

Simulationsbasierte Untersuchungen zur Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz

Simulation-based analyses on the integration of electric vehicles into the power grid

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

Scherfke, Stefan; Schütte, Steffen; Wissing, Carsten; Nieße, Astrid; Tröschel, Martin
OFFIS – Institut für Informatik, Oldenburg, Deutschland
stefan.scherfke | steffen.schuette | carsten.wissing | astrid.niesse | martin.troeschel @offis.de

Kurzfassung

Erste Simulationsergebnisse aus dem vom BMWi geförderten Projekt *GridSurfer* zeigen, wie sich eine Integration von Elektrofahrzeugen auf den Leistungsbezug einer üblichen Siedlung auswirkt. Dabei wird deutlich, dass unterschiedliche Ladestrategien der Fahrzeugflotte bedeutenden Einfluss auf den Leistungsbedarf – insbesondere auf die Spitzenlast – einer Siedlung haben. Es wird gezeigt, dass eine intelligente Ladesteuerung neben einer netzverträglichen Integration auch eine interessante Einflussnahme des Energieversorgers auf den Siedlungslastgang ermöglicht.

Abstract

First simulation results from the BMWi-funded project *GridSurfer* show how an integration of electric vehicles on the performance of a conventional reference settlement affects. It becomes clear that different loading strategies of the vehicle fleet significantly influence the required power, and in particular the peak-load of the settlement. It is shown that an intelligent charging process enables a good integration and offers influence possibilities on the load profile by the energy supply company.

1 Einleitung

GridSurfer ist eines der Modellprojekte des Förderprogramm *IKT für Elektromobilität* [1], welches durch das BMWi und BMU initiiert wurde. Neben dem Bau und der Erprobung des Elektrofahrzeuges *E3*, der nötigen Ladeinfrastruktur und einer Batteriewechselstation werden umfangreiche Simulationen zur Integration von Fahrzeugbatterien in das Stromnetz und zur Prüfung möglicher Geschäftsmodelle durchgeführt.

Besondere Herausforderungen für die Elektromobilität liegen in der geringen Bevölkerungsdichte der vorwiegend ländlich geprägten Region *Ems-Weser-Elbe* – dem innerhalb des Projektes betrachteten Versorgungsgebiet der *EWE Netz* – sowie der starken Windenergieeinspeisung. Zudem ist vor dem Hintergrund des Ausbaus der Offshore-Windparks in den nächsten Jahren von einer weiteren Zunahme des Anteils der Windenergie am Energiemix auszugehen. Dies führt in der Region zwar tendenziell zu einem geringeren CO₂-Ausstoß pro Kilowattstunde als im gesamtdeutschen Mittel, jedoch können die starken Fluktuationen in der Einspeisung auch problematisch für die Stabilität des Energieversorgungssystems werden.

In diesem Beitrag werden zunächst Probleme und Potenziale bzgl. der Integration von Elektrofahrzeugen (Electric Vehicles (EV)) diskutiert. Anschließend wird die Umsetzung des Simulationssystems, auf dem die weiteren Untersuchungen basieren, sowie unterschiedliche Ladestrategien für EV beschrieben. Den Abschluss bilden eine

Betrachtung verwandter Arbeiten und die Zusammenfassung der bislang erzielten Ergebnisse.

2 Probleme und Potenziale

Eine Herausforderung bzgl. der Integration von EV in die aktuelle elektrische Infrastruktur besteht hinsichtlich der Netzurückwirkungen bei unkoordiniertem Ladeverhalten der Fahrzeuge. Bei zeitlich ungünstiger Verteilung – wenn z.B. zur Abendzeit viele Berufspendler nach Hause zurückkehren und ihr EV zum Aufladen anschließen – können kurzzeitig auftretende, aber stark ausgeprägte Lastspitzen die Belastung der Betriebsmittel stark erhöhen. Geeignete Ladestrategien, die den Lastanstieg in den Abendstunden reduzieren und Ladevorgänge teilweise in die Schwachlastzeiten verschieben, können hier Abhilfe schaffen. Der Lastgang kann so vergleichmäßigt werden, wobei die spezifische Charakteristik und der Zustand der jeweiligen Fahrzeugbatterie berücksichtigt werden muss.

Neben reinen Load-Shifting-Verfahren ist insbesondere auch eine verbesserte Nutzung der fluktuierenden Einspeisung aus den erneuerbaren Energieträgern Wind und Sonne durch gezieltes Laden der EV – etwa zu Starkwindzeiten – und Rückspeisung (häufig als Vehicle-to-Grid (V2G) bezeichnet) – in Zeiten schwächerer Wind-einspeisung – anzustreben.

Um darüber hinaus die Einführung von EV zu unterstützen, können neue Geschäftsmodelle die mobilen Energiespeicher etwa in Form von virtuellen Kraftwerken aus Fahrzeugbatterien für die Bereitstellung von Regelleistung oder den aktiven Bilanzausgleich von Energiedienstleistern attraktiv machen.

3 Umsetzung der Simulation

Die im Rahmen von *GridSurfer* entwickelte Simulation besteht aus einem dreistufigen Prozess (siehe **Bild 1**). Ein Fahrten-Generator erzeugt für jedes Fahrzeug neue Fahrten. Durch den Simulator wird für jedes simulierte Fahrzeug sowie das Stromnetz das Lade- und Einspeiseverhalten berechnet. Die ermittelten Daten werden im Anschluss analysiert und visualisiert.

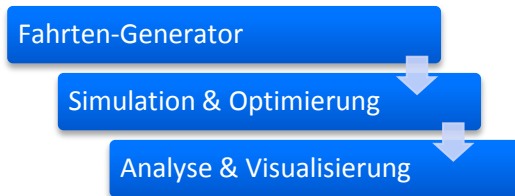


Bild 1: Dreistufiger Prozess der Simulation

3.1 Der Fahrten-Generator

Basis für die Generierung der Fahrten sind die Studien *Mobilität in Deutschland 2002* [3] und *2008* [4]. In einer Umfrage in der Projektregion durch das *ITD Braunschweig* werden zudem zusätzliche, regionsspezifische Daten erhoben, die in folgenden Untersuchungen eingehen werden. Die Fahrtdaten der Studie werden nach verschiedenen Nutzungsszenarien (z.B. Fahrten mit einem kleinen Zweitwagen) klassifiziert. Für die Nutzungsklassen werden Wahrscheinlichkeitsverteilungen generiert, aus denen schließlich neue Fahrten erzeugt werden können. Eine vom Fahrten-Generator erzeugte Fahrt besitzt die Attribute *Abfahrtszeit*, *Geplante Fahrt (ja/nein)*, *Ziel*, *Streckenlänge* und *Fahrzeit*.

Die Abfahrtszeit wird für jede Fahrt gesetzt, ist für Planungsmodule (siehe Abschnitt 3.2) jedoch nur für geplante Fahrten sichtbar. Die zeitliche Auflösung für die Fahrten beträgt eine Minute. Der Ortsbezug für das Ziel der Fahrt ist zunächst auf die kategorischen Werte *Zu Hause*, *Arbeit* und *Sonstiges* beschränkt. Ein Laden der Batterien findet dabei nur zu Hause oder am Arbeitsplatz statt – „Stromtankstellen“ werden derzeit nicht berücksichtigt.

Der Fahrten-Generator ist lose an das Simulationssystem gekoppelt und kann einfach ausgetauscht werden. In dem

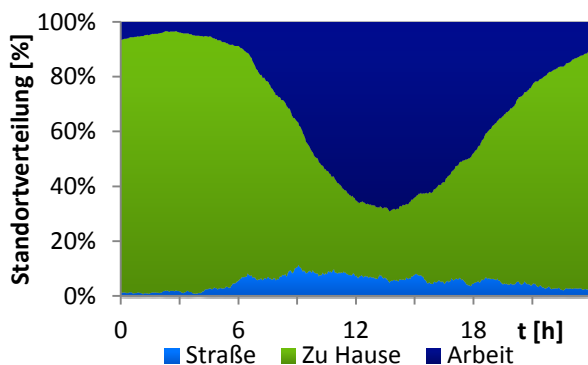


Bild 2: Die durchschnittlichen Aufenthaltsorte der Fahrzeuge. In der Nacht befinden sich etwa 90% zu Hause. Am Vormittag fahren sie zum Arbeitsort. Gegen 12 Uhr sind mit ca. 70% die meisten Fahrzeuge am Arbeitsplatz abgestellt.

hier verwendeten einfachen Modell wird für jedes Fahrzeug pro Tag eine Fahrt zur Arbeit und wieder zurück geplant. Der Zeitpunkt der Fahrt zur Arbeit sowie die Arbeitsdauer sind normalverteilt und basieren auf allen Fahrzeugbewegungen der Studie *MiD 2002* [3]. Um den fahrtabhängigen Energiebedarf der EV realistisch abschätzen zu können, wird die Streckenlänge der Fahrten auf Basis einer Normalverteilung gewählt, die nicht nur auf zwei Fahrten basiert, sondern auf Basis der Strecke aller Fahrten eines Tages erstellt wurde. **Bild 2** zeigt, zu welcher Uhrzeit sich welcher durchschnittliche Anteil der Fahrzeuge in welchem Zustand befindet.

3.2 Der Simulator

Der Simulator baut auf dem objektorientierten und prozessbasierten Simulationsframework *SimPy* [5] auf und besteht aus den in **Bild 3** dargestellten Komponenten. Den Kern der Simulation bilden die Prozesse für das Fahrzeug und den Batterie-Controller. Die Simulation der elektrischen Infrastruktur ist ebenfalls als Prozess implementiert. Der Simulator enthält außerdem ein Batteriemodell, das auch das nichtlineare Ladeverhalten der Fahrzeugbatterie abbildet (siehe **Bild 4**) und setzt über einen austauschbaren Planer unterschiedliche Ladestrategien um.

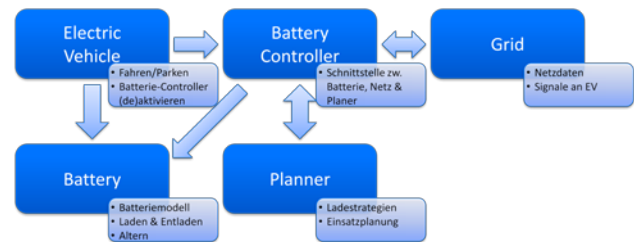


Bild 3: Die Komponenten der Simulation

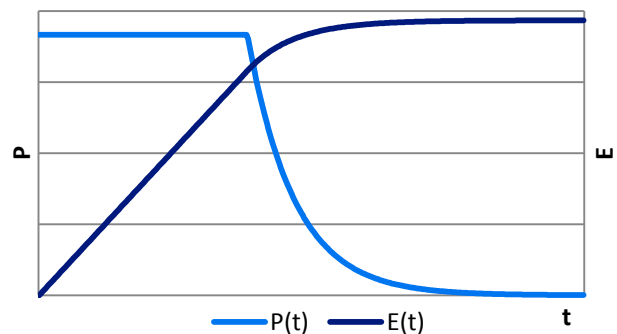


Bild 4: Energieinhalt der Batterie und Verlauf der Ladeleistung über die Zeit bei dreiphasigem Laden mit 11kW. Batteriemodell zur Verfügung gestellt von NEXT ENERGY, Oldenburg.

Der Fahrzeug-Prozess erhält die vom Fahrtengenerator erzeugten Fahrten und wechselt entsprechend zwischen den Zuständen *Fahren* und *Parken*.

Der Batterie-Controller ist nur aktiv, während sich das Fahrzeug im Zustand *Parken* befindet, dient als Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Stromnetz und lädt oder entlädt die Batterie des Fahrzeugs. Solange der Controller aktiv ist, erfragt er vom Planer ständig neue Aktionen (*Laden*, *Rückspeisen* oder *Neutral*) und führt diese aus. Jede Aktion kann – unter Berücksichtigung der physikali-

schen Randbedingungen – beliebig lange dauern, kann in ihrer Ausführung jedoch von verschiedene Quellen unterbrochen werden – beispielsweise durch das Fahrzeug, wenn die nächste Fahrt beginnt oder durch Signale des Netzbetreibers.

3.3 Analyse & Visualisierung

Bei jeder Zustandsänderung der Modelle für Fahrzeug und Batterie-Controller werden deren aktuelle Werte gespeichert. Die aufgezeichneten Daten können am Ende der Simulation analytisch und grafisch ausgewertet sowie in unterschiedlichen Formaten (z.B. HDF5 oder Excel) gespeichert werden.

4 Vorhersagebasierte Ladung

In diesem Abschnitt werden verschiedene vorhersagebasierte Ladestrategien und mit einem unregelmäßigen Laden bzw. einem sehr naiven Ansatz verglichen. Zunächst wird jedoch kurz das verwendete Szenario erläutert.

4.1 Szenario

Zur Evaluation verschiedener Ladestrategien der Fahrzeuge soll im Rahmen dieser Veröffentlichung exemplarisch der Lastgang einer Wohnsiedlung betrachtet werden, der bereits in vorangegangenen Arbeiten [10] verwendet wurde. Die Siedlung besteht aus 283 Wohneinheiten, von denen die Hälfte mit einem Elektrofahrzeug ausgestattet ist.

Als Planungsgrundlage wird das BDEW-Standardlastprofil *H0* verwendet, welches auf den Jahresenergiebedarf der Siedlung skaliert wurde. Desweiteren stehen die tatsächlichen 15 min-Verbrauchswerte der Siedlung zur Verfügung, sodass realitätsnah auf Grundlage des Lastprofils eine Einsatzplanung erfolgt und anschließend überprüft wird, wie sich die Planung auf die tatsächliche Netzsituation auswirkt.

Die simulierten Fahrzeuge besitzen die Charakteristika des in *GridSurfer* verwendeten *EWE E3* [8]. Sie besitzen eine Batteriekapazität von 31,7 kWh und eine Anschluss-

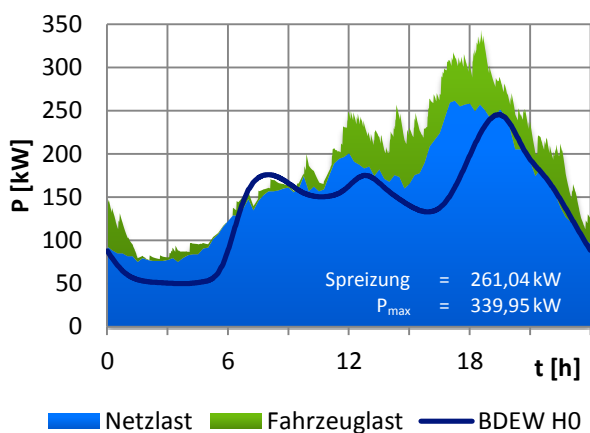


Bild 5: Netzlast im Ortsteilnetz und die durch 141 EV erzeugte zusätzliche Last ohne gesteuertes Laden für einen Winterwerktag; Einsatzplanung der EV nach BDEW-Standardlastprofil *H0*

leistung von 11 kW. Ohne Steuerung des Ladevorgangs und -zeitpunkts beginnen die Fahrzeuge direkt nach Parkbeginn mit dem Laden der Batterie. **Bild 5** zeigt die von den Fahrzeugen erzeugte zusätzliche Last bei unkoordiniertem Ladevorgang. Spitzenlast und Lastgangspreizung – d.h. die Differenz zwischen minimaler und maximaler Last – steigen im betrachteten Netzabschnitt deutlich an. Das Aufladen der Fahrzeuge am Arbeitsort ist nicht dargestellt.

Um dieses Ladeverhalten der Fahrzeuge in Hinblick auf eine Minimierung der Lastgangspreizung zu verbessern, werden im Folgenden drei unterschiedliche Ladestrategien vorgestellt.

4.2 Strategie A (Lastminimum)

Dies ist die zunächst einfachste Ladestrategie. Jedes Fahrzeug plant seinen Ladezeitraum unabhängig von den anderen Fahrzeugen so, dass sich der Zeitpunkt, zu dem der Ladevorgang zu 50% vorangeschritten ist, in einem Lastminimum befindet. Dabei ist nicht das globale Minimum der Prognose ausschlaggebend, sondern das lokale im zeitlichen Bereich zwischen Beginn des Parkens und der nächsten (geplanten) Fahrt. **Bild 6** zeigt das resultierende Verhalten. Da alle Fahrzeuge unabhängig voneinander auf Basis der gleichen Prognose planen, laden alle Fahrzeuge in der nächtlichen Schwachlastphase. Dieses Verhalten ist aus Netzsicht ungeeignet. So wird die Spitzenlast von 340 kW (Bild 5) auf 850 kW erhöht, während das Lastminimum auf Grund der Dauer des Tals nahezu unverändert bleibt. Diese Ladestrategie zeigt daher keine Vorteile gegenüber einem ungesteuerten Ladevorgang.

4.3 Strategie B (Lastminimum mit Zufall)

Eine Erweiterung der oben vorgestellten Ladestrategie besteht in der Ergänzung um eine Zufallsverteilung. Dabei wird die Wahrscheinlichkeit, wann ein EV geladen wird, proportional zur Differenz zwischen Netzlast und Lastmaximum gesetzt. Damit ist die Wahrscheinlichkeit, ein Fahrzeug zu Schwachlastzeiten zu laden, höher als eine Ladung zu Zeiten höherer Netzlast. Die Effekte auf den Siedlungslastgang sind in **Bild 7** gezeigt.

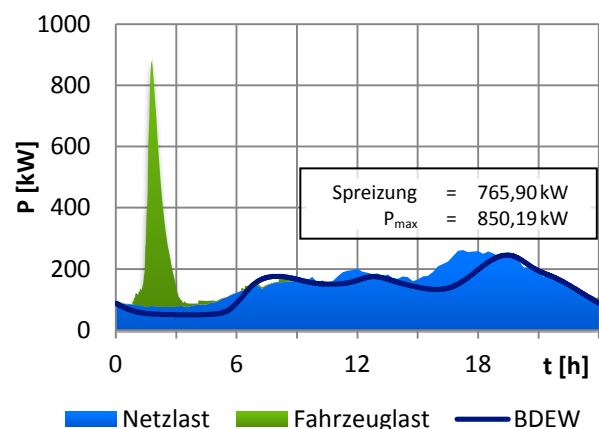


Bild 6: Einfache dezentrale Planung der Ladezeiten auf Basis der Lastprognose

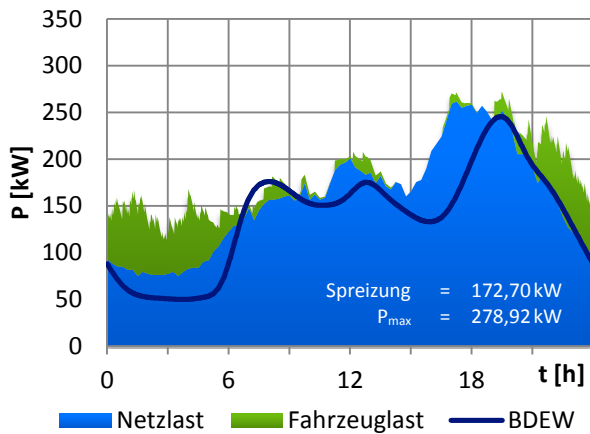


Bild 7: Bereits ein verhältnismäßig einfach gestalteter dezentraler und zufallsbasierter Planer kann den Lastgang erheblich glätten und die Spitzenlast senken.

Die Spitzenlast sinkt von 340 kW (Bild 5) beim ungesteuerten Laden auf 279 kW. Dadurch, dass auch das Lastminimum erhöht wird, verringert sich die Lastgangspreizung von 261 kW (Bild 5) auf nur noch 173 kW.

4.4 Strategie C (Zentraler Austausch)

Während bei der oben genannten Strategie lediglich einmal täglich eine Lastprognose an die Fahrzeuge übermittelt werden musste, wird bei dieser Strategie jeweils ein Zugriff auf eine zentral zur Verfügung gestellte Lastprognose pro Fahrzeug und Ladevorgang nötig.

Wechselt ein Fahrzeug bei dieser Strategie in den Zustand *Parken*, so hat dieses Fahrzeug exklusiven Zugriff auf die Lastprognose. Das Fahrzeug verteilt dann die benötigte Ladezeit so, dass die Täler der Prognose aufgefüllt werden. Sind die Ladezeitpunkte ermittelt, so wird die Prognose entsprechend modifiziert und der Zugriff für die anderen Fahrzeuge zur weiteren Planung wieder freigegeben. Anschließend beginnt der Ladevorgang nach Plan. Durch den exklusiven Zugriff und die Modifikation der Prognose findet eine indirekte, zentralisierte Kommunikation zwischen den Fahrzeugen statt. **Bild 8** zeigt das Resultat dieser Ladestrategie. Gegenüber der zufallsbasierten Ladestrategie kann die Lastspitze von 279 kW (Bild 7) weiter auf 262 kW reduziert werden.

4.5 Bewertung der Ergebnisse

In **Tabelle 1** und **Tabelle 2** sind die Lastgangkennzahlen jeweils gemittelt für eine gesamte Winter- bzw. Sommerwoche und den verschiedenen Ladestrategien dargestellt. Es ist zu erkennen, dass Strategie C im Winter die besten Resultate in Bezug auf Verringerung der Lastgangspreizung und Spitzenlastabsenkung liefert. Im Sommer liefern Strategie B und C gleichwertige Ergebnisse.

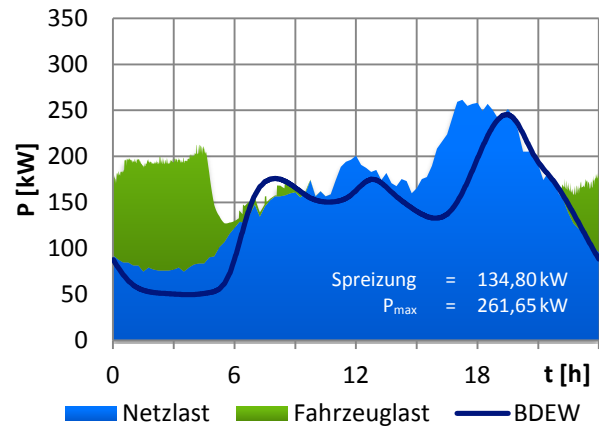


Bild 8: Weitere Optimierung der Lastkurve durch zentrale Prognose mit Berücksichtigung der Ladezeiten anderer Fahrzeuge

Da für eine Umsetzung dieser Strategien in der Praxis Strategie B aufgrund des deutlich geringeren Kommunikationsaufwands kostengünstiger als Strategie C umzusetzen ist, wird nach dem hier vorgestellten Stand der Untersuchungen Strategie B der Vorzug gegeben: Sowohl Lastgangspreizung als auch Lastspitze sind gegenüber einem ungesteuerten Laden deutlich abgesenkt, eine häufige Kommunikation zwischen den Fahrzeugen und einer zentralen Instanz muss aber nicht erfolgen. Es muss dem Fahrzeug lediglich die Lastprognose für den betreffenden Netzabschnitt bekannt gegeben werden. Diese könnte z.B. im SmartMeter des Wohnhauses bzw. an einer Ladesäule hinterlegt und vom Fahrzeug vor Ladebeginn abgerufen werden.

Tabelle 1: Kennzahlen der Ladestrategien (Winterwoche)

Kennzahl	Keine	A	B	C
Spreizung (kW)	272,82	846,00	172,70	134,80
ΔSpreizung (%)	-	310,09	63,30	49,41
P_{max} (kW)	351,74	925,53	278,92	261,65
ΔP_{max} (%)	-	263,13	79,30	74,39

Tabelle 2: Kennzahlen der Ladestrategien (Sommerwoche)

Kennzahl	Keine	A	B	C
Spreizung (kW)	193,25	845,86	127,24	126,95
ΔSpreizung (%)	-	437,70	65,84	65,69
P_{max} (kW)	266,83	925,14	227,96	234,3
ΔP_{max} (%)	-	346,72	85,43	87,81

5 Pooling – ein Potenzial für die Teilnahme an Energiemärkten

Neben dem Einsatz von Elektrofahrzeugen zur Glättung von Lastgängen in Netzabschnitten ist in Zukunft auch das Pooling von Fahrzeugen denkbar, um für unterschiedlichste Energieprodukte einen Beitrag zu leisten. Zur Untersuchung eines solchen Szenarios wurde ein Steuerungskonzept entwickelt und die Simulation so angepasst, dass der Stromnetzprozess (im Folgenden „Poolmanager“ genannt) mit den Batteriecontrollern bidirektional kommunizieren kann. Energieprodukte, die für einen Poolmanager interessant sein können, sind unter anderem:

- **Regelleistung** (positiv und negativ)
Eine Teilnahme für die Ausschreibung von Minutenreserve sowie Sekundärregelleistung ist denkbar. Auf vorhandene Markteintrittsbarrieren wird hier nicht eingegangen; Anpassungen der aktuellen Regelungen sind für dieses Szenario aber erforderlich. Das Potenzial von Elektrofahrzeugen für Regelleistung wurde u.a. auch in [9] untersucht.
- **Energiehandel**
An der EEX könnte ein Poolmanager Energiemengen handeln, um Arbitragemöglichkeiten der Märkte abzuschöpfen (day-ahead und intraday).
- **Bilanzausgleich eines Energieversorgers**
Ein Energieversorger könnte im Rahmen seines Bilanzkreises kurzfristig Abweichungen vom Fahrplan seines Bilanzkreises durch eine Fahrzeugflotte ausgleichen und so Regelergiekosten vermeiden.
- **Integration erneuerbarer Energien**
Die Fluktuationen von erneuerbaren Energien werden heute mit Hilfe von Prognosen in das Versorgungsnetz eingebunden. Bei Prognosefehlern oder -abweichungen kann eine kurzfristige Fahrplananpassung beispielsweise den Bezug von Regelleistung vermeiden.

Es wird angenommen, dass der Fahrer den Zeitpunkt der nächsten Fahrt vorgibt, sodass das Fahrzeug trotz Teilnahme am Pooling und der Bereitstellung von Energieprodukten vollständig geladen werden kann. Desweiteren sollte die Fahrzeugbatterie durch den Poolmanager nicht unter eine bestimmte Mindestladung entladen werden können, um eine im Notfall erforderliche Mindestreichweite zu gewährleisten. Im Folgenden wird eine Mindestreserve von 20% angenommen, was bei dem *EWE E3* [8] einer Fahrleistung von ca. 34 km entspricht. In der Praxis sollte dieser Wert vom Fahrer variierbar sein.

Sobald ein Fahrzeug in den Zustand *Parken* wechselt, lädt es sich wenn nötig auf einen Batteriestatus von 60% (Mittelwert zwischen der o.g. Notfallreserve von 20% und vollständiger Ladung) auf. Ist dieser erreicht oder war die Batterieladung oberhalb von 60%, meldet sich das Fahrzeug beim Poolmanager an und gibt diesem bekannt, ob es für eine Beteiligung an Energieprodukten bereit steht. Bei vollem Akku kann ein Fahrzeug mit der Akku-Entladeleistung Strom in das Netz einspeisen – bei relativ leerem Akku kann entsprechend mit der Ladeleistung Strom aus dem Netz bezogen werden. So ist der Poolma-

nager in der Lage zu überblicken, mit welcher Leistung (in Megawatt) und zu welchen Zeiten kumulierte Leistung angeboten werden kann.

Um das Potenzial eines Fahrzeug-Poolings zu verdeutlichen, wird im Folgenden gezeigt, dass eine Flotte im Stande ist, einen vorgegebenen Fahrplan abzufahren. Der vorgegebene Fahrplan sieht vor, dass in der Nacht Energie durch die Fahrzeugflotte aufgenommen wird (1 MWh innerhalb einer Stunde) und tagsüber diese Energiemenge wieder innerhalb einer Stunde an das Netz abgegeben wird. **Bild 9** zeigt das Ergebnis der Simulation für den beschriebenen Fahrplan. Dabei wird der Fahrplan jeweils mit einem linearen und einem realistischeren Batteriemodell abgefahren.

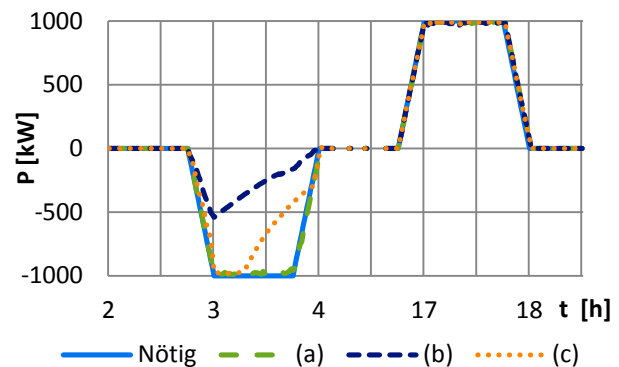


Bild 9: Ergebnis der Simulation für den beschriebenen Fahrplan sowie Flottenreaktion auf unterschiedliche Batteriemodelle. Zur besseren Übersicht ist nicht der gesamte Tag abgebildet.

Die Kurve *Nötig* zeigt den geforderten Fahrplan. Kurve (a) zeigt die bezogene Leistung für den Fall, dass die Fahrzeuge ein Batteriemodell verwenden, dem eine lineare Ladekurve zu Grunde liegt. Ein solches Ladeverhalten ist jedoch in der Realität nicht gegeben – vielmehr reduziert sich der Ladestrom einige Zeit vor Beenden des Ladevorgangs, weswegen in dieser Simulation ein realistischeres Batteriemodell (siehe Bild 4) verwendet wird, wodurch sich der Verlauf in Kurve (b) ergibt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Fahrzeuge den geforderten Fahrplan nicht einhalten können. Der Poolmanager geht dabei davon aus, dass die Fahrzeuge konstant mit einer Leistung von 11 kW laden – da sich jedoch schon viele Fahrzeuge im nichtlinearen Teil ihrer Ladekurve befinden, fällt deren tatsächliche Ladeleistung wesentlich geringer aus, als vom Poolmanager angenommen. Dieses Verhalten kann verbessert werden, indem dem Poolmanager in regelmäßigen Abständen (hier: 1 min) die Ladeleistung der aktivierten Fahrzeuge übermittelt wird, so dass dieser im Falle eines Absinkens des Stroms weitere Fahrzeuge aktivieren kann. Letzteres ist in Kurve (c) dargestellt.

In der Simulation konnte gezeigt werden, dass Elektrofahrzeuge im Rahmen eines Pooling in der Lage sind, positive und negative Fahrplanvorgaben zu erfüllen. Sie eignen sich daher für eine Vielzahl von Energieprodukten – insbesondere solche mit hohen Leistungsgradienten.

6 Verwandte Arbeiten

Rehtanz und Rolink [6] haben Rahmenbedingungen für das Lastmanagement von (PH)EVs simulativ überprüft und dabei unterschiedliche Ladeleistungen und Ladeinfrastrukturszenarien überprüft. Sie kommen zu dem Schluss, dass eine starke Durchdringung mit EV bei moderaten Ladeleistungen unkritisch ist, aber interessante Potentiale für die dezentrale Speicherung fluktuierender Erzeugung bietet. Diese Arbeit unterstützt damit den hier untersuchten Ansatz eines Lastmanagements zum Ausgleich von Wind- und PV-Einspeisungsspitzen. Zu einem anderen Ergebnis kommen Reiner et al. [7], die bereits bei einer 40%igen Durchdringung des Fahrzeugbestandes mit EV simulativ eine Verletzung der Nennleistungsgrenze des Transformators ermitteln und so die Notwendigkeit eines hierarchischen Energiemanagements mit Smart-Home-Funktionalität erkennen. Wegen der Beschränkung der durchgeführten Simulation auf einen Sommertag und der Integration von PV-Einspeisung sind die Ergebnisse aber nur eingeschränkt mit den hier vorgestellten vergleichbar. Auf die verwendeten Steuerungsalgorithmen bzw. Lade-strategien, die den Schwerpunkt dieser Arbeit darstellen, sowie die zeitlichen Planungshorizonte wird nicht eingegangen. Haines et al. [2] untersuchen ebenfalls simulativ die Effekte einer gesteuerten Ladung und Entladung von EV im Verteilnetz. Dabei wählen sie ein anderes Optimierungsziel, um so die Komplexität des Problems zu verringern: Bilanzierungsebene für eine Verringerung der Lastspreizung und der Spitzenlast ist nicht das Ortsteilnetz, sondern das dem EV-Halter zugehörige Haus. Die Lade-strategie zielt somit auf das Abfangen von Lastspitzen im Haus durch Entladung der Batterie und durch Beginn des Ladeprozesses bei Schwachlasten. Weitere Details zur Lade-strategie sind nicht genannt, zudem wird kein Standardlastprofil, sondern ein synthetisches Lastprofil aus Literatur und Messungen verwendet.

Insgesamt grenzt sich dieser Beitrag durch die Verwendung eines nichtlinearen Batteriemodells für das Laden und damit einer dynamischen Betrachtung des Batterie-zustands ab. Die vorgestellten Algorithmen zeigen deutlich veränderte Effekte durch die exponentielle Abflachung der Ladeleistung der Batterie im Vergleich zu einem linearen Batteriemodell.

7 Zusammenfassung & Ausblick

In diesem Beitrag wurden erste simulationsbasierte Untersuchungen bezüglich der Integration von Elektrofahrzeugen im Rahmen des Projektes *GridSurfer* vorgestellt. Auf Basis des aktuellen Entwicklungsstandes konnten bereits erste exemplarische Untersuchungen unterschiedlicher Lade-strategien durchgeführt sowie ein Modell zur Teilnahme an Energiemärkten bezüglich der Abhängigkeiten vom Batterieladeverhalten von EV untersucht werden. Dabei konnte gezeigt werden, dass bereits eine in der Praxis relativ einfach umzusetzende dezentrale, prognosebasierte Ladesteuerung sehr gute Ergebnisse in Bezug auf eine Senkung der von den Fahrzeugen verursachten Spitzenlast und der Verringerung der Lastgangspreizung in einem Ortsnetz liefern kann. Dabei setzen alle vorgestellten

Strategien jedoch voraus, dass die nächste Fahrt bekannt ist. Ist dies nicht gegeben oder weicht der tatsächliche Lastverlauf noch stärker von den Prognosen ab, muss eine reaktive Planung erfolgen. Dies ist Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten.

Zudem wird durch die immer stärker zunehmende Integration erneuerbarer, fluktuierender Einspeiser (Windkraft, Photovoltaik, etc.) in Zukunft die Betrachtung eines einzelnen Netzabschnitts zur Lastgangglättung nicht ausreichend sein. Vielmehr wäre auch im Sinne einer nachhaltigen Umgestaltung der Energieversorgung wünschenswert, dass Verbraucher und somit auch Elektrofahrzeuge bevorzugt dann Strom aus dem Netz entnehmen, wenn etwa in Starkwindphasen verstärkt regenerative Energien eingespeist werden. In dieser Arbeit wurde gezeigt, dass Elektrofahrzeuge auch auf Basis von wenig kommunikationsintensiven Ansätzen gezielt angesteuert werden können, um z.B. eine solche Starkwindphase auszunutzen.

8 Literatur

- [1] BMWi: *IKT für Elektromobilität auf einen Blick*. http://www.ikt-em.de/de/auf_einen_blick.php, Abruf: 2010-06-25
- [2] Haines, G.; McGordon, A.; Jennings, P et al.: *The Simulation of Vehicle-to-Home Systems – Using Electric Vehicle Battery Storage to Smooth Domestic Electricity Demand*. In: EVER – Ecologic Vehicles – Renewable Energies. Monaco 2009.
- [3] Infas; DIW Berlin: *Mobilität in Deutschland 2002*. 2004. – Ergebnisbericht
- [4] Infas; DLR: *Mobilität in Deutschland 2008*. 2010. – Endbericht
- [5] Müller, Klaus; Vignaux, Tony: *SimPy: Simulating Systems in Python*. <http://onlamp.com/pub/a/python/2003/02/27/simpy.html>, Abruf: 2010-06-03. O'Reilly ONLamp, 2003
- [6] Rehtanz, Christian; Rohlink, Johannes: *Rahmenbedingungen zum Lastmanagement von Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen*. In: ETG-Internationaler ETG-Kongress 2009, VDE VERLAG GmbH, 2009
- [7] Reiner, Ulrich; Leibfried, Thomas; Allerdig, Florian; Schmeck, Hartmut: *Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems*. In: ETG-Internationaler ETG-Kongress 2009, VDE VERLAG GmbH, 2009
- [8] EWE: *E3 – Daten und Fakten*. http://www.e3.de/auto_daten_und_fakten, Abruf: 2010-06-25
- [9] Pehnt, D.M., Höpfner, D.U. & Merten, F.: *Elektromobilität und erneuerbare Energien*. 2007.
- [10] Pielke, M.; Tröschel, M.; Kurrat, M.: *Betriebsstrategien zur Integration von Mikro-KWK-Anlagen der Hausenergieversorgung in das elektrische Versorgungsnetz*. In: Tagungsband des Internationalen ETG-Kongress 2008.