

Potentiale des Smart Meters für den Schweizer Strommarkt und Zielkonflikte hinsichtlich des Datenschutzes

Bachelorarbeit im Fach Informatik

vorgelegt

von

Aggeler David

09-725-516

D.Aggeler@gmx.net

Angefertigt am
Institut für Informatik
der Universität Zürich

Betreuender Professor: Prof. Dr. Lorenz Hilty

Betreuende Assistentin: Martina Huber

Abgabe der Arbeit: 14.01.2014

Danksagung

Ich möchte mich herzlichst bei Prof. Dr. Hilty und Martina Huber bedanken, dass sie sich die Zeit genommen haben, meine Bachelorarbeit zu betreuen und mir stets mit Rat und Tat zur Seite standen. Insbesondere danke ich Martina für die vielen spontanen und anregenden Diskussionen, ihre stete Hilfsbereitschaft und die gute Atmosphäre im Büro, sodass ich unter guten Voraussetzungen meine Bachelorarbeit verfassen konnte.

Abstract

Due to its hierarchical structure and the unidirectional flow of current, the traditional power grid is going to its limits. Furthermore the liberalization of Switzerland's electricity market comes along. Other political developments aim at a reduction of fossile energy sources, at an increase in renewable energy sources for electricity production, a step-by-step phase-out of nuclear energy and a reduction in energy consumption. As a result the swiss power grid has to face a series of challenges. The swiss power grid needs to be enhanced - for example to a smart grid - to be able to achieve the technical and political goals. Moreover the application of smart meters can help to achieve these goals.

This bachelor thesis aims at showing the potential of smart meters for Switzerland's electricity market and at discussing the conflict of goals regarding data privacy when applying smart meters. On one hand the application of smart meters enables remote meter reading, giving households a detailed feedback about its electricity consumption, or the introduction of different tariffs. On the other hand there are several risks to consider when using smart meters. These risks concern mostly data privacy and data integrity. There exist various approaches to ensure data privacy and data integrity as good as possible. One approach, which is based on the insights gained in this bachelor thesis, is grounded on the concept of paying electricity before using it.

Zusammenfassung

Das traditionelle Stromnetz stösst durch seinen hierarchischen Aufbau und den unidirektionalen Stromfluss allmählich an seine Grenzen. Hinzu kommt eine Liberalisierung des Schweizer Strommarktes. Weiter in die Zukunft reichende politische Entwicklungen befassen sich mit der Reduktion fossiler Energieträger aber einer Steigerung erneuerbarer Energiequellen für die Stromproduktion, einem schrittweisen Ausstieg aus der Atomenergie sowie einer Senkung des Stromverbrauches. Daraus entstehen zahlreiche Herausforderungen an das Schweizer Stromnetz. Es bedarf einer Weiterentwicklung des Stromnetzes, um den verschiedenen technischen und energiepolitischen Zielen begegnen zu können. Beispielsweise eine Weiterentwicklung zu einem Smart Grid. Auch der Einsatz von Smart Metern kann einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung dieser Ziele liefern.

In dieser Bachelorarbeit geht es um Potentiale von Smart Metern für den Schweizer Strommarkt sowie um Zielkonflikte hinsichtlich des Datenschutzes bei deren Einsatz. Zum einen ermöglicht der Einsatz von Smart Metern, Zählerstände aus der Ferne auszulesen, einem Haushalt ein detailliertes Feedback über dessen Stromverbrauch zu geben oder unterschiedliche Tarifmodelle einzuführen. Zum anderen sind bei der Verwendung von Smart Metern unterschiedliche Risiken zu berücksichtigen, welche sich vor allem auf den Datenschutz und die Datensicherheit beziehen. Es gibt unterschiedliche Ansätze, um die Datensicherheit und den Datenschutz so gut wie möglich zu gewährleisten. Einer dieser Ansätze ist ein in dieser Arbeit entwickeltes Prepaid-Smart Meter Konzept, das darauf basiert, Strom zu bezahlen, bevor man ihn bezieht.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Das Schweizer Stromnetz	4
2.1 Technische Sicht	4
2.1.1 Kraftwerkstypen - Grund- und Spitzenlast.....	5
2.2 Politische Sicht	6
2.2.1 Vor der Liberalisierung	6
2.2.2 Nach der Liberalisierung	7
2.2.3 Politische Zukunft Strommarkt Schweiz	8
3. Ein Smart Grid.....	9
3.1 Eine mögliche Definition	9
3.2 Treiber für ein Smart Grid	10
3.3 Herausforderungen an das heutige Stromnetz	11
3.4 Smart Meters und ein Smart Grid	11
4 Der Smart Meter	13
4.1 Eine mögliche Definition	13
4.2 Smart Meter vs. Smart Metering	13
4.3 Kommunikation	14
4.3.1 Zwischen Smart Metern und EVUs	14
4.3.2 Zwischen Smart Metern und Haushaltsgeräten	15
4.4 Potentiale	16
4.4.1 Feedback über das Stromverbrauchsverhalten	16
4.4.2 Demand Response.....	18
5. Smart Meter - Datenschutz/Datensicherheit	20
5.1 Gesetzliche Grundlage	20
5.2 Identifikation elektrischer Geräte eines Haushaltes.....	22
5.3 Aktuelle Risiken bezüglich Datenschutz/Datensicherheit	24
5.4 Ansätze, für Datenschutz und Datensicherheit	27
5.5 Diskussion der Ansätze	30
6. Entwicklung eines Konzeptes zur datenschutzfreundlichen Smart Meter Anwendung.....	33
6.1 Bereits bestehende Prepaid-Systeme für Strom	33
6.2 Neues Prepaid-Smart Meter Konzept.....	36
6.3 Diskussion des Prepaid-Smart Meter Konzeptes	38
7. Fazit.....	40
Literaturverzeichnis.....	43

Tabellenverzeichnis

5.1 ÜBERSICHT ÜBER DIE RISIKEN BEZÜGLICH DEM UMGANG MIT MESSDATEN VON SMART METERN	26
6.1 VOR- UND NACHTEILE EINES PREPAID-METER SYSTEMS FÜR EVU UND KUNDE.....	35

Abbildungsverzeichnis

1.1 NETZEBENEN IM SCHWEIZER STROMNETZ	4
2.1 KOMPONENTEN DES STROMPREISES.....	7
3.1 MÖGLICHE KOMPONENTEN EINES SMART GRIDS	10
4.1 KOMMUNIKATION SMART METER ZU EVU	15
5.1 LASTPROFIL EINES HAUSHALTES BASIEREND AUF 1-MINÜTIGEN INTERVALLEN.....	22
5.2 LASTPROFIL EINES BACKOFENS	22
5.3 ZUSAMMENHANG ZWISCHEN INTERVALLGRÖSSE UND INFORMATIONSDICHTE	23
5.4 VERSCHLÜSSELUNGS- UND ENTSCHLÜSSELUNGSPROZESS.....	29

Abkürzungsverzeichnis

AGB	Allgemeine Geschäftsbedingungen
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMM	Advanced Meter Management
AMR	Automatic Meter Reading
BFE	Bundesamt für Energie
CPP	Critical Peak Pricing
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
EDÖB	Eidgenössischer Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragter
EMG	Elektrizitätsmarktgesetz
EVUs	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
ETP SmartGrids	European Technology Platform SmartGrids
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile communications
GWh	Gigawattstunden
HAN	Home Area Network
HEMS	Home Energy Management Systems
HFID	High-Frequency Identity
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh/Jahr	Kilowattstunden pro Jahr
LFID	Low-Frequency Identity
MW	Megawatt
MWh/Jahr	Megawattstunden pro Jahr
PLC	Power Line Carrier
PM	Prepaid-Meter
PSM	Prepaid-Smart Meter
RTP	Real Time Pricing
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TOU	Time Of Use
TTP	Trusted Third Party
UVEK	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VSE	Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen
VSGS	Verein Smart Grid Schweiz

1. Einleitung

Das traditionelle Stromnetz stösst zunehmend an seine Grenzen. Es ist geprägt durch einen hierarchischen Aufbau und einen meist unidirektionalen Stromfluss. Hierarchisch, weil Strom von wenigen zentralen Produzenten zu vielen geographisch verteilten Verbrauchern transportiert wird. Unidirektional, weil es hauptsächlich dafür ausgelegt ist, dass Strom weg von den zentralen Produzenten hin zu den Verbrauchern fliesst. Es ist nicht dafür ausgelegt, dass Strom aus erneuerbaren Energiequellen an allen beliebigen Stellen des Netzes eingespeist werden kann (Brandt, 2010). Hinzu kommt, dass der Stromverbrauch über den Tagesgang hinweg nicht konstant ist. Zu unterschiedlichen Zeiten muss eine unterschiedliche Menge an Elektrizität produziert und bereitgestellt werden (Pathmaperuma & Schippl, 2011). Dies stellt eine Herausforderung für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs) dar, da ein stabiles Netz nur gewährleistet werden kann, wenn Stromangebot und Stromnachfrage im Gleichgewicht sind (A+, 2012). Diese Herausforderung wird umso grösser, je fluktuierender die Stromproduktion ist (VSGS, 2013).

In industrialisierten Ländern hat die elektrische Energie einen grossen Anteil am gesamten Teil der verbrauchten Energie. Ein massgeblicher Teil der verbrauchten Energie wird aus der Verbrennung fossiler Energieträger (z.B. Erdöl, Erdgas, Kohle) gewonnen, wodurch CO₂ freigesetzt wird (Brandt, 2010). Da fossile Energieträger nur begrenzt verfügbar sind, wird der Strompreis langfristig teurer. Des Weiteren wird durch deren Nutzung die Umwelt stark belastet und es gibt Hinweise für einen Zusammenhang zwischen dem Ausstoss an CO₂ in die Atmosphäre und der Erderwärmung. Auch sind die Energieträger geographisch nicht gleichmässig über die Erde verteilt, was letztendlich zu Abhängigkeiten führen kann (Pathmaperuma & Schippl, 2011). Es gibt also eine Vielzahl an Gründen, den Anteil fossiler Energieträger zur Gewinnung von Elektrizität respektive Energie zu minimieren.

In der EU gibt es Bemühungen, die Verwendung fossiler Energieträger zu reduzieren. Die EU will bis ins Jahr 2020 die Emissionen an Treibhausgasen um 20% verringern, dafür den Anteil erneuerbarer Energiequellen (z.B. Solar- und Windenergie) auf 20% anheben (EK, 2011). In der Schweiz will man mit der Energiestrategie 2050 den Energieverbrauch im Gebäudebereich, bei Elektrogeräten, in der Industrie und in der Mobilität senken und die Zunahme erneuerbarer Energiequellen fördern. Zusätzlich wird über einen Ausstieg aus der Atomenergie diskutiert, wobei die Atomausstiegsinitiative eine Rolle spielt. Sie sieht vor, dass bestehende Atomkraftwerke noch maximal 45 Jahre in Betrieb sein dürfen. Der Bundesrat empfiehlt jedoch, den indirekten Gegenvorschlag zur Atomausstiegsinitiative anzunehmen, wobei die jeweiligen Atomkraftwerke erst am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt würden (BR, 2013). Damit die EU und die Schweiz ihre Ziele erreichen können und weil das traditionelle Stromnetz zunehmend an seine Grenzen stösst, benötigt es eine Weiterentwicklung des Stromnetzes, beispielsweise zu einem Smart Grid. Auch eine flächendeckende Einführung von Smart Metern kann helfen, die Ziele zu erreichen. An dieser Stelle sei noch erwähnt, dass sich der Begriff "Konsument" in meiner Arbeit auf Personenhaushalte bezieht und dass beim Thema "Smart Meter" der Fokus auf deren Einsatz in Personenhaushalten liegt.

Ein Smart Grid soll unter anderem erlauben, elektrische Energie dezentral ins Netz einspeisen zu können, wobei insbesondere elektrische Energie aus "alternativen und erneuerbaren Energiequellen" gemeint ist (Brandt, 2010). Wenn es einfacher wird, erneuerbare Energiequellen an das Stromnetz anzuschliessen, kann auch der Impakt der Stromwirtschaft auf das weltweite Klima minimiert werden (Khurana, Hadley, Lu, & Frincke, 2010). Aber vor allem die Einspeisung von Elektrizität, die aus Wind- und Solaranlagen gewonnen wird, ist stark fluktuierend. Die bisher geläufige

Praxis ist, die kurzfristigen Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage durch Regelkraftwerke auszubalancieren. Das heisst, das Angebot wird der Nachfrage angepasst. Eine Idee im Zusammenhang mit einem Smart Grid ist, die Nachfrage stärker am Angebot auszurichten. Des Weiteren soll der Verbraucher auch zum Produzenten - sogenannter Prosumer - werden können. Eine Anpassung von der Nachfrage an das Angebot würde sich darin zeigen, dass Wasch- oder Spülmaschinen nicht immer zu beliebigen Tageszeitpunkten, sondern dann, wenn genug Energie zur Verfügung steht, benutzt werden können. Der Verbraucher könnte gleichzeitig als Produzent agieren, indem er zum Beispiel eine Photovoltaik-Anlage auf seinem Dach installiert und den dadurch gewonnenen Strom einerseits selbst verwendet und/oder andererseits in das Stromnetz einspeist. Zur Umsetzung von solchen Ideen braucht es aber auch die Akzeptanz der Konsumenten. Bis jetzt besteht das Konzept eines Smart Grids hauptsächlich als Idee und es gibt noch viele offene Fragen zu klären (Pathmaperuma & Schippl, 2011). Im Zusammenhang mit einem Smart Grid werden immer wieder Smart Meters genannt. Es gibt Quellen, die der Meinung sind, dass Smart Meters eine Voraussetzung für ein Smart Grid sind und andere behaupten, dass Smart Meters keine Voraussetzung für ein Smart Grid sind. Eine endgültige Aussage dazu wird in dieser Arbeit nicht getroffen. Es macht aber durchaus Sinn, Smart Meters und ein Smart Grid zusammen zu betrachten, um allfällige Synergien zu entdecken (VSGS, 2013).

Smart Meters können in den einzelnen Haushalten den Stromverbrauch messen und diese Messdaten dann dem EVU übermitteln. Dadurch kann das EVU versuchen, entweder durch Fernsteuerung oder unterschiedliche Tarifmodelle auf den Verbrauch der Konsumenten einzuwirken, um so Nachfrage und Angebot auszubalancieren (Brandt, 2010). Des Weiteren könnte durch den Einsatz von Smart Metern das Stromverhaltensverhalten der Konsumenten sowie deren Bewusstsein über ihren persönlichen Stromverbrauch potentiell beeinflusst werden. Dies erscheint wichtig, wenn man bedenkt, dass viele Leute nur eine begrenzte Ahnung davon haben, welche Geräte in ihrem Haushalt wieviel Strom verbrauchen (Darby, 2006). Im Gegensatz zu einem Smart Grid sind Smart Meters nicht nur eine Idee, sondern schon weltweit im Einsatz.

Generell kann in der EU mit einer zunehmenden Verbreitung von Smart Metern gerechnet werden. Das dritte Energiebinnenmarktpaket der EU verpflichtet die Mitgliedstaaten, bis zum Jahr 2020 80% der Stromverbraucher mit Smart Metern auszurüsten, sofern die für das jeweilige Land wirtschaftliche Bewertung positiv ausfällt (Aichele & Doleski, 2013). In Italien sind bereits 86% der Haushalte mit Smart Metern ausgerüstet. In den Niederlanden ist die flächendeckende Einführung von Smart Metern gesetzlich festgelegt und soll bis 2015 durchgeführt werden (Wissner, 2009). England will bis 2019 53 Millionen Smart Meters installieren. Auch in den USA schreitet die Verbreitung von Smart Metern voran. Dort sind bereits 22 Millionen Smart Meters installiert. In der Schweiz wäre gemäss Baeriswyl et al. (2012) eine flächendeckende Einführung von Smart Metern aus volkswirtschaftlicher Sicht rentabel. Bis 2035 wäre mit Geräten- und Installationskosten von 1 Milliarde Franken gegenüber einem wirtschaftlichen Nutzen von 1.5 bis 2.5 Milliarden Franken zu rechnen. Dieser würde hauptsächlich durch Stromeinsparungen bei den Endkunden erreicht (Baeriswyl et al., 2012). Vor einer flächendeckenden Einführung von Smart Metern gibt es nebst der wirtschaftlichen Bewertung Klärungsbedarf in weiteren Bereichen. Dazu gehört beispielsweise der Datenschutz, womit sich diese Arbeit unter anderem intensiv auseinandersetzt (VSE, 2010).

Im Folgenden wird in Kapitel 2 das Schweizer Stromnetz vorgestellt. Dabei wird auf die technische und die politische Sicht eingegangen. Kapitel 3 beschreibt eine mögliche Definition für ein Smart Grid und dessen Treiber. Auch werden die Herausforderungen an das heutige Stromnetz und die Frage, wie Smart Meters und ein Smart Grid zusammenpassen, erläutert. Den Hauptteil der Arbeit bildet Kapitel 4 und 5. In Kapitel 4 wird detailliert auf den Smart Meter, seine

Kommunikationsmöglichkeiten und seine unterschiedlichen Potentiale eingegangen. Kapitel 5 behandelt dann die Fragen des Datenschutzes und der Datensicherheit, die sich vor dem Hintergrund des Einsatzes von Smart Metern stellen. Zum Abschluss werden in Kapitel 6 Beispiele zu Prepaid-Meter Systemen, wie sie in der Praxis zum Einsatz kommen, beschrieben. Des Weiteren wird ein neues Konzept für eine datenfreundliche Smart Meter Anwendung vorgestellt. Die Arbeit wird durch ein Fazit abgeschlossen.

2. Das Schweizer Stromnetz

Im Folgenden wird das Schweizer Stromnetz genauer erläutert. Einerseits spielt dabei die technische Sicht eine Rolle. Aus welchen Komponenten besteht das Schweizer Stromnetz? Was haben wir für Kraftwerke in der Schweiz und wo speisen sie ihren Strom in das Stromnetz ein? Des Weiteren wird aufgezeigt, wieso es in der Schweiz verschiedene Kraftwerke gibt und was sie für unterschiedliche Funktionen übernehmen.

Andererseits spielt die politische Sicht bezüglich des Schweizer Stromnetzes eine bedeutende Rolle. Wie entwickelte sich die Strompolitik von Mitte der neunziger Jahre bis heute und welchen Einfluss hatte diese Entwicklung auf den Strompreis? Ein kurzer Ausblick über die politische Entwicklung des Strommarktes in der Schweiz schliesst diese Übersicht ab.

2.1 Technische Sicht

Das Schweizer Stromnetz besteht aus sieben unterschiedlichen Netzebenen (Abb. 1.1).

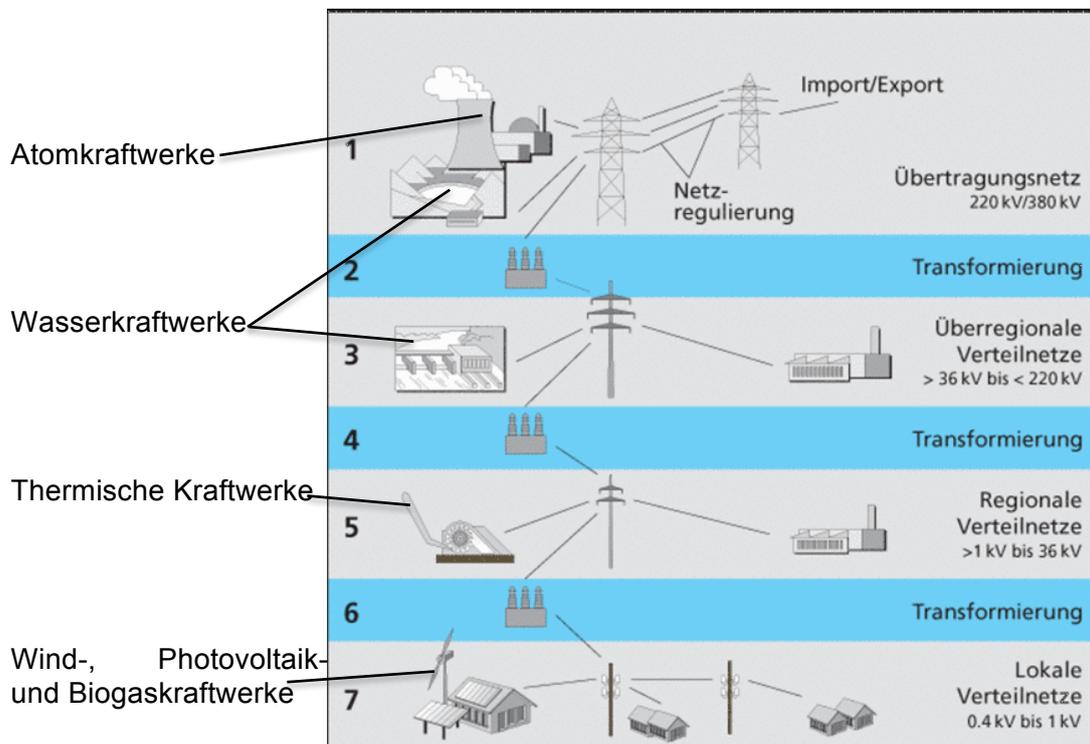


Abbildung 1.1: Netzebenen im Schweizer Stromnetz, Abbildung erweitert durch den Autor (Quelle: VSE (n.d.))

Dabei sind die Ebenen 2, 4 und 6 für die Transformierung der unterschiedlichen Spannungen zwischen den Netzen verantwortlich (A+, 2012). Die Transformierung findet bei sogenannten Unterstationen statt. Diese verbinden durch Transformatoren zwei Spannungsebenen (strom online, n.d.). Die Ebenen 1, 3, 5 und 7 sind die tatsächlich bestehenden Netze (A+, 2012). Auf dem Übertragungsnetz (Ebene 1) wird Strom mit sogenannter Höchstspannung von 380 Kilovolt (kV) bzw. 220 kV zu Unterstationen, die den Übergang vom Übertragungsnetz zum überregionalen Verteilnetz regeln, transportiert (swissgrid, 2012b). Mit dem überregionalen Verteilnetz (Ebene 3) wird Strom zur überregionalen Energieversorgung mit Hochspannung von 50 kV bis 150 kV einerseits an grosse Industrieanlagen verteilt,

andererseits an Unterstationen, die den Übergang vom überregionalen zum regionalen Verteilnetz regeln. Anhand der regionalen Verteilnetze (Ebene 5), welche auf dem Land hauptsächlich aus Freileitungen und in dichter besiedelten Gebieten aus Kabelleitungen bestehen, wird der Strom regional mit einer Mittelspannung von 10 kV bis 35 kV transportiert. Dabei werden Unterstationen, die den Übergang von den regionalen zu den lokalen Verteilnetzen regeln, sowie kleine bis mittlere Industriebetriebe, die oft eigene Transformatoren besitzen, beliefert. Bei den lokalen Verteilnetzen (Ebene 7), welche vorwiegend aus Kabelleitungen bestehen (strom online, n.d.), wird Strom mit einer Niederspannung von 400 Volt oder 230 Volt an die Haushalte, die Landwirtschaft und Gewerbebetriebe verteilt (A+, 2012).

Bezogen auf das Jahr 2012 stammen gemäss dem Bundesamt für Energie (BFE) 35.8% des in der Schweiz produzierten Stroms von Atomkraftwerken, 32.5% von Speicherkraftwerken, 26.2% von Laufwasserkraftwerken, 5.5% von "konventionell-thermischen und anderen" Kraftwerken. Speicher- und Laufwasserkraftwerke gehören zu den Wasserkraftwerken, weshalb 2012 mehr als die Hälfte des gesamten produzierten Stroms in der Schweiz aus Wasserkraftwerken gewonnen wurde (BFE, 2013). Von wem wird auf welcher Ebene Strom in das Schweizer Stromnetz eingespeisen? Normalerweise speisen Atomkraftwerke ihren Strom ins Übertragungsnetz, Wasserkraftwerke sowohl in das Übertragungs- als auch das überregionale Verteilnetz, thermische Kraftwerke in das regionale Verteilnetz und Wind-, Photovoltaik- und Biogaskraftwerke in das lokale Verteilnetz ein (A+, 2012).

2.1.1 Kraftwerkstypen - Grund- und Spitzenlast

Stromangebot und Stromnachfrage müssen einander entsprechen, damit ein stabiles Stromnetz garantiert werden kann. Dafür braucht es unterschiedliche Kraftwerke, welche vor dem Hintergrund des Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage verschiedene Funktionen übernehmen. Es gibt Kraftwerke, welche konstant gleich viel Strom produzieren, aber eine kleine Leistungsänderungsgeschwindigkeit - das ist die Geschwindigkeit, mit welcher ein Kraftwerk seine erzeugte elektrische Leistung ändern kann (Paschotta, 2013c) - haben. Andere Kraftwerke haben dafür eine hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeit.

Im Allgemeinen gibt es bezüglich benötigter elektrischer Leistung eine sogenannte Grundlast, eine Mittel- und eine Spitzenlast, wobei Grundlast auch als Bandenergie, Mittel- und Spitzenlast als Spitzenenergie bezeichnet wird. Die Grundlast bezieht sich auf den Anteil der elektrischen Leistung in einem Versorgungsgebiet, welcher ununterbrochen benötigt wird. Die Mittellast ist der Teil der benötigten elektrischen Leistung, der aus vorhersehbaren Schwankungen besteht, zum Beispiel aufgrund des vermehrten Einsatzes von Elektroheizungen im Winter. Spitzenlasten hingegen repräsentieren Strommengen, die relativ kurzfristig benötigt werden, wobei der grösste Teil der Spitzenlast ebenfalls gut vorhersehbar ist. Zum Beispiel zur Mittagszeit, wenn viele Elektroherde in Betrieb sind. Nun gibt es Kraftwerke, die sich eher für die Bereitstellung von Bandenergie eignen und andere, die entweder für Mittel- oder die Spitzenlasten zum Einsatz kommen. Für die Grundlast kommen häufig Laufwasserkraftwerke, Atomkraftwerke, Kohlekraftwerke oder Gaskraftwerke zum Einsatz (Paschotta, 2013a). Für die Mittellast sind es Steinkohle-, Gas-, Dampf- und Pumpspeicherkraftwerke (Paschotta, 2013d). Die Spitzenlast wird am ehesten durch Pumpspeicherkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke und Druckluftspeicherkraftwerke abgedeckt (Paschotta, 2013e). Wieso aber kommen Grundlastkraftwerke nicht zur Abdeckung von Mittel- und Spitzenlasten in Frage? Grundlastkraftwerke haben hohe Mindestbetriebszeiten, hohe Mindeststillstandzeiten und eine lange Anfahrdauer. Sie haben also eine geringe Leistungsänderungsgeschwindigkeit (Schmidt & Vohrer, 2010). Um aber Mittellasten abzudecken, bedarf es Kraftwerke, welche ihre Leistung innerhalb einer Stunde

anpassen können (Paschotta, 2013d). Um Spitzenlasten abzudecken, bedarf es Kraftwerke, welche ihre Leistung möglichst schnell an den geforderten Bedarf anpassen können (Paschotta, 2013e). Umgekehrt macht es keinen Sinn, Spitzenlastkraftwerke zu verwenden, um die Grundlast abzudecken. Grundlastkraftwerke können dieselbe Menge an Strom viel günstiger als Spitzenlastkraftwerke produzieren (Paschotta, 2013a).

2.2 Politische Sicht

Die Energie- und die darin enthaltene Elektrizitätspolitik entscheidet letztendlich darüber, in welchem Zeitraum und auf welche Art und Weise sich das Elektrizitätsnetz der Schweiz weiterentwickeln wird. Zuerst wird hier ein Überblick über die politischen Entwicklungen in der Strombranche über die letzten 20 Jahre gegeben. Dies legt die Basis für das Verständnis über die politische Zukunft im Strommarkt der Schweiz.

In der Schweiz herrschte schon Mitte der 90er Jahre eine Diskussion darüber, den Strommarkt zu liberalisieren. Eine Liberalisierung hätte zur Folge, dass alle Verbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen könnten (Vaterlaus & Wild, 2001). Das heisst, der Endverbraucher könnte dann selber entscheiden, ob er Strom aus Wasserkraft, Atomkraft oder von einer anderen Quelle beziehen will. Nun hat Europa bereits 1997 mit einer Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie die Voraussetzung für eine definitive Liberalisierung des Strommarktes im EU-Raum geschaffen (Portmann, 2003). Da nun die schweizerische mit der übrigen europäischen Elektrizitätsbranche eng verknüpft war und ist, konnte man sich der Liberalisierung des Strommarktes langfristig nicht entziehen (A+, 2012).

Um zu verstehen, was für Konsequenzen eine Liberalisierung des Strommarktes in der Schweiz mit sich bringt, wird der Schweizer Strommarkt zuerst vor und dann nach der Liberalisierung beleuchtet.

2.2.1 Vor der Liberalisierung

Vor der Liberalisierung des Strommarktes war die geographische Lage entscheidend dafür, von welchem Energieanbieter man überhaupt Strom beziehen durfte. Des Weiteren konnten Energieerzeuger, welche aber nicht zu den Verteilnetzbetreibern gehörten, ihren Strom nicht oder nur zu wirtschaftlich nicht rentablen Bedingungen ins Stromnetz einspeisen. Das Schweizer Verteilnetz gehörte den damals circa 1000 Verteilnetzbetreibern (Paetsch & Böck, 2009). Verteilnetzbetreiber sind alle Akteure, die ein Elektrizitätsnetz in der Schweiz führen. Sie sind dazu da, die Stromversorgung ihrer Endkunden sicherzustellen (swissgrid, 2012c). Die meisten dieser 1000 Verteilnetzbetreiber waren im Besitz der öffentlichen Hand. 1998 verfasste das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) einen Entwurf zu einem Elektrizitätsmarktgesetz (EMG). Das endgültige Ziel des EMG, welches innerhalb einer Übergangsfrist von sechs Jahren erreicht werden sollte, war, dass jeder Verbraucher seinen Stromlieferanten selbst wählen konnte. Des Weiteren sollte eine privatrechtliche schweizerische Netzgesellschaft alleine für das Übertragungsnetz (siehe 2.1 Technische Sicht) die Verantwortung tragen (Vaterlaus & Wild, 2001). So wurde im Jahr 2000 von den schweizerischen Verbundunternehmen freiwillig die ETRANS AG gegründet, welche sogleich ihre operativen Aktivitäten aufnahm. Das EMG aber wurde im Jahr 2002 im Rahmen einer Volksabstimmung abgelehnt. Trotzdem verfolgte der Bund weiterhin die Idee der Liberalisierung, weshalb im selben Jahr alle Verteilnetzbetreiber dazu gezwungen wurden, Energie von jeglichen Energieerzeugern aufzunehmen und mit einem festgelegten Preis abzugelten. Danach wurde am 15. Dezember 2006 die

ETRANS AG durch die swissgrid AG abgelöst, welche fortan die Verantwortung für das schweizerische Übertragungsnetz übernahm (Paetsch & Böck, 2009). Erst im Jahr 2007 folgte der nächste Anlauf für eine Liberalisierung. Die Bundesversammlung beschloss ein neues Gesetz, das Stromversorgungsgesetz (StromVG). Es trat Anfang 2009 in Kraft (Hafner, 2010).

2.2.2 Nach der Liberalisierung

Wie schon beim EMG wurde mit dem StromVG eine Marktöffnung in Etappen angestrebt. Zuerst konnten alle Grosskonsumenten mit einem Verbrauch von mehr als 100 Megawattstunden pro Jahr (MWh/Jahr) - der durchschnittliche Pro-Kopf-Verbrauch in der Schweiz ist ungefähr 13 mal kleiner und beträgt 7376 Kilowattstunden pro Jahr (kWh/Jahr) (BFE, 2013) - ihren Stromlieferanten unabhängig von ihrem geographischen Standort frei wählen (EiCom, 2008). Der ursprüngliche Plan war, dass die übrigen Stromkonsumenten mindestens bis Anfang des Jahres 2014 auf einen freien Marktzutritt warten müssen, wobei die Öffnung dem fakultativen Referendum untersteht (A+, 2012). Dieses Ziel wird aufgrund der Arbeiten am Atomausstieg im Bundesamt für Energie (BFE) nicht erreicht. Neuer Termin für die Strommarktöffnung ist nun das Jahr 2015 (Forster, 2013). Fakultatives Referendum bedeutet, dass entweder 50'000 Stimmberechtigte mit einer Unterschrift oder mindestens acht Kantone benötigt werden, um eine Volksabstimmung zu erzwingen (Leuthold & Bornand, 2012).

Des Weiteren trat 2009 eine sogenannte kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) in Kraft (Paetsch & Böck, 2009). Mit der KEV verfolgt man das Ziel, die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern und Produzenten von erneuerbarem Strom einen Preis zu garantieren, der ihre Produktionskosten deckt. KEV gibt es für Wasserkraft bis 10 Megawatt (MW), Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Biomasse und Abfälle aus Biomasse. Finanziert wird diese Vergütung durch alle Stromkonsumenten. Diese haben pro konsumierter Kilowattstunde (kWh) eine Abgabe in einer definierten Höhe zu entrichten (BFE, 2012).

Ein anderer Aspekt, der durch die Liberalisierung im Jahr 2009 beeinflusst wurde, betrifft den Strompreis. Er steigerte sich um durchschnittlich 7% (Hafner, 2010).

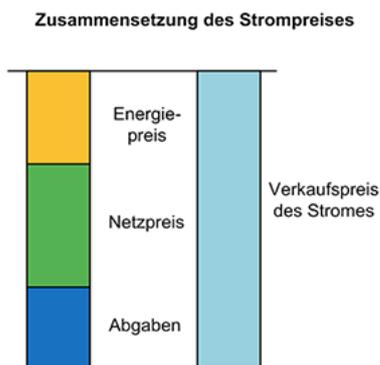


Abbildung 2.1: Komponenten des Strompreises (Quelle: Hafner (2010))

Der Strompreis setzt sich aus den folgenden Komponenten zusammen: Die Kosten für die Energieerzeugung (Energiepreis), die Netznutzungsentgelte (Netzpreis) und die Kosten für die Abgaben auf Stufe Endverteilung und Mehrwertsteuer (Abgaben) (Abb. 2.1) (Hafner, 2010). Netznutzungsentgelte werden vom Konsumenten an den Anbieter entrichtet. Dieser finanziert damit die Kosten für den Ausbau und den Erhalt des Stromnetzes (oekostrom online, n.d.). Seit der mit der Liberalisierung im Jahre 2009 eingeführten Änderungen hat sich der Strompreis relativ konstant gehalten. Das heisst, die Netzpreise sind von 2009 bis 2013 um 8.5% gesunken (2009: 9.6 Rp./kWh, 2013: 8.8 Rp./kWh).

Die Energiepreise hingegen sind bis 2013 um 5% gestiegen (2009: 8.6 Rp./kWh, 2013: 9.0 Rp./kWh). Die Abgaben letztlich sind um 8.9% gestiegen (2009: 0.98 Rp./kWh, 2013: 1.17 Rp./kWh). Die angegebenen Preise pro kWh verstehen sich als Durchschnittspreise über die Schweiz hinweg gesehen (VSE, 2013).

Wenn also kein Referendum ergriffen wird, ist 2015 die zweite Etappe der Liberalisierung - die vollständige Öffnung des Strommarktes - Tatsache. Des

Weiteren zeichnen sich schon neue politische Entwicklungen im Schweizer Strommarkt ab, welche im nachfolgenden Abschnitt erläutert werden.

2.2.3 Politische Zukunft Strommarkt Schweiz

Dass die Politik in der Schweiz einen bedeutenden Einfluss auf die Elektrizitätsbranche der Schweiz hatte, wurde durch die letzten 3 Unterkapitel gezeigt. Diesen wird sie aufgrund der mit der Energiestrategie 2050 verfolgten Ziele, welche sogleich erläutert werden, auch in Zukunft haben. Die Strompreisentwicklung sowie die Entwicklung neuer Technologien in naher Zukunft und daraus resultierende Konsequenzen für den Strommarkt werden interessant sein, zu beobachten.

Tatsache ist, dass der Bundesrat am vierten September 2013 folgende Ziele bezüglich der Energiestrategie 2050 veröffentlicht hat, wobei hier nur auf Punkte eingegangen wird, die einen Einfluss auf den Schweizer Strommarkt haben. Die anschliessend dargestellten Punkte wurden vom Schweizerischen Bundesrat veröffentlicht (BR, 2013).

1. Immer bevor neue oder bestehende Stromproduktionsanlagen, die fossile Energieträger benötigen, gebaut oder umgebaut werden, soll geprüft werden, ob dies notwendig ist.
2. Der Stromverbrauch soll gegenüber dem Jahr 2000 bis ins Jahr 2020 um 3%, bis 2035 um 13% und bis 2050 um 18% sinken.
3. Stromlieferanten, die jährlich 30 Gigawattstunden (GWh) oder mehr an ihre Konsumenten bringen, müssen Zielvereinbarungen erfüllen. Das heisst, sie müssen die Kunden dazu bringen, jedes Jahr Strom in der Höhe eines bestimmten Anteils ihres Absatzes einzusparen. Dieser Anteil wird vom Bundesrat bestimmt.
4. Der Anteil an erneuerbaren Energien bezüglich der Stromproduktion im Inland soll im Jahr 2020 mindestens 4400 GWh und 2035 mindestens 14500 GWh erreichen.
5. Bis 2035 sollen 37400 GWh pro Jahr aus Wasserkraft produziert werden.

Des Weiteren wird (siehe 1. Einleitung) über einen Ausstieg aus der Atomenergie diskutiert. Dabei bleibt abzuwarten, ob die Volksinitiative für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative) oder der indirekte Gegenvorschlag angenommen oder beides abgelehnt wird.

Zur Erfüllung der Zielvorgaben verfolgt der Bundesrat konkrete Massnahmen. Ein Umbau des Stromnetzes zu einem intelligenten Netz, ein sogenanntes Smart Grid, wird als notwendig erachtet. Dies deshalb, weil bestehende Stromnetze nicht für die stochastische Einspeisung von Wind- und Solarenergie geeignet sind. Des Weiteren wird ein Stromnetz gebraucht, das mit dezentralen Stromeinspeisungen zurecht kommt. Ein Smart Grid soll zusätzlich durch Smart Meters (intelligente Messsysteme) unterstützt werden. Der Bund plant eine Delegationsnorm zu schaffen, womit er die Stromanbieter dazu zwingen kann, Smart Meters, die vom Bund definierte technische Mindestanforderungen erfüllen, bei ihren Konsumenten bis zu einem gewissen Zeitpunkt zu installieren (BR, 2013).

Doch was genau ist ein Smart Grid, wie funktioniert es und wo kommen Smart Meters ins Spiel?

3. Ein Smart Grid

In diesem Kapitel wird zuerst eine mögliche Definition für den Begriff Smart Grid gegeben. Danach wird auf die verschiedenen Treiber für ein Smart Grid und auf die Herausforderungen an das heutige Stromnetz eingegangen. Abschliessend wird erläutert, inwiefern Smart Meters in einem Smart Grid eine Rolle spielen könnten.

3.1 Eine mögliche Definition

Gemäss der European Technology Platform SmartGrids (ETP SmartGrids) (2010) ist eine mögliche Definition eines Smart Grids die folgende:

Ein «Smart Grid» ist ein Elektrizitätssystem, das die Anforderungen aller angeschlossenen Netznutzer - Konsumenten, Erzeuger und solche, die beides sind (sog. «Prosumer») - erfüllt, um eine nachhaltige, wirtschaftliche und sichere Elektrizitätsversorgung sicherzustellen.

Ein «Smart Grid» integriert innovative Produkte und Dienstleistungen, zusammen mit intelligenter Überwachung, Steuerung, Kommunikation und selbstregenerierenden Technologien um

- den Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen jeglicher Grösse und Technologie zu ermöglichen;
- den Konsumenten eine aktive Rolle bei der Optimierung des Systembetriebs zu gewähren;
- die Konsumenten besser zu informieren und ihnen die Wahlfreiheit bei der Versorgung zu gewähren;
- den Einfluss des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems auf die Umwelt signifikant zu reduzieren;
- eine verbesserte Zuverlässigkeit und Sicherheit der Versorgung zu erreichen.

Zur Einführung von «Smart Grid» sind nebst technologischen, wettbewerblichen, ökonomischen Betrachtungen sowie Umweltverträglichkeit, rechtlichen Rahmenbedingungen, Standardisierung, Informations- und Kommunikationstechnologien und Umsetzungsstrategien auch gesellschaftliche Anforderungen und politische Vorgaben zu berücksichtigen. (S. 6), übersetzt durch BFE (2010, S. 7).

Abbildung 3.1 auf der nächsten Seite zeigt eine mögliche Darstellung der Komponenten eines Smart Grids.

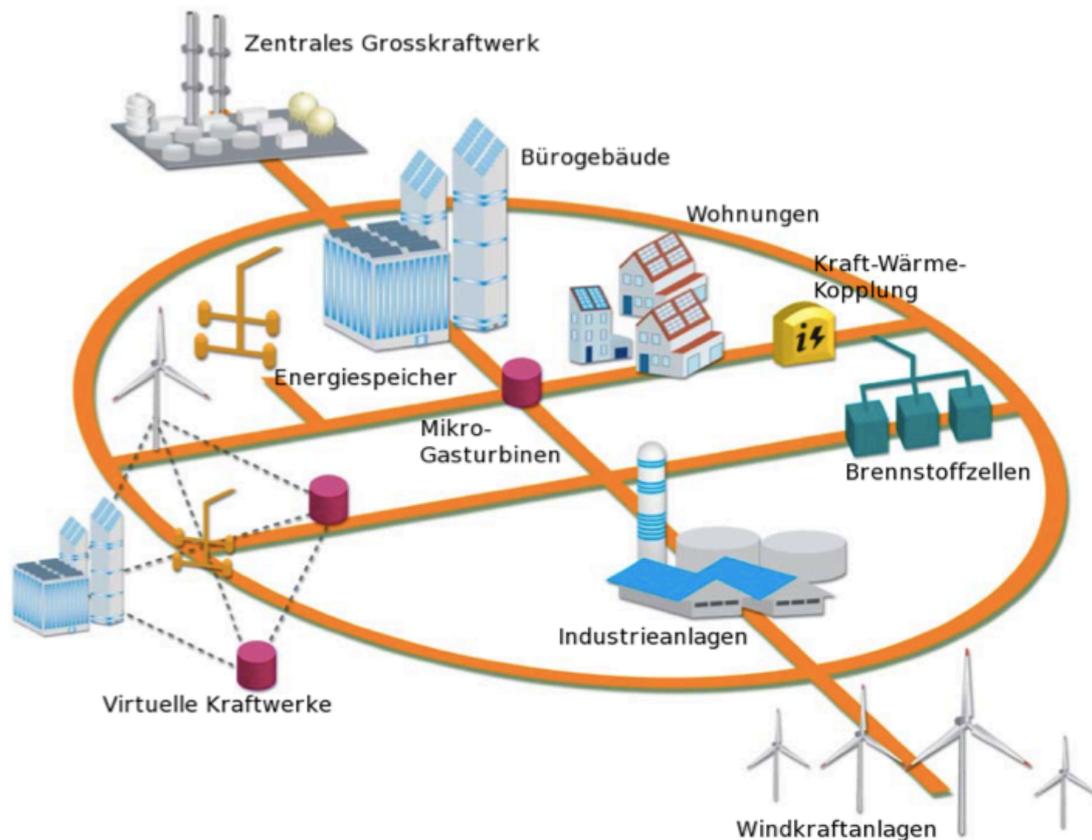


Abbildung 3.1: Mögliche Komponenten eines Smart Grids (Quelle: ETP SmartGrids (2006), übersetzt durch Brandt (2010))

3.2 Treiber für ein Smart Grid

Nachdem nun auf eine mögliche Definition von einem Smart Grid eingegangen wurde, geht der folgende Abschnitt auf Treiber für die Weiterentwicklung des heutigen Stromnetzes zu einem Smart Grid ein.

Treiber

Es gibt unterschiedliche Faktoren, die Treiber für die Weiterentwicklung des Stromnetzes darstellen. Dazu gehören die Versorgungssicherheit, der Markt und die Umwelt. Die Versorgungssicherheit ist ein Treiber, weil die Stromversorgung auch in Zukunft gesichert sein muss, wobei zukünftig aber weniger fossile Energieträger und mehr erneuerbare Energiequellen zur Elektrizitätsproduktion verwendet werden sollen. Der Markt ist ein Treiber, weil wir in den letzten Jahren eine Liberalisierung auf dem schweizerischen Elektrizitätsmarkt erlebt haben, wodurch Endkunden ihren Energieanbieter ab 2015 selbst wählen und mit selbst produzierter Elektrizität am Strommarkt teilnehmen können. Die Umwelt ist ein Treiber, weil eine Verminderung der Treibhausgasemissionen angestrebt wird. Dabei sollen fossile Energieträger vermehrt durch erneuerbare substituiert werden. In Abhängigkeit des geographischen Standortes werden aber unterschiedliche Technologien für die Elektrizitätsproduktion, welche verschiedene Einspeisecharakteristika haben, verwendet werden. Die Netzinfrastruktur muss mit diesem Umstand klarkommen. Es wird davon ausgegangen, dass die Treiber europaweit prinzipiell die gleichen sind und dass ein Smart Grid ein zentrales Instrument ist, um solche Zielsetzungen umsetzen zu können (BFE, 2010).

3.3 Herausforderungen an das heutige Stromnetz

Nebst den Treibern gibt es gleichzeitig eine Vielzahl an Herausforderungen an das heutige Stromnetz. Die meisten ergeben sich aus dem Umstand, dass man weniger fossile Energieträger, dafür aber mehr erneuerbare Energiequellen zur Stromproduktion verwenden will. Die folgende Aufzählung beinhaltet diese Herausforderungen:

1. Die Anzahl Stromproduzenten - allen voran kleine Stromerzeuger - steigt (swissgrid, 2012a).
2. Die Nachfrage nach Strom aus erneuerbaren Energiequellen wächst (swissgrid 2012a).
3. Die Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen nimmt zu (swissgrid 2012a).
4. Produktion von Strom aus "Sonnen- und Windkraft" ist stochastisch und somit schwierig vorhersehbar (swissgrid 2012a).
5. Stromübertragungsnetze müssen intelligenter werden. Das heisst, Angebot und Nachfrage müssen besser aufeinander abgestimmt werden, die Netze müssen automatisierter werden (swissgrid 2012a).
6. Zusätzliche Speicherkapazitäten müssen geschaffen werden (swissgrid 2012a).
7. Es muss eine Möglichkeit geben, die Stromnachfrage an die Stromerzeugung anzupassen und nicht umgekehrt (Mayer & Dänekas, 2013).
8. Das Netz muss über genügend Übertragungskapazitäten verfügen, um Strom (v.a. aus erneuerbaren Energiequellen) über ganz Europa transportieren zu können (ETP SmartGrids, 2010).
9. Die Konsumenten müssen fähig sein, als Konsument und/oder Produzent aktiv am Stromnetz teilzunehmen (ETP SmartGrids 2010).
10. Es wird erwartet, dass die Anzahl elektrisch betriebener Fahrzeuge stark ansteigt (ETP SmartGrids 2010).

Eine Weiterentwicklung des heutigen Stromnetzes scheint unumgänglich, um die Herausforderungen daran zu meistern. Wie genau die Herausforderungen bewältigt werden können, ist nicht Teil dieser Arbeit. Vielmehr wird im nächsten Abschnitt die Frage beantwortet, auf welche Art und Weise Smart Meters in einem Smart Grid vorkommen könnten beziehungsweise welche Synergieeffekte zwischen Smart Meters und einem Smart Grid bestehen könnten.

3.4 Smart Meters und ein Smart Grid

Es gibt eine Fülle an Möglichkeiten, auf welche Art Smart Meters in einem Smart Grid eingesetzt werden könnten. Es finden sich in der Literatur aber auch eine Menge an Hinweisen, dass Smart Meters nicht zwingend eine Voraussetzung für ein Smart Grid sind:

- Smart Meters sind keine Voraussetzung, damit ein Smart Grid bestehen kann (VSGS, 2013).
- Zahlreiche Funktionen (z.B. eine verbesserte Überwachung des Stromnetzzustandes) können auch durch die Verwendung zusätzlicher Sensorknoten erreicht werden (Baeriswyl et al., 2012).
- Es gibt viele Alternativen zu Smart Metern, um Smart Grid Anwendungen implementieren zu können (Galli, Scaglione, & Wang, 2011).

Das BFE (2009) ist bezüglich der Frage, ob Smart Meters eine Voraussetzung für ein Smart Grid sind, ganz anderer Meinung: "Smart Metering ist die Voraussetzung für Smart Grid. Diese Meinung wird von vielen europäischen Studien und Technologieprogrammen vertreten" (S. 22).

Zur Klärung des Begriffs Smart Metering siehe 4.2 Smart Meter vs. Smart Metering. Es besteht folglich keine Einigkeit darüber, ob Smart Meters nun eine Voraussetzung für ein Smart Grid sind. Eine guter Mittelweg formuliert der Verein Smart Grid Schweiz (VSGS). Er ist der Meinung, dass es durchaus Sinn macht, Smart Meters und ein Smart Grid zusammen zu betrachten, um allfällige Synergien offenzulegen (VSGS, 2013). Die folgende Aufzählung beschreibt, auf welche Art Smart Meters ein Smart Grid unterstützen könnten:

- Eine wichtige Komponente in einem zukünftigen Smart Grid sind Smart Meters, welche sowohl eine dynamische Preissetzung also auch einen bidirektionalen Stromfluss zwischen Haushalten und einem Smart Grid ermöglichen (Molina-Markham, Shenoy, Fu, Cecchet, & Irwin, 2010).
- Im Konzept eines Smart Grids übernehmen Smart Meters eine bedeutende Rolle, indem sie es ermöglichen, elektrische Geräte in den Haushalten zu steuern (Jeske, 2011).
- Weltweit ist es das Ziel, Strom effizienter zu nutzen. Der Smart Meter wird dabei als Grundbaustein eines Smart Grids eine signifikante Rolle übernehmen (Hartmeier, 2010).
- Smart Meters ermöglichen die Zählerfernauslesung, einen bidirektionalen Datenaustausch zwischen allen am Markt teilnehmenden Akteuren sowie die Möglichkeit, die Stromanschlüsse von Kunden abzuschalten. Des Weiteren ermöglichen sie es, dem Stromkonsumenten Informationen über sein Stromverhaltensverhalten zu geben (BFE, 2010)
- Durch Smart Meters wird eine bessere Koordination zwischen Stromangebot und Stromnachfrage durch den Einsatz von Tarifmodellen ermöglicht. Dies kann zu Einsparungen im Netzausbau führen, da das Netz dadurch effizienter ausgelastet ist (Baeriswyl et al., 2012).

Smart Meters könnten ein Smart Grid also unterstützen. Des Weiteren ist im europäischen Raum mit einer gesteigerten Einführung von Smart Meters zu rechnen. So haben sich Frankreich, Österreich, und England 2011 für einen flächendeckenden Rollout von Smart Meters entschieden. In Frankreich sollen 35 und in England 53 Millionen Smart Meters bis 2018 respektive 2019 installiert werden. Österreich will, dass 95% aller Haushalt bis 2018 über einen Smart Meter verfügen und Italien hat bereits 36 Millionen Smart Meters installiert (Baeriswyl et al., 2012). Auch wurde in der Einleitung dieser Arbeit schon erwähnt, dass das dritte Energiebinnenmarktpaket der EU die Mitgliedstaaten verpflichtet, bis zum Jahr 2020 80% der Stromverbraucher mit Smart Metern auszurüsten, sofern die für das jeweilige Land wirtschaftliche Bewertung positiv ausfällt (Aichele & Doleski, 2013).

Zusammenfassend kann man sagen, dass mit einer Verbreitung von Smart Metern im europäischen Raum gerechnet werden kann und dass Smart Meters eine unterstützende Funktion in einem Smart Grid übernehmen können. Unter diesen Voraussetzungen und falls die wirtschaftliche Bewertung für die Mitgliedstaaten der EU mehrheitlich positiv ausfällt und tatsächlich 80% der Stromverbraucher mit Smart Metern ausgerüstet werden, sollten diese auch in einem Smart Grid eingesetzt werden. Dasselbe gilt für die Schweiz. Im nächsten Abschnitt wird nun geklärt, was genau unter einem Smart Meter verstanden werden kann.

4 Der Smart Meter

In diesem Kapitel wird zuerst der Begriff Smart Meter definiert. Danach wird auf die Kommunikationsmöglichkeiten zwischen EVU und Smart Meter und zwischen Smart Meter und Haushaltsgeräten sowie die verschiedenen Potentiale eines Smart Meters eingegangen.

4.1 Eine mögliche Definition

Bei einem Smart Meter handelt es sich um einen Verbrauchszähler. Der Begriff wird meistens mit Smart Meters für elektrischen Strom assoziiert, obwohl es auch ein Messgerät für Erdgas, Flüssiggas, Nah-/Fernwärme, Dampf und Wasser sein kann (Baeriswyl et al., 2012). In dieser Arbeit bezieht sich der Begriff Smart Meter auf Smart Meter für elektrischen Strom.

Nun gibt es unterschiedliche Arten von neuartigen Stromzählern, von welchen aber nur die letzte der hier vorgestellten Arten zu den Smart Metern gehört. Einerseits solche, bei denen nur eine Fernauslesung getätigt werden kann. Solche Stromzähler bezeichnet man auch als Automatic Meter Reading (AMR). Die nächste technisch versiertere Stufe von Stromzählern, genannt Advanced Meter Management (AMM) oder Advanced Metering Infrastructure (AMI), besitzt nebst den Funktionen eines AMR zusätzlich bidirektionale Kommunikationsmöglichkeiten. Also vom EVU zum Stromkonsumenten und umgekehrt. Mit diesen Stromzählern kann die Stromzufuhr limitiert oder abgeschaltet oder Preisinformationen an den Stromkonsumenten übermittelt werden. Den grössten Funktionsumfang bieten die Smart Meters. Sie besitzen alle Fähigkeiten von AMM. Zusätzlich erlauben sie das Abschalten mehrerer Stromkonsumenten gleichzeitig. Dies kann helfen, Angebot und Nachfrage im Stromnetz anzugleichen beziehungsweise Demand Side Management zu betreiben. Des Weiteren können sie auf Preisveränderungen automatisch reagieren (Deconinck, 2010).

4.2 Smart Meter vs. Smart Metering

Oft wird in der Literatur auch von Smart Metering gesprochen. Deshalb wird hier erläutert, was genau mit dem Begriff Smart Metering assoziiert wird und ob überhaupt ein Unterschied zum Begriff Smart Meter besteht. Ziel ist es, Unklarheiten darüber, ob die in dieser Arbeit aufgezählten Potentiale nur für Smart Meters oder eben auch für Smart Metering gelten, zu vermeiden.

Gemäss dem Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2010) versteht man unter Smart Metering folgendes: "Mit Smart Metering bezeichnet man das Verfahren Bezügeranschlüsse mit Smart Metern auszurüsten, zu verwalten und Messdaten auszulesen" (S. 14). Dabei verfügen Smart Metering Systeme über unterschiedliche Funktionalitäten, welche zum Teil direkt im Smart Meter integriert sind. Dazu gehören unter anderem die Erfassung von Wasser, Gas und Wärme, die Messung der Spannungsqualität beim Anschluss eines Stromkonsumenten, eine variable Preissetzung oder ein Feedback an den Stromkonsumenten (VSE, 2010).

Bei Smart Metering geht es also um den effektiven Einsatz eines Smart Meters zum Beispiel in einem Haushalt und das Nutzen seines Funktionsumfangs. Eine Unterscheidung der beiden Begriffe scheint nicht sinnvoll und da in der Literatur kein Unterschied zwischen den beiden Begriffen gemacht wird, verzichtet der Autor in dieser Arbeit ebenfalls darauf.

4.3 Kommunikation

Smart Meters sind das Bindeglied zwischen dem EVU und dem Stromkonsumenten (Baeriswyl et al., 2012). Es gibt viele Arten, wie Smart Meters einerseits mit dem EVU und andererseits mit den Haushaltsgeräten kommunizieren können. Anschliessend wird zuerst auf die Kommunikation zwischen Smart Metern und EVU und dann auf die Kommunikation zwischen Smart Metern und Haushaltsgeräten eingegangen. Welche der vorgestellten Möglichkeiten beziehungsweise welche Kombination davon sich in der Schweiz etablieren wird, lässt sich schwer abschätzen.

4.3.1 Zwischen Smart Metern und EVUs

Aktuelle Kommunikations-Standards bezüglich der Verbindung von Smart Metern und den EVUs können grundsätzlich in 2 Gruppen eingeteilt werden. Solche, die auf einer verkabelten und solche, welche auf einer drahtlosen Infrastruktur basieren. Ein günstiger und auf einer verkabelten Infrastruktur basierender Kommunikationsstandard ist die Datenübertragung über das Stromnetz, die sogenannte Power Line Communication respektive Power Line Carrier (PLC) (Lewis, Iqic, & Zhou, 2009). Dabei braucht jeder Smart Meter ein PLC Modem. Das PLC Modem muss über das Stromnetz mit Datenkonzentratoren (Datensammelstellen) Kontakt aufnehmen können. Die Datenkonzentratoren befinden sich üblicherweise bei Transformatorstationen, welche das Mittel- und Niederspannungsnetz miteinander verbinden. Vorteilhaft bei diesem Ansatz ist, dass ein Smart Meter über die bereits bestehende Stromleitung kommunizieren kann. Es werden keine zusätzlichen Kabelverbindungen benötigt. Zusätzlich sind die Datenkonzentratoren im Stande, Broadcast-Nachrichten zu verschicken. Sie können also mehrere Smart Meters gleichzeitig kontaktieren. Wenn aber Verbindungsprobleme aufgrund defekter Stromleitungen auftauchen, ist der Smart Meter nicht mehr erreichbar. Bei diesem Ansatz sind Übertragungsraten von circa 4 Kilobits pro Sekunde zu erwarten (Deconinck, 2010).

Eine auf einer drahtlosen Infrastruktur basierende Möglichkeit nutzt die bestehende Telefonleitung. Dabei verbindet sich der Smart Meter über ein Telefonmodem mit dem EVU. Das Aufbauen einer Verbindung kann Zeit in Anspruch nehmen. Des Weiteren unterstützt eine normale Telefonverbindung kein Multicasting. Es können also nicht mehrere Smart Meters mit derselben Verbindung gleichzeitig angesprochen werden. Sie müssen seriell angesprochen werden, was Zeit benötigt. Im Falle defekter Stromleitungen ist der Smart Meter trotzdem fähig, sich mit dem EVU zu verbinden, falls das Telefonmodem nicht vom Stromnetz abhängig ist. Bei diesem Ansatz sind die Übertragungsraten zwischen 56 und 128 Kilobit pro Sekunde möglich. Erstere für analoge, letztere für digitale Telefonanschlüsse (Deconinck, 2010).

Die dritte Möglichkeit nutzt eine bestehende Breitband-Internetverbindung zur Verbindung von Smart Metern und EVU. Im Falle einer Kabel-Internetverbindung ist es möglich, Broadcast-Nachrichten an mehrere Smart Meters gleichzeitig zu versenden. Es kann aber zu erhöhten Kosten kommen, sofern noch keine Breitband-Internetverbindung beim entsprechenden Stromkonsumenten vorhanden ist. Hier können Daten von mehreren Megabit pro Sekunde übertragen werden (Deconinck, 2010).

Zu guter Letzt könnte man auch das bestehende Mobiltelefonnetz brauchen. Hierbei müssten Smart Meters entweder mit einem GPRS (General Packet Radio Service) oder einem UMTS Modem ausgestattet werden (Deconinck, 2010). GPRS, ein digitales Mobilfunksystem der zweiten Generation, ist eine Datenübertragungsart, welche Datenpakete über GSM (Global System for Mobile communications) vermittelt

(ITWissen, n.d.-a). Bei GSM geht es um eine digitale Datenübertragung für Mobilfunksysteme (ITWissen, n.d.-b). UMTS ist ein digitales Mobilfunksystem der dritten Generation. Ein wesentlicher Unterschied zu GSM ist, dass es höhere Übertragungsraten ermöglicht (BAKOM, 2005). Bei GPRS sind Übertragungsraten von bis zu 171.2 Kilobits pro Sekunde, bei UMTS bis zu 2 Megabits pro Sekunde möglich (ITWissen, n.d.-d). Mobilfunkanbieter jedoch bieten keine Garantie dafür, dass diese Arten von Mobilfunknetze auch noch in 15 Jahren in Betrieb sein werden (Deconinck, 2010).

Wenn Smart Meters oft Daten übertragen sollen (z.B. jede Viertelstunde), braucht es höhere Übertragungsraten. Hier wären Breitband-Internetverbindungen oder UMTS Mobilfunksysteme geeignet. Wenn Echtzeit-Verbindungen zu Smart Metern gewünscht sind, wären Verbindungen über das Stromnetz per UMTS geeignet. Spielen niedrige Kosten eine Rolle, kämen Internetverbindungen und das bestehende Stromnetz zum Einsatz (Deconinck, 2010).

Welche der oben beschriebenen Kommunikationsmöglichkeiten in der Schweiz eingesetzt werden können, ist in der Folgeabschätzung einer Einführung von "Smart Metering" im Zusammenhang mit "Smart Grids" in der Schweiz vom BFE klar erläutert. Das BFE prüft in seiner Folgeabschätzung unterschiedliche Smart-Metering-Einführungsszenarien, wobei aber bei allen Szenarien der genau gleiche Ausbau der Infrastruktur geplant ist. Die Art der Kommunikation zwischen Smart Metern und EVU und umgekehrt ist in allen Szenarien dieselbe. Dabei plant das BFE den Einsatz einer Hybridform, es kombiniert also unterschiedliche Ansätze miteinander. In Abbildung 4.1 ist der geplante Kommunikationsprozess abgebildet.

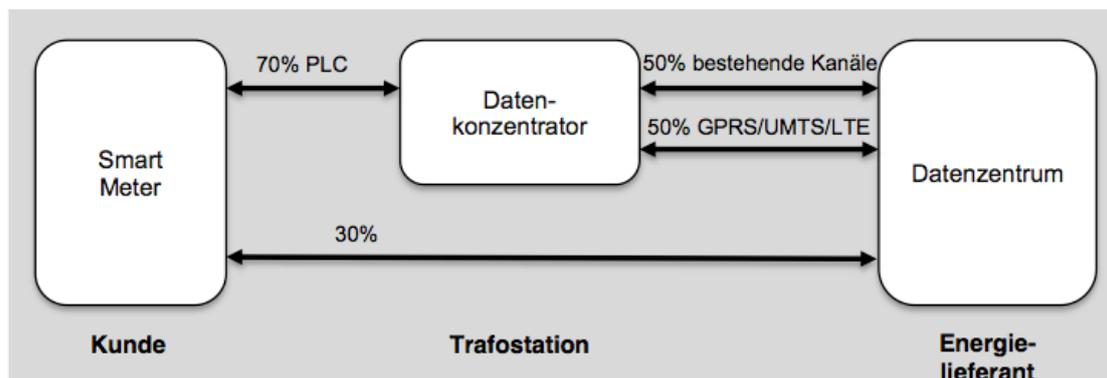


Abbildung 4.1: Kommunikation Smart Meter zu EVU (Quelle: Baeriswyl et al. (2012))

70% der Smart Meters befinden sich in mehr oder weniger dicht besiedelten Gebieten. Dort wird davon ausgegangen, dass eine Kommunikation per (PLC) gut funktioniert. 30% der Smart Meters befinden sich in weniger dicht besiedelten Gebieten. Dort nimmt man an, dass eine drahtlose Kommunikation über GPRS/UMTS/LTE geeignet ist. Die Smart Meters, die PLC verwenden, sollen mit Datenkonzentratoren, die in Transformationsstationen installiert werden, kommunizieren. Aktuell haben ungefähr 50% der Transformationsstationen eine Verbindung zu einem Energielieferanten. Bei der anderen Hälfte sollen GPRS/UMTS/LTE-fähige Kommunikationsmodule installiert werden. Die Datenkonzentratoren sammeln also die Verbrauchswerte und senden sie an den Energielieferanten. Die 30% der Smart Meters, die per GPRS/UMTS/LTE Daten übermitteln, senden diese direkt an den Energielieferanten (Baeriswyl et al., 2012).

4.3.2 Zwischen Smart Metern und Haushaltsgeräten

Eine Möglichkeit, dass ein Smart Meter mit den elektronischen Geräten im Haushalt (z.B. Waschmaschine, Computer usw.) kommunizieren kann, besteht darin, im

entsprechenden Haushalt ein Home Area Network (HAN) aufzubauen (Niyato, Xiao, & Wang, 2011). Ein HAN ist ein Netzwerk, das konzipiert wurde, um unterschiedlichste elektronische Geräte miteinander zu verbinden und um diese zentral steuern zu können (ITWissen, n.d.-c). Ein solches HAN kann entweder per PLC oder aber auch über ZigBee aufgebaut und mit einem Smart Meter verbunden werden (Niyato et al., 2011). Zigbee ist eine für den Haushalt, die Industrie und die Gebäudesteuerung entwickelte Funknetz-Technik (ITWissen, n.d.-e).

Gerade weil der Smart Meter fähig ist, Messdaten an das EVU zu übermitteln sowie auch Informationen (z.B. über Preise oder Steuersignale) vom EVU entgegenzunehmen (bidirektionale Kommunikation), birgt die Smart Meter Technologie einige Potentiale, von welchen im nächsten Abschnitt einzelne vertieft besprochen werden.

4.4 Potentiale

In diesem Abschnitt wird auf die Funktionalitäten eines Smart Meters eingegangen, die ein Potential zur Verminderung des Stromkonsums durch den Konsumenten sowie zur Lastverschiebung aufweisen. Bei Ersterem geht es um das Feedback an den Konsumenten über dessen Stromverbrauchsverhalten und bei Letzterem geht es um Demand Response (DR).

4.4.1 Feedback über das Stromverbrauchsverhalten

Es gibt viele unterschiedliche Möglichkeiten, auf welche Art man einem Stromkonsumenten ein Feedback über seinen Stromverbrauch geben kann, wobei man die einzelnen Feedbackarten auch untereinander kombinieren kann. Das hauptsächliche Ziel eines Feedbacks ist, dass der Konsument sich bewusster über sein Stromverbrauchsverhalten wird. Dadurch erhofft man sich, dass der Konsument seinen Stromkonsum reduziert. Es wurden bereits viele Studien über den Nutzen solcher Feedbacks gemacht, wobei grundsätzlich festgestellt werden konnte, dass Stromkonsumenten durch ein regelmässiges Feedback tatsächlich Elektrizität einsparen. Die eingesparten Mengen variieren jedoch von Studie zu Studie.

In vielen Haushalten ist der Stromkonsum für die Bewohner eines Haushaltes nicht auf eine für sie sichtbare Art dargestellt. Ihnen Informationen zum Stromkonsum anzuzeigen, bedeutet, ihnen ein Feedback über ihren Konsum zu geben. Ein solches Feedback kann den einzelnen Konsumenten unterstützen, Elektrizität einzusparen (Darby, 2006).

Hier kommt der Smart Meter ins Spiel. Er erfasst den Verbrauch über den Stromkonsum in einem Haushalt. Diese Messdaten können dann in unterschiedlicher Darstellung über verschiedene Kanäle dem Kunden kommuniziert werden. Das heisst, dem Kunden kann ein Feedback über seinen Stromkonsum gegeben werden. Zu den möglichen Kommunikationskanälen, über welche ein Feedback gegeben werden kann, gehören unter anderem Webportale, Smartphones, Inhome Displays oder Kundenschriften (Baeriswyl et al., 2012).

Es gibt drei unterschiedliche Arten von Feedback: Direktes, indirektes oder unbeabsichtigtes Feedback. Beim direkten Feedback werden die erhobenen Messdaten unbearbeitet entweder durch den Smart Meter selbst oder einen externen Monitor an den Konsumenten kommuniziert. Beim indirekten Feedback werden die Messdaten zuerst in bearbeitet. Danach werden sie - in den meisten Fällen in Kombination mit einer Stromrechnung - an den Konsumenten übermittelt. Unbeabsichtigtes Feedback kann auftreten, wenn der Konsument zum Prosumer wird, also wenn er selber Strom erzeugt. Bei Prosumern steigt die

Wahrscheinlichkeit, dass sie sich detailliert über ihren Stromverbrauch bewusst sind (Darby, 2006).

Beim indirekten Feedback wurde erwähnt, dass die Daten auf unterschiedliche Art bearbeitet werden können, bevor dem Konsumenten ein Feedback gegeben wird. Zum Beispiel sind historische Vergleiche möglich. Dabei wird ein Vergleich zwischen dem aktuellen Stromkonsum und dem Stromkonsum früherer Perioden angestellt (Jain, Taylor, & Peschiera, 2012). Des Weiteren gibt es normative Vergleiche. Hierbei wird der eigene Stromkonsum mit dem Stromkonsum anderer Haushalte verglichen. Solche Vergleiche sind umso sinnvoller, je ähnlicher die verglichenen Haushalte miteinander sind. Haushalte können sich einander bezüglich unterschiedlicher Charakteristika ähnlich sein. Zu diesen gehören unter anderem die Anzahl Quadratmeter an Wohnfläche, die Anzahl Bewohner und das Baujahr. Eine weitere Möglichkeit für ein indirektes Feedback ist das Goal Setting, was soviel bedeutet, wie eine Zielsetzung festzulegen. Entweder tut dies eine externe Partei oder der Haushalt selbst. Eine mögliche Zielsetzung ist, dass ein Haushalt im nächsten Monat eine gewisse Anzahl an Prozent Strom weniger konsumieren soll. Dabei soll das Ziel nicht unrealistisch aber auch nicht zu einfach zu erreichen sein. Um zu vermitteln, wie viel Strom einzelne Haushaltsgeräte verbrauchen, ist eine sogenannte Disaggregation der Messdaten sinnvoll. Damit gewinnen die Konsumenten ein besseres Verständnis über den individuellen Stromkonsum ihrer jeweiligen Haushaltsgeräte (Karjalainen, 2011). Des Weiteren können die Messdaten in Spiele integriert werden (z.B. man steigt ein Level auf, wenn man eine gewisse Menge an Strom eingespart hat) (Baeriswyl et al., 2012).

Bezogen auf die Überblicksstudie von Darby (2006), welche sich vor allem auf Studien in den USA, Canada, Skandinavien, den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich bezieht, konnte zum einen bei direkten Feedbacks Einsparungen von 5-15% und bei indirekten Feedbacks von 0-10% beobachtet werden. Zum anderen werden historische Feedbacks von den Konsumenten normativen Feedbacks und Zielsetzungen vorgezogen (Darby, 2006).

Gemäss Baeriswyl et al. (2012) sollen unter anderem die Resultate der von Darby analysierten Studien, welche über mehr als 5% an Einsparungen berichtet haben, mit Vorsicht betrachtet werden. Bei vielen Studien waren nicht getrennte Experiment- und Kontrollgruppen vorhanden oder es wurden eher Haushalte in die Studie miteinbezogen, welche ein grosses Einsparpotential bezüglich ihrem Stromverbrauch hatten (Baeriswyl et al., 2012). Heutzutage ist grossteils noch unklar, wie ein Feedback zum Stromverbrauch gegeben werden soll, damit das vorhandene Potential, Elektrizität zu sparen, optimal genutzt wird (BFE, 2009).

Um einen permanenten Effekt durch die oben beschriebenen Feedbacks zu erreichen, muss es gelingen, dass der Konsument seine Gewohnheiten bezüglich dem Stromkonsum ändert oder ein neue entwickelt. Daumenregel ist: Wenn eine neue oder veränderte Gewohnheit innerhalb von 3 Monaten bestehen bleibt, ist es wahrscheinlich, dass der Effekt permanent ist. Wichtig ist aber, dass dem Kunden weiterhin und regelmässig Feedbacks über seinen Stromverbrauch gegeben werden (Darby, 2006).

Bezüglich der Schweiz kann mit Einsparungen durch Feedback bezogen auf den Stromkonsum der Schweizer Haushalte von 5% bis 6% gerechnet werden. Gemessen am gesamtschweizerischen Stromverbrauch sind dies 1.5% und entsprechen finanziellen Einsparungen von rund 1.2 Milliarden Franken (BFE, 2009). Gewisse Feedbackarten scheinen also effektiver als andere zu sein oder werden von den Konsumenten mehr geschätzt. Es ist aber zu berücksichtigen, dass nicht bei allen Haushalten ein gleicher Effekt erwartet werden kann. Bei einem Haushalt, welcher einen sehr tiefen Stromverbrauch aufweist, kann nicht der gleiche Effekt durch ein Feedback erwartet werden, wie bei einem Haushalt, der einen sehr hohen Stromverbrauch hat. Grundsätzlich ist der Einsatz eines Feedbacks aber erst sinnvoll, wenn der Kunde als Reaktion darauf sein Verhalten ändert und es auch

beibehält. Es gibt noch andere Möglichkeiten, den Stromverbrauch eines Konsumenten zu beeinflussen. Dazu gehören dynamische Tarifmodelle, welche zu enormen Kosteneinsparungen sowohl für EVU als auch für den einzelnen Stromkonsumenten führen können und anschliessend vorgestellt werden.

4.4.2 Demand Response

Wie gross der Effekt von einem spezifischen Tarif auf die Stromkonsumenten ist, hängt unter anderem vom Tarifsystem ab. Bei gewissen Systemen wird der Konsument einen höheren Anreiz dazu haben, weniger Strom zu verbrauchen oder den Stromkonsum zeitlich zu verschieben. Im Zusammenhang mit dynamischen Tarifen ist der Begriff DR zentral.

Tarifbasiertes DR (Price Based DR) kann wie folgt zusammengefasst werden: Aufgrund von Änderungen des Strompreises über die Zeit herbeigeführte Änderungen im Stromverbrauch der Konsumenten, welche von deren normalen Stromverbrauch abweichen. Daneben gibt es noch das technisch-basierte DR (Incentive Based DR), wobei es sich dabei um automatisierte Methoden handelt. In dieser Arbeit wird darauf aber nicht weiter eingegangen. Das Ziel von tarifbasiertem DR ist, die Spitzenlasten zu glätten. Dies soll erreicht werden, indem während Spitzenlastzeiten (siehe 2.1.1 Kraftwerkstypen - Grund- und Spitzenlast) hohe Tarife und zu den übrigen Zeiten tiefere Tarife für den Strom verlangt werden (Albadi & El-Saadany, 2008). Die dabei am häufigsten besprochenen Tarife sind Time Of Use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP) und Real Time Pricing (RTP). Beim TOU-Tarif variieren die Stromtarife je nach Tageszeit, Wochentag oder Jahreszeit. Anpassungen an die Strompreisstruktur erfolgen sehr selten (jährlich). In der Schweiz ist durch die Unterscheidung zwischen Hoch- und Niedertarif bereits ein TOU-Tarif eingeführt. Kurzfristige Anpassungen an unvorhergesehene Ereignisse sind mit TOU-Tarifen nicht möglich. Heutige Zähler in der Schweiz haben üblicherweise nur zwei Tarifstufen (Tages- und Nachttarif), weshalb für mehr als 2 Tarifstufen eine Anpassung der Zähler notwendig wäre. Beim CPP-Tarif, welcher auf dem TOU-Tarif basiert, besteht die Möglichkeit, den Stromtarif kurzfristig anzupassen, um auf unvorhergesehene Ereignisse reagieren zu können. Dabei wird der Kunde entweder am Vortag oder wenige Stunden vor dem Ereignis auf die Tarifänderung hingewiesen. Um solche Tarife anwenden zu können, müssen die Zähler einerseits die während eines Ereignisses bezogene Energiemenge aufzeichnen und andererseits mehr als 2 Tarifstufen erfassen können. Beim RTP-Tarif sind die Tarife an die effektiven Stromerzeugungskosten angelehnt. Dabei werden die Tarife in stündlichen Intervallen unter Einbezug der Vortagestarife gesetzt und der Kunde wird einige Stunden oder einen Tag im Voraus über die Tarife informiert. Hierbei muss ein Zähler im Stande sein, die während der Dauer eines bestimmten Tarifes bezogene Energiemenge aufzeichnen zu können (Baeriswyl et al., 2012). Der folgende Absatz befasst sich ausschliesslich mit der Frage, bei welchem Tarif ein Smart Meter notwendig ist. Wenn bei einem bestimmten Tarif der Einsatz eines Smart Meters nicht als notwendig erachtet wird, kann nicht ausgeschlossen werden, dass ein Einsatz trotzdem sinnvoll wäre. Beispielsweise, um dem Stromkonsumenten ein Feedback zu geben (siehe 4.4.1 Feedback über das Stromverhaltensverhalten)

Von den vorgestellten Tarifen benötigen nicht alle den Einsatz eines Smart Meters. Bei den TOU-Tarifen wird die Tarifstruktur nicht kurzfristig geändert, also braucht es keinen Smart Meter, welcher zeitpunktgenaue Verbrauchsdaten speichern kann. Da die in der Schweiz eingesetzten mechanischen Zähler nur zwischen 2 Tarifstufen unterscheiden können, ist bei der Einführung eines TOU-Tarifes mit mehr als 2 Tarifstufen jedoch eine Anpassung der Zählerinfrastruktur notwendig. Beim CPP-Tarif kommt es darauf an, ob die Höhe des Strompreises, welcher während eines

kurzfristigen Ereignisses gilt, immer gleich ist. In der Schweiz kann für solche Ereignisse beispielsweise eine dritte Tarifstufe eingeführt werden. Dabei muss die Zählerinfrastruktur wie beim TOU-Tarif mit mehr als 2 Tarifstufen angepasst werden. Variiert die Höhe des Strompreises während eines kurzfristigen Ereignisses, ist ein Smart Meter notwendig. Um RTP-Tarife zu realisieren, braucht es folglich Smart Meters, da die Tarife jederzeit ändern können (Baeriswyl et al., 2012).

Im folgenden Beispiel, welches auf einer flächendeckenden Installation von Smart Metern in ganz Europa aufbaut, wird nun auf den Nutzen eines preisbasierten DR-Systems eingegangen.

Gemäss einer Abschätzung von Faruqui, Harris and Hledik (2010) würde durch die Einführung von Smart Metern in der EU Kosten in der Höhe von 51 Milliarden Euro entstehen. Dabei könnten aber operative Einsparungen zwischen 26 bis 41 Milliarden zu Stande kommen. Operative Einsparungen aufgrund der Fernauslesung von Smart Metern, schnelleren Entdeckungen von Stromausfällen, der Reduktion des Stromdiebstahles und das einfache Ab- und Anschliessen von Kunden (z.B. beim Umzug vom Kunden oder einem nicht zahlenden Kunden (VSE, 2010)) an das Stromnetz. Es ist zu erwarten, dass sich die operativen Einsparungen der EVUs in niedrigeren Elektrizitätspreisen für die Stromkonsumenten manifestieren würden. Nun wäre aber noch eine Lücke von 10-25 Milliarden Euro vorhanden. Mit preisbasiertem DR könnte diese Lücke gefüllt werden. Dies indem man die Stromkonsumenten mittels DR entweder dazu bewegt, generell weniger Strom oder den Strom nicht zu Spitzenlastzeiten sondern zu Zeiten, in welchen eine geringere Lastintensität herrscht, zu konsumieren. Als Folge davon wären weniger teure Kraftwerke notwendig, die Spitzenlastenergie produzieren können. Unmittelbar daraus folgend bräuchte das Stromnetz weniger Übertragungs- und Verteilungskapazitäten. Nun hängt der Nutzen von tarifbasiertem DR aber davon ab, wie viele Konsumenten dynamische Tarifmodelle annehmen. Wenn sie aktiv werden müssen, um auf ein solches Tarifmodell wechseln zu können, ist anzunehmen, dass die Ausbreitungsrate solcher Tarifmodelle geringer ist, als wenn dynamische Tarifmodelle per Gesetz als Standard vorgeschrieben würden. Studien zeigen, dass ungefähr 80% der Konsumenten beim dynamischen Tarifmodell bleiben würden, wenn dies per Gesetz als Standard vorgeschrieben wäre. Basierend auf bisherigen Erfahrungen wären bei einer hohen Ausbreitungsrate in der EU Einsparungen von bis zu 67 Milliarden Euro möglich. Bei einer tiefen Ausbreitungsrate hingegen nur 14 Milliarden (Faruqui, Harris, & Hledik, 2010).

Gemäss der vorgestellten Abschätzung durch Faruqui, Harris and Hledik (2010) ist es durchaus wünschenswert, DR mit einem Smart Meter Rollout zu kombinieren. Dabei ist nach Aichele und Doleski (2012) unter einem Smart Meter Rollout folgendes zu verstehen: "Smart Meter Rollout umfasst alle planerischen, ausführenden und informationsverarbeitenden Prozesse zur physischen Neuinstallation von Smart Metern sowie dem Austausch bereits vorhandener analoger Messtechnik zur Erfassung des Verbrauchs von Strom, Gas, Wasser und Wärme zugunsten intelligenter, elektronischer Messsysteme" (S. 8). Bezüglich der Schweiz würde eine flächendeckende Einführung ungefähr 1.5 Milliarden Franken kosten (BFE, 2009)

Ob diese Kosten durch die Einsparungen, die man mittels DR und Feedback in der Schweiz erzielen könnte, abgedeckt wären, kann nicht garantiert werden. Gemäss dem Beispiel von Faruqui, Harris and Hledik (2010) wäre es aber hilfreich, dynamische Tarifmodelle als Standard einzuführen, um so höhere Einsparungen erzielen zu können. Nebst den unterschiedlichen Potentialen, die mit einem Smart Meter ausgeschöpft werden können, gibt es aber auch Bedenken im Zusammenhang mit einer möglichen Einführung von Smart Metern. Diese beziehen sich auf Smart Meter vor dem Hintergrund des Datenschutzes und der Datensicherheit und werden im nächsten Kapitel ausführlich diskutiert.

5. Smart Meter - Datenschutz/Datensicherheit

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit Smart Metern vor dem Hintergrund des Datenschutzes und der Datensicherheit. Dabei wird das Thema aus unterschiedlichen Perspektiven betrachtet. Zuerst wird auf die aktuelle gesetzliche Grundlage bezüglich Datenschutz eingegangen. Danach folgt eine Erklärung, was für Informationen mit den Messdaten eines Smart Meters gewonnen werden können und was für verschiedene Risiken beim Einsatz von Smart Metern bezüglich Datenschutz und Datensicherheit bestehen. Zum Abschluss des Kapitels werden Ansätze vorgestellt, um die genannten Risiken soweit wie möglich zu minimieren.

5.1 Gesetzliche Grundlage

Bezüglich dem Einsatz von Smart Metern besteht eine Reihe von Unsicherheitsfaktoren, wobei einer davon den Datenschutz betrifft (VSE, 2010). In der Schweiz gibt es kein Gesetz, das sich spezifisch mit dem Thema Smart Metern und Datenschutz auseinandersetzt. Dafür gibt es das Datenschutzgesetz vom 19. Juni 1992 (Stand am 01. Januar 2011), welches auf den Schutz der Persönlichkeit und der Grundrechte von Personen, über die Daten bearbeitet werden, ausgerichtet ist. Dabei sind vor allem die Grundsätze der allgemeinen Datenschutzbestimmungen wichtig. Diese befassen sich mit Personendaten, das heisst Daten/Information/Angaben, die sich auf eine bestimmte/bestimmbare Person beziehen (BSE, 2011). Man spricht von einer bestimmten Person, wenn sich ihre Identität direkt aus den Personendaten erschliessen lässt. Hingegen spricht man von einer bestimmbarer Person, wenn sich ihre Identität nur "[...] durch die Kombination der Information mit anderen Informationen ohne einen unverhältnismässigen Aufwand [...]" feststellen lässt (DSB, n.d.). Das Wichtigste der Grundsätze der allgemeinen Datenschutzbestimmungen besagt folgendes:

- solche Daten dürfen nur rechtmässig bearbeitet werden.
- die Datenbearbeitung muss dem Grundsatz der Verhältnismässigkeit entsprechen (siehe nachfolgend).
- der Zweck der Bearbeitung von Personendaten muss der jeweiligen Person entweder mitgeteilt werden, aus dem Zusammenhang ersichtlich oder gesetzlich geregelt sein.
- Insofern eine Einwilligung der jeweils betroffenen Person für eine Bearbeitung der Daten benötigt wird, muss die jeweilige Person zuerst angemessen über die Bearbeitung der Daten informiert werden. Danach muss sie freiwillig einwilligen.

Des Weiteren müssen die Daten, die über eine bestimmte/bestimmbare Person erhoben werden, der Realität entsprechen. Falsche Daten müssen entweder berichtigt oder vernichtet werden. Bezüglich der Datensicherheit besagt das Gesetz, dass Personendaten gegen unbefugtes Bearbeiten geschützt sein müssen (BSE, 2011).

Im Zusammenhang mit der Erhebung von Messdaten durch ein Smart Meter bedeutet gemäss dem Eidgenössischen Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragten (EDÖB) die oben geforderte Verhältnismässigkeit, dass nicht mehr Daten gesammelt werden sollen, als für den beabsichtigten Verwendungszweck auch tatsächlich benötigt werden. Der Bearbeitungszweck darf nicht so formuliert sein, dass jede mögliche Art der Bearbeitung darunter interpretiert werden könnte. Datensicherheit selbst muss ab dem Moment der Datenerfassung mittels Smart Metern bis zum Zeitpunkt der Löschung (durch das EVU) gewährleistet

sein. Zusätzlich hat das EDÖB im April 2011 eine Liste von Empfehlungen im Zusammenhang mit dem Einsatz digitaler Stromzähler, worunter auch Smart Meters fallen, herausgegeben (EDÖB, 2011). Diese umfassen folgende Punkte:

- Die jeweiligen Personen sollen über Allgemeine Geschäftsbedingungen (AGB) über den Zweck der Datenbearbeitung informiert werden.
- Informationen zum Zweck und Umfang der Datenerhebung/Datenbearbeitung sowie eine mögliche Weitergabe an Drittparteien dieser Daten müssen enthalten sein.
- Um eine Bedarfsprognose zu erstellen, soll nicht für jeden Haushalt individuell ein genaues Lastprofil erstellt werden. Vielmehr sollen entweder die Daten mehrerer Haushalte aggregiert oder die Daten einzelner Haushalte anonymisiert werden.
- Jegliche Weitergabe von Personendaten an Drittparteien soll erst nach der Zustimmung der betroffenen Person erfolgen.
- Ein Echtzeit-Zugriff auf die Energieverbrauchs- beziehungsweise Lastprofildaten eines Haushaltes durch das EVU soll nicht möglich sein. Zusätzlich soll jeder Zugriff auf oder das Speichern von solchen Daten durch das EVU einer Zugriffskontrolle unterstehen und protokolliert werden.
- Um die Datensicherheit bestmöglich sicherzustellen, wäre eine Möglichkeit, die Daten zu verschlüsseln. Des Weiteren muss ein Schutz vor Verlust, Diebstahl, unerlaubtem Zugriff, Bekanntgabe, Verwendung oder Modifizierung der Daten vorhanden sein.

Es gibt also keine gesetzlichen Grundlagen, die spezifische Rahmenbedingungen für die Einführung von Smart Metern festlegen. Doch für den Datenschutz, welches einer der Unsicherheitsfaktoren bezüglich der Einführung von Smart Metern in der Schweiz ist, schafft das Datenschutzgesetz vom 01. Januar 2011 eine Grundlage. Es gibt klare Richtlinien, wie Daten, die sich auf eine bestimmte/bestimmbare Person beziehen, bearbeitet werden dürfen. Werden auch noch die Empfehlungen des EDÖB gesetzlich geregelt (Der Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen empfiehlt beispielsweise, dass die revidierte Version der Stromversorgungsverordnung (StromVV), welche sich auf das StromVG stützt, den Einsatz von Smart Metering gesetzlich regelt (VSE, 2010).), wird eine gute Basis zur Einführung von Smart Metern bezüglich Datenschutz und Datensicherheit vorhanden sein. Eine solche gesetzliche Regelung braucht es, denn mit den Messdaten eines Smart Meters kann man einerseits elektrische Geräte eines Haushaltes identifizieren und andererseits sogar die Lebensgewohnheiten der im Haushalt lebenden Personen analysieren. Wie dies genau geschieht, wird im nächsten Abschnitt erklärt.

5.2 Identifikation elektrischer Geräte eines Haushaltes

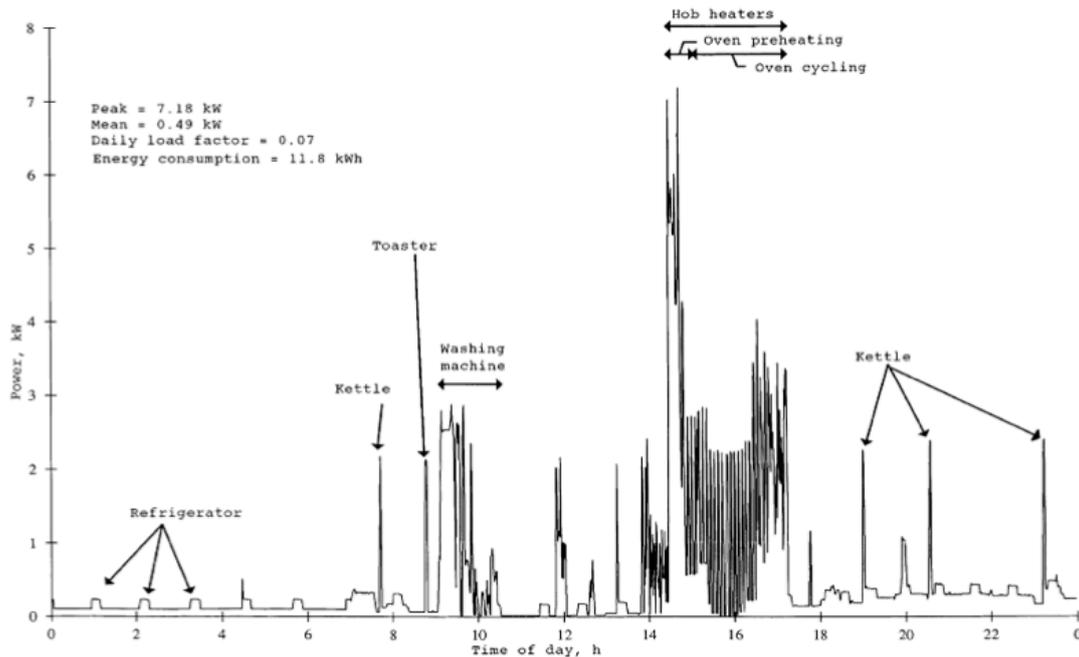


Abbildung 5.1: Lastprofil eines Haushaltes basierend auf 1-minütigen Intervallen (Quelle: Newborough and Augood (1999))

Wie ist es möglich, dass die meisten elektrischen Geräte in einem Haushalt durch ein Smart Meter eindeutig identifizierbar sind? Mittels eines Smart Meters lässt sich das Lastprofil eines Haushaltes aufzeichnen. Je kleiner die Intervalle sind, in welchen der Smart Meter den Stromverbrauch misst, desto höher ist die Auflösung des Lastprofils (Müller, 2010) beziehungsweise desto grösser ist die Menge an Informationen, die man daraus gewinnt (Molina-Markham et al., 2010). In Abbildung 5.1 ist ein Beispiel eines Lastprofils von einem Haushalt zu sehen.

Es zeigt über einen ganzen Tag hinweg die Leistung der elektrischen Geräte in Kilowatt (kW) (y-Achse) in 2 Stunden Intervallen (x-Achse), wobei die Auflösung sehr hoch ist, da in Intervallen von einer Minute der Stromverbrauch gemessen wurde (Wood & Newborough, 2003). Grundsätzlich zeigt ein Lastprofil - auch Lastkurve oder Lastgang genannt - eines Haushaltes den zeitlichen Verlauf der bezogenen

Leistung [Watt]:

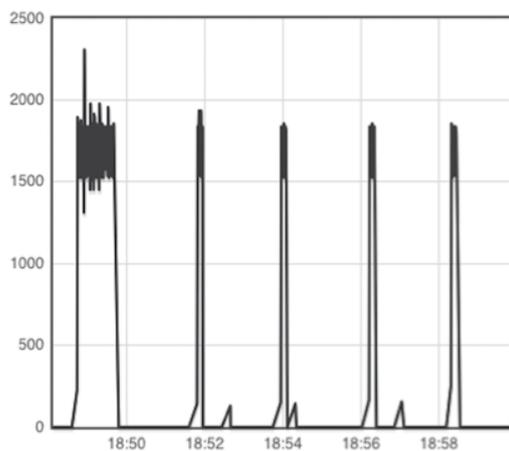


Abbildung 5.2: Lastprofil eines Backofens (Quelle: Müller (2010))

Leistung an. Dabei kann es sich wie in Abbildung 5.1 auf einen Tag beziehen (Tages-Lastprofil) oder auch auf ein ganzes Jahr (Jahres-Lastprofil) (Paschotta, 2013b). Wie findet man nun vom Lastprofil in Abbildung 5.1 heraus, welche einzelnen elektrischen Geräte darin involviert sind?

Es konnte gezeigt werden, dass sich Haushaltsgeräte in verschiedene Gruppen einteilen lassen, wobei jede Gruppe ein einzigartiges Lastprofil aufweist (Sultanem, 1991). Damit ist es also möglich, eine erste Unterscheidung zwischen den elektrischen Geräten vorzunehmen. Jetzt sollte es aber auch noch möglich sein, die Geräte innerhalb derselben Gruppe untereinander zu unterscheiden.

Hierzu ein Beispiel. Abbildung 5.2 zeigt ein

Lastprofil eines Backofens. Man sieht, dass der Backofen ungefähr 1800 Watt benötigt, um auf Betriebstemperatur aufzuheizen. Danach schaltet er sich in regelmässigen Abständen von ungefähr 2 Minuten kurzzeitig ein, um die Temperatur konstant zu halten beziehungsweise um die in der Zwischenzeit aufgetretenen Temperaturverluste auszugleichen. Nun gibt es Geräte, die ein einem Backofen ähnliches Lastprofil aufweisen (z.B. ein Heizlüfter). Um Backofen und Heizlüfter auseinander zu halten, reicht das Wissen, dass ein Heizlüfter eher im Winter, ein Backofen aber im Winter und auch im Sommer verwendet wird (Müller, 2010).

Geräte mit einer hohen Leistungsaufnahme wie der Backofen und der Heizlüfter sind einfacher zu identifizieren, als solche mit einer niedrigen Leistungsaufnahme. Deshalb empfiehlt es sich, zuerst Geräte mit einer hohen Leistungsaufnahme zu identifizieren und diese dann aus dem Lastgang herauszurechnen. Danach kann man sich auf die restlichen, kleineren Verbraucher konzentrieren. Wenn man die Eckdaten der verschiedenen elektrischen Geräte kennt, ist eine möglichst genaue Identifikation wahrscheinlich. Wichtige Eckdaten sind einerseits die Leistungsaufnahme und das jeweilige Lastprofil eines Gerätes. Des Weiteren ist es hilfreich zu wissen, zu welchen typischen Tageszeitpunkten und wie oft ein spezifisches Gerät verwendet wird. Wenige elektrische Geräte laufen normalerweise 24 Stunden am Tag. Ein Kühlschrank fällt in diese Kategorie. (Müller, 2010). Betrachtet man Abbildung 5.1 von 00:00 Uhr bis 04:00 Uhr sieht man ein konstantes Lastprofil. Geht man nun davon aus, dass man irgendwann zwischen 21:00 Uhr bis 24:00 Uhr zu Bett geht und erst um ungefähr 06:00 Uhr aufsteht, gehört dieses konstante Lastprofil zu einem Gerät, das 24 Stunden am Tag läuft. Da unter anderem der Kühlschrank in die Kategorie der Geräte fällt, welche 24 Stunden am Tag in Betrieb sind, ist er ein plausibler Kandidat für dieses konstante Lastprofil.

Wie oben schon erwähnt, kommt es aber darauf an, wie gross die Intervalle sind, in welchen der Smart Meter den Stromverbrauch misst. Je kleiner, desto höher ist die Auflösung des Lastprofils und desto einfacher können einzelne Geräte identifiziert werden. Abbildung 5.3 gibt eine gute Übersicht über den Zusammenhang zwischen der Grösse des Intervalls und den Informationen, die von den Messdaten dabei entnommen werden können (McKenna, Richardson, & Thomson, 2012).

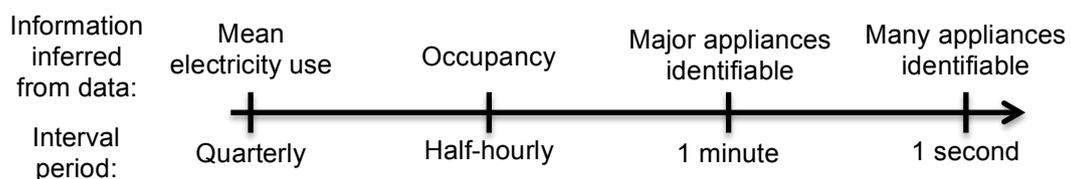


Abbildung 5.3: Zusammenhang zwischen Intervallgrösse und Informationsdichte (Quelle: McKenna, Richardson, and Thomson (2012))

Die derzeit auf dem Markt erhältlichen Smart Meters bestimmen alle 15 Minuten einen Verbrauchswert und senden diesen an das EVU (Müller, 2010). In der Literatur gibt es unterschiedliche Ansichten darüber, wie viele Informationen mit solchen Smart Metern gewonnen werden können. Gemäss Abbildung 5.3 ist damit sicherlich feststellbar, ob jemand zu Hause ist oder nicht. Aber damit Haushaltsgeräte eindeutig zu identifizieren, ist nicht zu erwarten (McKenna et al., 2012). Andere Literaturquellen sind jedoch der Meinung, dass mit solchen Smart Metern auch Informationen über die verwendeten Haushaltsgeräte einerseits, und andererseits über die Lebensgewohnheiten der im Haushalt wohnenden Personen gewonnen werden können (Jeske, 2011; Mármol, Sorge, Ugus, & Pérez, 2012; Müller, 2010).

Auf Basis der Literatur ist es also nicht ganz klar, ob Abbildung 5.3 den Tatsachen entspricht, oder ob sie eher angepasst werden müsste. Das Wichtigste bei den Messdaten von einem Smart Meter aber ist die Intervallgrösse. Wenn man zusätzlich noch die oben erwähnten Eckdaten zu den verschiedenen Haushaltsgeräten hat, ist eine Identifikation der wesentlichen Haushaltsgeräte (sowie Lebensgewohnheiten)

wahrscheinlich. Nachdem nun detailliert die Möglichkeiten zur Identifikation von Haushaltsgeräten mittels Smart Metern erläutert wurde, geht es im nächsten Abschnitt um die unterschiedlichen Risiken, die im Zusammenhang von Smart Metern und Datenschutz/Datensicherheit bestehen.

5.3 Aktuelle Risiken bezüglich Datenschutz/Datensicherheit

Strom gehört heutzutage zu unserem Alltag. Sei es bei der Arbeit oder zu Hause, sozusagen immer besteht eine direkte oder indirekte Abhängigkeit zwischen dem, was wir gerade machen und dem Strom, den wir dazu benötigen. Wenn nun mit Hilfe von Smart Metern detaillierte Daten über das Stromverbrauchsverhalten der Stromkonsumenten gesammelt werden kann, ist jeder Bürger davon mehr oder weniger betroffen. In diesem Zusammenhang gibt es unterschiedliche Risiken, was für Informationen anhand der gesammelten Daten gewonnen werden können und wer daran Interesse haben könnte. Es besteht kein Zweifel darüber, dass Daten gesammelt werden müssen, um jedem Kunden eine individuelle Stromrechnung geben zu können. Sensibel wird das Thema erst bei der Frage, wer auf welche Art und Weise Zugang zu diesen Daten hat.

Zum Beispiel kann man Rückschlüsse darüber ziehen, was für Geräte (zum Beispiel ein Backofen) zu welchem Zeitpunkt in einem spezifischen Haushalt verwendet werden. Wo wird wann gekocht, wann geht jemand ins Bett oder wann wird ein Fernseher ein- und ausgeschaltet? Die meisten elektrisch betriebenen Geräte können anhand der vom Smart Meter erhobenen Messdaten identifiziert werden. Um die Bedeutung davon zu verdeutlichen, folgender Vergleich: Mit einer Kamera kann man einen Haushalt ziemlich genau überwachen. Vielleicht ist es aber mit einem Smart Meter möglich, noch viel detailliertere Informationen über den Haushalt und die darin lebenden Individuen zu gewinnen (Müller, 2010). Einerseits wäre dann der Weg für personalisierte Werbung frei. Zum Beispiel dadurch, dass verschiedenste Unternehmen Werbung an die einzelnen Haushalte schicken. Dies auf der Basis davon, was für elektrische Geräte diese Haushalte wie viel benutzen. Andererseits könnten EVUs Demand Side Management (DSM) betreiben (Jamieson, 2009). Ein Beispiel für den Einsatz personalisierter Werbung ist die Unternehmung BEN Energy. Sie ermöglicht es, dass EVUs mit ihren Kunden über eine von BEN Energy entwickelte Web-Plattform in Kontakt treten können. Jeder Kunde verfügt über ein eigenes Profil, in welchem er von seinem EVU ein Feedback über sein Stromverbrauchsverhalten - basierend auf Messdaten von seinem Smart Meter oder von ihm selbst eingetragenen Messdaten - bekommt. Auf der Website von BEN Energy wird zusätzlich erwähnt, dass die EVUs die Möglichkeit haben, eigene Produkte oder Produkte von Drittanbietern über diese Plattform an ihre Kunden zu vertreiben. Die von BEN Energy angebotene Plattform lässt sich also auch als Vertriebsplattform nutzen (BEN, 2012). Dabei ist es wahrscheinlich, dass die EVUs zuerst die Messdaten bezüglich des Stromverbrauchsverhaltens ihrer Kunden analysieren, um Informationen über die Lebensgewohnheiten und die vom Konsumenten verwendeten elektrischen Geräte zu sammeln. Auf Basis dieser Informationen können sie den Kunden spezifische Produkte (eigene oder von Drittanbietern) anbieten.

Die Messdaten eines Smart Meters könnten auch von Einbrechern genutzt werden, um Informationen über die Anzahl Personen zu gewinnen, die sich zu einem gewissen Zeitpunkt in einem Haushalt befinden. Dies würde einen Einbruch massiv erleichtern, wobei es zusätzlich möglich wäre, einem Haushalt eine Liste von elektrischen Geräten zuzuordnen. Somit könnten sich Einbrecher für den Haushalt entscheiden, welcher die wertvollsten Geräte besitzt. Für die Polizei hingegen ist es heute schon möglich, anhand des Stromverbrauches eines Haushaltes festzustellen, ob innerhalb eines spezifischen Haushaltes zum Beispiel Drogen produziert werden.

Mittels Smart Metern ist in Zukunft aber noch mit detaillierteren Informationen über den Stromverbrauch eines Haushaltes zu rechnen. Die Polizei wird wahrscheinlich ein zunehmendes Interesse an solchen Informationen haben (Lisovich, Mulligan, & Wicker, 2010). Andere Risiken befassen sich mit Versicherungen, die ihre Verträge anpassen könnten. Zum Beispiel, wenn sie feststellen, dass man dazu tendiert, elektrische Geräte wie ein Backofen angeschaltet zu lassen, wenn man zur Arbeit geht. Oder ob man nicht genug Schlaf bekommt, und deshalb unausgeschlafen mit dem Auto zur Arbeit fährt (Quinn, 2009). Auch wäre es möglich, anhand der Messdaten die Mitbewohner in einem Haushalt zu überwachen (Hargreaves, Nye, & Burgess, 2010). Letztendlich könnten auch Hacker ihr Wissen dazu nutzen, die Smart Meters zu Gunsten ihrer Stromrechnung zu manipulieren. Je nach Ausmass solcher Aktionen hätte dies gravierende finanzielle Folgen für das jeweilige EVU (McDaniel & McLaughlin, 2009).

Alle im letzten Abschnitt genannten Risiken werden zur Übersicht im Folgenden in Tabelle 5.1 auf der nächsten Seite zusammengefasst. Die Tabelle beinhaltet zusätzliche Beispiele aus der Literatur, die im oberen Abschnitt nicht erwähnt wurden. Jedes Beispiel wird einer bestimmten Gruppe zugeordnet. Also der Versuch von Einbrechern, herauszufinden, wie viele Personen sich in einem Haushalt aufhalten, ist den illegalen Aktivitäten zuzuordnen. Ein Anspruch auf Vollständigkeit der zusammengetragenen Risiken bezüglich dem Umgang mit den Messdaten von Smart Metern besteht dabei nicht. Wichtig ist, ein Verständnis für die Sensibilität der Messdaten eines Smart Meters zu schaffen.

Gruppenzugehörigkeit, Verwendung der Messdaten durch...	Konkrete Risiken aus der Sicht eines Haushaltes	Quelle
Einbrecher, Hacker	<ul style="list-style-type: none"> • Einbrecher, die Informationen über die Anzahl Personen in einem Haushalt suchen. • Einbrecher, die wissen wollen, welcher Haushalt welche elektrischen Geräte besitzt. • Hacker, die Stromrechnungen manipulieren. 	(Lisovich et al., 2010; McDaniel & McLaughlin, 2009; Quinn, 2009)
Unternehmen, die gezielte Marketing Aktionen durchführen wollen	<ul style="list-style-type: none"> • Bringen gewisse elektrische Geräte im Haushalt nicht mehr die volle Leistung? • Essen Personen in einem Haushalt eher kalt oder warm Frühstück, Mittag- oder Abendessen? 	(Jamieson, 2009; Quinn, 2009)
Polizei, Staatsanwaltschaft, Verteidiger in einem Gerichtsfall	<ul style="list-style-type: none"> • Aufdeckung illegaler Aktivitäten. • Bestätigung von Alibis in einem Gerichtsfall (z.B. das jemand den ganzen Abend zu Hause war). • Sorgerechtsstreit (z.B. prüfen, ob das Kind oft zu Hause alleine gelassen wird). 	(Lisovich et al., 2010; Quinn, 2009)
Versicherungen, um Verträge anzupassen	<p>Beantworten von Fragen wie:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tendiert man dazu, elektrische Geräte (z.B. Ofen) beim Verlassen des Hauses eingeschaltet zu lassen? • Bekommt man zu wenig Schlaf und fährt unausgeschlafen zur Arbeit? • Wie oft steht man zu spät auf oder ist nicht rechtzeitig am Arbeitsplatz? <p>Mögliche Folge: Überschreiten des Tempolimits mit dem Auto auf dem Weg zur Arbeit.</p>	(Quinn, 2009)
Familienmitglieder zur Überwachung	<ul style="list-style-type: none"> • Überwachung der Familienmitglieder bezüglich deren Gewohnheiten beim Stromverbrauch. 	(Hargreaves et al., 2010)
Sonstige Parteien/für sonstige Zwecke	<p>Beantworten von Fragen wie:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wo wird wann gekocht, wie viele Personen leben in einem Haushalt? • Was für elektrische Geräte sind in einem Haushalt vorhanden? 	(Müller, 2010)
EVUs	<ul style="list-style-type: none"> • Direct Load Control (eine Variante von DSM), also elektrische Geräte in einem Haushalt von der Ferne an-/abschalten • komplexe Strom-Tarife zur Optimierung des Gewinns • Speicherung aller Daten aller Kunden, wobei auch für die Stromrechnung nicht relevante Daten gesammelt werden. 	(Jamieson, 2009)

Tabelle 5.1: Übersicht über die Risiken bezüglich dem Umgang mit Messdaten von Smart Metern, Tabelle zusammengestellt und ergänzt durch den Autor (Quelle: McKenna, Richardson, and Thomson (2012); Quinn (2009))

Es ist schnell zu erkennen, dass egal welcher Gruppe ein spezifisches Risiko zuzuordnen ist, es im Endeffekt immer darum geht, dass in die Privatsphäre eingedrungen wird. Man kann zwar sagen, dass ein nicht unbedeutender Prozentsatz der Bevölkerung, die Zugang zu Social Media Plattformen (z.B.

Facebook¹) haben, einen mehr oder weniger grossen Teil ihrer Privatsphäre öffentlich zugänglich machen. Deswegen können die verschiedenen Risiken, die sich im Zusammenhang mit der Auswertung von Messdaten eines Smart Meters ergeben, trotzdem nicht ignoriert werden. Man muss Wege finden, die Risiken zu minimieren und man sollte sich folgende Fragen stellen: Ist es wirklich nötig, dass EVUs mittels Smart Metern spezifische Messdaten über Haushalte sammeln und vielleicht sogar speichern? Wie könnte dieses sensible Thema entschärft werden?

Es gibt zahlreiche in der Literatur beschriebene Ansätze, die einerseits die Privatsphäre des Konsumenten wahren und andererseits den EVUs die notwendigen Informationen liefern. Einige davon werden im nächsten Abschnitt vorgestellt.

5.4 Ansätze, für Datenschutz und Datensicherheit

In diesem Abschnitt geht es um Ansätze, die versuchen, den Datenschutz und die Datensicherheit vor dem Hintergrund des Smart Meters bestmöglich umsetzen zu können. Bei vielen Ansätzen liegt der Fokus auf der monatlichen Abrechnung und der Erstellung von Lastprognosen durch das EVU auf Basis von Lastprofilen einzelner Haushalte. Zuerst aber noch zwei für diesen Abschnitt notwendige Exkurse. Ersterer befasst sich mit der Unterscheidung von Daten, die von Smart Metern erhoben werden. Letzterer gibt eine kurze Einführung in die Kryptographie, was für das bessere Verständnis der vorgestellten Ansätze notwendig ist.

Unterscheidung von Daten

Smart Meters erheben zwei unterschiedliche Arten von Daten. Abrechnungsrelevante und steuerungsrelevante Daten. Abrechnungsrelevante Daten geben dem EVU Auskunft über die bezogene Energiemenge in kWh. Steuerungsrelevante Daten hingegen geben Auskunft über den zeitlichen Verlauf der bezogenen Energiemenge in Bezug auf eine bestimmte Periode. Damit kann jedem Haushalt ein Lastprofil zugeordnet werden, wodurch eine Abschätzung des gesamten Strombedarfs für jeden Tageszeitpunkt ableitbar ist (Karg, 2010).

Zwecks Abrechnung muss dem EVU das Lastprofil eines spezifischen Haushaltes nicht in hoher zeitlicher Auflösung vorliegen. Dem Lastprofil sollte aber ein eindeutig identifizierbarer Haushalt zugeordnet werden können (Müller, 2010). Hingegen sind detaillierte Lastprofile einzelner Haushalte sinnvoll, damit man den Strombedarf für jeden Tageszeitpunkt abschätzen kann (Karg, 2010), wobei es noch weitere Gründe gibt:

- damit kann DSM betrieben werden (Müller, 2010)
- um sicherzustellen, dass die bereitgestellte Strommenge die Stromnachfrage nur gering übersteigt (Müller, 2010)
- um möglichst wenig Strom von Strombörsen beziehen zu müssen (Müller, 2010)
- um die Energiequelle zu wählen, die aus wirtschaftlicher Sicht am günstigsten ist (Jeske, 2011)
- um die Effizienz im Elektrizitätsmarkt zu steigern (Mármol et al., 2012)

Kryptographische Prinzipien

Im Grundsatz geht es in der Kryptographie um das Verschlüsseln (chiffrieren) von Nachrichten (Klartext) in einen Geheimcode (Chiffretext) sowie ein Entschlüsseln (dechiffrieren) des Chiffretext in den Klartext. Das Verschlüsseln geschieht durch das Chiffrierverfahren, welches ein Algorithmus ist. Dieser Algorithmus braucht als

¹ <https://www.facebook.com>

Eingabe einerseits den Klartext und einen Schlüssel. Die Ausgabe des Algorithmus ist dann der Chiffretext. Man kann unter anderem eine symmetrische Verschlüsselung oder eine asymmetrische Verschlüsselung vornehmen. Bei symmetrischen Verschlüsselungen wird derselbe Schlüssel gebraucht, um eine Nachricht zu ver- und entschlüsseln. Bei asymmetrischen Verschlüsselungen gibt es zwei unterschiedliche Schlüssel, einer zum Ver- und einer zum Entschlüsseln einer Nachricht. Durch eine Verschlüsselung einer Nachricht kann die Vertraulichkeit und Integrität der Daten sichergestellt werden. Also dass Unbefugte keinen Zugriff auf die Daten haben (Vertraulichkeit) und diese auch nicht verändern können (Integrität). Zusätzlich ist es wichtig, einen Gesprächspartner oder eine von ihm gesendete Nachricht authentifizieren zu können. Damit soll sichergestellt werden, dass man sich tatsächlich mit dem gewünschten Gesprächspartner unterhält beziehungsweise dass die gesendete Nachricht tatsächlich vom gewünschten Gesprächspartner stammt. Dies kann erreicht werden, indem die Daten, bevor sie verschickt werden, mit einer digitalen Signatur versehen werden (Kappes, 2013). Zum Beispiel Gruppensignaturen, wobei hierbei zwei Dinge relevant sind. Erstens: Nur Mitglieder der Gruppe können Nachrichten mittels einer Gruppensignatur signieren. Zweitens: Empfänger der Nachrichten können verifizieren, dass die verwendete Signatur eine gültige Gruppensignatur ist, ohne jedoch die Identität des Gruppenmitgliedes bestimmen zu können (Chaum & Heyst, 1991).

Im Folgenden werden nun fünf verschiedene Ansätze vorgestellt, wobei sich Ansatz 1-4 auf abrechnungs- und steuerungsrelevante Messdaten und Ansatz 5 auf die Visualisierung der Messdaten und die Fernsteuerung durch das EVU konzentrieren. Dabei geht es immer um die Frage, wie bei diesen der Datenschutz und die Datensicherheit gewährleistet werden kann. Nachdem jeder Ansatz vorgestellt worden ist, wird noch kurz besprochen, ob aufgrund der gesendeten abrechnungs- und steuerungsrelevanten Daten, der Visualisierung der Messdaten oder der Fernsteuerung durch das EVU individuelle Lastprofile für einzelne Haushalte erstellt werden können.

1. Ansatz - Das Abrechnungs- und das Lastprotokoll

Der Smart Meter kommuniziert über TCP/IP mit dem EVU, wobei das EVU in der Regel den Smart Meter mit Hilfe dessen Absenderadresse nicht eindeutig identifizieren kann. Jeder Smart Meter gehört zu einer bestimmten Gruppe, welche von einem spezifischen EVU gemanagt wird. Das EVU kann einen Smart Meter zur Gruppe hinzufügen oder entfernen.

Abrechnungsrelevante Messdaten

Beim Abrechnungsprotokoll wird monatlich abgerechnet, wobei der Smart Meter den gemessenen Energieverbrauch an das EVU sendet. Die Abrechnungsdaten werden durch standardisierte asymmetrische Kryptographie verschlüsselt und mittels einer Gruppensignatur signiert. Zusätzlich muss für die Abrechnung die Identität des Kunden und des dazugehörigen Smart Meters mitgeliefert werden.

Steuerungsrelevante Messdaten

Beim Lastprotokoll werden beispielsweise viertelstündlich Messdaten vom Smart Meter an das EVU übertragen. Dabei werden die Messdaten durch standardisierte asymmetrische Kryptographie verschlüsselt und mittels einer Gruppensignatur signiert (Jeske, 2011).

2. Ansatz - Aufteilung von Messdaten und Schlüsseln

Wie beim ersten Ansatz sind auch hier Smart Meter in Gruppen eingeteilt und werden von einem EVU gemanagt.

Abrechnungsrelevante Messdaten

Der Smart Meter aggregiert die Messdaten über eine bestimmte Zeit hinweg (zum Beispiel über ein Monat) und schickt sie dann an das EVU.

Steuerungsrelevante Messdaten

Jeder Smart Meter schickt in einem Zeitintervall (z.B. 15 Minuten) Messdaten an das EVU. Die Messdaten werden verschlüsselt, und mittels einer Gruppensignatur signiert. Zusätzlich schickt jeder Smart Meter einem "Aggregations-Smart Meter" seinen Schlüssel k_i , mit welchem er seine Messdaten verschlüsselt hat. Der jeweilige Schlüssel k_i von einem spezifischen Smart Meter ändert sich in jedem Zeitintervall. Der Aggregations-Smart Meter wird für jedes Zeitintervall per Zufall aus der Gruppe aller Smart Meters ausgewählt. Er kann alle Schlüssel k_i zu einem Schlüssel K zusammensetzen, welchen er anschliessend dem EVU schickt. Das EVU selbst, muss alle Messdaten, welche es von den einzelnen Smart Meter aus der Gruppe bekommen hat, aggregieren. Erst dann kann es die aggregierten Messdaten mit dem Schlüssel K decodieren. Das Ganze basiert auf dem Prinzip der additiven bihomomorphen Verschlüsselung, wobei hier nicht weiter darauf eingegangen wird. Der Schlüssel K wird nur am Anfang, wenn die Gruppe initiiert wird, sowie wenn ein Smart Meter die Gruppe verlässt oder betritt, berechnet und dann dem EVU zugeschickt. Der ganze Prozess ist in Abbildung 5.4 nochmals dargestellt, wobei sm für Smart Meters steht (Mármol et al., 2012).

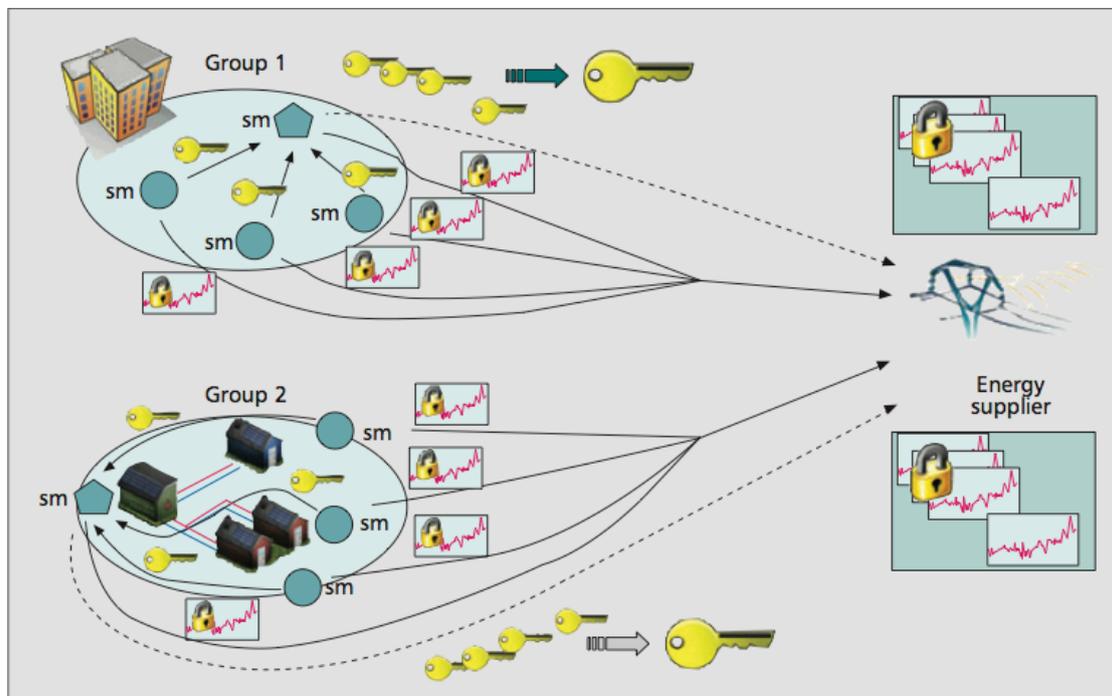


Abbildung 5.4: Verschlüsselungs- und Entschlüsselungsprozess (Quelle: Mármol et al. (2012))

3. Ansatz - Preisinformationen per Internet und Aggregation der Lastprofile

Abrechnungsrelevante Messdaten

Das EVU stellt Preisinformationen per Internet zur Verfügung. Der Smart Meter entnimmt diese automatisch, speichert jeweils die verbrauchte Energiemenge pro gleichen Preis und sendet dann diese Information wöchentlich oder monatlich an das EVU.

Steuerungsrelevante Messdaten

Die Lastprofile mehrerer Haushalte werden zuerst aggregiert, bevor sie an das EVU gesendet werden. Das EVU kann auf diese Weise eine genaue Abschätzung bezüglich des Strombedarfs für jeden Tageszeitpunkt ableiten, ohne die individuellen Lastprofile jedes Haushaltes zu kennen (Müller, 2010).

4. Ansatz - High-Frequency ID und Low-Frequency ID

Bei diesem Ansatz hat jeder Smart Meter zwei unterschiedliche IDs. Die eine ist die High-Frequency ID (HFID), die andere die Low-Frequency ID (LFID).

Abrechnungsrelevante Messdaten

Beim Verschicken (wöchentlich oder monatlich) der für die Abrechnung notwendigen Messdaten an das EVU, wird die LFID mitgeliefert. Das EVU ist anhand der LFID im Stande, den jeweiligen Stromkonsumenten eindeutig zu identifizieren, womit es ihm den verbrauchten Strom in Rechnung stellen kann.

Steuerungsrelevante Messdaten

Die HFID kommt bei Messdaten zum Einsatz, die regelmässig und in kurzen Intervallen verschickt werden. Ziel ist, dass das EVU die HFID von Beginn weg nicht kennt, sodass die Anonymität des Konsumenten und seiner Daten gegenüber dem EVU garantiert werden kann. Das EVU weiss aber somit auch nicht, welche HFIDs gültig sind und welche nicht. Deshalb kann sich ein Smart Meter gegenüber dem EVU nicht authentifizieren. Hier wird nun eine Drittpartei (z.B. der Hersteller der Smart Meters) in den Authentifizierungsprozess involviert. Voraussetzung ist, dass sie beim Bau des Smart Meters entweder Kenntnis über die jeweiligen HFID-LFID Paarungen kriegt oder diese gerade selber einbaut. Mit dem Wissen über die validen HFID-LFID Paarungen kann sie die Authentifizierung des jeweiligen Smart Meters übernehmen. Dabei schickt ein Smart Meter seine Messdaten zusammen mit seiner HFID-LFID Paarung an die Drittpartei. Bei einer erfolgreichen Authentifizierung werden sie an das EVU weitergeleitet werden, ohne dabei die HFID-LFID Paarung offenzulegen (Efthymiou & Kalogridis, 2010).

5. Ansatz - Smart Metering Gateway

Bei der Kommunikation zwischen einem Smart Meter und dem EVU steht ein sogenanntes Smart Metering Gateway dazwischen. Um Informationen vom Smart Meter zum EVU beziehungsweise umgekehrt zu übermitteln, muss der Smart Meter und das EVU jeweils mit dem Gateway kommunizieren. Weiter baut das Gateway nur Verbindungen zu vordefinierten Adressen auf. Zusätzlich müssen die Verbindungen immer verschlüsselt sein, und die Kommunikationspartner müssen sich gegenseitig authentifizieren (Müller, 2011).

Visualisierung der Messdaten

Die Messdaten bezüglich dem Stromverbrauch werden direkt im Smart Meter aufbereitet (anstatt z.B. im EVU) und dem Verbraucher über ein externes Display (z.B. Computermonitor) angezeigt (Müller, 2011). Die Alternative wäre ein Remote-Feedback (also Aufbereitung der Messdaten z.B. beim EVU), womit eine höhere Qualität erreicht werden könnte. Man nimmt an, dass durch die höhere Qualität ein höherer Einfluss auf das Verbrauchsverhalten möglich wäre (McKenna et al., 2012).

Fernsteuerung durch das EVU

Damit das EVU die Möglichkeit zur Laststeuerung oder zum Ausschluss nicht zahlender Kunden hat, kann es einen beim Kunden installierten "Unterbrecher" steuern. Der Kunde hat aber die Möglichkeit, den Unterbrecher zumindest für einige Stunden zu überschreiben. Dies ist vor allem im Falle eines Hacker Angriffes von aussen wichtig, um solche Angriffe schnell stoppen zu können (Müller, 2011).

5.5 Diskussion der Ansätze

Hier folgt eine Diskussion der eben vorgestellten Ansätze. Dabei wird bezüglich den abrechnungs- und den steuerungsrelevanten Daten eine Vorschlag abgegeben, welcher Ansatz unter welchen Gesichtspunkten zu empfehlen wäre. Ansatz 5 wird anschliessend separat diskutiert, da er sich weder mit abrechnungs- noch mit steuerungsrelevanten Daten befasst.

Abrechnungsrelevante Messdaten

Um eine Abrechnung vornehmen zu können, ist eine Identifizierung des Nutzers notwendig (Müller, 2010). Werden die Daten dabei in genügend grossen

Zeitintervallen wie zum Beispiel wöchentlich oder monatlich an das EVU geschickt, kann die Privatsphäre genügend geschützt werden (Efthymiou & Kalogridis, 2010).

Bezüglich der Identifizierung des Nutzers wird bei Ansatz 1, 3 und 4 explizit erwähnt, dass die Identität des jeweiligen Nutzers für die Abrechnung offengelegt wird. Ansatz 2 trifft darüber keine Aussage. Bezogen auf die Grösse des Zeitintervalls werden bei Ansatz 1 und 2 die Messdaten monatlich, bei Ansatz 3 und 4 wöchentlich oder monatlich aggregiert und dann an das EVU gesendet, womit die Privatsphäre also genügend geschützt wird. Das bedeutet, dass das EVU aus den aggregierten Messdaten unter anderem nicht die Lebensgewohnheiten der im Haushalt lebenden Individuen herauslesen kann.

Wäre ein Ansatz einem anderen bezüglich der Abwicklung von abrechnungsrelevanten Daten vorzuziehen? Nein, da alle Ansätze (ausser Ansatz 5) die gleiche Vorgehensweise wählen: Aggregation der Daten über eine Woche oder einen Monat und Übermittlung dieser Daten an das EVU.

Steuerungsrelevanten Messdaten

Bei allen Ansätzen ist es für das EVU enorm schwierig, aus den steuerungsrelevanten Messdaten ein detailliertes Lastprofil für einen spezifischen Haushalt zu ermitteln.

Bei Ansatz 1 aufgrund der Gruppensignatur, welche verhindern soll, dass das EVU die steuerungsrelevanten Messdaten einem eindeutigen Smart Meter und damit einem eindeutigen Haushalt zuordnen kann.

Bei Ansatz 2 ist das EVU nur im Besitz des zusammengesetzten Schlüssel K. Der Aggregations-Smart Meter hingegen ist im Besitz der einzelnen Schlüssel k_i , ohne jedoch zu den einzelnen Messdaten Zugang zu haben. Um an die einzelnen Messdaten von jedem Smart Meter zu gelangen und damit individuelle, detaillierte Lastprofile zu erstellen, ist folgendes notwendig: Der per Zufall ausgewählte Aggregations-Smart Meter muss die verschiedenen Schlüssel k_i der einzelnen Smart Meters entweder dem EVU übermitteln oder das EVU muss diese Schlüssel irgendwie dem Aggregations-Smart Meter entwenden. Aber auf welche Art und Weise soll das EVU den per Zufall ausgewählten Aggregations-Smart Meter erkennen? Des Weiteren bekommt das EVU pro erfolgreichen Angriff nur die Messdaten für die Länge eines Zeitintervalls (z.B. 15 Minuten). Bei einem Zeitintervall von 15 Minuten müssen somit 96 erfolgreiche Angriffe pro Tag - 1 Tag = 1440 Minuten, $1440:15 = 96$ - ausgeführt werden, um ein detailliertes Lastprofil für einen Haushalt über einen ganzen Tag hinweg erstellen zu können. Das heisst, das EVU muss 96 mal nacheinander den per Zufall ausgewählten Aggregations-Smart Meter eruiieren und die Schlüssel bekommen oder entwenden können. Nach Meinung des Autors ist die Wahrscheinlichkeit dafür ausserordentlich gering. Eine andere Möglichkeit ist, den Zufallsalgorithmus so zu manipulieren, dass das EVU selbst als Aggregations-Smart Meter auftreten kann. Dann ist das EVU gleichzeitig im Besitz der einzelnen Schlüssel k_i und der Messdaten der einzelnen Smart Meters. Ein Problem besteht darin, dass das EVU nicht weiss, welcher Schlüssel k_i zu welchen verschlüsselten Messdaten gehört. Des Weiteren wechselt der jeweilige Schlüssel k_i von einem Smart Meter einmal pro Zeitintervall. Auch wenn das EVU herausfindet, mit welchem Schlüssel man welche Messdaten von welchem Smart Meter aufschlüsseln kann, sind diese Informationen bei der nächsten Übertragung der Messdaten und der Schlüssel unbrauchbar.

Bei Ansatz 3 wird zwar keine Aussage getroffen, wie genau und durch wen die Messdaten aggregiert werden. Sicher ist, dass das EVU aus aggregierten Messdaten mehrerer Haushalte kein detailliertes Lastprofil für einen spezifischen Haushalt ableiten kann. Dies wird durch die Aussage von Müller (2010) untermauert: "Eine aggregierte Darstellung erlaubt also seitens des EVU eine zeitnahe, präzise Auswertung des Lastverhaltens und somit ggf. eine Anpassung an die Lastprognose,

ohne jedoch die Zuordnung einzelner Schaltvorgänge zu konkreten Haushalten zu ermöglichen" (S. 362).

Bei Ansatz 4 hat nur die Drittpartei Kenntnis darüber, welche Messdaten zu welcher HFID-LFID Paarung gehört. Damit das EVU ein individuelles Lastprofil für einen Haushalt erstellen kann, muss es von der Drittpartei diese Informationen bekommen oder sie der Drittpartei entwenden. Sobald es diese Informationen einmal hat, kann es zukünftig die übertragenen steuerungsrelevanten Daten einem spezifischen Haushalt zuordnen. Vergleicht man das mit Ansatz 2, scheint die Erfolgswahrscheinlichkeit bei Ansatz 4 massiv höher zu sein. Des Weiteren haben nach Jeske (2011) Ansätze, wo eine Drittpartei (Jeske sagt dazu Trusted Third Party (TPP)) involviert ist, einen Nachteil und Jeske formuliert diesen folgendermassen: "Warum sollten Kunden, die ihren VNB bzw. EVU nicht trauen, einer TTP (realisiert z.B. durch den Staat) vertrauen" (S. 532)?

Ist ein Ansatz einem anderen bezüglich der Abwicklung von steuerungsrelevanten Messdaten vorzuziehen? Ansatz 2 bietet nach Meinung des Autors am meisten Sicherheit. Dies hat 2 Gründe. Erstens wird vor jeder Übertragung der steuerungsrelevanten Messdaten der Aggregations-Smart Meter per Zufall aus der Gruppe aller Smart Meters ausgewählt. Durch diese Zufallsauswahl wird es für ein EVU schwierig, zu wissen, welcher Smart Meter die Schlüssel k_i besitzt. Zweitens findet eine Aufteilung statt, indem der Aggregations-Smart Meter zwar alle Schlüssel k_i dafür aber keine Messdaten hat und indem das EVU zwar die Messdaten aber die einzelnen Schlüssel k_i nicht hat. Unter einem finanziellen Gesichtspunkt betrachtet ist davon auszugehen, dass bei Ansatz 4 im Gegensatz zu den Ansätzen 1 bis 3 Mehrkosten entstehen. Denn bei Ansatz 4 ist eine Drittpartei für den Authentifizierungsprozess involviert und diese Leistung muss entweder vom EVU oder vom Stromkonsumenten oder von beiden Parteien monetär abgegolten werden.

Visualisierung der Messdaten

Da bei Ansatz 5 zur Visualisierung der Messdaten keine Drittpartei wie zum Beispiel das EVU involviert ist und die Aufbereitung der Messdaten direkt im Smart Meter stattfindet, ist es für eine Drittpartei sehr schwierig, ein individuelles Lastprofil über einen einzelnen Haushalt erstellen. Die Datensicherheit und der Datenschutz der Messdaten ist also gut geschützt.

Fernsteuerung durch das EVU

Das EVU braucht keine Messdaten, um Fernsteuerung eines Haushaltes zu betreiben, weshalb auch hier keine individuellen Lastprofile über einen einzelnen Haushalt erstellt werden können. Des Weiteren ist das System gut davor geschützt, von Hackern lahmgelegt zu werden, da der Stromkonsument die Möglichkeit hat, den Unterbrecher zumindest für einige Stunden zu überschreiben.

6. Entwicklung eines Konzeptes zur datenschutzfreundlichen Smart Meter Anwendung

Im diesem Kapitel werden Beispiele zu Prepaid-Meter (PM), welche schon zum Einsatz gekommen sind und auch heute noch verwendet werden, vorgestellt. Danach wird ein neues Smart Meter Konzept vorgestellt.

6.1 Bereits bestehende Prepaid-Systeme für Strom

Es ist zu betonen, dass die hier beschriebenen Beispiele keine Smart Meters verwenden, wie sie innerhalb dieser Arbeit definiert wurden. Vielmehr kommen sogenannte PM zum Einsatz. Diese können nicht direkt mit dem EVU kommunizieren. Sie haben aber die Möglichkeit, das derzeit verfügbare Guthaben dem Konsumenten anzuzeigen. Zusätzlich können sie direkt/über ein externes Lesegerät Token/Stromkarten lesen, um das Guthaben zu aktualisieren. Das Grundprinzip der hier vorgestellten Beispiele ist gleich wie beim neuen Prepaid-Smart Meter Konzept (siehe 6.2 Neues Prepaid-Smart Meter Konzept). Das heisst, die Konsumenten müssen den Strom bezahlen, bevor sie ihn konsumieren.

Weltweit benutzen über 5 Millionen Kunden, hauptsächlich im Vereinigten Königreich, in Neuseeland und Südafrika, ein PM im Zusammenhang mit der Bezahlung von Elektrizität (Quesnelle 2004). Auch in der Türkei und Indien finden sich solche Prepaid-Systeme (Casarin & Nicollier, 2009).

So werden in Südafrika PM seit 1993 verwendet. Dabei kann der Stromkonsument seinen PM mit zwei unterschiedlichen Arten von Token aufladen. Beiderlei Token sind wegwerfbare Papierkarten, wobei der eine Token einen Magnetstreifen und der andere eine 16 bis 20 stellige Nummer aufgedruckt hat. Der Magnetstreifen kann vom PM gelesen werden, die 16 bis 20 stellige Nummer wird über eine am PM angebrachte Tastatur eingegeben. Damit ein Kunde einen Token an einer Verkaufsstelle beziehen kann, muss er seine persönliche PM Karte (jeder mit einem PM ausgestatteter Kunde hat eine persönliche PM Karte) vorweisen. Diese Karte beinhaltet Informationen, die den PM des Kunden eindeutig identifizieren. Diese Informationen werden beim Kauf eines Tokens auf den Token geschrieben. Die Folge davon ist, dass der jeweilige Token nur bei dem dafür vorgesehenen PM funktioniert. Nun gibt es noch eine Unterscheidung bezüglich Token. Es gibt Einweg- und Zweiweg-Token. Im Unterschied zum Einweg-Token wird der Zweiweg-Token vom Kunden bei seinem nächsten Stromeinkauf an die Verkaufsstelle zurückgebracht. So kann das EVU feststellen, wie viel Strom von einem Kunden bezogen wurde, da diese Information mittels PM auf den Zweiweg-Token geschrieben und dann von der Verkaufsstelle an das EVU übermittelt wird. Bei Einweg-Token hingegen entsteht zusätzlicher administrativer Aufwand, da Personal vom EVU den jeweiligen Kunden zu Hause besuchen muss, um den Stromverbrauch feststellen zu können (Tewari & Shah, 2003).

Für Eskom, das EVU in Südafrika, und den Stromkonsumenten hatte die Einführung von PM sowohl Vor- als auch Nachteile. Unter anderem wurden Stromrechnungen nicht mehr verspätet bezahlt und der Zählerstand musste nicht manuell abgelesen werden, was gleichzeitig verhinderte, dass Zählerstände falsch abgelesen wurden. Dann verbesserte sich der Cash-Flow des EVUs aufgrund der Vorauszahlung des Stromes. Um Kunden vom Stromnetz ab- und anzuschliessen, entstanden keine Kosten (auch ein Kundenvorteil) und Stromdiebstahl konnte leichter festgestellt werden. Andererseits waren aber die Kosten für die Instandhaltung des PM Systems aufgrund nicht antizipierter Probleme höher als angenommen und der Stromdiebstahl konnte lediglich reduziert aber nicht eliminiert werden. Die Kunden

sahen ihren Stromverbrauch transparenter und sie konnten ihren Stromkonsum sowie ihr zur Verfügung stehendes Budget besser aufeinander abstimmen. Dennoch beanstandeten sie, dass sie ihre persönliche Zeit zum Kauf von Token aufwenden müssen. Auch würde sie mehr als vor der Einführung der PM die Sorge plagen, plötzlich keinen Strom mehr zur Verfügung zu haben (Tewari & Shah, 2003).

Ganz ähnlich ist das sogenannte "Pay-as-you-go" System in Ontario, Canada, das von Woodstock Hydro ins Leben gerufen wurde. Es ist seit 1989 im Einsatz und zählte 2004 ungefähr 2500 Kunden. Dabei kann jeder Stromkonsument selber entscheiden, ob er bei sich zu Hause einen PM installieren will, wobei ihm bei einer Installation für Soft- und Hardware monatliche Kosten von \$7.50 entstehen. Die Begleichung der monatlichen \$7.50 erfolgt direkt über den PM, indem die \$7.50 auf eine Stundenbasis hinuntergerechnet und stündlich vom Guthaben des Konsumenten abgezogen werden. Will ein Konsument den Stand seines für seinen Strom zur Verfügung stehenden Guthabens aufladen, muss er eine Stromkarte an einer Verkaufsstelle beziehen. Ob es sich bei dieser Stromkarte um eine persönliche Stromkarte handelt, welche jeweils nur für einen spezifischen PM funktioniert, wird nicht erwähnt. Der Wert der Karte entspricht dem Dollar Betrag, den der Kunde bezahlt, wobei diese Information in verschlüsselter Form auf der jeweiligen Karte vorhanden ist. Zu Hause hat der Kunde ein elektronisches Lesegerät, wo er seine Karte durchziehen muss. Danach kommuniziert das Lesegerät über PLC mit dem Stromzähler und aktualisiert den Betrag, welcher dem Kunden neu zur Verfügung steht. Zusätzlich übernimmt das Lesegerät die Funktion eines Displays. Der Stromzähler übermittelt dem Lesegerät einerseits den aktuellen Stand des Guthabens in Dollar und andererseits den aktuellen Stromverbrauch in Dollar (pro Stunde/Tag/Woche/Monat). Damit das EVU abschätzen kann, wie viel Strom in welchen Regionen konsumiert wird, wird jedes Mal, wenn der Kunde seine Stromkarte durch den Kartenleser zieht, der Zählerstand auf die Karte niedergeschrieben. Sobald der Kunde nun seinen nächsten Stromeinkauf tätigt, wird die Information bezüglich dem Zählerstand an das EVU übermittelt (Quesnelle, 2004).

Auch bei diesem System wird über diverse Vorteile sowohl für das EVU als auch für den Stromkonsumenten berichtet. Das EVU verzeichnete einen Rückgang bezüglich nicht bezahlter Rechnungen. Des Weiteren gab es eine Reduktion von Beschwerden bezüglich hoher Stromrechnungen. Diese gab es vor dem Prepaid-System vor allem darum, weil sich die Kunden über ihren Stromkonsum nicht bewusst waren und dann im Nachhinein Mühe hatten, zu verstehen, wieso ihr Konsum so teuer war. Ein weiterer Vorteil für das EVU war die Senkung operativer Kosten, da für Kunden mit einem PM keine Rechnung gestellt werden musste. Dies bedeutet für das EVU weniger Papier und weniger administrativen Aufwand. Dadurch, dass Strom vor seinem Bezug bezahlt wurde, profitierte das EVU von einem verbesserten Cash-Flow. Auch das An- oder Abschliessen von Kunden ans Stromnetz wurde kostengünstiger. Für den Kunden gab es andere Vorteile. Durch die Anzeige der Stromverbrauchskosten und des aktuellen Guthabens konnten die Kunden mit dem PM ihren Stromkonsum durchschnittlich um 15% senken, ihren Stromverbrauch besser kontrollieren und ihr Bewusstsein bezüglich dem Wert von Elektrizität steigern (Quesnelle, 2004).

Wie schon erwähnt, können die 2500 Kunden selber entscheiden, ob sie weiterhin das Prepaid-System benutzen wollen. Wenn sie zum alten System wechseln, entstehen ihnen keine Kosten. Daraus schliesst Woodstock Hydro, dass die 2500 Kunden, die bei dem Prepaid-System bleiben, damit auch zufrieden sind (Quesnelle, 2004).

Die Vor- und Nachteile, die sich bei den Beispielen bezüglich PM Systemen sowohl für das EVU also auch für den Stromkonsumenten ergeben haben, sind in Tabelle 6.1 auf der nächsten Seite zusammengefasst.

Vorteile EVU	Quelle	Nachteile EVU	Quelle
<ul style="list-style-type: none"> Keine verspätete Bezahlung von Stromrechnungen Keine Fehler beim Ablesen des Zählerstandes möglich 	(Tewari and Shah 2013)	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Kosten für Instandhaltung des Prepaid-Systems Stromdiebstahl noch immer ein Problem Keine verspätete Bezahlung von Stromrechnungen 	(Tewari and Shah 2013)
<ul style="list-style-type: none"> Rückgang nicht bezahlter Stromrechnungen Weniger Beschwerden wegen hoher Stromrechnungen 	(Quesnelle 2004)		
<ul style="list-style-type: none"> Senkung operativer Kosten (Papier, administrativer Aufwand wie Zählerstand ablesen) Verbesserter Cash-Flow für das EVU Kostenloser Ab- und Anschluss von Kunden ans Stromnetz 	(Tewari and Shah 2013; Quesnelle 2004)		
Vorteile Kunde	Quelle	Nachteile Kunde	Quelle
<ul style="list-style-type: none"> Gesteigertes Bewusstsein gegenüber dem Wert von Elektrizität 	(Quesnelle 2004)	<ul style="list-style-type: none"> Zeitaufwand, um Token zu kaufen Angst, plötzlich keinen Strom mehr zur Verfügung zu haben 	(Tewari and Shah 2013)
<ul style="list-style-type: none"> Senkung des Stromverbrauches 	(King 2007; Quesnelle 2004)		
<ul style="list-style-type: none"> Bessere Abstimmung von zur Verfügung stehendem Budget und Stromkonsum 	(King, 2007; Quesnelle, 2004; Tewari & Shah, 2003)		

Tabelle 6.1: Vor- und Nachteile eines Prepaid-Meter Systems für EVU und Kunde (Quelle: Eigene Darstellung)

Ein zentraler Punkt des PM Systems ist, dass die Elektrizität und dessen Wert in ein völlig neues Licht gerückt wird. Quesnelle (2004) trifft dazu folgende Aussage:

Paying in advance of use places electricity in the same category as other commodities such as gas for the car and groceries. Once you have brought the electricity home from the store you want to make it last as long as you can. You are more aware of its value because you start making choices in your desire to make your last purchase last longer. (S. 6)

Er hebt damit Elektrizität auf die gleiche Ebene wie Benzin oder Lebensmittel. Der Kauf von Lebensmitteln und Benzin basiert ebenfalls auf einem Prepaid-System. Zuerst wird gekauft und dann wird konsumiert. Dadurch sind wir uns viel eher des Wertes der jeweiligen Güter bewusst und versuchen dementsprechend, mit ihnen umzugehen. Hier stellt sich aber die Frage: Gibt es einen Grund, dass heutzutage Elektrizität in der Schweiz erst im Nachhinein bezahlt wird? Wurde in der Vergangenheit schon einmal Strom vor dessen Bezug bezahlt? In der Literatur wurden keine Hinweise auf beide dieser Fragen gefunden. Es ist aber gut vorstellbar, dass es für die EVUs attraktiver war und ist, den Strom anzubieten und ihn erst im

Nachhinein in Rechnung zu stellen. Auf diese Weise sind sich die Konsumenten weniger über den Zusammenhang zwischen ihrem Stromverbrauch und den damit verbundenen Kosten bewusst. Möglich ist, dass sie dadurch mehr Strom konsumieren und dem jeweiligen EVU einen grösseren Umsatz generieren.

6.2 Neues Prepaid-Smart Meter Konzept

Das in diesem Abschnitt vorgestellte Konzept für eine datenschutzfreundliche Prepaid-Smart Meter (PSM) Anwendung ist eine Kombination aus State of the Art (wie in den vorausgegangenen Kapiteln dokumentiert) und eigenen Ideen. Das Konzept befasst sich mit der Abwicklung der abrechnungs- und steuerungsrelevanten Messdaten sowie der Visualisierung von Messdaten. Der Text beschreibt das Konzept, wie es funktionieren würde, wenn die dem Konzept zu Grunde liegenden PSM tatsächlich implementiert wären (z.B. in der Schweiz).

Abrechnungsrelevante Daten

Bei allen Ansätzen (siehe 5.4 Ansätze, für Datenschutz und Datensicherheit), die sich mit den abrechnungsrelevanten Messdaten befassen, speichert der Smart Meter die Messdaten über den Energieverbrauch pro Tarif über eine Woche oder einen Monat. Danach sendet er diese Daten an das EVU, das dann den bezogenen Strom den Stromkonsumenten in Rechnung stellen kann. Dieser Prozess kann vereinfacht werden, indem man in einem Haushalt einen sogenannten PSM installiert.

Wie in den vorgestellten Beispielen im letzten Abschnitt bezahlt der Stromkonsument den Strom vor dessen Bezug. Das derzeitig verfügbare Guthaben wird dem Stromkonsumenten über einen externen Monitor angezeigt, welcher über PLC oder direkt mit dem PSM verbunden ist. Ein Vorteil der PLC-Variante gegenüber der Direktverbindung ist, dass der externe Monitor irgendwo im Haushalt an eine Steckdose angeschlossen und mit dem PSM verbunden werden kann. Damit der Kunde die Möglichkeit hat, sein Guthaben aufzuladen, verwaltet das EVU für jeden seiner Kunden ein Profil. Darüber kann der Kunde per Internet zugreifen und eine Zahlung initiieren (z.B. per Banküberweisung, Kreditkarte usw.). Sobald die Zahlung bestätigt ist, wird eine Verbindung zum entsprechenden PSM aufgebaut, um das derzeitige Guthaben zu aktualisieren. Da nicht davon ausgegangen wird, dass alle Personen Zugang zum Internet haben, bedarf es einer zusätzlichen Möglichkeit, um das Guthaben aufzuladen. Dafür kommen Prepaid-Karten zum Einsatz. Der Kunde kann solche Prepaid-Karten an vom EVU ausgewählten Verkaufsstätten erwerben. Der auf der jeweiligen Prepaid-Karte aufgedruckte Zahlencode wird direkt beim PSM eingegeben, um das Guthaben aufzuladen. Nach erfolgreicher Prüfung des Zahlencodes durch den PSM - der PSM baut eine Verbindung mit dem EVU auf, um die Gültigkeit des Zahlencodes zu prüfen - wird das Guthaben aktualisiert.

Jetzt stellt sich noch die Frage der Preissetzung beziehungsweise woher der PSM weiss, wie hoch der Preis für den gerade bezogenen Strom ist? Das EVU hat die Möglichkeit, eine variable Preissetzung vorzunehmen (z.B. CPP- oder RTP-Tarife, siehe 4.4.2 Demand Response) und die Preissetzung wird dem PSM entweder per Internet oder per PLC (für Haushalte ohne Internetanschluss) kommuniziert. Dies geschieht bei CPP- und RTP-Tarifen entweder einen Tag oder wenige Stunden vor der Preisänderung, bei TOU-Tarifen üblicherweise jährlich. Falls das EVU ein CPP- oder ein RTP-Tarif verwendet, zeigt der externe Monitor einerseits die für den derzeitigen Tag geltende Preisstruktur sowie allfällige Veränderungen, welche im Verlauf der nächsten Stunden oder des nächsten Tages anfallen, an. Falls das EVU einen TOU-Tarif verwendet, wo jährliche Preisstrukturänderungen zu erwarten sind, wird nur die aktuelle Preisstruktur angezeigt. Das EVU ist aber bei einem TOU-Tarif dazu verpflichtet, mindestens einen Monat vor der Einführung einer neuen Preisstruktur diese per Internet oder PLC dem PSM zu übermitteln. Daraufaufgehend

kann die neue Preisstruktur dem Kunden über den externen Monitor angezeigt werden. Das heisst, einen Monat vor Änderung der Preisstruktur sieht der Kunde bei einem TOU-Tarif zwei unterschiedliche Preisstrukturen. Die aktuell gültige und die zukünftige. Sobald die neue Preisstruktur Gültigkeit erreicht, wechselt der PSM von der alten zur neuen Preisstruktur.

Steuerungsrelevante Daten

In 5.5 Diskussion der Ansätze wurde ausführlich diskutiert, welcher Ansatz bezüglich den steuerungsrelevanten Daten nach Meinung des Autors am meisten Sicherheit bieten kann. Deshalb wird hier zur Übertragung der steuerungsrelevanten Messdaten Ansatz 2 (Aufteilung von Messdaten und Schlüssel, Messdaten an das EVU, Schlüssel k_i an den Aggregations-Smart Meter) verwendet (siehe 5.4 Ansätze, für Datenschutz und Datensicherheit).

Visualisierung der Messdaten

Die verschiedenen Feedbackarten wurden bereits ausführlich diskutiert (siehe 4.4.1 Feedback über das Stromverbrauchsverhalten). Für das eigene Konzept wird nun erklärt, auf welche Art und Weise dem Stromkonsumenten ein Feedback angezeigt wird.

Einerseits kann sich der Stromkonsument ein direktes Feedback über einen externen Monitor anzeigen lassen, wofür die Messdaten nicht aufbereitet werden. Andererseits kann er sich ein indirektes Feedback anzeigen zu lassen, wobei die Messdaten zuerst aufbereitet werden. Es wird auf die Involvierung einer Drittpartei (z.B. das EVU) zur Aufbereitung der Messdaten verzichtet, um den Datenschutz und die Datensicherheit bestmöglich zu gewährleisten. Die Aufbereitung erfolgt direkt im PSM und wird dem Kunden anschliessend über einen externen Monitor angezeigt. Der Kunde kann selber entscheiden, ob er lieber einen historischen Vergleich, eine Disaggregation der Messdaten, einen normativen Vergleich oder eine Kombination davon als Feedback auf seinem Monitor angezeigt bekommen will.

Gemäss Karjalainen (2011) werden Messdaten von einem ähnlichen Haushalt benötigt, um einen normativen Vergleich anstellen zu können. Das neue PSM Konzept verzichtet bewusst auf diese Voraussetzung. Vielmehr entscheidet der Konsument selbst, mit welchem Haushalt er seinen eigenen Haushalt vergleichen will. Bevor ein Beispiel zum Ablauf gezeigt wird, wie ein solcher Vergleich von einem Konsumenten initiiert werden kann, werden die notwendigen Ausdrücke erläutert:

- Es sei $H = \{h_1, h_2, \dots, h_n\}$ die Menge aller Haushalte in der Schweiz, die einen PSM besitzen.
- Es sei psm_i der PSM von h_i .
- Es sei i_j die eindeutige Identifikationsnummer von psm_i .

Der Ablauf, wenn der Konsument seinen Haushalt h_1 mit einem anderen Haushalt h_2 vergleichen will, ist folgendermassen:

1. Zuerst braucht er i_2 vom psm_2 . i_2 gibt er dann in psm_1 ein.
2. Danach baut psm_1 eine Verbindung zu psm_2 auf und wartet auf eine Bestätigung der Anfrage.
3. h_2 kann die Anfrage von psm_1 bestätigen oder ablehnen.
4. Im Falle einer Bestätigung muss in einem nächsten Schritt h_2 i_1 in psm_2 eingeben, wodurch h_1 dann ebenfalls aufgefordert wird, die Anfrage zu bestätigen. Nur wenn sowohl h_1 als auch h_2 die Anfrage bestätigen, wird der nächste Schritt initiiert, ansonsten wird der Prozess abgebrochen.
5. Im nächsten Schritt müssen sowohl h_1 als auch h_2 die Grösse des Zeitintervalls bestimmen, in welchem psm_1 Messdaten an psm_2 sendet und umgekehrt. h_1 und h_2 müssen dabei die Grösse des Zeitintervalls in psm_1

- respektive psm_2 eingeben. Nur wenn beiden Parteien die gleiche Grösse eingeben, läuft der Prozess weiter, ansonsten wird er abgebrochen.
6. Ab nun werden regelmässig Messdaten von psm_1 an psm_2 und umgekehrt gesendet und ein normativer Vergleich angestellt, welcher an einem mit dem jeweiligen PSM verbundenen externen Monitor angezeigt wird.
 7. Will h_1 oder h_2 nicht mehr weiter einen normativen Vergleich anstellen, können sie diesen jederzeit abbrechen. Dabei reicht es, wenn eine der beiden Parteien den Vorgang abbricht.

Damit der Datenverkehr für einen PSM nicht zu gross wird, kann ein Haushalt maximal 10 normative Vergleiche gleichzeitig mit anderen Haushalten durchführen. Das heisst h_1 kann sich zur selben Zeit beispielsweise mit h_2 bis h_{11} vergleichen.

Voraussetzungen

Aus dem eben beschriebenen Konzept für die Abwicklung der abrechnungs- und steuerungsrelevanten Messdaten sowie deren Visualisierung lassen sich nun noch ein paar Voraussetzungen ableiten:

1. Jede Verbindung, die der PSM mit einer Drittpartei aufbaut, ist verschlüsselt
2. Jeder PSM verfügt über eine eindeutige Identifikationsnummer. Diese wird benötigt, damit ein Haushalt seinen PSM mit einem PSM eines anderen Haushaltes zur Erstellung eines normativen Vergleiches verbinden kann.
3. Der PSM baut eine Verbindung zum EVU nur zur Übertragung der steuerungsrelevanten Messdaten auf. Das EVU hingegen baut eine Verbindung zum PSM nur zur Aktualisierung des Guthabens sowie zur Übermittlung von Preisinformationen auf.
4. Im Falle, dass Preisinformationen aufgrund von Problemen nicht übertragen werden können, gilt der letzte vom EVU an einen PSM übertragene Tarif.

6.3 Diskussion des Prepaid-Smart Meter Konzeptes

Ein Grossteil der Vor- und Nachteile (siehe Tabelle 6.1), die sich beim PM System sowohl für das EVU als auch für die Konsumenten gezeigt haben, werden auch beim PSM Konzept zum Tragen kommen. Tewari und Shah (2003) nannten als Nachteile eines Prepaid-Systems, dass hohe Kosten für die Instandhaltung entstanden sind. Sie nannten aber keine Begründung dafür. Deshalb wird hier explizit erwähnt, dass keine Aussage darüber getroffen werden kann, dass dieser Nachteil auch beim PSM Konzept vorhanden wäre.

Nebst den in Tabelle 6.1 aufgeführten Vor- und Nachteilen stellt sich beim neuen PSM Konzept ebenfalls die Frage, inwiefern Datensicherheit und Datenschutz gewährleistet werden können.

Abrechnungsrelevante Messdaten

Abrechnungsrelevanten Messdaten müssen nicht an das EVU gesendet werden, da die Abrechnung der Stromkosten direkt im PSM abgewickelt werden. Dies steht im Gegensatz zu allen in 5.4 Ansätze, für Datenschutz und Datensicherheit beschriebenen Ansätzen und ist nach Meinung des Autors diesen vorzuziehen.

Steuerungsrelevante Messdaten

Siehe 5.5 Diskussion der Ansätze.

Visualisierung der Messdaten

McKenna, Richardson, and Thomson (2012) sagen zwar, dass durch die Aufbereitung der Messdaten durch eine Drittpartei (z.B. das EVU) eine höhere

Qualität und dadurch ein höherer Einfluss auf das Verbrauchsverhalten möglich wäre. Das neue PSM Konzept will aber einen möglichst guten Datenschutz und eine möglichst hohe Datensicherheit. Einerseits kann beides eher erreicht werden, wenn die Messdaten des PSM's nicht an eine Drittpartei zur Aufbereitung weitergegeben werden. Andererseits sollten den Hersteller von PSMs die Vorgabe gemacht werden (z.B. durch den Staat), dass die PSMs die Messdaten in gleich hoher Qualität wie durch das EVU aufbereitet können.

Die einzige Ausnahme bezüglich der Weitergabe von Messdaten an eine Drittpartei ist, wenn der Konsument willentlich einen normativen Vergleich mit einem anderen Haushalt anstellen will. Um sicherzustellen, dass nicht versehentlich eine Anfrage von einem anderen Haushalt bestätigt wird und ab dann sofort Messdaten ausgetauscht werden, müssen sich die involvierten Haushalte jeweils gegenseitig eine Anfrage schicken und diese bestätigen. Des Weiteren müssen sie ebenfalls die gleiche Grösse vom Zeitintervall in ihren jeweiligen PSM eingeben, damit ein Austausch der Messdaten für einen normativen Vergleich stattfindet.

Wieso wurde nun aber darauf verzichtet, dass ein Haushalt sich mit einem ähnlichen Haushalt vergleichen soll, so wie es Karjalainen (2011) fordert? Es geht darum, dem Konsumenten nicht vorzuschreiben, mit was für einem Haushalt er sich vergleicht. Er entscheidet selber. Als Folge davon ist anzunehmen, dass sich die Konsumenten, die ihre Haushalte miteinander vergleichen, mehr oder weniger bekannt sein müssen, da sie erstens die Identifikationsnummer austauschen und zweitens die Grösse des Zeitintervalls bestimmen müssen. Der Autor dieser Arbeit denkt, dass ein einzelner Konsument viel eher einen Ansporn hat, seinen Stromkonsum zu optimieren, wenn er die Person, mit dessen Haushalt er sich vergleicht, kennt.

7. Fazit

Das Ziel dieser Bachelorarbeit ist es, die Potentiale des Smart Meters für den Schweizer Strommarkt und Zielkonflikte hinsichtlich des Datenschutzes zu analysieren. Bei der Definition eines Smart Meters wurde erläutert, dass mit Smart Metern eine Fernauslesung des Zählerstandes möglich ist. Damit blieben den für die Zählerauslesung zuständigen Mitarbeitern des EVUs die Autofahrten, um die Zählerstände der Stromzähler ihrer Kunden auszulesen, erspart. Positiv für das EVU wäre, dass ein EVU dadurch weniger Benzin, weniger Zeit und weniger Mitarbeiter benötigen würde. Gleichzeitig bliebe dem Konsumenten das jährliche Treffen mit dem Mitarbeiter des EVUs zur Zählerauslesung erspart.

Wir haben auch gesehen, dass mittels Smart Meter den Individuen eines Haushaltes ein Feedback über deren Stromverbrauchsverhalten gegeben werden kann. Mit einem Feedback kann der Stromkonsument darin unterstützt werden, Strom zu sparen. Das Feedback kann über unterschiedliche Kommunikationskanäle - Webportale, Smartphones, Inhome Displays oder Kundenschriften - erfolgen. Des Weiteren wurden unterschiedliche Feedbackarten erläutert (direktes, indirektes, unbeabsichtigtes). Bezogen auf den Stromkonsum in Schweizer Haushalten kann mit Einsparungen von 5% bis 6% gerechnet werden, was ungefähr 1.2 Milliarden Franken an finanziellen Einsparungen entspricht. Es ist anzunehmen, dass sich der Stromkonsument durch ein Feedback eher über sein Stromverbrauchsverhalten bewusst wird, und dass dieses mittels Feedback potentiell beeinflusst werden kann. Wichtig ist aber, dass der potentielle Effekt eines Feedbacks von Dauer ist. Hingegen wenn der Konsument aber nach einiger Zeit (zum Beispiel nach zwei Monaten) wieder zu seinen alten Gewohnheiten zurückkehrt, ist der Nutzen eines Feedbacks von kurzer Dauer. Wie in der Arbeit erwähnt wurde, ist es wichtig, dass der Konsument regelmässig ein Feedback bekommt, sodass das Feedback von Dauer ist. Dies spricht dafür, dass der Smart Meter vor allem im Stande sein sollte, dem Kunden ein direktes Feedback anzuzeigen. Hierbei müssen die Daten nicht bearbeitet werden, und der Kunde kann jederzeit von dieser Art von Feedback Gebrauch machen. Des Weiteren sollte der Konsument aber auch von indirektem Feedback profitieren können. Deshalb sollte der Smart Meter im Stande sein, so viele indirekte Feedbackarten wie möglich anzubieten. Dabei sollen die Messdaten für das indirekte Feedback direkt im Smart Meter und nicht durch eine Drittpartei aufbereitet werden. Das hat den grossen Vorteil, dass die sensiblen Messdaten im Smart Meter des Konsumenten bleiben und so ein hoher Datenschutz und eine hohe Datensicherheit besteht. Ungeachtet der Höhe an Einsparungen, die durch ein Feedback erzielt werden können, sollte auf jedenfall nicht auf darauf verzichtet werden. Schon dadurch, dass sich die einzelnen Stromkonsumenten bewusster über ihren Stromverbrauch sind, lohnt sich der Einsatz eines Feedbacks.

Ein anderes in dieser Arbeit beschriebenes Potential von Smart Metern befasst sich mit tarifbasiertem DR. Dadurch kann dem Konsumenten ein preisbasierter Anreiz gegeben werden, weniger Strom zu verbrauchen oder den Stromkonsum zeitlich zu verschieben. Wie wir beim tarifbasierten DR gesehen haben, gibt es unterschiedliche Tarife, wie TOU-, CPP- und RTP-Tarife. Auch wurde gezeigt, dass nicht bei allen Tarifen der Einsatz eines Smart Meters notwendig ist, und dass der Nutzen stark davon abhängt, wie viele Konsumenten ein dynamisches Tarifmodell annehmen. Es ist anzunehmen, dass Konsumenten je nach Höhe des Strompreises dazu bewegt werden können, ihren Stromkonsum zeitlich zu verschieben oder weniger Strom zu konsumieren. Deshalb sollte man dynamische Tarife auch in der Schweiz einführen. Jetzt ist nur noch die Frage, ob man sich auf einen reinen TOU-Tarif beschränkt oder ob man auch CTP- oder RTP-Tarife einführt. Alle Tarife sollten angeboten werden, denn dem Stromkonsumenten sollte es selbst überlassen sein, für welchen der zur Verfügung stehenden Tarife er sich entscheidet. Der in der Schweiz heute übliche TOU-Tarif (Tages- und Nachttarif) sollte aber erweitert werden, indem er aus mehr

als den heute üblichen zwei Tarifstufen besteht. Gerade zur Mittagszeit ist beispielsweise mit einem Anstieg des Stromverbrauches (um diese Zeit sind viele Elektroherde in Betrieb) zu rechnen und diesem Umstand sollte auch durch den TOU-Tarif Rechnung getragen werden. Beispielsweise indem während dem EVU bekannten Spitzenzeiten (wie die Mittagszeit), ein hoher Strompreis verlangt wird. Dafür soll aber zu Zeiten, wenn sehr wenige Leute gleichzeitig Strom benötigen, ein sehr niedriger Strompreis verlangt werden.

Nebst diesen unterschiedlichen Potentialen gibt es aber auch Risiken bezüglich dem Datenschutz und der Datensicherheit zu beachten. Es ist möglich, dass aus den steuerungsrelevanten Messdaten, die ein Smart Meter an ein EVU schickt, Informationen über die Lebensgewohnheiten von in einem Haushalt lebenden Individuen gewonnen und vom EVU oder von Drittparteien - beispielsweise Einbrecher, Hacker, Staatsanwaltschaft, Familienmitglieder - für unterschiedliche Zwecke verwendet werden. Dies darf bei einem Rollout von Smart Metern in der Schweiz nicht unberücksichtigt bleiben. Nun gibt es zahlreiche Ansätze, die vorschlagen, die Messdaten eines Smart Meters anonymisiert und verschlüsselt an ein EVU zu senden oder eine Drittpartei zu involvieren. Leider kann aber - egal mit welchem Ansatz - nie zu 100% garantiert werden, dass der Datenschutz und die Datensicherheit gewährleistet sind. Es kann höchstens die Aussage getroffen werden, dass mit solchen Ansätzen versucht wird, einen bestmöglichen Schutz zu geben. Nun könnte man geneigt sein, zu glauben, dass unter diesen Voraussetzungen eine weite Verbreitung von Smart Metern unter anderem in der Schweiz nicht möglich ist. Die Situation ist aber vergleichbar mit der Verbreitung von Computern. Überall im täglichen Leben ist irgendwo ein Computer im Einsatz und fast auf jedem Computer sind Daten vorhanden, die nicht jedem zugänglich sein sollten. Obwohl auch hier viel getan wird, um einen unerlaubten Zugriff auf solche Daten zu verhindern, kann kein absoluter Schutz vor einem unerlaubtem Zugriff zu 100% gewährleistet werden, und trotzdem ist der Computer in weiten Teilen der Welt flächendeckend im Einsatz.

Was bei fast allen Ansätzen für den Datenschutz und die Datensicherheit gleich war, ist die Unterscheidung zwischen steuerungs- und abrechnungsrelevanten Daten. Steuerungsrelevante Daten werden vom Smart Meter in regelmässigen und kurzen Intervallen an das jeweilige EVU geschickt. Dabei ist eine Verschlüsselung der Daten und eine Anonymisierung des zum Smart Meter dazugehörigen Haushaltes wichtig, um den Datenschutz und die Datensicherheit zu schützen. Bei den abrechnungsrelevanten Daten hingegen reicht es, die Daten über einen bestimmten Zeitraum (z.B. einen Monat) zu aggregieren und dann in verschlüsselter Form dem EVU zu schicken. Diese Vorsichtsmassnahmen versuchen so gut wie möglich, den Datenschutz und die Datensicherheit von den in einem Haushalt lebenden Personen zu schützen. Das Risiko aber, dass sich diese Personen gegenseitig überwachen, wird bei keinem dieser Ansätze miteinbezogen. So lange man dem Konsumenten aber ein Feedback über sein Stromverbrauchsverhalten geben will, wird auch immer die Möglichkeit für einzelne Personen bestehen, andere im Haushalt lebende Personen bezüglich deren Stromkonsum zu überwachen. Jedoch besteht diese Risiko, dass sich die Mitbewohner eines Haushaltes gegenseitig überwachen, auch ohne Smart Meter und ist deshalb vernachlässigbar.

Nach der Diskussion über die unterschiedlichen Ansätze für den Datenschutz und die Datensicherheit wurde dargelegt, welche Ansätze nach Meinung des Autors für welche Art von Messdaten zum Einsatz kommen sollten. Auf Basis dessen wurde ein Konzept zu datenschutzfreundlichen Smart Meter Anwendung entwickelt, welches eine Kombination aus den verschiedenen Ansätzen mit eigenen Ideen kombinierte. Dabei zentral war, dass es sich um ein Prepaid-System für Strom handelt. Nach Ansicht des Autors wäre es bei einem flächendeckenden Rollout von Smart Metern in der Schweiz von Vorteil, die in Kapitel 6.2 vorgestellten PSMs einzusetzen. Sie kombinieren die unterschiedlichen Potentiale von Smart Metern mit den Vorteilen

eines Prepaid-Systems für Strom. Quesnelle (2004) lieferte auch eine gute Begründung dafür, wieso Strom im Vorhinein bezahlt werden sollte. Es steigert das Bewusstsein über den Wert des verbrauchten Stromes und es motiviert dazu, den gekauften Strom so lange wie möglich einsetzen zu können. Des Weiteren haben wir gesehen, dass es sowohl bei den bereits bestehenden Prepaid-Metern und beim in dieser Arbeit entwickelten Konzept, das auf PSM basiert, nicht notwendig ist, die abrechnungsrelevanten Messdaten an das EVU zu senden. Je weniger Daten an das EVU oder an eine sonstige Drittpartei gesendet werden müssen, desto eher kann der Datenschutz und die Datensicherheit gewährleistet werden. Dies ist ein weiterer Grund, wieso PSM in der Schweiz eingeführt werden sollten. Natürlich stellt sich die Frage, inwiefern Stromkonsumenten in der Schweiz ein Prepaid-System für Strom akzeptieren würden. Da es für die meisten in der Schweiz lebenden Personen normal ist, den Strom zuerst zu konsumieren und dann zu bezahlen, ist zu bezweifeln, dass ein direkter Umstieg auf ein Prepaid-System reibungslos funktionieren würde. Sehr wahrscheinlich wäre es vorzuziehen, dem Konsumenten selbst die Entscheidung zu überlassen, welchen Smart Meter (Prepaid oder nicht) er sich zu Hause installieren lassen will.

Als zukünftiger Schritt könnten (Prepaid-) Smart Meters mittels Pilotprojekten in verschiedenen Gebieten der Schweiz eingesetzt und getestet werden. Dabei könnte abgeklärt werden, welche Feedbackarten dem Konsumenten am meisten dazu bewegen, Strom zu sparen, und inwiefern tarifbasiertes DR in der Schweiz zum Einsatz kommen könnte. Auch gilt es abzuklären, ob die Möglichkeit besteht, gleichzeitig verschiedene Tarife anzubieten, und wie ein Konsument von einem Tarif zu einem anderen Tarif wechseln kann. Des Weiteren könnten die unterschiedlichen Ansätze für eine datenfreundliche Smart Meter Anwendung getestet und einander gegenübergestellt werden. Am wichtigsten ist, die grundsätzliche Akzeptanz der Bevölkerung gegenüber Smart Metern und speziell gegenüber PSM zu eruieren, um abschätzen zu können, auf welche Art man Smart Meter mit einer möglichst hohen Akzeptanz in der Bevölkerung einführen könnte, und ob es sich lohnen würde, auch PSM einzuführen. Die aus den Pilotprojekten gewonnen Erkenntnisse könnte man beispielsweise dafür nutzen, Standards zu definieren. Standards, die darlegen, welche Feedbackvarianten von einem Smart Meter angeboten werden müssen, und Standards, die klar definieren, wie ein Konsument von einem Tarif auf einen anderen wechseln kann.

Zwei Dinge sollten nach Meinung des Autors beim einem Rollout von Smart Metern in der Schweiz immer mit höchster Priorität behandelt werden. Erstens sollte darauf geachtet werden, dass der Datenschutz und die Datensicherheit bestmöglich gewährleistet sind. Zweitens sollte dem Konsumenten so wenig wie möglich vorgeschrieben werden. Er selber soll darüber entscheiden können, welche Feedbackvariante oder welchen Tarif er wählen will, und ob er seinen Strom im Vorhinein oder wie bis anhin üblich im Nachhinein bezahlen will.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Smart Meters viel Potenzial haben und dass sie eine grosse Unterstützung sein können, um die Herausforderungen an das Schweizer Stromnetz und die energiepolitischen Ziele zu meistern. Es sollte angestrebt werden, ein Rollout von Smart Metern in naher Zukunft durchzuführen.

Literaturverzeichnis

- A+, Akademien der Wissenschaften Schweiz. (2012). *Zukunft Stromversorgung Schweiz*. Retrieved from http://swiss-academies.org/en/dms/D/Publikationen/Berichte/Zukunft_Stromversorgung_Langfassung.pdf#page=5
- Aichele, C., & Doleski, O. D. (2013). Einführung in den Smart Meter Rollout. In C. Aichele & O. D. Doleski (Eds.), *Smart Meter Rollout* (pp. 3–42). Springer Fachmedien Wiesbaden. Retrieved from <http://link.springer.com/book/10.1007%2F978-3-8348-2440-0>
- Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78(11), 1989–1996. doi:10.1016/j.epsr.2008.04.002
- Baeriswyl, M., Müller, A., Rigassi, R., Rissi, C., Solenthaler, S., Staake, T., & Weisskopf, T. (2012). *Folgeabschätzung einer Einführung von "Smart Metering" im Zusammenhang mit "Smart Grids" in der Schweiz : Schlussbericht vom 5. Juni 2012*. Retrieved from <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/27519.pdf>
- BAKOM, Bundesamt für Kommunikation. (2005). UMTS. Retrieved September 11, 2013, from <http://www.bakom.admin.ch/themen/technologie/01178/index.html>
- BEN, BEN Energy AG. (2012). *Unsere Produkte machen Energieeffizienz zum Erlebnis*. Retrieved from https://www.ben-energy.com/resources/BEN_Energy_Produnkte_20130517_v11.pdf
- BFE, Bundesamt für Energie. (2009). *Smart Metering für die Schweiz - Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz*. Retrieved from http://www.econcept.ch/uploads/media/091117_BFE-Schlussbericht_Smart_Metering_CH.pdf

- BFE, Bundesamt für Energie. (2010). *Positionspapier zu Smart Grids*. Retrieved from http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06006
- BFE, Bundesamt für Energie. (2012). Kostendeckende Einspeisevergütung. Retrieved September 2, 2013, from <http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2013). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2012*. Retrieved from http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00765
- BR, Schweizerischer Bundesrat. (2013). *Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative "Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)." Retrieved from <http://www.admin.ch/opc/de/federal-gazette/2013/7561.pdf>*
- Brandt, P. K. (2010). Smart Energy: Rückblick und Ausblick. In *Bericht im Rahmen des Seminars „Smart Energy“ an der ETH Zürich im FS2010*. Retrieved from http://www.vs.inf.ethz.ch/edu/FS2010/DS/reports/ds2010_14_report_peterbrandt.pdf
- BSE, Bundesbehörden der Schweizerischen Eidgenossenschaft. (2011). Bundesgesetz über den Datenschutz. Retrieved September 27, 2013, from <http://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/19920153/index.html>
- Casarin, A., & Nicollier, L. A. (2009). Prepaid meters in electricity: a cost-benefit analysis. *IAE Business School, Austral University*. Retrieved from http://www.iae.edu.ar/pi/Documentos%20Investigacin/Working%20Papers/DT%20IAE01_2009.pdf

- Chaum, D., & Heyst, E. van. (1991). Group Signatures. In D. W. Davies (Ed.), *Advances in Cryptology — EUROCRYPT '91* (pp. 257–265). Springer Berlin Heidelberg. Retrieved from http://link.springer.com/chapter/10.1007/3-540-46416-6_22
- Darby, S. (2006). The effectiveness of feedback on energy consumption. A Review for DEFRA of the Literature on Metering, Billing and direct Displays. *Environmental Change Institute, University of Oxford*. Retrieved from <http://www2.z3controls.com/doc/ECI-Effectiveness-of-Feedback.pdf>
- Deconinck, G. (2010). Metering, Intelligent Enough for Smart Grids? In Z. Lukszo, G. Deconinck, & M. P. C. Weijnen (Eds.), *Securing Electricity Supply in the Cyber Age* (Vol. 15, pp. 143–157). Springer Netherlands. Retrieved from http://link.springer.com/chapter/10.1007%2F978-90-481-3594-3_8
- DSB, Datenschutzbeauftragter Kanton Zürich. (n.d.). Glossar. Retrieved October 20, 2013, from <https://review.datenschutz.ch/datenschutz/global/glossary.php#4d65eb345a92d746bc77dccc6ac366c4>
- EDÖB, Eidgenössischer Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragter. (2011). Digitale Stromzähler. Retrieved September 27, 2013, from <http://www.edoeb.admin.ch/datenschutz/00121/00916/index.html?lang=de>
- Efthymiou, C., & Kalogridis, G. (2010). Smart Grid Privacy via Anonymization of Smart Metering Data. In *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)* (pp. 238–243). doi:10.1109/SMARTGRID.2010.5622050

- EK, Europäische Kommission. (2011). *Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO2-armen Wirtschaft bis 2050*. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0112:FIN:de:PDF>
- ECom, Eidgenössische Elektrizitätskommission. (2008). Netzzugang. Retrieved September 4, 2013, from <http://www.elcom.admin.ch/themen/00002/00003/index.html?lang=de>
- ETP SmartGrids, European Technology Platform SmartGrids. (2006). *Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future*. Retrieved from http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf
- ETP SmartGrids, European Technology Platform SmartGrids. (2010). Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. Retrieved from http://www.smartgrids.eu/documents/SmartGrids_SDD_FINAL_APRIL2010.pdf
- Faruqui, A., Harris, D., & Hledik, R. (2010). Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. *Energy Policy*, 38(10), 6222–6231. doi:10.1016/j.enpol.2010.06.010
- Forster, C. (2013). Leuthard macht Ernst mit Strommarktöffnung. *Neue Zürcher Zeitung*. Retrieved from <http://www.nzz.ch/aktuell/schweiz/leuthard-macht-ernst-mit-strommarktoeffnung-1.17956017>
- Galli, S., Scaglione, A., & Wang, Z. (2011). For the Grid and Through the Grid: The Role of Power Line Communications in the Smart Grid. *Proceedings of the IEEE*, 99(6), 998–1027. doi:10.1109/JPROC.2011.2109670

Hafner, F. (2010). Die Strommarktliberalisierung in der Schweiz. *Vimentis*. Retrieved from

<http://www.vimentis.ch/d/publikation/196/Die+Strommarktliberalisierung+in+der+Schweiz.html>

Hargreaves, T., Nye, M., & Burgess, J. (2010). Making energy visible: A qualitative field study of how householders interact with feedback from smart energy monitors. *Energy Policy*, 38(10), 6111–6119. doi:10.1016/j.enpol.2010.05.068

Hartmeier, M. (2010). Smart Metering: Hintergrund und Stand der Technik. In *Bericht im Rahmen des Seminars „Smart Energy“ an der ETH Zürich im FS2010*.

Retrieved from

http://vs.inf.ethz.ch/edu/FS2010/DS/slides/ds2010_4_talk_moritzhartmeier.pdf

ITWissen, Das grosse Online-Lexikon für Informationstechnologie. (n.d.-a). GPRS

(general packet radio service). Retrieved September 11, 2013, from

<http://www.itwissen.info/definition/lexikon/general-packet-radio-service-GPRS.html>

ITWissen, Das grosse Online-Lexikon für Informationstechnologie. (n.d.-b). GSM

(global system for mobile communications). Retrieved September 11, 2013,

from <http://www.itwissen.info/definition/lexikon/Groupe-Speciale-Mobile-global-system-mobile-GSM-GSM-Standard.html>

ITWissen, Das grosse Online-Lexikon für Informationstechnologie. (n.d.-c). HAN

(home area network). Retrieved September 12, 2013, from

<http://www.itwissen.info/definition/lexikon/home-network-Heimnetz-HN.html>

ITWissen, Das grosse Online-Lexikon für Informationstechnologie. (n.d.-d). UMTS-

Übertragungsrate. Retrieved September 11, 2013, from

<http://www.itwissen.info/definition/lexikon/UMTS-Uebertragungsrate-UMTS-transmission-rate.html>

- ITWissen, Das grosse Online-Lexikon für Informationstechnologie. (n.d.-e). ZigBee.
Retrieved September 12, 2013, from
<http://www.itwissen.info/definition/lexikon/ZigBee-ZigBee.html>
- Jain, R. K., Taylor, J. E., & Peschiera, G. (2012). Assessing eco-feedback interface usage and design to drive energy efficiency in buildings. *Energy and Buildings*, 48, 8–17. doi:10.1016/j.enbuild.2011.12.033
- Jamieson, A. (2009). Smart meters could be “spy in the home.” *The Telegraph*.
Retrieved from
<http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/6292809/Smart-meters-could-be-spy-in-the-home.html>
- Jeske, T. (2011). Datenschutzfreundliches Smart Metering. *Datenschutz Und Datensicherheit - DuD*, 35(8), 530–534. doi:10.1007/s11623-011-0132-9
- Kappes, M. (2013). Kryptographische Prinzipien und Methoden. In *Netzwerk- und Datensicherheit* (pp. 19–40). Springer Fachmedien Wiesbaden. Retrieved from http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-8348-8612-5_2
- Karg, M. (2010). Datenschutzrechtliche Rahmenbedingungen beim Einsatz intelligenter Zähler. *Datenschutz Und Datensicherheit - DuD*, 34(6), 365–372. doi:10.1007/s11623-010-0108-1
- Karjalainen, S. (2011). Consumer preferences for feedback on household electricity consumption. *Energy and Buildings*, 43(2–3), 458–467. doi:10.1016/j.enbuild.2010.10.010
- Khurana, H., Hadley, M., Lu, N., & Frincke, D. A. (2010). Smart-grid security issues. *IEEE Security Privacy*, 8(1), 81–85. doi:10.1109/MSP.2010.49
- King, J. (2007). M-Power: A Better Way to Keep Customers in Power. Retrieved October 24, 2013, from <http://www.intelligentutility.com/article/07/01/m-power-better-way-keep-customers-power>
- Leuthold, U., & Bornand, J. (2012). *Schweizer Staatskunde* (6th ed.). Zürich: Compendio Bildungsmedien AG.

- Lewis, R. P., Ijic, P., & Zhou, Z. (2009). Assessment of communication methods for smart electricity metering in the U.K. In *Sustainable Alternative Energy (SAE), 2009 IEEE PES/IAS Conference on* (pp. 1–4).
doi:10.1109/SAE.2009.5534884
- Lisovich, M. A., Mulligan, D. K., & Wicker, S. B. (2010). Inferring Personal Information from Demand-Response Systems. *IEEE Security Privacy*, 8(1), 11–20. doi:10.1109/MSP.2010.40
- Mármol, F. G., Sorge, C., Ugus, O., & Pérez, G. M. (2012). Do not snoop my habits: preserving privacy in the smart grid. *IEEE Communications Magazine*, 50(5), 166–172. doi:10.1109/MCOM.2012.6194398
- Mayer, C., & Dänekas, C. (2013). Smart Grids – die Bedeutung der Informatik für die zukünftige Energieversorgung. *Informatik-Spektrum*, 36(1), 78–89.
doi:10.1007/s00287-012-0636-1
- McDaniel, P., & McLaughlin, S. (2009). Security and Privacy Challenges in the Smart Grid. *IEEE Security Privacy*, 7(3), 75–77. doi:10.1109/MSP.2009.76
- McKenna, E., Richardson, I., & Thomson, M. (2012). Smart meter data: Balancing consumer privacy concerns with legitimate applications. *Energy Policy*, 41, 807–814. doi:10.1016/j.enpol.2011.11.049
- Molina-Markham, A., Shenoy, P., Fu, K., Cecchet, E., & Irwin, D. (2010). Private Memoirs of a Smart Meter. In *Proceedings of the 2nd ACM Workshop on Embedded Sensing Systems for Energy-Efficiency in Building* (pp. 61–66).
doi:10.1145/1878431.1878446
- Müller, K. J. (2010). Gewinnung von Verhaltensprofilen am intelligenten Stromzähler. *Datenschutz Und Datensicherheit - DuD*, 34(6), 359–364.
doi:10.1007/s11623-010-0107-2
- Müller, K. J. (2011). Verordnete Sicherheit — das Schutzprofil für das Smart Metering Gateway. *Datenschutz Und Datensicherheit - DuD*, 35(8), 547–551.
doi:10.1007/s11623-011-0135-6

- Newborough, M., & Augood, P. (1999). Demand-side management opportunities for the UK domestic sector. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, 146(3), 283–293. doi:10.1049/ip-gtd:19990318
- Niyato, D., Xiao, L., & Wang, P. (2011). Machine-to-Machine Communications for Home Energy Management System in Smart Grid. *Communications Magazine, IEEE*, 49(4), 53–59. doi:10.1109/MCOM.2011.5741146
- Oekostrom online, ökostrom-online - Infoportal rund um Ökostrom und Ökostromanbieter. (n.d.). Was ist / was bedeutet Netznutzungsentgelt. Retrieved September 4, 2013, from <http://www.oekostrom-online.com/lexikon/strom/n/netznutzungsentgelt.html>
- Paetsch, M., & Böck, R. (2009). *Strommarktliberalisierung in der Schweiz: Neue Strukturen und ihre Herausforderungen*. Universität St. Gallen. Retrieved from <http://www.iorc.unisg.ch/~media/Internet/Content/Dateien/InstituteUndCenters/IORCF/Abschlussarbeiten/Boeck%20und%20Paetsch%202009%20DA%20Strommarktliberalisierung%20in%20der%20Schweiz%20Neue%20Strukturen%20und%20ihre%20Herausforderungen.ashx>
- Paschotta, R. (2013a). Grundlast. Retrieved October 16, 2013, from <http://www.energie-lexikon.info/grundlast.html?s=ak>
- Paschotta, R. (2013b). Lastprofil. Retrieved December 23, 2013, from <http://www.energie-lexikon.info/lastprofil.html?s=ak>
- Paschotta, R. (2013c). Leistungsänderungsgeschwindigkeit. Retrieved January 4, 2014, from <http://www.energie-lexikon.info/leistungsaenderungsgeschwindigkeit.html?s=ak>
- Paschotta, R. (2013d). Mittellast. Retrieved October 16, 2013, from <http://www.energie-lexikon.info/mittellast.html?s=ak>
- Paschotta, R. (2013e). Spitzenlast. Retrieved October 16, 2013, from <http://www.energie-lexikon.info/spitzenlast.html?s=ak>

- Pathmaperuma, D., & Schippl, J. (2011). ITA-Monitoring Intelligente Stromnetze.
Retrieved from <http://www.itas.fzk.de/deu/lit/epp/2011/pasc11-pre01.pdf>
- Portmann, M. (2003). Das Stromnetz im liberalisierten Strommarkt. *Zurich, Switzerland: Swiss Federal Institute of Technology*. Retrieved from
http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/pps_0203_port.pdf
- Quesnelle, K. (2004). Pay-As-You-Go-Power Treating Electricity as a Commodity.
Retrieved from http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3519-03/PreuveINTERV3519/GRAME-1-Doc3-DocInformation_21janv04.pdf
- Quinn, E. L. (2009). *Privacy and the New Energy Infrastructure* (SSRN Scholarly Paper No. ID 1370731). Rochester, NY: Social Science Research Network.
Retrieved from <http://papers.ssrn.com/abstract=1370731>
- Schmidt, J., & Vohrer, P. (2010). *Erneuerbare Energien und Grundlastkraftwerke-ein Systemkonflikt*. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien. Retrieved from
<http://opus.kobv.de/zlb/volltexte/2013/20547/>
- strom online. (n.d.). Strom unterwegs im Detail. Retrieved September 2, 2013, from
http://www.strom-online.ch/stromunterwegs_infos.html
- Sultanem, F. (1991). Using appliance signatures for monitoring residential loads at meter panel level. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 6(4), 1380–1385.
doi:10.1109/61.97667
- swissgrid. (2012a). Smart Grid: Das intelligente Netz. Retrieved October 9, 2013,
from <http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/future/smartgrid.html>
- swissgrid. (2012b). Verschiedene Netzebenen transportieren den Strom. Retrieved August 30, 2013, from
http://swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/transmission_system/grid_levels.html
- swissgrid. (2012c). Verteilnetzbetreiber. Retrieved August 30, 2013, from
<http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/dso.html>

- Tewari, D. D., & Shah, T. (2003). An assessment of South African prepaid electricity experiment, lessons learned, and their policy implications for developing countries. *Energy Policy*, 31(9), 911–927. doi:10.1016/S0301-4215(02)00227-6
- Vaterlaus, S., & Wild, J. (2001). Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft vor der Marktöffnung. *Zeitschrift Für Energiewirtschaft*, 25(3), 189–204.
- VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. (2010). *Handbuch Smart Metering CH*. Retrieved from http://www.strom.ch/uploads/media/HBSM-CH_1018d_2010.pdf
- VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. (2013). *Strompreise 2014*. Retrieved from http://www.rhiienergie.ch/fileadmin/user_upload/customers/rhiienergie/Dokumente/diverse/Strompreis_Komponenten_2013_VSE.pdf
- VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. (n.d.). Dossiers - Stromnetz - Fakten. Retrieved September 23, 2013, from strom.ch/de/dossiers/stromnetz/fakten.html
- VSGS, Verein Smart Grid Schweiz. (2013). *Weissbuch Smart Grid*. Retrieved from http://www.smartgrid-schweiz.ch/media/files/Weissbuch_Smart_Grid.pdf
- Wissner, M. (2009). *Smart metering*. WIK, Wiss. Inst. für Infrastruktur und Kommunikationsdienste. Retrieved from http://www.ub.uni-koeln.de/ssg-bwl/archiv1/2009/95110_gasmarkt_zaeehler.pdf
- Wood, G., & Newborough, M. (2003). Dynamic energy-consumption indicators for domestic appliances: environment, behaviour and design. *Energy and Buildings*, 35(8), 821–841. doi:10.1016/S0378-7788(02)00241-4