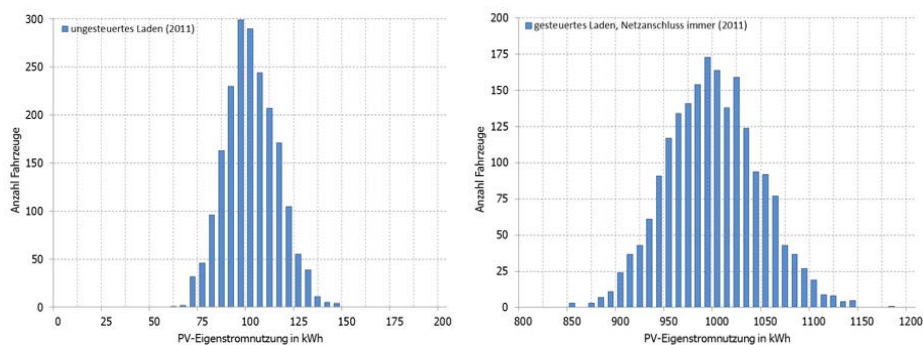


Abb. 114: Exemplarischer Wochenverlauf im Fall »gesteuertes Laden«.

Im Rahmen der Detailbewertung wurde das Mobilitätsverhalten anhand einer agentenbasierten Elektrofahrzeugsimulation abgebildet. Zur Berücksichtigung des Nutzerverhaltens dienen die Mobilitätsstatistiken MiD 2008⁹²⁶ auf deren Grundlage sich die simulierten Fahrzeugnutzer verhalten.

Die Auswirkungen des unterschiedlichen Mobilitätsverhaltens auf den PV-Eigenstromanteil am Ladestrom des Elektrofahrzeugs sind in Abb. 115 exemplarisch für ausgewählte Ladestrategien dargestellt. Es zeigen sich in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios mitunter deutliche Schwankungen auf Grund der hinterlegten Mobilitätsstatistiken. Zudem sind die Auswirkungen der untersuchten Ladestrategien auf die PV-Eigenstromnutzung deutlich zu erkennen.



⁹²⁶ DLR und Infas: Mobilität in Deutschland 2008, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2010.

Abb. 115: a) Szenario 1 - ungesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss bei Bedarf b) Szenario 1 - gesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss immer. Auswirkungen des Mobilitätsverhaltens auf den PV-Eigenstromanteil am Ladestrom.

Die nachfolgenden Auswertungen zur Detailbewertung des Geschäftsmodells basieren auf den statistischen Mittelwerten der analysierten Szenarien.

Die ermittelten PV-Eigenstromanteile und die daraus resultierenden Kostenvorteile der einzelnen Szenarien und Ladestrategien der Detailbewertung sind in Abb. 116 zusammengefasst. Die genutzte Berechnungsmethodik entspricht dem Vorgehen der Grobbewertung des Geschäftsmodells und ist ausführlich in Abschnitt 14.1.6.1 beschrieben.

Szenario		Einheit	2011
Szenario 1 - ungesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss bei Bedarf	PV- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	4,9
	Ersparnis	€/a	6,7
Szenario 1 - gesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss bei Bedarf	PV- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	29,4
	Ersparnis	€/a	40,6
Szenario 1 - gesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss immer	PV- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	49,7
	Ersparnis	€/a	68,7
Szenario 1 - gesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss immer, Werktags 8-16 Uhr außer Haus	PV- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	18,3
	Ersparnis	€/a	25,3
Szenario 2 - ungesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss bei Bedarf	PV- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	6,6
	Ersparnis	€/a	9,1
Szenario 2 - gesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss bei Bedarf	PV- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	32,8
	Ersparnis	€/a	45,3
Szenario 2 - gesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss immer	PV- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	52,2
	Ersparnis	€/a	72,1
Szenario 2 - gesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss immer, Werktags 8-16 Uhr außer Haus	PV- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	23,0
	Ersparnis	€/a	31,8

Abb. 116: Zusammenfassung der Ergebnisse der PV-Eigenstromoptimierung.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass durch eine intelligente Kopplung und gesteuerte Ladung der PV-Eigenstromanteil am Ladestrom im Vergleich zur ungesteuerten Ladung deutlich erhöht werden kann (von 4,9% auf 29,4% im Szenario 1). Zusätzlich kann dieser

Anteil nochmals signifikant erhöht werden (um etwa 20%), wenn das Fahrzeug immer an der Ladestelle angeschlossen ist, sobald es abgestellt wurde.

Ein zusätzlicher Zubau von PV-Leistung zur Bereitstellung des Ladestroms für das Elektrofahrzeug, wie in Szenario 2 unterstellt, hat nur geringe Auswirkungen auf die zusätzliche PV-Eigenstromnutzung.

14.1.6.4

Detailbewertung der BHKW-Eigenverbrauchsoptimierung mit Elektrofahrzeugen in Privathaushalten

Im Rahmen der Detailbewertung des Geschäftsmodells wurde auf Basis von dynamischen Simulationen der BHKW-Eigenverbrauchsanteil am Ladestrom von Elektrofahrzeugen für verschiedene Ladestrategien für ein exemplarisches Szenario ermittelt. Hierzu wurde ein detailliertes agentenbasiertes Modell zur Elektrofahrzeugsimulation genutzt.

Die Detailbewertung beschränkt sich auf die Analyse von wärmegeführten BHKW in Mehrfamilienhäusern, bei denen bereits 20% bis 40% BHKW-Eigenverbrauchsdeckungsanteile ohne die Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen erreicht werden können. Analog zur Detailuntersuchung der PV-Eigenverbrauchsoptimierung wurden verschiedene Ladestrategien untersucht (siehe hierzu Abschnitt 14.1.6.3). Als zusätzliche Sensitivität wurde die Anzahl der Elektrofahrzeuge variiert, da im Mehrfamilienhaus ggf. mehrere Parteien ein Elektrofahrzeug besitzen und zusätzlich die zur Verfügung stehende elektrische Energie aus den wärmegeführten BHKW den Bedarf eines Fahrzeugs deutlich übersteigt.

Wie bereits in der Grobbewertung ermittelt, können die Ladestromkosten bei hohen BHKW-Eigenstromverbrauchsanteilen mitunter deutlich gesenkt werden. Die Berechnung der Ersparnisse entspricht dem Vorgehen der Grobbewertung und wurde für die Untersuchungsjahre 2011 und 2020 durchgeführt.

Szenario		Einheit	2011	2020
Szenario 3 - ungesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss bei Bedarf, 1 Fahrzeug	BHKW- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	19,9	19,3
	Ersparnis	€/a	76,3	58,0
Szenario 3 - ungesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss bei Bedarf, 3 Fahrzeuge	BHKW- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	19,3	18,8
	Ersparnis	€/a	221,9	169,4
Szenario 3 - gesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss immer, 1 Fahrzeug	BHKW- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	76,6	82,1
	Ersparnis	€/a	293,9	246,6
Szenario 3 - gesteuerte Ladung, Stromnetzanschluss immer, 3 Fahrzeuge	BHKW- Eigenstromanteil am Ladestrom	%	71,0	77,7
	Ersparnis	€/a	816,2	700,2

Abb. 117: Zusammenfassung der Ergebnisse der BHKW-Eigenstromoptimierung.

In Abb. 117 sind die BHKW-Eigenstromanteile am Ladestrom sowie die damit verbundenen Ersparnisse gegenüber einem reinen Strombezug aus dem öffentlichen Netz für die

einzelnen Ladestrategien zusammengefasst. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass in Abhängigkeit des eingesetzten Gases für das BHKW (z. B. Erdgas oder Biomethan) nicht gewährleistet ist, dass der genutzte Strom zur Beladung der Elektrofahrzeuge erneuerbaren Ursprungs ist.

Es zeigt sich, dass bereits ungesteuert BHKW-Eigenstromanteile am Ladestrom von bis zu 20% erreicht werden können. Dieser Wert kann bis auf etwa 70% bis 80% im Fall von gesteuertem Laden erhöht werden, wenn das Fahrzeug immer an der Ladestelle angeschlossen ist, sobald es abgestellt wurde. Der Einfluss mehrerer Fahrzeuge auf den Eigenstromverbrauch ist gering (etwa 5%). Unter den getroffenen Annahmen zeigt sich weiterhin, dass die zukünftigen Ersparnisse abnehmen, jedoch nach wie vor einen deutlichen Kostenvorteil gegenüber einem reinen Strombezug aus dem öffentlichen Netz aufweisen.

Gesteuertes bidirektionales Laden bzw. die Möglichkeit der Rückspeisung in das Haus oder das öffentliche Stromnetz ermöglicht eine weitere Erhöhung der Eigenverbrauchsanteile, entsprechende Untersuchungen waren jedoch nicht Bestandteil dieser Detailbewertung.

14.1.7

Zusammenfassung, volkswirtschaftliche Bewertung und Ausblick

Sowohl die statische Grobbewertung als auch die dynamische Simulation im Rahmen der Detailbewertung zeigen, dass eine PV- und/oder BHKW-Eigenverbrauchsoptimierung unter den betrachteten Umständen positive wirtschaftliche Effekte für private Haushalte haben kann. Zudem kann im Fall der PV-Eigenverbrauchsoptimierung eine verminderte Netzbelastung unterstellt und eine direkte Kopplung mit Strom aus erneuerbaren Energien sichergestellt werden. Darüber hinaus kann das Geschäftsmodell der Eigenverbrauchsoptimierung bereits heute unter den geltenden energiewirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen umgesetzt werden. Einschränkend muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass insbesondere die Auswertungen der Kostenersparnisse auf Annahmen bzw. statistischen Mittelwerten beruhen (z.B. Verfügbarkeit des Fahrzeugs an der Ladesäule bzw. Anwesenheit zu Hause, Stromverbrauch und Stromverbrauchsprofil im Haushalt). Zusätzlich ist zu beachten, dass es sich bei den ausgewiesenen Kostenvorteilen um nominale Werte handelt, die bei einem direkten Vergleich der Geschäftsmodelle umzurechnen sind.

Das Geschäftsmodell der PV-Eigenverbrauchsoptimierung kann einen Beitrag zum Ausbau und zur Netzintegration erneuerbarer Energien leisten. Zukünftig kann bei sinkenden EEG-Vergütungen und steigenden Strompreisen die Beladung von Elektrofahrzeugen mit PV-Eigenstrom zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen führen. Bezüglich des Netzes ergeben sich ebenfalls Entlastungseffekte durch die Eigenverbrauchsoptimierung. Einerseits wird die zusätzliche Netzlast durch Ladevorgänge vermindert. Andererseits wird der Anteil des durch die PV-Anlage erzeugten Stroms erhöht, der lokal genutzt und demnach nicht in das Netz eingespeist wird. Im Vergleich zu einem Szenario ohne Eigenverbrauchsoptimierung kann bei intelligenter Beladung des Elektrofahrzeugs von einer geringeren Netzbelastung ausgegangen werden.

Die Beladung von Elektrofahrzeugen mit BHKW-Strom senkt die Ladestromkosten bei hohen Eigenstromverbrauchsanteilen signifikant. Die erreichbaren Kostenersparnisse liegen deutlich über denen der PV-Eigenverbrauchsoptimierung. Zum einen können im Vergleich zur Nutzung von PV-Eigenstrom höhere Eigenstromnutzungsanteile erreicht werden und zum anderen bietet der jetzige energiewirtschaftliche Rahmen größere monetäre Anreize. In diesem Kontext sind jedoch ebenfalls eigentumsrechtliche Fragen zu berücksichtigen.

Nach Ablauf der Einspeisevergütung ist die Deckung des eigenen Verbrauchs die wirtschaftlichste Nutzungsoption für den erzeugten Strom, so dass das Geschäftsmodell künftig auch für diese Kundengruppen relevant sein wird. Insgesamt gilt es im Zusammenhang mit der Eigenverbrauchsoptimierung aber kritisch zu bewerten, inwieweit die Optimierung von Subsystemen und deren energiewirtschaftlichen Auswirkungen politisch erwünscht sind. So kann beispielsweise durch den PV-Eigenverbrauch die EEG-Umlage gesenkt werden, demgegenüber stehen jedoch Mindereinnahmen durch den vermiedenen Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz, da die Kunden von Steuern und Abgaben befreit sind, so dass diese Belastungen auf die übrigen Verbraucher umverteilt werden müssen. Volkswirtschaftlich ist die Eigenstromvergütung zudem mit weiteren Problemen behaftet:

- Mit steigenden Eigenverbrauch verschlechtert sich die Prognosemöglichkeit von Einspeisung und Verbrauch im Netz
- Hoher PV-Eigenverbrauch führt dazu, dass dem Markt zu Höchstlastzeiten Erzeugungskapazitäten vorenthalten werden und dadurch der Einsatz von Spitzenlastkraftwerken notwendig wird.
- Der Merit-Order-Effekt wird abgeschwächt, dies führt tendenziell zu steigenden Strompreisen.

Es ist zu erwarten, dass derartige Geschäftsmodelle in Zukunft ausgebaut werden, insbesondere weil es in verschiedener Hinsicht Erweiterungsmöglichkeiten gibt. Durch Vehicle-To-Home kann die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells u.U. noch deutlich gesteigert werden. Nissan verfolgt mit dem Leaf bereits ein ähnliches Konzept und bietet es als Gesamtpaket »Leaf to Home« in Japan an. Zudem kann das Geschäftsmodell bei großen Verbrauchern (z.B. Gewerbe bzw. Verwaltungsgebäuden) zu einem weiteren ökonomischen Nutzenversprechen führen, der Senkung von Netzentgelten durch die Reduktion von Lastspitzen (Jahreshöchstlast).

1 5

Politische Förderinstrumente der Netzintegration von Elektrofahrzeugen

15.1

Überblick über Förderinstrumente der Netzintegration

In diesem Kapitel werden überblicksartig und über die Geschäftsmodelle hinweg die wesentlichen Förderinstrumente der Netzintegration von Elektrofahrzeugen vorgestellt.

15.1.1

Freistellung von strompreisrelevanten Abgaben, Umlagen und Steuern

Ein möglicher Ansatz für eine Förderung der Netzintegration von Elektrofahrzeugen ist die Reduzierung oder Befreiung von den Strompreisbestandteilen, die der Regulierung unterliegen. Auf die Freistellung von bestimmten strompreisrelevanten Abgaben, Umlagen und Steuern wurde im Zusammenhang mit dem Geschäftsmodell V2G bereits umfassend eingegangen. Wie dort erläutert, liegt für V2G zwar derzeit kein gewinnversprechendes Geschäftsmodell vor. Für die zukünftige Netzoptimierung kann V2G allerdings eine bedeutende Rolle spielen. Durch die derzeit hohe Doppelbelastung gespeicherten und anschließend rückgespeisten Stroms, ist allerdings derzeit jedes Geschäftsmodell von vornherein mit so hohen Zusatzkosten belastet, dass es nicht rechnen kann.

Anknüpfungspunkt für eine Reduzierung oder Befreiung von Netzentgelten, Stromsteuer, Konzessionsabgabe, Umsatzsteuer und EEG-Umlage ist die Nutzung der Batterie als Speicher und damit ihr Potential, zur Netzstabilität beizutragen.⁹²⁷ Hinsichtlich einer Befreiung von der KWK-Umlage, der Offshore-Haftungs-Umlage, der § 19-Umlage und der Abschaltbare-Lasten-Umlage wird davon ausgegangen, dass bei Befreiung von den Netzentgelten auch eine Befreiung von diesen Umlagen – die als Aufschläge auf die Netzentgelte ausgestaltet sind – gewährt wird.

Die folgende Tabelle beinhaltet eine Übersicht über die verschiedenen Abgaben, Umlagen und Steuern, ihre jeweilige gesetzliche Grundlage sowie die Voraussetzungen einer Freistellung oder Reduzierung nach derzeit geltendem Recht. Auf der Bewertungsebene symbolisiert ein Ampellicht, ob eine Freistellung von der jeweiligen Abgabe grundsätzlich mit der gesetzlichen Systematik zu vereinbaren und wünschenswert wäre (rot), ob eine Freistellung nicht erforderlich oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand umzusetzen wäre (grün) oder ob eine Befreiung wohl grundsätzlich wünschenswert, jedoch mit nicht unerheblichen Umsetzungsproblemen behaftet wäre (gelb).

⁹²⁷ Vgl. Hierzu auch Kortlüke, N. et al.: Elektromobilität und Erneuerbare Energien – eine Betrachtung aus ökonomischer und rechtlicher Sicht, März 2011, S. 10.

Förderung der Netzintegration durch Freistellung von strompreisrelevanten Abgaben, Umlagen und Steuern

Politische Förderinstrumente der
Netzintegration von
Elektrofahrzeugen

	Netzentgelt	Stromsteuer	Umsatzsteuer	Konzessions- Abgabe (KA)	EEG-Umlage	KWK-Umlage	Offshore-Umlage	§ 19-Umlage	Abschaltbare- Lasten-Umlage
Gesetzliche Grundlage	§§ 20 f. EnWG i. V. m. StromNEV	§ 5 StromStG	§ 1 Abs. 1 Nr. 1 UStG	§ 48 Abs. 2 EnWG i. V. m. KAV	§ 37 Abs. 2 S. 1 EEG	§ 9 Abs. 7 KWKG	§ 17 f EnWG	§ 19 Abs. 2 S. 7 StromNEV i. V. m. § 9 KWKG	§ 18 AbschlVO i. V. m. § 9 KWKG
Schuldner der Abgabe	Stromlieferant	Stromlieferant	EFZ-Betreiber	EVU	EVU	Netzbetreiber	Netzbetreiber	Netzbetreiber	Netzbetreiber
Zahler der Abgabe	Letztverbraucher (= EFZ-Betreiber)	EFZ-Betreiber	EFZ-Betreiber	EFZ-Betreiber	EFZ-Betreiber	EFZ-Betreiber	EFZ-Betreiber	EFZ-Betreiber	EFZ-Betreiber
Voraussetzung Freistellung/ Ermäßigung nach aktueller Rechtslage	§ 14a EnWG: Reduziertes Netzentgelt für EFZ als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung, separater Zählpunkt erforderlich.	§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG: Rückspeisung als Strom-erzeugung, Erstattung auf Grundlage pauschaler Rückrechnung problematisch.	§ 15 Abs. 1 Nr. 1 UStG: Vorsteuerabzug bei Strombezug oder § 19 Abs. 1 UStG: Nichterhebung bei Rückspeisung, wenn Klein- unternehmer.	§ 2 Abs. 4 KAV: Keine KA für Lieferung an Sonderver-tragskunden, wenn Lieferpreis unter Grenzpreis; für Haushalts-kunden nicht aushandelbar.	§ 37 Abs. 4 EEG: Zwischen-Speicherung und Entnahme aus Speicher ausschließlich zur Wieder-einspeisung.	Begrenzungen für strom-intensive Unternehmen ab 100.000 kWh/Jahr, wenn Stromkosten über 4 % des Umsatzes.	Begrenzungen für strom-intensive Unternehmen ab 100.000.000 kWh/Jahr, wenn Stromkosten über 4 % des Umsatzes.	Begrenzungen für strom-intensive Unternehmen ab 100.000 kWh/Jahr, wenn Stromkosten über 4 % des Umsatzes.	Keine Begrenzungen vorgesehen.
Mögliche Änderung der Rechtslage für Freistellung/ Ermäßigung	§ 118 Abs. 6 EnWG: Freistellung auch für nicht ortsfeste (mobile) Speicheranlagen.	§ 9 Abs. 1 StromStG: Neuer Befreiungs-tatbestand für Ladestrom generell.	Keine Anpassung des Rechtsrahmens erforderlich.	Regelungs- und Vollzugs-aufwand für Ausnahme unverhältnismäßig.	§ 37 Abs. 4 EEG: Neuer Befreiungs-tatbestand für Ladestrom generell.	Befreiung bei genereller Befreiung von Netzentgelt.	Befreiung bei genereller Befreiung von Netzentgelt.	Befreiung bei genereller Befreiung von Netzentgelt.	Befreiung bei genereller Befreiung von Netzentgelt.
Bewertung									

- Kein Anpassungsbedarf
- Begrenzter Anpassungsbedarf
- Freistellung für mobile Stromspeicher erforderlich

Abb. 118: Übersicht über die verschiedenen politischen Förderinstrumente bei Reduzierung von Abgaben, Umlagen und Steuern

15.1.2 Fördermechanismen des EEG und KWKG und Ergänzung durch das Marktanreizprogramm Batteriespeicher

Einen weiteren Ansatz zur Förderung der Netzintegration bieten – wie im Rahmen der Untersuchung der Geschäftsmodelle der Eigenverbrauchsoptimierung und V2H dargestellt – die Fördermechanismen des EEG und des KWKG:

Der Betrieb einer PV-Anlage in Kombination mit einem Elektrofahrzeug bzw. der Nutzung der Batterie als Speicher ermöglicht eine Optimierung des Eigenverbrauchs, der zwar seit Novellierung des EEG nicht mehr vergütet wird, sich aufgrund der Netzparität jedoch weiterhin lohnt. Die Strombezugskosten übersteigen bereits derzeit die PV-Mindestvergütung nach dem EEG für fast jede denkbare Installation (abgesehen davon sind Altanlagen, für die jedoch teilweise eine Eigenverbrauchsvergütung gezahlt wird). Der Eigenverbrauch ist daher der Einspeisung fast für jede kWh vorzuziehen. Zudem besteht für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung über 10 kW nur noch für 90 % des erzeugten Stroms ein Vergütungsanspruch; das Laden eines EFZ bietet eine attraktive Möglichkeit, die nicht vergüteten 10 % weitgehend auszureizen. Ähnliches gilt für die kombinierte Nutzung eines EFZ und einer sehr kleinen KWK-Anlage: Der Anlagenbetreiber erhält für jede eigenverbrauchte kWh Strom einen KWK-Zuschlag, so dass auch in diesem Fall die Verbrauchsoptimierung mit entsprechenden finanziellen Vorteilen verbunden ist.

Die Fördermechanismen des EEG und KWKG stellen also insoweit ein Förderinstrument für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen dar, als dass durch Nutzung der Fahrzeugbatterie als Speicher der Eigenverbrauch optimiert werden kann und in diesem Umfang ein Zukauf an Strom obsolet wird. Dies gilt jedenfalls dann, wenn der PV- oder KWK-Anlagen-Betreiber ohnehin ein EFZ anschaffen möchte – unabhängig von einer möglichen Nutzung der Batterie als Speicher. Ist dies jedoch nicht der Fall, so müssen die relativen Kosten des Speichers in die Kosten-Nutzen-Rechnung der Eigenverbrauchsoptimierung mit einbezogen werden.

In diesem Zusammenhang wird das am 1. Mai 2013 gestartete Marktanreizprogramm Batteriespeicher von KfW-Bank und Bundesumweltministerium relevant.⁹²⁸ Das Programm setzt sich zusammen aus der Gewährung zinsgünstiger Kredite der KfW-Bank und Tilgungszuschüssen aus dem Etat des Bundesumweltministeriums. Grundlage dieser Förderung sind die Richtlinien des Ministeriums zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen.⁹²⁹ Ziel des Programms ist die Förderung der Marktentwicklung von stationären Batteriespeichersystemen zur Speicherung elektrischer Energie sowie die Beschleunigung der Technologieentwicklung dieser Systeme.

Die Richtlinien definieren Batteriespeicher als wiederaufladbare Speicher für elektrische Energie auf Basis der Umwandlung chemischer Energie. Diese Voraussetzung erfüllen auch Akkumulatoren eines EFZ. Das zuschussfähige Batteriespeichersystem setzt sich jedoch

⁹²⁸ Vgl. [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Öffentliche-Einrichtungen/Wohnwirtschaft/Förderprodukte/Erneuerbare-Energien---Speicher-\(275\)/index.html](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Öffentliche-Einrichtungen/Wohnwirtschaft/Förderprodukte/Erneuerbare-Energien---Speicher-(275)/index.html) (Stand: 17.09.2013).

⁹²⁹ Vgl. Bundesumweltministerium: Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen vom 21. Dezember 2012, veröffentlicht am 19. April 2013, BAnz AT 19.04.2013 B 1.

aus weiteren Komponenten zusammen, namentlich dem Batteriemanagementsystem sowie allen weiteren Komponenten, die für den Betrieb in Verbindung mit der PV-Anlage notwendig sind. Als Gegenstand der Förderung wird zudem ausdrücklich die Investition in ein Batteriespeichersystem zur Nutzung in Verbindung mit einer an das elektrische Verteilnetz angeschlossene PV-Anlage genannt. Auch soll das Programm ausdrücklich der Marktentwicklung stationärer Speicher dienen. Akkumulatoren von EFZ fallen als mobile Speicher nicht unter das Marktanzreizprogramm in seiner derzeitigen Ausgestaltung. Dies ist für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen durch Eigenverbrauchsoptimierung insoweit von Bedeutung, als dass durch Förderung anderer (stationärer) Batteriespeichersysteme die Investition in ein Elektrofahrzeug mit dem Sekundärzweck »Speicher« vergleichsweise teurer und damit unattraktiver wird.

Es stellt sich daher die Frage, ob sinnvollerweise auch Akkumulatoren von EFZ im Zuge des Programms gefördert werden und zudem auch die Nutzung von Batteriespeichersystemen in Verbindung mit Mini-KWK-Anlagen in den Anwendungsbereich einbezogen werden könnten.

Auf Grundlage des geltenden Marktanzreizprogramms wird auf Antrag ein Zuschuss zur Tilgung des für die Investition in ein Batteriespeichersystem und eine PV-Anlage oder nur in ein Speichersystem (Nachrüstung) genommenen KfW-Kredits in Höhe von 30 % an den förderfähigen Kosten gewährt, soweit die Fördervoraussetzungen erfüllt sind. Die wesentlichen Fördervoraussetzungen lauten wie folgt:

- Die PV-Anlage muss nach dem 31.12.2012 im Sinne des EEG in Betrieb genommen worden sein und darf eine installierte Leistung von 30 kWp nicht überschreiten.
- Die Leistungsabgabe der PV-Anlage am Netzanschlusspunkt darf maximal 60 % der installierten Leistung betragen.
- Die Wechselrichter der geförderten Systeme verfügen über eine offengelegte Schnittstelle zur Fernparametrierung, durch die eine Neueinstellung der Kennlinien für die Wirk- und Blindleistung in Abhängigkeit von den Netzparametern Spannung und Frequenz möglich ist, sowie über eine Schnittstelle zur Fernsteuerung.
- Für die Batterie liegt eine Zeitwertersatzgarantie für einen Zeitraum von sieben Jahren vor.
- Der sichere Betrieb der Batterie und des Batteriespeichersystems ist durch Einhaltung geeigneter Normen zu gewährleisten.

All diese Anforderungen sind durch Vorlage von Zertifikaten bzw. Herstellernachweise nachzuweisen. Grundlage für die Berechnung der Förderhöhe sind im Falle der Nachrüstung die spezifischen förderfähigen Kosten (Investitionskosten inklusive Installationskosten: installierte Leistung PV-Anlage) in maximaler Höhe von 2.200 Euro/kWp und die förderfähige Leistung (installierte Leistung der PV-Anlage). Insgesamt lässt sich pro kWp PV-Leistung ein Zuschuss in Höhe von bis zu 660 Euro erzielen.

Der Einbeziehung von Akkumulatoren als mobile Speicher stehen keine grundsätzlichen Bedenken entgegen. Die batteriebezogenen Fördervoraussetzungen (Zeitwertersatzgarantie, Sicherheit) könnten auch im Hinblick auf eine EFZ-Batterie nachgewiesen werden. Eine Einbeziehung von Akkumulatoren steht auch im Einklang mit den Zielen der Förderung: Die Förderung der Nutzung von (kleinen) Batteriespeichersystemen in Verbindung mit einer Erzeugungsanlage soll der Flexibilisierung des Stromsystems insgesamt und insbesondere der Glättung von Einspeisespitzen und damit der Eindämmung eines umfangreichen Netzausbaubedarfs

dienen. Diese Zielsetzung wird durch die Einbeziehung mobiler Batteriespeicher unterstützt.

Dasselbe gilt grundsätzlich auch für die Einbeziehung von KWK-Anlagen: Auch derartige Anlagen können die technischen Anforderungen nach den Förderrichtlinien erfüllen und zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen. Jedoch ist dabei zu bedenken, dass sehr kleine KWK-Anlagen derzeit vorwiegend Wärmegeführt betrieben werden und damit kaum Anreiz zur Energiespeicherung besteht. Vielmehr wird der anfallende Strom hier ohnehin überwiegend eigenverbraucht werden, was bei zusätzlichem Betrieb eines EFZ mit Eigenstrom erst recht gilt. Eine Speicherung zur Rückspeisung wird sich daher in Verbindung mit wärmegeführten KWK-Anlagen kaum lohnen. Die Förderung eines Batteriespeichers im Zusammenhang mit einer KWK-Anlage kann daher nicht empfohlen werden.

Andererseits, wäre es zur Optimierung des Eigenverbrauchs vorteilhaft, eine KWK-Anlage stromgeführt zu betreiben. Dann könnte jederzeit so viel Strom produziert werden, wie das Mehrfamilienhaus, in dem das BHKW betrieben wird, zuzüglich der vorhandenen EFZ benötigt. Voraussetzung für einen stromgeführten Betrieb einer KWK-Anlage ist jedoch, dass die überschüssige Wärme Verwendung findet. Es könnte sich daher nach weiteren Untersuchungen als vorteilhaft erweisen, die Wärmeeinspeisung von KWK oder die dezentrale Wärmespeicherung zu fördern. Denkbar wäre etwa, das Marktanzreizprogramm Batteriespeicher von KfW-Bank und Bundesumweltministerium auf Wärmespeicher auszuweiten, soweit die Anschaffung des Wärmespeichers mit der Anschaffung einer geeigneten Zahl von EFZ einhergeht. Dadurch würde ein weiterer Anreiz zur nach dem KWKG ohnehin attraktiven Eigenverbrauchsoptimierung gesetzt und indirekt das EFZ weiter gefördert. Dabei ist jedoch auch zu bedenken, dass ein solcher Fördermechanismus nicht nur von recht komplexen Voraussetzungen abhängt (KWK-Anlage, EFZ und Wärmespeicher). Vielmehr ist auch zu bedenken, inwiefern eine solche Förderung in Abwägung zu Instrumenten der Integration von EFZ mit Strom aus erneuerbaren Energien vereinbar ist.

Insgesamt wäre eine Ausweitung der Batteriespeicher-Förderung für PV-Anlagen auf EFZ-Batterien als Element einer ganzheitlichen Förderung dezentraler Stromerzeugung und Stromspeicherung zu begrüßen. Ob die oben vorgeschlagene Förderung von Wärmespeichern für KWK-Anlagen dagegen wünschenswert wäre, bedürfte noch der weiteren Diskussion.

1 6

Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens und Verwertbarkeit der Projektergebnisse

Während des Vorhabens wurden die wesentlichen Ergebnisse auf dem Gebiet der Netzintegration von Elektrofahrzeugen für die Bewertung von Geschäftsmodellen aus einzelnen Projekten zusammengetragen. Dabei waren, die Ansätze Geschäftsmodelle oder Marktmodelle zu betrachten, analysieren und zu bewerten sowohl vom Detaillierungsgrad wie auch von der Methodik sehr unterschiedlich. Ein Grund dafür ist sicherlich auch, dass keine eindeutige Definition für den Begriff Geschäftsmodell existiert. In diesem Vorhaben wurden die fünf identifizierten Ansätze untersucht, die eine Flexibilisierung der Last von Elektrofahrzeugen anreizen, um so langfristig Elektromobilität unter Nutzung erneuerbare Energien zu ermöglichen und eine bessere Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem sicherzustellen. Dabei wurde eine einheitliche Methodik verwendet, die für die Bewertung aller Geschäftsmodelle angewendet wurde. Dies ermöglicht eine grundsätzliche Vergleichbarkeit der Bewertungen. Auf Basis dieser Vergleichbarkeit konnte deutlich gemacht werden welche Geschäftsmodelle den Markteintritt der Technologien für das gesteuerte Laden ermöglichen. Weiterhin konnte für andere Geschäftsmodelle die Hindernisse und Hemmnisse einer Umsetzung klar gemacht werden. Dazu wurden konkrete Vorschläge zur Behebung dieser Hindernisse und Hemmnisse unterbreitet.

Die Ergebnisse des Vorhabens legen auf der einen Seite politische Handlungsoptionen offen, zeigen allerdings auch, auf welchen Gebieten noch viel Forschung notwendig ist, damit eine Umsetzung der Geschäftsmodelle in der Zukunft möglich ist. Dies gilt einerseits für die Determinanten der Geschäftsmodelle wie z.B. Speichertechnologien, andererseits sind dies viele Parameter die in die Bewertung eingehen, Abschätzungen und Voraussagen, die auf Basis von Modellannahmen getroffen wurden, z.B. Marktpreise für die Szenariojahre 2020 und 2030. Diese Modellannahmen sollten in weiteren Schritten noch weiter zu konkretisiert und die dahinterstehenden Modelle weiterentwickelt werden.

Für die weitere Verwertung der Ergebnisse wurden die vorhandenen Simulationsframeworks und Modelle auf die entwickelten Methodiken in dieser Arbeit angepasst. Weiterhin konnten der Parameter des Modells auf Basis der fundierten Ergebnisse verschiedenster analysierter Studien und Abschlussberichte konkretisiert werden. Auf Basis dieser Frameworks können nun gezielt Analysen und Studien im wissenschaftlichen und wirtschaftlichen Kontext angeboten werden.

1 7

Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des FE- Ergebnisses

Während des Vorhabens wurden keine Ergebnisse veröffentlicht. Im Anschluss an das Vorhaben ist eine zusammenfassende Veröffentlichung der Ergebnisse geplant.

1 8 Resümee

Die untersuchten Geschäftsmodelle unterscheiden sich stark hinsichtlich

- A) Den Erlöspotenzialen – heute und 2020/2030
- B) Und den Hemmnissen des rechtlichen Rahmens

Grundsätzlich ist festzustellen, dass Geschäftsmodelle, welchen einen Pool-Koordinator bzw. Energielieferanten bedingen (alle untersuchten bis auf Eigenstromnutzungskonzepte), aufgrund der Transaktionskosten sich nur bei einer hohen Anzahl an Fahrzeugen in einem Pool (hohe Marktdurchdringung, hoher Marktanteil) rentabel darstellen können. Die Markteintrittsschwelle ist aktuell noch sehr hoch. Dennoch zeigt sich mittelfristig auf Seiten der Energielieferanten eine deutlich verbesserte wirtschaftliche Situation. Aus Sicht des Endnutzers sind höhere absolute Erlöse bei Vielfahrern (Dieselfahrer, Carsharing) möglich, weil hier auch die Betriebskosten einen deutlich höheren Anteil an den Gesamtkosten des Fahrzeugs haben.

Bei den Geschäftsmodellen ist immer auch die aktuelle Diskussion zum Strommarktdesign zu berücksichtigen, dass der SportStrommarkt zwar den Betrieb der bestehenden Kraftwerke und Speicher im Gesamtsystem optimiert, jedoch nicht in der Lage ist, Investitionskosten für Neuanlagen zu refinanzieren. Entsprechend sind heute vor allem Geschäftsmodelle für Elektromobilität wirtschaftlich, welche auf Eigenstromerzeugung basieren (PV und BHKW). Hier können durch die Vermeidung der mit Steuern und Abgaben beaufschlagten hohen Kosten den Haushaltsstrom auch Beiträge zur Reduktion der Differenzkosten in der Anschaffung eines Elektroautos (Reduktion der »TCO-Lücke«) erzielt werden.

Hohe Erlöse sind grundsätzlich derzeit auch am Regelleistungsmarkt erzielbar. Die aktuelle Preisdifferenz zwischen Strombörse und Regelleistungsmarkt nimmt aber durch neue Wettbewerber und flexiblere Rahmenbedingungen immer mehr ab. Zudem ist die Datenübertragung und Abrechnung mit höheren technischen Aufwendungen verbunden. Darüber hinaus sind Präqualifikationsanforderungen für einen Pool von Elektrofahrzeugen (bspw. in Bezug auf die vorzuhaltende Arbeitsreserve und die Zustimmung des Verteilnetzbetreibers) fraglich. Deswegen erscheint es derzeit noch unklar, wie sich dieses wirtschaftliche Potenzial langfristig für dezentrale mobile Verbraucher darstellt.

V2G kann zukünftig eine sehr interessante Option sein. Aufgrund der Besteuerung des Ladestroms mit allen Abgaben, ist diese Technologie derzeit gegenüber anderen Speichern wie Pumpspeichern, welche im Fall von Neuanlagen keine Abgaben und Steuern für den »Pumpstrom« zahlen, massiv benachteiligt. Auch Haftungsfragen stehen einer Umsetzung bis auf weiteres im Weg. Eine Vorstufe zu V2G kann V2Home darstellen. Da hier durch die Rückspeisung aus dem Elektroauto der Eigenstromanteil weiter erhöht werden kann, bietet diese Option bereits unter heutigen rechtlichen Rahmenbedingungen einen Mehrwert. Der grundsätzlich wirtschaftliche Vorteil der Rückspeisung aus der Batterie bei V2G oder V2Home besteht gegenüber anderen stationären Speicheroptionen in der weitestgehenden Finanzierung dieses hocheffizienten Speichers über die Mobilitätsfunktion und der vom jeweiligen Nutzerprofil abhängigen Anzahl von freien Zyklen bis zum Lebensdauerende. Stationäre Speicher stellen dagegen heute aufgrund der hohen Kapitalkosten eine sehr teure Ausgleichsoption dar, deren Refinanzierung schwierig ist.

Die Spotmarktoptimierung bietet aufgrund des Preisverfalls an den Strombörsen nur geringe Einkommensmöglichkeiten. Es ist fragwürdig, ob die Kunden bereit sind, die

eigenen Ladevorgänge, für verhältnismäßig geringe monetäre Erlöse, steuern zu lassen. Auch mittelfristig ist hier zwar aufgrund der Entwicklung der Preisspreizung an der Börse mit Verbesserungen zu rechnen, welche aber immer noch unzureichend sind. Als Sensitivität wurde dabei untersucht, welchen Einfluss die Einführung einer »Strategischen Reserve« als Kapazitätsmechanismus im Strommarkt zu Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf das Geschäftsmodell hat. Durch die Vermeidung der resultierenden Hochpreiszeiten sind hier zwar zusätzliche Erlöse generierbar, die in ihrer Höhe aber immer noch unzureichend sind. Andererseits ist aus energiepolitischer Sicht zu berücksichtigen, dass das spotmarktoporientierte Lastmanagement die beste Systemintegration in das Gesamtsystem ermöglicht, welche mit zunehmender Durchdringung durch Elektrofahrzeuge immer relevanter wird.

Auch im Fall der Optimierung des Grünstrombezugs ist das Geschäftsmodell unter den heutigen hohen Differenzkosten zwischen einer ungeforderten EE-Anlagenvermarktung der und der EEG-Vergütung nicht umsetzbar. Auch mittelfristig wären die möglichen Erlöse niedrig. Zudem ist aktuell unklar ob sich die Rahmenbedingungen durch verbessertes Labeling und höhere Anforderungen an Ökostromprodukte derart gestalten (z.B. Zusätzlichkeit, Zeitgleichheit, nationale Anlagen), dass dieses Geschäftsmodell überhaupt umsetzbar würde. Hier sind die Freiheitsgrade der Ausgestaltung derzeit noch sehr hoch, und die energiepolitischen Diskussionen und Zielvorstellungen noch sehr heterogen. Es bedarf eines weiteren Konsolidierungsprozesses dieser Diskussionen, um dann Geschäftsmodelle adäquat anpassen zu können.

In folgender Abbildung ist für die Grobbewertung dargestellt, wie sich die Erlöse für die durchschnittliche Nutzergruppe »Average Joe« für das Jahr 2020 darstellen, und wie die Geschäftsmodelle hinsichtlich des Anpassungsbedarfs aus rechtlicher und politischer Sicht zu bewerten sind. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Grobbewertung eine Maximalbetrachtung ist. In der Detailbetrachtung hat sich am Beispiel des Spotmarktopptimierten Ladens gezeigt, dass die Erlöse auch negativ sein können.

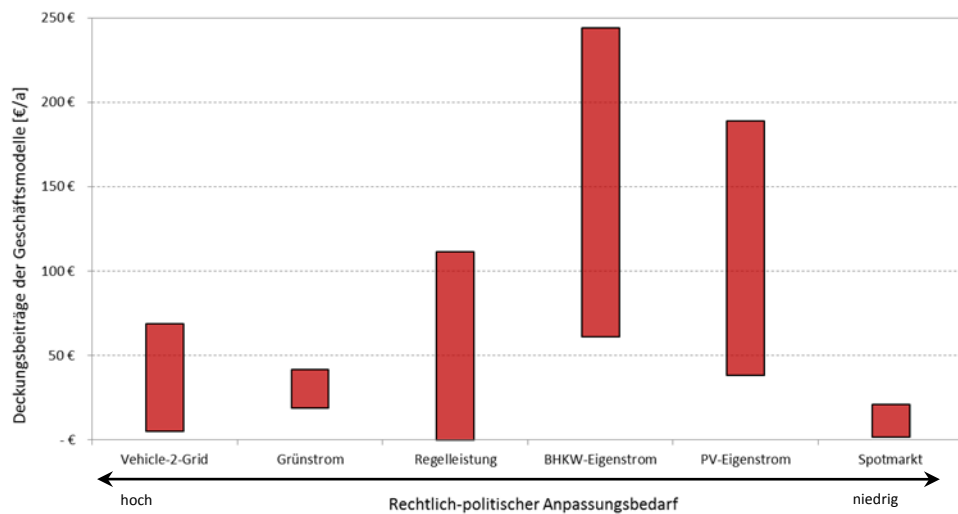


Abb. 119: Vergleich der Grobbewertung der verschiedenen Geschäftsmodelle für das Jahr 2020 aus Sicht des durchschnittlichen Endkunden

Aus der detaillierten Untersuchung des Geschäftsmodells PV- / BHKW-Eigenverbrauchsoptimierung können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

■ Vorteile:

- Das Geschäftsmodell funktioniert bereits heute auch bei SLP-Kunden. Eine RLM ist nicht notwendig
- Es stellt eine robuste Lösung für netzverträgliches Laden dar, die indirekt Netzüberlastungen verringert
- Es stellt eine unmittelbare Kopplung zwischen Ausbau von EE und dem Ausbau der Elektromobilität dar
- Es rechnet sich einzelwirtschaftlich
- Es lohnt sich tendenziell schon von der ersten kWh an, da kein Energielieferant in das Geschäftsmodell einbezogen werden muss und damit keine Transaktionskosten anfallen. Andererseits ist aber ein Home-Energiemanagement notwendig.
- Es wird im Zeitablauf interessanter (aufgrund steigender Differenz zwischen Strompreis und EEG-Mindestvergütung, ggf. auch bei möglicher/notwendiger Nachfolgeregelung zum 52GW-PV-Deckel). Ein Hemmnis könnte aber darstellen, wenn Eigenstrom zukünftig auch EEG-Umlagepflichtig würde.
- Es reduziert der »TCO-Lücke« und erhöht die Marktdurchdringung von Elektroautos.
- Es wird mittelfristig durch V2Home noch interessanter.
- Nachteile:
 - Im Rahmen des Geschäftsmodelle resultieren Ineffizienzen aus Gesamtsystemsicht im Anlagenbetrieb der BHKW und im Lastmanagement der Elektrofahrzeuge
 - In Abhängigkeit des eingesetzten Gases für das BHKW (z. B. Erdgas oder Biomethan) ist nicht gewährleistet, dass der genutzte Strom zur Beladung der Elektrofahrzeuge erneuerbaren Ursprungs ist.
- Vorschläge zur Verbesserung des Geschäftsmodelles:
 - Förderung des Elektrofahrzeugs als mobiler Speicher (z. B. Ausweitung des Marktanreizprogramms für PV-Speicher auf V2Home)
 - Flexibilisierung von Mini-KWK-Anlagen über Wärmespeicher und Einsatzmanagement für kombinierten Betrieb (Eigenstrom- und Spotmarktoptimierung)

Eine Potenzialbetrachtung zum Eigenstrommarkt und deren Eignung für die Elektromobilität bedarf separater Untersuchungen. Näherungsweise kann im PV-Einfamilienhausbereich eine grobe Abschätzung getroffen werden. Wie die Ausbauraten der Jahre 2012 und 2013 deutlich machen, beträgt der Zubau ca. 500 – 600 MW/a im Einfamilienhaus-Bereich, wobei die Anlagen fast ausschließlich zu Eigenstromzwecken verwendet werden. Bezogen auf eine typische installierte Leistung von 5 – 6 kWp je Haus ergibt sich ein potenzieller Absatzmarkt von 100.000 Anlagen pro Jahr. Ein Bezug zum PKW-Absatzmarkt konnte im Projekt nicht geleistet werden. Im PV-Gewerbebereich und im Fall von Eigenstrom-BHKW bestehen große Unsicherheiten zu den Ausbauraten und der Eignung der lokalen Gegebenheiten für die Elektromobilität.

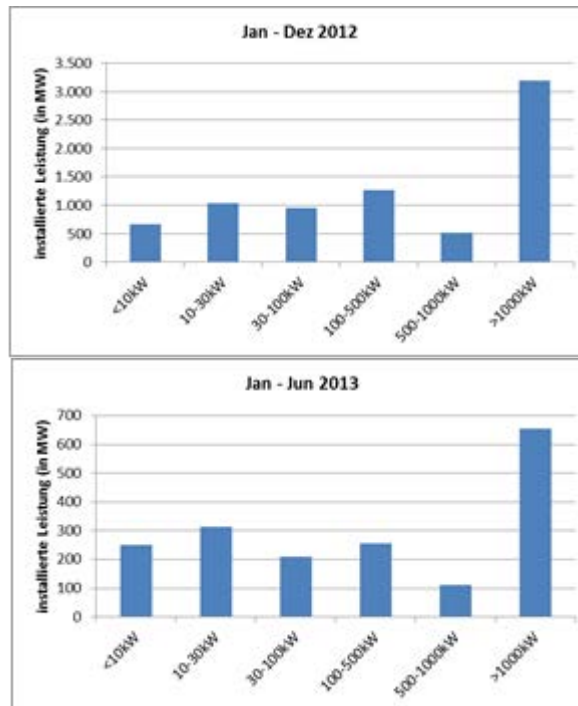


Abb. 120: Zubau PV-Anlagen in Deutschland nach Leistungsklassen

Aus der detaillierten Untersuchung des Geschäftsmodells spotmarktorientiertes

Laden können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Vorteile:
 - Das Geschäftsmodell schafft Flexibilität im Energiesystem, die für den langfristigen Ausbau von EE eine Voraussetzung ist
 - Es bietet die höchste Effizienz für das Gesamtsystem und stellt damit das langfristig erwünschte Ziel zum Einsatz der Flexibilität von Elektrofahrzeugen dar
- Nachteile:
 - Das Geschäftsmodell ist für heutige SLP-Kunden nicht umsetzbar (Stand heute: Wirkleistungs-Arbeitszähler statt Lastgangmessung).
 - Es erhöht nach derzeitigen Rechtsrahmen die Überlastungssituationen im Netz. Eine Netzauslastungskomponente ist nötig und kann ggf. zusätzliche wirtschaftliche Anreize bieten. Dies bedingt aber einen rechtlichen Anpassungsbedarf.
- Vorschläge zur Verbesserung des Geschäftsmodelles:
 - Ein Roll-out von Smart-Meter zur lastgangsbasierten Abrechnung neben SLP und RLM (und damit als Alternative zur teuren RLM) würde es auch heutigen SLP-Kunden ermöglichen, das wirtschaftliche Lastmanagementpotenzial dezentraler Verbraucher auszuschöpfen, indem die Flexibilität abgerechnet werden kann.
 - Ein Erlass der Steuern- und Abgaben für V2G bzw. eine getrennte Besteuerung zwischen Fahrstrombezug und Speichernutzung würde es ermöglichen, V2G im Wettbewerb zu anderen Speichertechnologien und Ausgleichsoptionen zu vermarkten.
 - Die Anpassung des Rechtsrahmens zur Netzbewirtschaftung könnte zusätzliche wirtschaftliche Anreize für Engpassmanagement und anrechenbaren vermiedenen Netzausbau zulassen. Beispiele sind:
 - Leistungsbasierte Netzentgelte (statisch)
 - Variable Netzentgelte (statisch)
 - Dynamische smarte Regelungen, welche nur im Fall von Engpässen eingesetzt werden

Abschließend lassen sich noch folgende weiterführende Fragen aus dem Projekt ableiten:

- Bei Anpassungen des Rechtsrahmens gilt es abzuwägen zwischen technisch und wirtschaftlich robusten semi-effizienten Lösungen und dem Anspruch einer Maximierung der Systemeffizienz. Dies gilt es insbesondere bei dezentralen Anwendungen aufgrund der spezifisch höheren Kosten durch Aufwendungen für Kommunikation, Steuerung, Abrechnung etc.
- Ferner sollten kombinierten Geschäftsmodellen unter Optimierungen mehrerer Märkte bewertet werden wie z.B. $G_1 = \text{Eigenstrom} + \text{Spotmarkt}$ oder $G_2 = \text{Spotmarkt} + \text{Regelleistungsmarkt}$.
- Es ist eine Potenzialbestimmung für den zu erwartenden Absatzmarkt für Elektroautos mit Eigenstromerzeugung zu erstellen, welche neben den Haushalten auch eine Analyse der Gewerbebranche umfasst.
- Es sind aktuelle politische Entwicklungen zu berücksichtigen, z.B. die mögliche Besteuerung von Eigenstrom mit der EEG-Umlage.
- Bei der Entwicklung von Kapazitätsmechanismen sind Anforderungen des Lastmanagement zu berücksichtigen. So sind bei Marktdesignvorschlägen auch die Rückwirkungen auf das Lastmanagement zu analysieren, hinsichtlich der Refinanzierung von Versorgungssicherheit gegenüber der Refinanzierung von Flexibilität am Strommarkt und hinsichtlich des Wettbewerbs zwischen den Flexibilitätsoptionen.
- Es besteht grundsätzlicher Forschungsbedarf zur Bewirtschaftung von Engpässen auf Verteilnetzebene

Grundsätzlich gilt es eine abgestimmte Strategie zwischen den 3 Phasen Markteintritt, Hochlauf und Langfristphase zu finden, die es ermöglichen, heute attraktive Geschäftsmodelle zu integrieren und zu überführen, um weitere Erlösmöglichkeiten zu erschließen und die Gesamtsystemeffizienz zu steigern. Ein Beispiel könnte die Kombination von Eigenstrom und spotmarktorientiertem Laden sein, ein anderes das langfristige Potenzial von V2G, welches durch den Übergang von V2Home zu V2G erschlossen werden kann. Zu dieser Strategie konnte aus diesem Projekt der folgende erste Vorschlag für eine Roadmap Netzintegration E-Mobilität abgeleitet werden, welche in weiteren Forschungsprojekten einer Abstimmung und Feinjustierung bedarf.

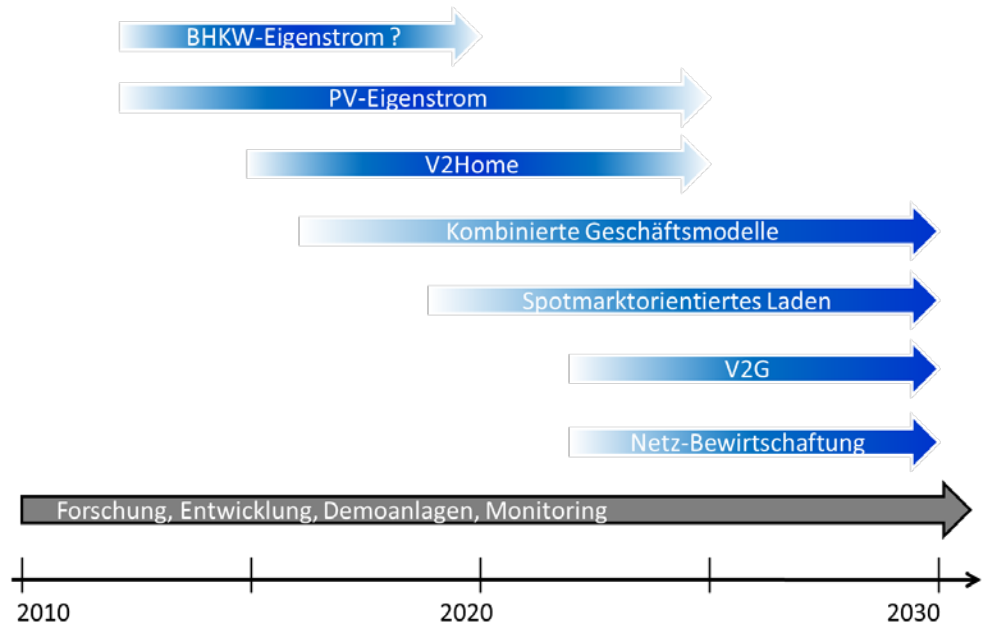


Abb. 121: Vorschlag - Roadmap Netzintegration E-Mobilität