Aufruf zur Einreichung von Beiträgen zum 2. Workshop „Energieinformatik“

am 24. und 25. November 2011 im FZI, Karlsruhe

Motivation

Der aktuelle Umbau der Stromsysteme erfordert eine stärkere Vernetzung der Erzeugungs- und der Verbrauchsseite. Die Einführung von Elektrofahrzeugen verlangt darüber hinaus eine Koordination der Ladevorgänge, um die Netze nicht zu überlasten. IKT im Stromnetz kann dazu beitragen, den Energieverbrauch zu reduzieren und die Energieeffizienz zu erhöhen. Dabei spielen jedoch nicht nur technologische Aspekte, sondern auch die Einbindung der Konsumenten eine wichtige Rolle. Daher liegt das Augenmerk nicht nur auf der Entwicklung und Untersuchung neuer Technologie, sondern auch auf der Wechselwirkung dieser mit den Nutzern dieser Komponenten. Diese neuen Komponenten in der Energieversorgung erfordern auch eine Berücksichtigung und Anpassung der Regulierung um das Potenzial des Smart Grid vollständig zu entwickeln.

Mögliche Themen

Der Workshop „Energieinformatik 2011“ richtet sich an DoktorandInnen, die sich in ihrer Forschungstätigkeit innerhalb der Energiewirtschaft bewegen, und soll die Möglichkeit eröffnen, aktuelle Arbeiten – von der gegebenenfalls noch unausgereiften Idee bis hin zu Ergebnissen der Dissertation – vorzustellen und mit Wissenschaftlern innerhalb der gleichen Domäne diskutieren zu können. Für das Workshop-Programm sind daher sowohl wissenschaftliche Langbeiträge als auch Arbeitsberichte in Form von Kurzbeiträgen unter anderem zu den folgenden Themen willkommen:

- **Informatik-Methoden für Funktionen im Smart Grid**, z.B.
  - Algorithmen für die Koordination dezentraler Erzeuger und Verbraucher wie z.B. Supply-Demand Matching und Demand-Side Management
  - Nutzungsansätze für digitale Haushaltszähler
  - Konzeption, IT-Umsetzung und IT-Unterstützung von Marktmechanismen in der Energiewirtschaft
  - Elektronische Dienste im Smart Grid
- **Ökonomische Aspekte und Nachhaltigkeit von Energieversorgungssystemen**, z.B.
  - Verhaltensaspekte von Marktteilnehmern
  - Tarifmodelle und Preismechanismen
  - Wirtschaftliche Bewertung von Energiesystemen
  - Koordinationsmechanismen
  - Regulatorische Aspekte
- **IT für das Smart Grid**, z.B.
  - Informationstechnische Einbindung dezentraler Energieanlagen
  - Standards und Informationsmodelle sowie Referenzmodelle in der Energiewirtschaft
  - Kommunikationstechnologien im Smart Grid
  - IT-Umsetzung von Koordinationsansätzen
  - Verteilte Systeme und Pervasive Computing
  - Verteilte Künstliche Intelligenz (Multiagentensysteme)
  - Autonome Systeme, Selbstorganisationsverfahren
- **Elektromobilität**, z.B.
  - Einbindung und Koordination der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen
  - IT für intermodale Mobilitätssysteme
  - IKT-Dienste für Elektromobilität
- **Modellbildung und Simulation elektrischer Energieversorgungssysteme**, z.B.
  - Simulationsansätze zur Bewertung von Planungs- und Steuerungsansätzen im Bereich Energiewirtschaft
  - Modellierung von Komponenten elektrischer Energieversorgungssysteme
- **Informationssicherheit und Datenschutz**, z.B.
  - in der Erfassung und Nutzung von Energiedaten
  - zur Erzielung eines angemessenen, einheitlichen Schutzniveaus
  - für verbindliche, hochfrequente Markttransaktionen

Workshop-Beiträge

Deutschsprachige Beiträge sind elektronisch, im PDF-Format, an die Mail-Adresse **energieinformatik2011@fzi.de** einzureichen. Die Beiträge müssen im LNI-Format eingereicht werden (bitte den Autorennamen auf einem separaten Deckblatt angeben). Hinweise zu diesem Format und Vorlagen für LaTeX finden Sie unter (http://www.gi.de/service/publikationen/lni/). Langbeiträge dürfen maximal 12 Seiten, Kurzbeiträge maximal 6 Seiten umfassen. Zu lange Beiträge werden nicht begutachtet.

Organisationskomitee:

- Clemens van Dinther, FZI und KIT, Clemens.vanDinther@kit.edu
- Astrid Niesse, OFFIS – Institut für Informatik, Astrid.Niesse@offis.de

Dieser Workshop findet unter dem Dach des GI-Arbeitskreises „Energieinformationssysteme“ statt. Die Organisation liegt beim FZI – Forschungszentrum Informatik, OFFIS und dem Karlsruher Institut für Technologie.

Programmkomitee

- H.-Jürgen Appelrath, Universität Oldenburg, Sprecher GI AK Energieinformationssysteme
- Petra Beenken, OFFIS – Institut für Informatik
- Clemens van Dinther, Karlsruher Institut für Technologie
- Carsten Felden, TU Freiberg
- Lilia Filipova-Neumann, FZI
- Sebastian Lehnhoff, Universität Oldenburg
- Martin Leucker, Universität Lübeck
- Friedemann Mattern, ETH Zürich
- Martin Sachenbacher, TU München
- Hartmut Schmeck, Karlsruher Institut für Technologie
- Michael Sonnenschein, Universität Oldenburg
- Martin Tröschel, OFFIS – Institut für Informatik
- Mathias Uslar, OFFIS – Institut für Informatik
- Anke Weidlich, SAP Research
- Christof Weinhardt, Karlsruher Institut für Technologie
- Christian Wietfeld, TU Dortmund
- Robert Winter, Universität St. Gallen

Wichtige Termine

15. Juli 2011: Einreichung von Beiträgen
19. August 2011: Annahme[1] / Ablehnung
16. September 2011: Abgabe überarbeiteter Beiträge (1. Iteration)
07. Oktober 2011: Feedback Gutachter
30. Oktober 2011: Abgabe druckfertiger Beiträge (2. Iteration)
24. – 25. November 2011: Workshop

[1] Im Falle einer Annahme startet unmittelbar der Shepherding-Prozess, bei dem die Anmerkungen des bzw. der Gutachter in den Beitrag einzupflegen sind.

Integration von Elektrofahrzeugen in das österreichische Energiesystem unter Analyse der Auswirkungen auf ausgewählte Mittel- und Niederspannungsnetze

Rusbeh REZANIA

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group
Technische Universität Wien
Gusshausstraße 25-29
1040 Wien
rezania@eeg.tuwien.ac.at

Abstract: Elektrofahrzeuge werden derzeit als eine mögliche Alternative zu Verbrennungsmotoren im Bereich der Personenkraftwagen gesehen. Eine hohe Durchdringung an Elektrofahrzeugen hätte neben positiven Umweltaspekten (regionale Verringerung der CO2-Emissionen und Partikeln in den Abgasen) auch die Reduktion der wirtschaftlichen Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zur Folge. Die hohe Durchdringung der E-Fahrzeuge in einem Energiesystem kann mit der Frage nach einer effizienten und wirtschaftlich sinnvollen Integration betrachtet werden. Wobei die Auswirkung der E-Fahrzeuge auf Nieder- und Mittelspannungsnetzebenen in den ländlichen und städtischen Gebieten und die damit verbundenen Ladestrategien nicht unberücksichtigt bleiben dürfen.

Dieser Beitrag beschäftigt sich daher mit der Integration von Elektrofahrzeugen in das österreichische Energiesystem. Dabei wird einerseits mittels Ladestrategien (einphasige und dreiphasige Ladevorrichtungen) die Auswirkung der Fahrzeuge (Plug-In Hybride und vollelektrifizierte Antriebsstränge mit unterschiedlicher Batteriekapazität) auf ausgewählten Mittel- und Niederspannungsebenen untersucht (hier: Bottom-Up Analyse). Andererseits wird mittels einer Top-Down Analyse das wirtschaftliche Potential der Fahrzeuge durch statistische Analysen der verschiedenen Verwertungsmöglichkeiten (Bereitstellung von Netzdienstleistungen) in der APG-Regelzone (Austrain Power Grid) ermittelt.

Die Darstellung und Bewertung von passenden und adäquaten Geschäftsmodellen rundet die Analyse dabei ab, wodurch auch die Beschreibung eines Leitfadens für unterschiedlichen Markteilnehmer und Aktionspläne für die Entscheidungsträger und den Regulator ermöglicht wird.

1 Einleitung

Eine hohe Durchdringung von Elektrofahrzeugen führt zu einer neuen Bindung zwischen zwei Wirtschaftssektoren - dem Verkehrs- und Stromsektor. Die erfolgreiche Integration von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem wird direkt vom Verkehrsverhalten der Fahrzeugbesitzer und der vorhandenen Ladeinfrastruktur beeinflusst. Mit dem Zusammenwirken vom Strom- und Verkehrssektor stehen Themen wie Bereitstellung von Netzdienstleistungen, Mehrwert der Elektrofahrzeuge im Zusammenspiel mit erneuerbarer Stromerzeugung und die Auswirkung der Electric Vehicles (EVs) auf Stromnetze (Mittel- und Niederspannungsnetze) im Interesse der verschiedenen Stakeholder.

[NHD10] beschäftigte sich mit der Auswirkung des Konzepts V2G (Rückspeisung der Energie vom Fahrzeug ins öffentliche Netz) auf ein Niederspannungsnetz. Hier wurde ein Beispielnetz von IEEE, das nur aus Haushaltskunden besteht, herangezogen und die Spannungsveränderungen auf einen Netzpunkt am Ende eines Strangs untersucht. Dazu wurde auch noch der Einfluss der Ladestrategien bewertet, wobei sich das Ladenverhalten mittels der Minimierung der Ladekosten mit Vorgaben von zwei Preisniveaus ergab. Hier konnte der Fahrer den Zeitpunkt vorgeben, an dem die Batterie vollgeladen sein sollte. Nach Angabe der Autoren kann die Energierückspeisung nach verschiedenen Kriterien erfolgen. Die Bereitstellung der Primär- und Sekundärleistung, Lastverschiebung sowie Regulierung des Spannungsniveaus im Niederspannungsnetz wurde hier als mögliche Zielfunktionen für die Energierücklieferung aufgelistet. Die Bereitstellung der Peak-Energie wurde aufgrund der langen Dauer der Rückspeisung, begrenzter Batteriekapazitäten und die negativen Auswirkungen auf die Lebensdauer der Batterien als nicht sinnvoll erachtet. [TK07] untersuchte die Bereitstellung der Regelenergie innerhalb von vier Regelzonen in den USA, mittels der Verwendung von Electric Vehicles (EVs) am Beispiel von 100 Th!nk City Fahrzeugen und 252 Toyota RAV4. Das Paper ortete die wichtigsten Einflussparameter auf die wirtschaftliche Teilnahme am Regelenergiemarkt wie folgt: (a) der Marktwert der Regelenergie- und –leistung, (b) die elektrische Leistung des Verbindungskabels zwischen Fahrzeug und dem Netz und (c) die Kapazität der Batterien. [HOE10] analysierte die Auswirkung unterschiedlicher Ladestrategien auf das vorhandene Stromnetz in Deutschland. Das Optimierungsziel einer Ladestrategie lag in der Reduktion der Fluktuationen im Stromnetz, wobei für einen anderen Ladevorgang die Maximierung der Speicherbewirtschaftung als Ziel gesetzt worden war. Die maximale Ladeleistung lag hier bei 3,6 kW_{el}. [MU11] untersuchte die Auswirkung der E-Fahrzeuge (Ladeleistung 1,5 kW_{el}) mittels drei unterschiedlichen Ladestrategien auf die Erzeugungsstruktur in einem Elektrizitätsnetz im Westen Australiens. Hier wird von den Autoren die detaillierte Analyse des Einflusses der E-Fahrzeuge auf die Verbrauchsprofile inklusive Betrachtung des Netzes und die Auswirkung auf Netzparameter empfohlen. Mit einer hohen Durchdringung der Elektrofahrzeuge im Verkehrssystem und deren Integration ins Energiesystem können diese für verschiedene Vermarktungsmöglichkeiten (z.B. Bereitstellung von Regelreserve und weiteren Netzdienstleistungen sowie lokale Spannungshaltung) genutzt werden. Die Grundlage einer erfolgreichen Integration Bedarf vor allem plausiblen Geschäftsmodellen, da Elektromobile derzeit noch deutlich teurer sind als vergleichbare fossil betriebene Fahrzeuge.

Bei den Geschäftsmodellen muss dabei die Erfüllung der Mobilitätsbedürfnisse im Vordergrund stehen. Die Konzeptentwicklung der neuen Geschäftsmodelle muss das Individualverhalten und das gesamte komplexe System (Verkehrs- und Energiesystem) berücksichtigen. Die erfolgreichen Geschäftsmodelle im Bereich der E-Mobilität sollten nach [TV11] eine sogenannte Mehrdimensionalität aufweisen. Diese werden unterteilt in Zielgruppen (Jung, Alt, Vielfahrer, Studenten, Pendler usw.), Produkte (Tarifmodelle, Energiepakete), Leistungen (Finanzierungsvarianten, Sharing- und Mietmodelle, Mobilität als Gesamtpaket (Kombination mit öffentlichem Verkehr)), Mehrwertleistungen und Ladeinfrastruktur.

Daher beschäftigt sich diese Arbeit mit den folgenden zentralen Fragenstellungen:

- Wie ist der Einfluss von kostenorientierten Ladestrategien auf Mittel- und Niederspannungsnetze? Muss hier eine weitere Ladesteuerung aufgrund der Verletzung der Netzrestriktionen erfolgen?

- Welches wirtschaftliche Potential der Konzepte G2V und V2G kann basierend auf einer statistischen Analyse der Abrufdaten der Primär-, Sekundär- und Tertiärenergie abgeleitet werden?

- Wie können geeignete Geschäftsmodelle basierend auf dem wirtschaftlichen Potential der Konzepte G2V und V2G konzipiert werden? Welche Maßnahmen sollten unterschiedlichen Stakeholder (Energieversorger, Netzbetreiber, Energiehändler, etc.) bei einer hohen Durchdringungsrate der E-Fahrzeuge ergreifen?

Das Paper dient im Prinzip als die Grundlage für die Diskussion der erläuterten methodischen Vorgangsweisen.

2 Methode

Der methodische Ansatz dieser Arbeit sieht eine Darstellung der wirtschaftlichen Situation der Elektromobilität vor. Diese besteht aus einer Bottom-Up und Top-Down Analyse. Die Bottom-Up Analyse bezieht sich auf die Darstellung einer marktorientierten Ladestrategie (Lineare Optimierung) und deren Anpassung aufgrund von Verletzungen der Netzrestriktionen in verschiedenen Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Mit der Top-Down Analyse wird die Abrufhäufigkeit der Regelenergie mittels eines statistischen Modells nachgebildet. Mit der Bottom-up (Ergebnis: Speicherstand der Batterien) und Top-Down Analyse (Nachbildung des Regelenergiemarkts) kann das wirtschaftliche Potential der Konzepte G2V und V2G berechnet werden.

Weiteres wird basierend auf dieser Wirtschaftlichkeitsbewertung evaluiert, unter welchen Geschäftsmodellen die Fahrzeuge optimal im Energiesystem integriert werden können. Eine erfolgreiche und nachhaltige Integration und Durchdringung der Fahrzeuge im Energiesystem ist mit der gezielten Vorbereitung der verschiedenen Marktteilnehmer verbunden. Dies wird durch Handlungsempfehlungen für alle relevanten Stakeholder erreicht.

2.1 Bottom-Up Analyse

Die Bottom-Up Analyse beschäftigt sich mit der Ermittlung einer marktorientierten Ladestrategie und der Beschreibung der Auswirkung dieser auf ausgewählte Nieder- und Mittelspannungsnetze in ländlichen und städtischen Regionen. Das Ziel liegt im Prinzip in der Definition einer marktorientierten und netzfreundlichen (keine Verletzung der Netzrestriktionen sowie des Spannungsbandes) Ladestrategie.

Mit der resultierenden Ladestrategie kann der energetische Zustand der Batterie ermittelt und damit das Potential des Fahrzeugkollektivs bezüglich der erwähnten Vermarktungsmöglichkeiten erhoben werden. Die Bestimmung der kostengünstigsten Ladezeitpunkte bezieht sich auf die Maximierung der Einnahmen (E_{max}) eines stationären Batteriesystems. Dabei werden unter Anwendung von linearer Optimierung (Matlab-Script) die Lade (x_i)- bzw. Entladeleistungen (y_i) je Stunde (i: Beschreibt die jeweilige Stunde an einem Tag) ermittelt, wobei die prognostizierten stündlichen Strompreise (p_i) (vgl. [PA11]) als gegeben angenommen werden. Die Leistung der Ladevorrichtung (P), die minimale ($C_{min,Netto}$) und maximale ($C_{max,Netto}$) Nettokapazität der Batterie stellen die Randbedingungen der Berechnung dar (siehe Formel).

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

$$0 \leq x_i \leq P, 0 \leq y_i \leq P$$

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

Abbildung 1 stellt die resultierenden Speicherverläufe für eine stationäre Batterie mit 48 kWh Speicherkapazität dar. Es werden die Ladezeitpunkte mit dem geringsten Strompreisen ermittelt.

Nach der Identifizierung der Ladezeitpunkte wurden ausgehend von den Fahrprofilen (berechnet aus Mobilitätserhebungen) angepasste Ladestrategien berechnet. Die Analyse deren Auswirkung auf unterschiedlichen Netzrestriktionen gibt Auskünfte über eine weitere Ladesteuerung im Sinne der Entlastung der ausgewählten Netzabschnitte. Hier können z.B. Reduktionen der Ladeleistungen zu bestimmten Zeitpunkten erfolgen. Die Ladeprofile wurden für zwei unterschiedliche Ladeleistungen berechnet. Das Laden erfolgte mit einem einphasigen Anschluss (Ladeleistung: 3,5 kW_{el}) als auch mit einem dreiphasigen Anschluss (Ladeleistung: 10,5 kW_{el}), wobei die Wirkungsgrade vom Netz bis zur Batterie mit jeweils 90 % (Einphasiges Laden) und 80 % (Dreiphasiges Laden) angenommen wurden.

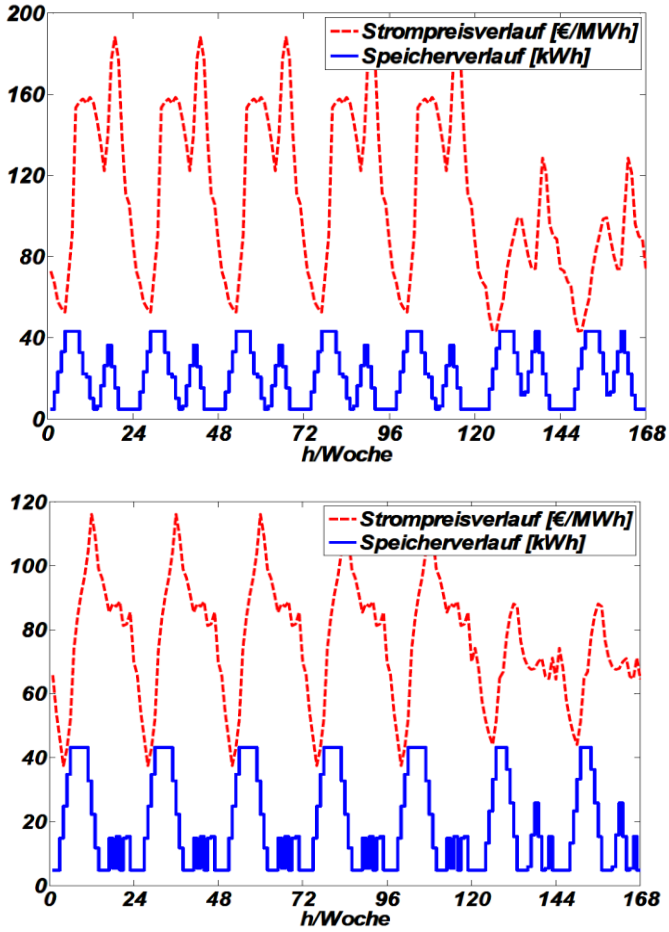

Abbildung 1: Strompreisverläufe für 2030 (oben Winterwoche, unten Sommerwoche) und die Speicherstände (Li-Ion Batterie 48 kWh Nettokapazität, Nettoladeleistung 3,5 kW_{el})

2.2 Top-Down Analysen (Modellbildung für den Abruf des Regelenergiebedarfs)

Mit der Ladestrategie aus der Bottom-Up Analyse in Kombination mit V2G- und G2V-Modellen können die Fahrzeuge für unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten eingesetzt werden. Hier wird ausgehend von der Funktionsweise des Regelenergiekonzepts und der benötigten Präqualifikationen (siehe [ENT09]) das wirtschaftliche Potential der Fahrzeuge ermittelt. Um dieses Potential ermitteln zu können, wurde eine statistische Analyse des Bedarfs an Primär-, Sekundärregelenergie und Minutenreserve durchgeführt (Daten von Austrian Power Clearing and Settlement, APCS). Dabei wurde das allgemeine Verhalten der Regelenergieabrufe (positive und negative Abrufe) basierend auf der Ermittlung von statistischen Kenn- und Verhältniszahlen analysiert.

Die Darstellung der Anzahl und der Höhe der Abrufe für unterschiedliche Zeitperioden bildete den nächsten Schritt der Arbeit. Die erwähnte jährliche Darstellung (von 2006 bis 2010) ergab keinen konkreten Trendverlauf der Abrufe. Da die Trendermittlung (z.B. Langzeitauswirkung des Verbrauchsanstiegs) eine höhere Datenbasis (mehr als 10 Jahre) benötigt. Die monatlichen Darstellungen ergaben auch keine deutlichen saisonalen Unterschiede zwischen den unterschiedlichen Jahreszeiten. Die wöchentliche Darstellung ergab keinen offensichtlichen und messbaren Unterschied zwischen den Werktagen und Wochenenden. Nach der anfänglichen statistischen Analyse (deskriptive Statistik) des Regelenergiemarktes, graphischen Darstellung und Begutachtung der beschriebenen Verläufe wurde folgende Methode bezüglich der Modellierung der Abrufe gewählt:

1. Zuordnung einer geeigneten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion zu jedem Zeitintervall (Viertelstunde) des Tages: Die Datenbasis besteht aus fünf Jahren. Damit ergibt sich eine Anzahl von 1.826 Werten je Zeiteinheit. Diese Anzahl bildet eine robuste Datengrundlage für die Berechnung der Dichtefunktionen (siehe Abbildung 2). Die graphischen Auswertungen zeigen bei Tertiär- und Primärregelenergie ein häufigeres Auftreten der niedrigeren Abrufhöhen. Damit werden je Zeitschritt linksschiefe Verteilungsfunktionen (Generalized Extreme Value Distribution, siehe untere Formel und Abbildung 3), als eine geeignete Übereinstimmung für die Verteilung der Abrufhöhen je Zeitabschnitt angenommen. Nach der graphischen Auswertung der Abrufhöhe je Zeitabschnitt für Sekundärregelenergie wurde je Zeitabschnitt eine Normalverteilung angenommen.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma} * e^{\left(-(1+0{,}5*(x-\bar{x})/\sigma)\right)^{-\frac{1}{k}}} * \left(1 + k * (x-\bar{x})/\sigma\right)^{-1-\frac{1}{k}}$$

$$1 + k\frac{x-\bar{x}}{\sigma} > 0$$

2. Die Analysen der Abrufzeitpunkte und Anzahl der Abrufe pro Tag zeigen, dass diese eine zufällige Natur aufweisen. Hier wurde für die Anzahl der Abrufe pro Tag eine Normalverteilung angenommen. Dabei wurde basierend auf dem Mittelwert und der Standardabweichung der zugeordneten Normalverteilung verschiedene Intensitäten im Zusammenhang mit Anzahl der Auftritte pro Tag gewählt. Die Verteilung der Abrufe über einen Tag erfolgt zufällig (keine tageszeitabhängigen Auftritte) aber immer in mindestens vier aufeinanderfolgenden Zeitschritten, da das Auftreten der Regelenergie fast immer Blockweise erfolgt

3. Der nächste Teil der Methode besteht darin, eine geeignete Pseudozufallszahl aus der Dichtefunktion zu ermitteln. Hier wird die Verwerfungsmethode eingesetzt. Die Grundidee der Methode liegt in der Ermittlung von Zufallszahlen, die einer vordefinierten Verteilungsfunktion F genügen (f Dichte von F).

Damit wird die Berechnung des wirtschaftlichen Potentials für einen zukünftigen Aggregator ermöglicht. Daraus können sich unterschiedliche Geschäftsmodelle ergeben, in denen auch die wirtschaftlichen Auswirkungen auf andere Marktteilnehmer untersucht werden können.

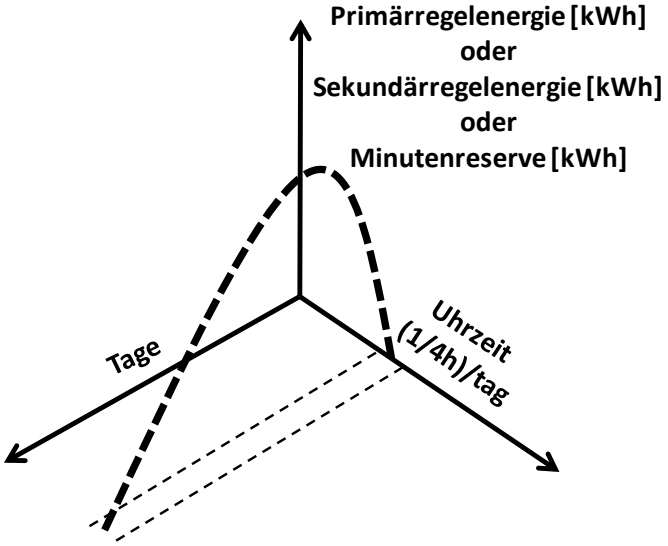

Abbildung 2: Top-Down Analysen des Regelenergiemarkts mit der Bestimmung der Verteilung der verschiedenen Regelenergiearten

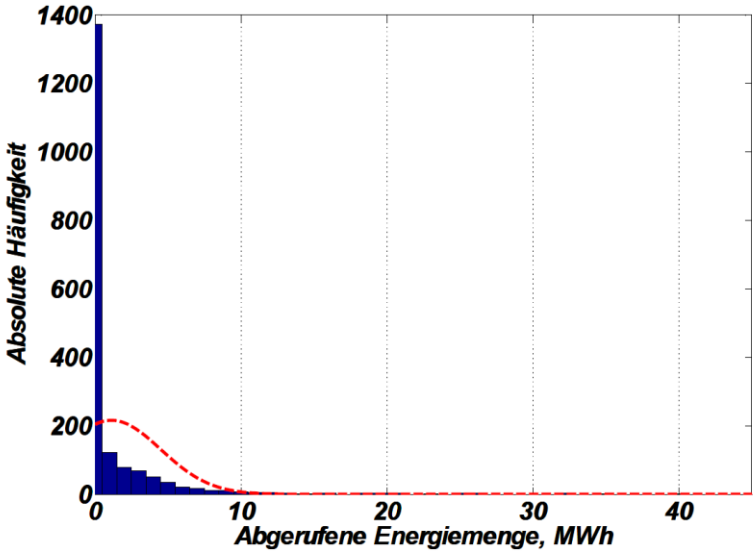

Abbildung 3: Histogramm für eine Zeiteinheit vom Jahr 2006 bis 2010 und dazugehörige Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion (strichlierte Linie)

2.3 Geschäftsmodelle „Marktkomponenten eines Geschäftsmodells“

Bei der Einführung von neuen Marktteilnehmern bezüglich der Integration der E-Fahrzeuge muss die zusätzliche Wertschöpfung bzw. der Mehrwert zwischen den neuen und etablierten Marktteilnehmer unterteilt werden (siehe [LKD10]). [KT04] eruierte das Zusammenspiel zwischen den EDVs (Electric Drive Vehicles) und großflächig angebrachten erneuerbaren Energietechnologien wie Wind und PV. In der erwähnten Arbeit wurde mit der Darstellung der Geschäftsmodelle die Wechselwirkung zwischen den verschiedenen Markteilnehmer bezüglich der Integration der EVs behandelt. Die Markteilnehmer stellen die Komponenten eines Geschäftsmodells dar, wobei mit der Definition deren Interaktionen, die Realisierung des Modells erfolgen kann.

Daher stellt eine Analyse von derzeitigen Interaktionen zwischen den Stakeholdern den Grundstein für die zukünftigen und neuartigen Geschäftsmodelle dar. Nach der Analyse der Position der verschiedenen Marktteilnehmer in der österreichischen Energiewirtschaft und der Funktionsweise des Regelenergiemarkts können das Stromgeschäft, der Zahlungsfluss und Informationsfluss als mögliche Wechselwirkungen zwischen einem Aggregator (Management einer Elektroautoflotte) und anderen Marktteilnehmern erwähnt werden (siehe Abbildung 4). Mit der Einführung der Aggregatoren gibt es im Prinzip keine direkte Wechselwirkung zwischen den Fahrzeugbesitzern und der Energiewirtschaft. Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt gäbe es dann einen Informationsaustausch zwischen dem Aggregator, Regelzonenführer (RZF), Bilanzgruppenkoordinator (BKO), Netzbetreiber und Energiemarkt (Hier: EEX (European Energy Exchange). Aus den Interaktionen und deren Beschreibung muss der Aggregator im Besitz der Informationen unterschiedlicher Kundengruppen und deren Potential für Bereitstellung der Regelreserve sein. Bei einem Ladesteuerungskonzept muss der Aggregator allenfalls auftretende Verluste für den Kunden abschätzen können, um dementsprechend einen passenden finanziellen Ausgleich vornehmen zu können. Damit soll der Aggregator finanzielle Anreize für seine Endkunden schaffen, um diese für die Teilnahe am Regelenergiemarkt (Ladesteuerung) gewinnen zu können. Die erwähnten finanziellen Anreize stellen einen wichtigen Bestandteil der Geschäftsmodelle dar. Das Prinzip des Aggregators beruht vor allem auf die Flexibilität seiner Kunden. Diese Flexibilität (Verschiebung von Lade- und Entladezeitpunkten) muss so hoch sein, dass sie von den anderen Marktteilnehmer (RZF, Netzbetreiber) wahrgenommen wird. Damit wird die Vorhersage einen wichtigen Teil der Aufgaben eines Aggregators bilden.

Mit der beschriebenen Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Marktteilnehmer, einer detaillierten Systemanalyse und wirtschaftlicher Ergebnisse der Konzepte G2V und V2G werden unterschiedlichen Geschäftsmodelle modifiziert und bewertet.

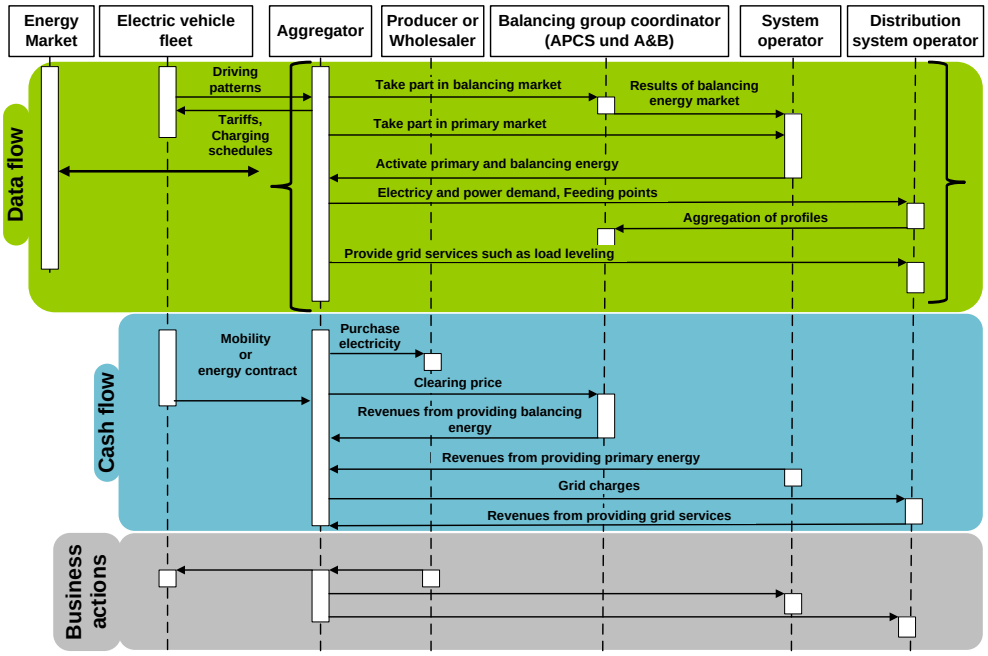

Abbildung 4: Integration von Elektrofahrzeuge im österreichischen Energiesystem

3 Datengrundlage

3.1 Mittel- und Niederspannungsnetzabschnitte

Mit der demographischen Analyse der Stadt Salzburg und Befragung des Netzbetreibers bezüglich der vorhanden Netzengpässe wurden Netzbezirke mit unterschiedlicher Dichte an verschiedenen Verbrauchergruppen aus der Stadt Salzburg ausgewählt. Die vorgesehene Netzanalyse wird sich dabei einerseits auf die Auswirkung der Elektrofahrzeuge auf die vorhandenen Mittelspannungsnetze der jeweiligen Zählbezirke und andererseits auf die Analyse von ausgewählten Niederspannungsnetzen beziehen. Für die Niederspannungsnetze wurden basierend auf den Stromverbrauchsdaten die Anzahl der Einwohner je Objekt ermittelt. Damit wurden mit Durchdringungsszenarien die genaue Anzahl an Elektrofahrzeugen je Haushalt ermittelt, um die Ladeprofile zu jedem Netzknoten zuordnen zu können. Der Bezirk Lungau im Süden des Bundeslandes Salzburg wurde auch als eine ländliche Region in den Betrachtungen berücksichtigt.

3.2 Fahr- und Batterieverhalten

Für die Ermittlung des Batteriestands pro Zeiteinheit mit der definierten Ladestrategie muss das Verbrauchsverhalten der Fahrzeuge bekannt sein. Hier wurden basierend auf [LI09] und der Ergebnisse einer Mobilitätserhebungen im Bundesland Salzburg Verbrauchsprofile abgeleitet. Die Eigenschaften der Li-Ionen Batterien, sowie die

Abhängigkeit des Ladeverhaltens vom Ladezustand werden auch in den Analysen berücksichtigt (siehe [SC08])

3.3 Durchdringungswerte für Elektromobilität

Die Durchdringungswerte der Elektrofahrzeuge in Österreich orientieren sich nach den Ergebnissen von [KL11]. Die Durchdringungswerte beziehen sich auf Plug-In Hybrid Fahrzeuge mit einer Batteriekapazität von 16 kWh und reine batteriebetriebene Fahrzeuge mit Kapazitäten von 16, 24 bzw. 48 kWh. Die verwendeten Durchdringungswerte für diese Arbeit ergeben sich aus einem Szenario, dass ein aktives politisches Eingreifen bezüglich der Förderung der neuen Technologien vorsieht. Hier wurde von einer schrittweisen Anhebung der Mineralölsteuer und gleichzeitig von einer Verschärfung der CO2-abhängigen Zulassungssteuer (NOVA) ausgegangen. Die Durchdringung der erwähnten Fahrzeugklassen liegt im Jahr 2030 bei rund 40 % und im Jahr 2050 bei ca. 98 %.

4 Ergebnisse

Die resultierenden Ergebnisse aus dieser Arbeit können wie folgt erwähnt werden:

1. Markt- und netzorientierte Ladestrategie, die sich aus der Analyse der Auswirkung der marktorientierten Ladestrategie auf ausgewählten Nieder- und Mittelspannungsnetzabschnitte ergeben.

2. Geschäftsmodelle: Ausgehend von der markt- und netzorientierten Ladestrategie (Bottom-Up Analyse), Modellbildung des Regelenergiebedarfs (Top-Down Analyse), wirtschaftlichen Bewertung der Konzepte G2V und V2G und Interaktionen zwischen den unterschiedlichen Stakeholdern können passende Geschäftsmodelle abgeleitet werden.

3. Ein Leitfaden für Marktteilnehmer: Im Zusammenhang mit einer erfolgreichen und nachhaltigen Integration der Elektrofahrzeuge (hohe Durchdringungsrate) wird ausgehend von den technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen, ein Leitfaden für verschiedene Marktteilnehmer (z.B. RZF, BKO, Netzbetreiber, Erzeuger, Aggregator) verfasst.

4. Aktionspläne für die Entscheidungsträger: Basierend auf dem erwähnten Leitfaden werden Aktionspläne für politische Entscheidungsträger und den Regulator erstellt. Damit werden die vorhandenen Barrieren bezüglich einer nachhaltigen Integration der E-Fahrzeuge in den ländlichen und städtischen Bereichen adressiert. Daraus werden Empfehlungen im Zusammenhang mit der benötigten Unterstützung für E-Fahrzeuge, Innovationsmechanismen in den Stromnetzen, neuen regulatorischen Ansätze und eventuelle Änderungen der Rahmenbedingungen des Energiemarktes abgegeben.

Literaturverzeichnis

[ENT09] Operation Handbook, P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, Version: v3.0 rev 15/01.04.2009, Information der Homepage https://www.entsoe.eu/nc/resources/publications/entso-e/operation-handbook/?sword_list[]=control

[HOE10] Hartmann, N.; Özdemir, E.D.: Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030, University of Stuttgart, Institute of Energy Economics and Rational Use of Energy, Paper in journal of Power Sources, doi:10.1016/j.jpowsour.2010.09.117

[KL11] Kloess, M.; Müller, A.: Simulating the impact of policy, energy prices and technological progress on the passenger car fleet in Austria—A model based analysis 2010–2050, Paper in Journal Energy Policy, doi:10.1016/j.enpol.2011.06.008, in press, 2011

[KT04] Kempton, W.; Tomić, J.: Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to support large-scale renewable energy, Journal of Power Sources, doi:10.1016/j.jpowsour.2004.12.022, in press, 2004

[LI09] Litzlbauer, M.: Erstellung und Modellierung von stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher mit MATLAB, Diplomarbeit, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der technischen Universität Wien 2009

[LKD10] Lerch, C.; Kley, F.; Dalliner, D.: New business models for electric cars- a holistic approach, working paper Sustainability and Innovation No. S 5/2010, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research, May 2010

[MU11] Mullan, J., et al.: Modelling the impacts of electric vehicle recharging on the Western Australian electricity supply system. Energy Policy (2011), doi:10.1016/j.enpol.2011.04.052

[NHD10] Clement-Nyns, K.; Haesen, E.; Driesen, J.: The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid, Paper in journal Electric Power Systems Research, doi:10.1016/j.epsr.2010.08.007, in press, 2010

[PA11] Panholzer, H. et.al.: Optimierter Regionaler Energieausgleich in elektrischen Netzen durch intelligente Speicherung, Auftragnehmer: VA TECH HYDRO GmbH, Studie aus der 2. Ausschreibung der Programmlinie Neue Energien 2020, Projektnummer: 818880, 2011

[SC08] Schuster, A.: Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen, Diplomarbeit, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der technischen Universität Wien 2008

[TK07] Tomić, J.; Kempton, W.: Using fleets of electric drive vehicles for grid support, Paper in Journal of power sources,doi:10.1016/j.jpowsour.2007.03.010, in press

[TV11] Timm, C.; Vierbach, C.: Elektromobilität- Chancen durch wertschöpfende Geschäftsmodelle nutzen, Zeitschrift Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61.jg.(2011) Heft 3