

Power to the People

Das Stromnetz der Zukunft

Mathias Dalheimer <md@gonium.net>

16. September 2010

1 Einleitung

Wenn morgens in Deutschland die Kaffeemaschinen angeschaltet werden, sorgt ein komplexes System dafür, dass der Tag gut anfängt: Unser Stromnetz. Das deutsche Stromnetz ist über die vergangenen 100 Jahre gewachsen und transportiert den Strom von Kraftwerken zu den Verbrauchern. Bildlich kann man sich das anhand des „Stromsees“ vor Augen führen:

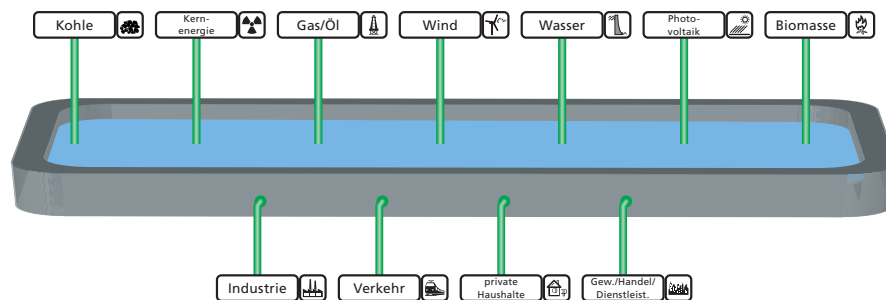


Abbildung 1: Der Stromsee: Kraftwerke erzeugen Strom, der in den gemeinsamen Stromsee eingespeist wird. Alle Verbraucher beziehen ihren Strom aus diesem Netz.

Die einzelnen Kraftwerke produzieren aus verschiedenen Energiequellen elektrischen Strom. Der Strom wird im Netz gesammelt, bis ein beliebiger Verbraucher den Strom benötigt¹. Konventionelle Kohlekraftwerke tragen genauso wie Atomkraftwerke und Photovoltaiksysteme zur Stromerzeugung bei. Das Stromnetz wird mit einem Wasserleitungssystem verglichen. So anschaulich dieses Modell ist, so vereinfacht es leider zu stark:

¹Streng genommen wird Strom natürlich nicht verbraucht, ich bleibe allerdings bei dieser umgangssprachlichen Formulierung.

1. Der Stromsee suggeriert, dass der „Wasserstand“ im See steigen und fallen kann. Das ist im Stromnetz nicht möglich, es gibt keinen Speicher, der Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch kompensieren könnte:

$$\text{Erzeugung}(t) = \text{Verbrauch}(t) + \epsilon \quad \forall t \quad (1)$$

Die Erzeugung muss zu jedem Zeitpunkt dem Verbrauch entsprechen — kleinere Abweichungen führen zur Änderung der Netzfrequenz, größere Abweichungen können zu großflächigen Stromausfällen führen. Es ist die Aufgabe der Stromnetzbetreiber, einen zuverlässigen Betrieb sicherzustellen. Dazu wird die Stromerzeugung permanent dem Verbrauch angepasst [33]. Es ist nicht möglich, beliebige Kapazitäten bei Bedarf an- und abzuschalten: Die Anfahrvorgänge von Kraftwerken dauern je nach Kraftwerkstyp zwischen wenigen Minuten (Wasserkraft- und Gasturbinenkraftwerke) und mehreren Stunden (Kohlekraftwerke). Umgekehrt ist es auch nicht ohne weiteres möglich, die Leistung innerhalb von kurzer Zeit beliebig zu reduzieren.

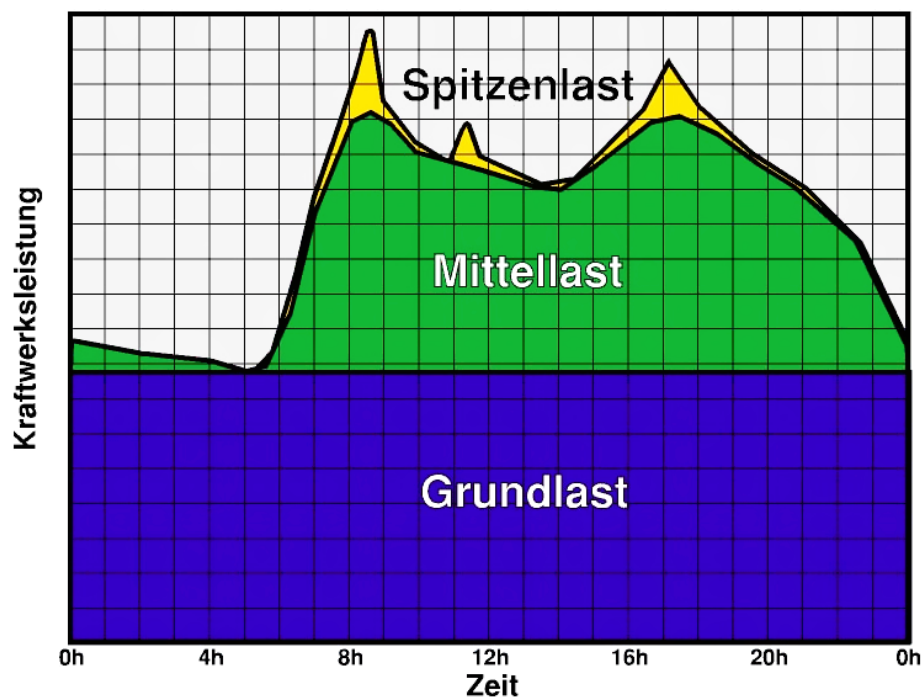


Abbildung 2: Lastkurve. Quelle: http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Datei:Stromnetz_Lastkurve.png

Die Netzbetreiber müssen also die Schwankungen des Stromverbrauchs vorhersehen und auch kurzfristig auf Änderungen reagieren. Dabei unterscheidet man zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlast, vgl. Abbildung 2: Die Grundlast ist der Bedarf, der über 24 Stunden hinweg konstant bleibt, quasi der Grundverbrauch.

Dieser wird üblicherweise durch Grundlastkraftwerke wie Braunkohle- und Atomkraftwerke erzeugt. Auch Laufwasserkraftwerke werden üblicherweise zu den Grundlastkraftwerken gerechnet. Die Regelfähigkeit dieser Kraftwerke spielt eine untergeordnete Rolle, die Stückkosten stehen im Vordergrund: Die Erzeugung einer Kilowattstunde ist in diesen Kraftwerken am billigsten. Daher werden diese Kraftwerke wenn möglich rund um die Uhr unter Volllast betrieben.

Die Mittellast entspricht den grundlegenden Schwankungen im Tagesablauf: Nachts wird erheblich weniger Energie verbraucht als tagsüber. Die Mittellast ist relativ gut planbar und wird daher z.B. mittels Steinkohlekraftwerken abgedeckt. Die Spitzenlast ist zwar auch planbar, aber mit erheblich mehr Unsicherheit verbunden. Diese Spitzenlast muss kurzfristig durch das Zuschalten von Spitzenlastkraftwerken wie Gasturbinenkraftwerken, Pumpspeicherkraftwerken oder Druckluftspeicherkraftwerke abgedeckt werden. Spitzenlastkraftwerke können ihre Leistung zum Teil bis zu 20% ihrer Nennleistung innerhalb einer Minute ändern [36]. Da Spitzenlastkraftwerke nur selten unter Volllast betrieben werden, ist der erzeugte Strom relativ teuer: Je nach Versorgungslage kann eine Kilowattstunde €1,50 kosten [35].

Nicht in die aktive Netzregelung einbezogen sind Industriebetriebe mit eigener Stromerzeugung, Windkraftanlagen, Photovoltaiksysteme und auch Blockheizkraftwerke.

Für die Regelung hat das „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) Standards geschaffen. Im „UCTE Operation Handbook“ sind die Verfahren der Netzregelung im Abschnitt „Load Frequency Control and Performance“ beschrieben [13]. Als Regelgröße dient die Netzfrequenz: Dieser Wert muss bei 50 Hz liegen. Wenn ein elektrischer Verbraucher eingeschaltet wird, dann sinkt die Netzfrequenz. Wird umgekehrt ein Verbraucher ausgeschaltet, so steigt die Netzfrequenz. Genau umgekehrt wird die Netzfrequenz von der Leistung der Kraftwerke beeinflusst: Wird zusätzliche Leistung eingespeist, so steigt die Netzfrequenz.

Drei aufeinanderfolgende Stufen sind an der Regelung beteiligt:

- a) Für die *Primärregelung* müssen Netzbetreiber innerhalb von 30 Sekunden zwei Prozent seiner aktuellen Erzeugung als Reserve bereitstellen bzw. die Erzeugung reduzieren können. Die Kraftwerke müssen bis zu 15 Minuten diese Leistungserhöhung liefern können. Die Primärregelung hat die Aufgabe, die Netzfrequenz im Höchstspannungsnetz auf europäischer Ebene stabil zu halten.
- b) Die *Sekundärregelung* kann zeitgleich zur Primärregelung anlaufen und hat die Aufgabe, die Frequenzstabilität in einer Regelzone sicherzustellen. Dazu werden zusätzliche Spitzenlastkraftwerke benutzt. Die Sekundärregelung soll nach 15 Minuten abgeschlossen sein.
- c) Auch bei der *Tertiärregelung* oder auch *Minutenreserve* ist das Ziel, die Netzfrequenz zu stabilisieren. Hierbei werden zusätzliche Reserven vom Übertra-

	Installierte Länge (km)	Spannung (kV)
Höchstspannung	36.000	220 und 380
Hochspannung	75.200	60-220
Mittelspannung	493.000	6-60
Niederspannung	1.067.100	0,4

Tabelle 1: Stromkreise in Deutschland. Quelle: BMWi [2]

gungsnetzbetreiber bei den Lieferanten angefordert. Dies geschieht üblicherweise telefonisch. Die veränderte Lastsituation wird dann permanent durch die Kraftwerke abgedeckt, die Regelung ist abgeschlossen.

- Der Stromsee vernachlässigt auch, dass die Erzeugung und der Verbrauch von Strom geographisch verteilt sind. Eine Kilowattstunde aus einem Grundlastkraftwerk wird normalerweise in das Höchstspannungsnetz (220 und 380 Kilovolt) eingespeist, vgl. Tabelle 1. Die Aufgabe des Höchstspannungsnetzes ist die Verteilung des Stroms über größere Distanzen, auch in das europäische Ausland. Nahe den Verbrauchszentren wird der Strom in das Hochspannungsnetz transformiert, von dort aus auch in das Mittelspannungsnetz. Mittlere Kraftwerke speisen in das Hochspannungsnetz ein, während Stadtwerke und große Windkraft- bzw. Photovoltaikanlagen auch direkt in das Mittelspannungsnetz einspeisen können.

Über Umspannwerke in den Gemeinden wird das Mittelspannungsnetz an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Hier wird der Strom schließlich durch private Haushalte und Gewerbebetriebe verbraucht. Eine Ausnahme stellen Industrieabnehmer dar: Diese können ihren Strom auch aus dem Mittelspannungsnetz beziehen.

Die Einspeisung von Solaranlagen auf den Dächern der Privathaushalte kann zu Problemen bei der Netzregulierung führen: Da auf der Niederspannungsebene keine Regelenergie zur Verfügung steht, können signifikante Photovoltaikeinspeisungen die Netzfrequenz nach oben treiben. Darüber hinaus kann eine Einspeisung von dezentral erzeugtem Solarstrom auch die Leitungen als solche überlasten. Daher kommt es schon heute — vor allem in ländlichen Regionen — vor, dass die Netzbetreiber den Anschluss von Photovoltaikanlagen verweigern.

- Der Stromsee stellt schließlich auch die Organisationsstruktur des Stromnetzes nicht dar. Hier sind zunächst die vier großen Übertragungsnetzbetreiber Amprion (RWE/VEW), EnBW Transportnetze AG, Transpower Stromübertragungs GmbH (TenneT) sowie 50Hertz Transmission (Vattenfall) zu nennen, vgl. Abbildung 3. Die vier großen Übertragungsnetzbetreiber sind am ENTSO-E beteiligt und damit auch an der aktiven Netzregelung. Sie betreiben die Höchst- und Hochspannungsnetze. Hinzu kommen noch ca. 900 Verteilnetzbetreiber in Deutschland, welche die Mittel- und Niederspannungsnetze betreiben. Diese agieren lokal und stellen die Versorgung der Haushalte in ihrem Versorgungsgebiet sicher. Oft sind diese Verteilnetzbetreiber in der Hand der Kommunen.

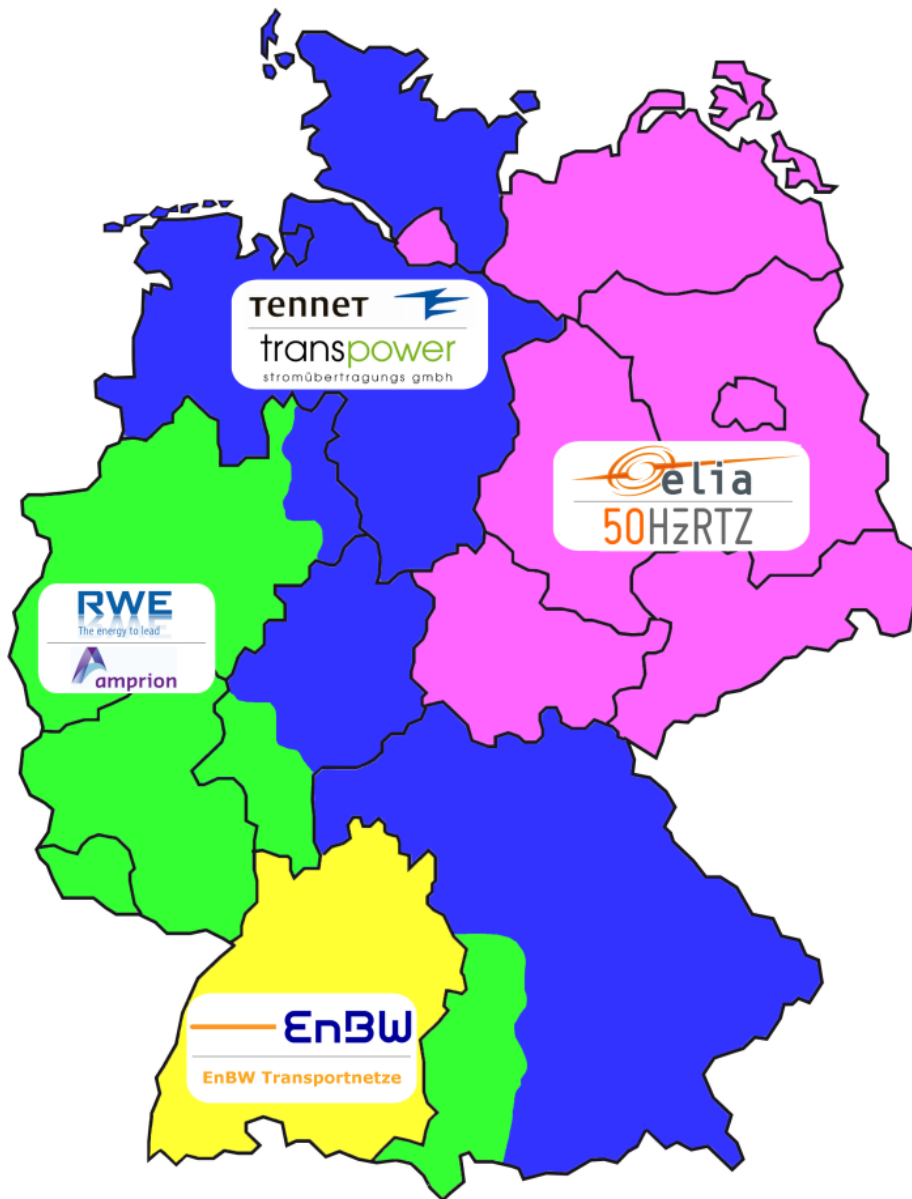


Abbildung 3: Überblick über die Regelzonen im deutschen Stromnetz. CC-BY-SA Ice gixxe

Alle Netzbetreiber kaufen — direkt oder indirekt — ihren Strom auf zwei Märkten ein: Der Termin- und der Spotmarkt an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig. Auf dem Terminmarkt werden längerfristige Lieferkontrakte gehandelt. Der Spotmarkt dient hingegen dem An- und Verkauf von Strommengen für den folgenden oder auch laufenden Tag. Hier können kurzfristig Strommengen ge- und verkauft werden für den Fall, dass die bisherigen Käufe nicht mit dem erwarteten Verbrauch übereinstimmen.

Die Erzeugung des Stroms wird in Deutschland von den vier Konzernen Vattenfall, RWE, e-on und EnBW dominiert. Daneben gibt es eine große Anzahl von Stadtwerken, die mit eigenen Kraftwerken Strom erzeugen. Hinzu kommt noch eine Vielzahl von kleinen Erzeugern, die mittels BHKW und Photovoltaik lokal Strom in das Netz einspeisen. Die Monopolkommission der Bundesregierung stellte in ihrem Gutachten „Strom und Gas 2009“ fest, dass insbesondere im Bereich der Stromerzeugung signifikante Wettbewerbsprobleme aufgrund der hohen Marktkonzentration vorliegen. Sie empfiehlt unter anderem eine Zusammenlegung der vier Regelzonen zu einer einzigen, unter einer unabhängigen Regelinstanz operierenden Regelzone [29].

Unser Stromnetz ist also weit komplexer als der Stromsee suggeriert. Der Ausbau der erneuerbaren Energien verändert dabei viele der Grundannahmen, unter denen unser Stromnetz gebaut wurde. Da der Netzbetreiber die Einspeisungen von Solaranlagen entgegennehmen und vergüten muss, sind sowohl technische Änderungen als auch organisatorische Anpassungen nötig.

Die Stromerzeugung aus Wind, Photovoltaik und Biomasse hat einen steigenden Anteil, im Jahr 2009 betrug er 15,6 % [3]. Die Tendenz ist weiter steigend, einzelne Studien gehen von einem Anteil zwischen mindestens 20 % [9] und 47 % [17] der Erneuerbaren Energien bis 2020 aus. Grundsätzlich macht dieser Trend aus ökologischer Sicht Sinn. Die unregelmässige Verfügbarkeit des EE-Stromes führt dazu, dass z.B. in Phasen starken Windes Grundlastkraftwerke heruntergefahren werden müssen, um die zusätzlichen Strommengen aufzunehmen. Die Machbarkeit ist hier umstritten: Gegner der erneuerbaren Energien weisen darauf hin, dass Grundlastkraftwerke nicht ohne weiteres innerhalb von Stunden heruntergefahren werden können. Befürworter halten dagegen, dass aufgrund von speziellen Windprognosen die Stromeinspeisungen auf Tagesfrist recht genau vorhergesagt werden können und daher eine Abschaltung von Kohle- und Atomkraftwerken machbar ist.

Klar ist in jedem Fall, dass sich durch den zunehmenden Anteil regenerativer Energien im deutschen Strommix Grundlastkraftwerke immer schlechter auslasten lassen. Es verändert sich auch die finanzielle Grundlage für den Betrieb von Grundlastkraftwerken: Diese sind darauf optimiert, möglichst permanent mit hoher Auslastung Strom zu produzieren.

Das derzeit praktizierte Anhalten von Windkraftanlagen in Phasen starken Windes durch die Netzbetreiber ist aus ökologischer Sicht nicht wünschenswert. Die Gründe hierfür liegen laut der Bundesregierung zum einen an Verzögerungen im Netzausbau und andererseits im Fehlen von Energiespeichern [1]. Der Anteil des nicht eingespeisten regenerativen Stroms wird derzeit nicht erfasst. Dies ist umso bedauerlicher, als dass die

Netzbetreiber als auch Betreiber von Grundlastkraftwerken sind und so ein Zielkonflikt entsteht.

Zusammenfassend lässt sich festhalten: Erneuerbare Energien — so wünschenswert ihr Einsatz ist — führen zu Veränderungen im Stromnetz. Neben technischen Anpassungen sind auch ökonomische Anpassungen notwendig. Wohin also mit dem „grünen“ Strom? Wie kann unser Stromnetz angepasst werden?

2 Flexibel durch Demand-Side Management

Klar ist, dass unser Stromnetz flexibler werden muss [18]. Prinzipiell gibt es zwei Möglichkeiten, dies zu schaffen: Einerseits können Speichermöglichkeiten für Strom im Netz geschaffen werden. In Pumpspeicherkraftwerken kann Strom zwischengespeichert werden, in dem Wasser von einem niedrigen Reservoir in ein höhergelegenes gepumpt wird. Wird der Strom wieder benötigt, so wird die in der Höhe gespeicherte Energie über ein Wasserkraftwerk wieder in Strom verwandelt. Üblicherweise werden Pumpspeicherkraftwerke so dimensioniert, dass sie über 4-8 Stunden ihre Leistung abgeben können. Dabei steht die Leistung innerhalb von Minuten zur Verfügung und kann in weiten Bereichen geregelt werden. Der Wirkungsgrad liegt bei ca. 80 % [34].

Eine zweite Möglichkeit zur Stromspeicherung liegt in modernen Batteriespeichern. Es gibt derzeit erste Projekte, die den großtechnischen Einsatz von Lithion-Ionen-Batterien erproben [4]. Dabei werden dezentral Batteriespeicher installiert, die im Falle eines Überschusses Strom aufnehmen und später wieder abgeben können. In die gleiche Kategorie fallen auch Elektrofahrzeuge, die ihre Batteriekapazität nach aussen hin zugänglich machen. Technisch sind stationäre Systeme jedoch einfacher zu betreiben: Die Lade- und Entladeregulierung muss nicht die hohen Leistungen zur Verfügung stellen, die in einem Elektroauto notwendig sind. Darüber hinaus werden stationäre Systeme auch nur bis zu 30 % ihrer Kapazität entladen. Mit aktuell verfügbaren Technologien können so Batterielebenszeiten von 25 Jahren erreicht werden. Dezentrale Batteriespeicher haben auch den Vorteil, dass sie direkt am Niederspannungsnetz hängen und so z.B. die Einspeisungen von privaten Photovoltaiksystemen aufnehmen können. Der so zwischengespeicherte Strom belastet die Übertragungsnetze nicht, sondern verbleibt lokal in einem Versorgungsnetz, bis der Strom dort benötigt wird.

Die zweite Möglichkeit, das Stromnetz flexibler zu machen, liegt im *Demand-Side Management*. Statt auf der Seite der Stromerzeugung und -verteilung Änderungen vorzunehmen, wird der Verbrauch von Strom beeinflusst. Damit ist jedoch zunächst nicht die Reduzierung des Stromverbrauchs gemeint, obwohl dies natürlich eine sinnvolle Anstrengung ist. Stattdessen wird der Stromverbrauch auf der Zeitachse verschoben. Das Ziel ist es, Stromverbraucher dann zu betreiben, wenn sowieso viel Strom erzeugt wird. Umgekehrt laufen diese Verbraucher nicht, wenn zu einem anderen Zeitpunkt weniger Strom erzeugt wird.

Im Industriebereich ist diese Herangehensweise schon lange Standard — unter dem Stichwort „Lastabwurf“ hat ein Netzbetreiber die Möglichkeit, den Stromverbrauch von einzelnen Industriebetrieben gezielt zu reduzieren, um Engpässe zu vermeiden. Im

Jahr	Kapazität in GW
2008	11,45
2010	11,50
2013	12,15
2015	12,82
2020	13,32

Tabelle 2: Prognose der Demand Side Management-Kapazitäten im Bereich der UCTE. Angaben in GW

Gegenzug erhält der Industriebetrieb bessere Bezugskonditionen für Strom. Ein Verteilnetzbetreiber ist so in der Lage, relativ schnell erhebliche Lasten im Netz der momentanen Erzeugung anzupassen. Üblicherweise sind — unter anderen — die folgenden Eingriffe möglich [20, S. 23f] [30, S. 85ff]:

1. *Lastspitzenreduzierung*: Dabei werden einzelne Lastspitzen gekappt, in dem zur Spitzenzeit Verbraucher abgeschaltet werden. In den Spitzenzeiten werden so höhere Kosten zur Stromerzeugung vermieden.
2. *Lasttauffüllung*: Falls Strom zu Grenzkosten angeboten werden kann, lohnt es sich, Verbraucher zu diesem Zeitpunkt zu betreiben. Ein Beispiel hierfür ist das Aufladen von Nachtspeicherheizungen, da nachts die Last im Netz gering ist.
3. *Lastverschiebung*: Generell können natürlich Lasten im Stromnetz auf einen anderen Zeitpunkt verschoben werden, um vielfältige Ziele zu erreichen. Speziell bei kurzfristigen Lastveränderungen („Flexible Load Shaping“) wird kurzfristig Regelenergie durch einen Lastabwurf frei.

Allen Eingriffen gemein ist, Lastspitzen zu glätten oder zu verschieben, um den Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke zu verhindern. Bei entsprechenden Prognosen können diese Techniken auch dazu eingesetzt werden, Strom aus den erneuerbaren Energiequellen aufzunehmen und gezielt zu nutzen. Im Jahr 2007 nutzen die europäischen Übertragungsnetzbetreiber Demand Side Management-Kapazitäten im Bereich von mehreren GWh [14]. Torriti et al. [31] gehen von einem stetigen Wachstum der Kapazitäten in Europa aus, vgl. Tabelle 2. Zusammengenommen können momentan 2,9 % der Spitzenlast durch Demand Side Management verschoben werden.

Im Privathaushalt ist Demand Side Management jedoch noch nicht im Einsatz, hier können noch erhebliche Kapazitäten erschlossen werden. Die Gründe hierfür sind vielfältig:

1. Die notwendige Regelungstechnik ist in nur wenigen Haushalten vorhanden. Die Grundlage für die Steuerung von Geräten ist ein Hausbus, über den Steuersignale kommuniziert werden. Die gegenwärtig verfügbaren Systeme (KNX, EIB) sind recht aufwendig und teuer, sodass hier noch weitere Entwicklungen notwendig sind.

2. In die Haushaltsgeräte ist normalerweise kein Zugang für ein Energiemanagementsystem eingebaut. Zum Beispiel gibt es bei einer Spülmaschine üblicherweise keine Schnittstelle, um ein Startkommando zu übermitteln.
3. Es gibt kaum finanzielle Anreize für Privathaushalte, um in diese Technologien zu investieren. Gegenwärtig sind einzig Nachtstromtarife darauf zugeschnitten, den Verbrauch in Nebenzeiten zu fördern.

Im Rahmen der E-Energy Initiative der Bundesregierung arbeiten diverse Projekte daran, Demand Side Management-Technologien in Haushalte zu integrieren [10]. Auch Gerätehersteller wie Miele integrieren spezielle Energiemanagementschnittstellen in ihre Geräte [23]. Allen diesen Lösungen gemein ist jedoch, dass sie modellhaften Charakter haben und allenfalls in Pilotprojekten getestet werden.

In diesen Pilotprojekten ist neben den Managementtechnologien vor allem die Einführung von intelligenten Stromzählern (Smart Metern) ein Thema. Smart Meter sind elektronische Stromzähler, welche die bekannten schwarzen Ferraris-Zähler ersetzen. Sie bieten neben der Anzeige des Gesamtzählerstandes auch die Möglichkeit, den Momentanverbrauch oder den Wochenverbrauch anzuzeigen. Einige Modelle bieten zudem auch die Möglichkeit, den Stromverbrauch an den Netzbetreiber zurückzumelden, oft in 15-minütigen Intervallen. Stromkunden können, wenn Informationen zum Momentanverbrauch unmittelbar zur Verfügung stehen, ihr Verhalten direkt verändern und so ihren Strombezug um 15-20 % reduzieren [18]. Ebenso ist es denkbar, mit den gesammelten Strombezugsinformationen weiterführende Analysen durchzuführen. Diese können zum Beispiel Geräte identifizieren, die einen erheblichen Anteil am Stromverbrauch haben. Daraufhin können automatisiert Hinweise gegeben werden, dass sich z.B. die Anschaffung eines energiesparenden Kühlschranks schon nach einem Jahr amortisiert hätte.

Für die Netzbetreiber bzw. den Messtellenbetreiber ist dies eine Herausforderung, da Kunden nicht bereit sind, für die neue Messtechnik zu bezahlen. Zwar sind durch die direkte Rückmeldung von Stromverbrauchsdaten Einsparungen zu erwarten, jedoch stehen diese Einsparpotentiale in keinem Verhältnis zu den Mehrkosten der Smart Meter: Die Bundesnetzagentur geht von einem Einsparpotential von 12€ bis 50€ im Jahr aus [5, S. 70]. Zudem erlauben gerade zeitlich eng aufgelöste Daten im 15-Minuten-Bereich erhebliche Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten der Anschlussinhaber.

3 Datenschutz

Einerseits sind diese Daten natürlich für den Stromkunden interessant, da er den Einfluss seines Verhaltens auf den Stromverbrauch vor Augen geführt bekommt und so insgesamt weniger verbrauchen wird. Andererseits sind die Stromverbrauchsdaten aus Netzbetreibersicht auch sehr interessant, da sich hier völlig neue Möglichkeiten für Preismodelle und auch für das Marketing ergeben. Momentan werden Privathaushalte über Standardlastprofile abgerechnet, d.h. ein Verteilnetzbetreiber wird nicht für die real gelieferte Strommenge bezahlt, sondern auf der Basis eines durchschnittlichen Lastprofils und der Anzahl der versorgten Haushalte wird eine Pauschale abgerechnet. Mit Smart Metern

kann nun der reale Verbrauch bestimmt werden und wird in Zukunft wohl zur Grundlage der Abrechnung werden ².

Um diese Abrechnung vorzunehmen gehen die Netzbetreiber davon aus, dass die Stromverbrauchsdaten in hoher zeitlicher Auflösung an sie übertragen werden, um dann eine verbrauchsgenaue Abrechnung gegenüber den Stromanbietern machen zu können. Diese Daten sind jedoch als sehr sensibel einzustufen, da hieraus auf Lebens- und Konsumgewohnheiten geschlossen werden kann.

Ein beispielhafter Tagesverlauf des Autors ist in Abbildung 4 dargestellt. Die Kurve

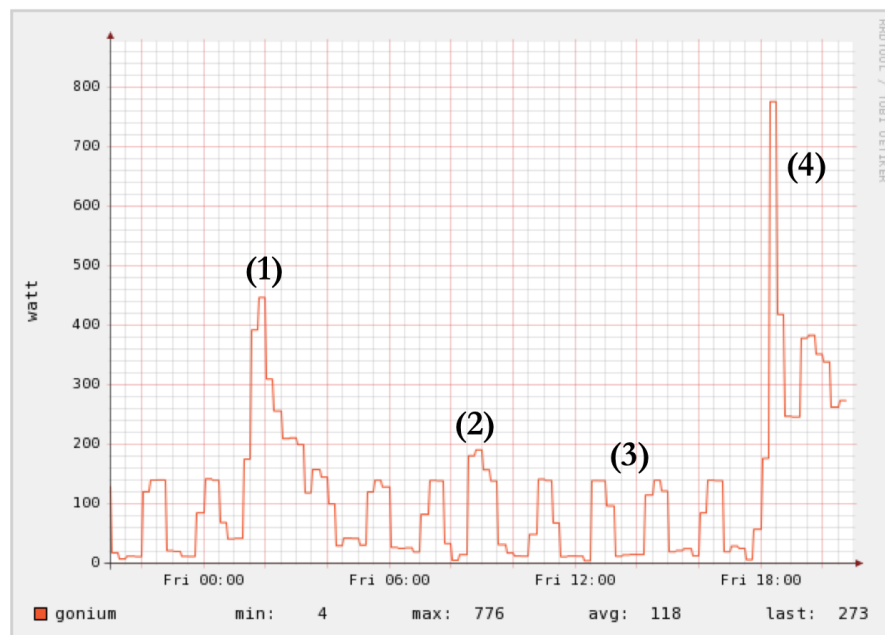


Abbildung 4: Der Stromverbrauch des Autors am Beispiel eines Tages.

gibt den Stromverbrauch in fünfminütigen Intervallen wieder. Bei Markierung (1) ist der Autor aufgestanden, weil er aufgrund einer Kanada-Reise an Jetlag litt. Die Benutzung von Wasserkocher und der Rechners schlägt sich deutlich nieder. Gegen 4:00 wurde weitergeschlafen. Um acht Uhr morgens (2) läuft die kleine Senseo-Kaffeemaschine, tagsüber war der Autor arbeiten. Während dieser Zeit führt der Kühlschrank zu regelmässigen Ausschlägen (3). Gegen 18:00 kam der Autor nach Hause und benutzte die Mikrowelle.

Die Gerätesignaturen sind natürlich spezifisch für einzelne Geräte bzw. Betriebszustände. Eine Waschmaschine bietet verschiedene Programme, die auch zu leicht unterschiedlichen Signaturen führen. Zusätzlich führt die Reduktion auf — in diesem Beispiel — fünf-Minuten-Messintervalle zum Verlust von Information. Die Senseo-Kaffeemaschine (2) zeigt bei einminütigen Messintervallen einen recht spezifischen Spitzenverbrauch von 1400 Watt für ca. 1 Minute. Wenn die Werte jedoch als Durchschnittsverbrauch der letzten fünf Minuten dargestellt werden, bleibt davon nur noch eine kleine Spitze übrig.

²Entsprechende Änderungen werden derzeit von der Bundesnetzagentur diskutiert.

Derzeit sehen die Smart Meter-Infrastrukturen eine zeitnahe Übermittlung von 15-Minuten-Intervallwerten an die Messstellenbetreiber vor. Daraus lassen sich immer noch einzelne Geräte identifizieren, wobei natürlich wenig charakteristische Signaturen herausgemittelt werden³. Dennoch ergeben sich hier erhebliche Privacy-Probleme: Durch statistische Verfahren lässt sich recht einfach entscheiden, wie oft und wie lange ein Bewohner in der Wohnung ist. Daraus kann zum Beispiel abgeleitet werden, ob der Bewohner einer regelmässigen Tätigkeit nachgeht [24] [22].

Derzeit argumentieren die Messstellenbetreiber, dass die Installation von Zählern und die Übertragung und Speicherung von Verbrauchsdaten für die Abrechnung notwendig ist. Die Einwilligung zur Datenverarbeitung lassen sie sich durch den Anschlussinhaber bestätigen. Da dieser jedoch üblicherweise gar keine andere Wahl hat, steht diese Argumentation juristisch auf tönernen Füßen [21].

Auch wenn die Daten anonymisiert werden würden, lassen sich unter Umständen die Datenbestände wieder auf einzelne Personen bzw. Messstellen beziehen. So weisen Narayan und Shmtikov auf die Möglichkeiten der “De-Anonymisierung” von Datensätzen hin [25]. Sie beschreiben dabei die prinzipielle Unmöglichkeit, einmal erhobene Daten zu anonymisieren und dabei die Rückverfolgbarkeit auszuschliessen. Ebenso argumentiert Shapiro und weist darauf hin, dass Privacy als nichtfunktionale Anforderung nur als Designkriterium am Anfang in die Systementwicklung integriert werden kann [28]. Eine nachträgliche Integration von Privacy in ein bereits existierendes System ist quasi nicht möglich [7].

Als Fazit lässt sich festhalten, dass einmal in Umlauf gebrachte Daten wieder auf individuelle Verbraucher zurückgeführt werden können. Stromverbrauchswerte sind in ihrer Sensibilität mit Bankdaten gleichzusetzen sind. Es ist unverständlich, dass hier keine besonderen Anforderungen an die Verarbeitung von solchen Daten vorgesehen sind.

Generell ist die Datenübertragung zum Messstellenbetreiber natürlich nicht zur Abrechnung erforderlich. Moderne Zähler sind mit mehreren „Zählregistern“ ausgestattet. Abhängig von einzelnen Tarifstufen werden gemessene Kilowattstunden auf den verschiedenen Zählregistern erfasst. Einmal im Monat können diese Zählregisterstände dann an den Messstellenbetreiber übertragen werden, ohne dass Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten des Anschlussinhabers möglich sind. Auch die Bundesnetzagentur hat die Anforderungen an Smart Meter kürzlich konkretisiert [6]: Eine zeitnahe Übertragung der Messwerte an den Messstellenbetreiber ist nicht erforderlich, wohl aber eine Kundenschnittstelle, mit der Kunden herstellerübergreifend die Verbrauchsdaten auslesen können.

In den Niederlanden wurde der flächendeckende Rollout der Smart Metering-Infrastruktur nach Bekanntwerden der Datenschutz-Problematik gestoppt [19]. Die Installation der Smart Meter ist nun freiwillig — damit sind die erwarteten Kosteneinsparungen für den Betrieb des Zählwesens nicht mehr zu erreichen. Bleibt zu hoffen, dass es in Deutschland nicht zu einer vergleichbaren Situation kommt.

³Auch hier gilt natürlich das Nyquist-Theorem.

4 Open-Source Demand Side Management: mySmartGrid

Wie oben bereits dargestellt, ist Demand Side Management eine interessante Technik vor allem für die Verteilnetzbetreiber. Diese müssen den Strom von privaten Photovoltaikanlagen aufnehmen und verteilen. In der Westpfalz kommt es momentan in den ersten Gemeinden zu einem Anschlussstop für neue PV-Anlagen, weil das Leitungsnetz die zusätzlichen Einspeisungen nicht aufnehmen kann. Neben der dezentralen Speicherung von PV-Strom kann auch Demand Side Management dabei helfen, mehr PV-Anlagen an das Netz zu bringen.

Im Projekt *mySmartGrid*⁴ wird zur Zeit in Kaiserslautern eine entsprechende Infrastruktur aufgebaut. Das Projekt wird vom Land Rheinland-Pfalz im Rahmen des Konjunkturprogramm II gefördert. Alle Technologien werden in enger Zusammenarbeit sowohl mit den Stromverbrauchern als auch mit den Verteilnetzbetreibern aus der Region (Technische Werke Kaiserslautern, Pfalzwerke) entwickelt. Unser Ziel ist es, ein Ökosystem von freien Komponenten aufzubauen, aus denen dann für einen konkreten Anwendungsfall eine Lösung kombiniert werden kann. Bei der Hardware setzen wir auf modifizierte Consumer-Geräte, die einen hohen Verbreitungsgrad haben. Ein möglichst großer Anteil der Funktionen soll in Software implementiert werden, da diese quasi ohne weitere Kosten vervielfältigt werden kann. Selbstverständlich werden alle Projektergebnisse (Soft- und Hardware) unter einer Open-Source Lizenz veröffentlicht.

Im Projekt wird die Kommunikation nicht über Techniken wie Powerline oder GPRS-Verbindungen umgesetzt, sondern wir benutzen die bereits existierende Internet-Flatrate unserer Teilnehmer. Die Größe der übertragenen Daten ist dabei sehr gering. Die anfängliche Idee, das Mobilfunknetz zur Datenübertragung zu benutzen, wurde schnell verworfen – es wäre schlicht zu teuer.

Momentan werden bis zu 1000 Haushalte in Kaiserslautern und Umgebung mit der Technik ausgerüstet. Die Geräte müssen sich also im Praxiseinsatz bewähren. Da die Installation von Geräten durch Handwerker aus der Region erfolgt, ist eine möglichst gute Installationsunterstützung durch Softwarewerkzeuge notwendig. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass vor allem die Integration der Geräte in die privaten Heimnetzwerke unserer Projektteilnehmer aufwändig ist.

4.1 Messen und Verstehen

In der ersten Projektphase geht es darum, den Teilnehmern ein Verständnis für den individuellen Stromverbrauch zu geben. Hierzu benutzen wir den „Flukso“ [15], um den Stromverbrauch eines Haushalts zentral zu messen, vgl. Abb. 5. Technisch ist der Flukso ein modifizierter WLAN-Router. Das System besteht aus zwei Teilen: Ein kleiner Mikrocontroller kümmert sich um die Messwerterfassung. Die Installation erfordert keine Neuverkabelung, da die Messung indirekt über Halleffektsensoren erfolgt. Diese können mit einfach um die existierenden Phasenzuleitungen gelegt werden. Die Sensoren

⁴Siehe auch <http://www.mysmartgrid.de>



Abbildung 5: Der Flukso ist ein Strommessgerät. An den Schraubklemmen an der Oberseite werden die Sensoren angeschlossen. Für die Kommunikation sind eine WLAN-Schnittstelle und eine Ethernet-Schnittstelle integriert. Quelle: CC-BY-SA-NC Mathias Dalheimer.

geben eine Spannung zwischen 0V und 5V aus, die proportional zum Strom in den Phasenleitungen ist. Der Mikrocontroller misst diese Spannung und rekonstruiert den aktuellen Stromverbrauch. Über die serielle Schnittstelle werden diese Messwerte an das WLAN-Routerboard übertragen.

Das Routerboard basiert auf einem Atheros-Chipsatz und läuft unter OpenWRT. Die Messdaten des Mikrocontrollers werden von einem Lua-Script entgegengenommen, aufbereitet und dann zur mySmartGrid-Webseite übertragen, wo sie visualisiert werden können. Ausserdem können die Messwerte auch lokal abgefragt werden.

Die Daten werden auf der mySmartGrid-Webseite nicht dauerhaft gespeichert, sondern nach und nach vergessen. Für die erste Stunde sind Minutenwerte gespeichert, für die letzten 24 Stunden nur noch fünfminütige Werte. Danach sinkt die Auflösung rapide. Wer die Daten dennoch in hoher Auflösung haben möchte, muss die API der Webseite benutzen. Weil viele Teilnehmer dies tun möchten, haben wir auch einen „Rekorder-Dienst“ implementiert, welcher die Daten in höchster Auflösung mitschreiben kann. Die API ist als RESTful Webservice umgesetzt und liefert die verfügbaren Daten im JSON-Format.

Die Webseite bietet auch die Möglichkeit, seine eigenen Stromverbrauchswerte anderen Benutzern der Webseite zugänglich zu machen. Diese können dann die eigenen Stromkurven mit denen von anderen Benutzern vergleichen. Obwohl dies erhebliche Privacy-Implikationen hat, geben die meisten Benutzer ihre Stromverbrauchswerte frei.

Der Vergleich des eigenen Stromverbrauchs mit anderen Teilnehmern wird im Forum diskutiert.

Natürlich kann man nun argumentieren, dass die Daten eigentlich nicht übertragen werden müssen. Wir gehen diesen Weg, damit auch unbedarfte Projektteilnehmer eine schnelle Visualisierung ihrer Daten in Anspruch nehmen können, ohne eine eigene Infrastruktur betreiben zu müssen. Mit dem Volkszähler [32] ist eine Alternative zum Flukso verfügbar, bei der die anonyme Speicherung von Daten im Vordergrund steht.

Aber auch die kommerziellen und von den Messstellenbetreibern eingesetzten Smart Meter müssen eine lokal auslesbare Kundenschnittstelle bieten [6]. Prinzipiell ist es natürlich möglich, die Smart Meter in die mySmartGrid-Infrastruktur anzubinden. Über die optische serielle Kundenschnittstelle wird jede Sekunde ein Datagramm mit allen relevanten Informationen gesendet. Ein Mikrocontroller mit zugehöriger Fotodiode ist prinzipiell alles, was zum Auslesen benötigt wird — eine Open-Source Lösung hierfür fehlt derzeit. Die momentan verfügbaren Ausleseköpfe sind entweder als USB-Adapter oder auch als Wireless MBUS-Komponenten ausgelegt. Eine direkte Übermittlung der Daten zur mySmartGrid-Webseite erfordert also noch weitere Komponenten. Die Erfassung über den Flukso ist momentan die preiswerteste Variante.

Hinzu kommt, dass die Umsetzung der Kundenschnittstelle zunächst dem Hersteller des Stromzählers überlassen ist. Viele Hersteller setzen auf den elektronischen Einheitszähler, der vom VDE standardisiert wird [16]. Aber selbst hier finden sich Inkompatibilitäten in den Umsetzungen — derzeit ist kein einheitlicher Übertragungsstandard für die lokale Schnittstelle absehbar.

Das Messen ist allerdings zumeist nicht genug, um eine nachhaltige Änderung des Stromverbrauchsverhaltens anzuregen. Dazu setzen wir auf zwei Ansätze:

1. Automatisierte Analysen helfen, den eigenen Stromverbrauch zu beurteilen. Dazu sind zunächst recht fein aufgelöste Stromverbrauchswerte nötig, um einzelne Verbraucher erkennen zu können. Daher muss dieses Verfahren optional bleiben und nur bei Bedarf vorgenommen werden. Wir schneiden dann für zwei Wochen die Stromverbrauchswerte mit und identifizieren einzelne Verbraucher. Basierend auf dieser Analyse ist es dann recht einfach, konkrete Handlungsempfehlungen zu geben, z.B. „Tauschen Sie Ihren Kühlschrank aus — das amortisiert sich nach 2,4 Jahren.“ Diese Analysen sind im Moment noch im Forschungsstadium.
2. Weiterhin ist es für Stromkunden hilfreich, den Effekt ihrer Handlungen unmittelbar zu sehen [8]. Ein Wasserkocher verbraucht in etwa 2kW - das führt zu einem gut sichtbaren Sprung in der Stromverbrauchskurve. Die logische Konsequenz wäre es, nur die wirklich benötigte Menge Wasser in den Wasserkocher zu füllen und das Wasser wirklich zu benutzen.

Zur lokalen Anzeige der Verbrauchsinformationen bekommen die Teilnehmer zusätzlich auch einen „Chumby“, vgl. Abbildung 6. Der Chumby basiert technisch ebenso wie der Flukso auf einem WLAN-Router, hat allerdings einen Touchscreen und einen Lautsprecher integriert. Es sind schon viele Applikationen für den Chumby verfügbar, sodass das Gerät neben Stromverbrauchsinformationen auch den Wetterbericht anzeigen



Abbildung 6: Der Chumby zeigt kleine Widgets an: Wetterbericht, Nachrichten und zukünftig auch den Stromverbrauch. Mit dem integrierten Internetradio ist er optimal als Küchenradio einzusetzen.

und Internetradio abspielen kann. Da der Chumby permanent angeschaltet ist, kann er im Hintergrund Informationen anzeigen. Diese müssen auf einen Blick verständlich sein. Das Ziel ist hier, eine permanente Verbrauchsanzeige zu realisieren. Welche Darstellungsformen für die Strominformationen am Sinnvollsten sind, werden wir in der kommenden Zeit zusammen mit unseren Projektteilnehmern erarbeiten. Zusätzlich wird der Chumby auch als Schaltzentrale für den Haushalt genutzt, siehe Abschnitt 4.2.

Auch für andere Anwendungen ist die Messung von Stromverbräuchen interessant. Für die Eigentümer von Photovoltaik-Anlagen werden wir in Zukunft spezielle Monitoring-Möglichkeiten anbieten. Dabei wird über eine lokale Wettervorhersage der mögliche Ertrag für den kommenden Tag prognostiziert und dann mit der tatsächlichen Produktion verglichen. Kommt es hier zu größeren Abweichungen, kann der Eigentümer der Anlage verständigt werden.

4.2 Regelung von Verbrauchern

Der nächste Schritt ist das Steuern von Verbrauchern im Haushalt. Mit Hilfe von meteorologischen Modellen ist es möglich, die Stromproduktion auf Tagesfrist recht genau vorherzusagen. Wenn also morgen Mittag der Wind weht oder die Sonne scheint, führt dies auch zu einer erhöhten Stromproduktion. Diese Information kann dann einen Tag im Voraus zu den Haushalten transportiert werden. Die Nutzer können dann diese Information angezeigt bekommen und ihr Verhalten entsprechend anpassen — für eine Spülmaschine ist es meist recht egal, ob sie morgens oder mittags läuft.

Natürlich ist dies aber nicht genug, denn eigentlich sollte diese Regelung automatisch passieren. Leider bieten die meisten Haushaltsgeräte keine Möglichkeit, Steuerbefehle à la „heute mittag um 14:00 Strom verbrauchen“ zu verarbeiten. Ebenso ungelöst ist die Frage nach einem universellen und nachrüstbaren Bussystem, welches diese Steuerinformationen zu den Verbrauchern transportiert. Bussysteme wie EIB und KNX sind nur dann sinnvoll einsetzbar, wenn gleichzeitig größere Umbauten an der Wohnung vorgenommen werden. Darüber hinaus sind diese Systeme auch recht teuer. Dies schließt alle Leute aus, die in einer Mietwohnung wohnen, denn beim Auszug ist es nicht ohne weiteres möglich, das Bussystem mitzunehmen.

Mit „digitalStrom“ wird derzeit ein anderes System entwickelt, welches mit relativ geringem Aufwand nachrüstbar ist und Steuerinformationen über das Stromnetz transportiert. Dieses System ist jedoch noch nicht am Markt verfügbar — die Markteinführung wurde in den vergangenen Jahren immer wieder verschoben. Ausserdem ist das digitalStrom-System eine proprietäre Lösung, die nur von einem Anbieter angeboten wird.

Langfristig ist eine Lösung wünschenswert, die eine IP-basierte Kommunikationsinfrastruktur auf kleinen Mikrocontrollern umsetzt. Eine solche Lösung wäre bezahlbar, gleichzeitig könnte durch die Verwendung von IPv6 das Problem der Adressvergabe an die Endgeräte gelöst werden. Meine eigenen Experimente mit 6LoWPAN und funkbasierter Kommunikation auf der Basis von 868 MHz zeigen, dass eine solche Lösung sehr wohl kostengünstig umzusetzen ist⁵. Der Prototyp „OctoBus“ kann derzeit von beliebigen IPv6-Rechnern aus ein Relais schalten, siehe Abb. 7. Als Betriebssystem benutzt OctoBus Contiki [37]. Alternativ ist auch mit Ethersex eine etablierte Lösung verfügbar [12]. Da hochintegrierte Funkchipsätze sowie leistungsfähige 8Bit-Mikrocontroller verfügbar sind, halte ich es für realistisch, eine Funkschaltsteckdose für 20 Euro Materialkosten herstellen zu können.

Für das Projekt optimal sind Haushaltsgeräte, die einerseits recht viel Strom im Betrieb verbrauchen und bei denen andererseits das Verzögern des Betriebs möglich ist. Realistische Geräte für diese Anwendung sind also Waschmaschinen und Spülmaschinen, aber auch Tiefkühlgeräte oder Wärmepumpen. Sowohl Waschmaschinen als auch Spülmaschinen sind allerdings nicht einfach einzubinden, da diese vor dem Betrieb natürlich beladen werden müssen und eventuell auch ein Wasserhahn geöffnet werden muss. Daher liegt der Schwerpunkt unserer Arbeit zunächst einmal auf Tiefkühltruhen und Wärmepumpen. Die Einbindung von weiteren Geräten (vgl. [20, S. 22]) ist aber vorgesehen.

Wir greifen dabei nicht in die interne Regelung der Geräte ein⁶. Für Kühlschränke und Gefriertruhen funktioniert folgender Ansatz: Die Geräte werden über einen Zwischenstecker von der Stromversorgung getrennt. In der Folge steigt die Innentemperatur an. Wenn nun der Stromverbrauch zu einem Zeitpunkt t maximiert werden soll, muss die Innentemperatur zu diesem Zeitpunkt also recht hoch sein. Dann wird das Kühlgerät wieder ans Netz angeschlossen. Die Regelung des Kühlgerätes wird nun aufgrund der (relativ) hohen Innentemperatur den Kompressor anschalten und wie gewünscht Strom

⁵Eine komplette Dokumentation inklusive Kalkulation der Materialkosten des Prototyps ist unter http://developer.mysmartgrid.de/doku.php?id=project_octobus beschrieben.

⁶Es wäre für unsere Teilnehmer wohl nicht akzeptabel, wenn ich mit meinem Lötkolben an ihren Kühlschränken herumbastele ;-)

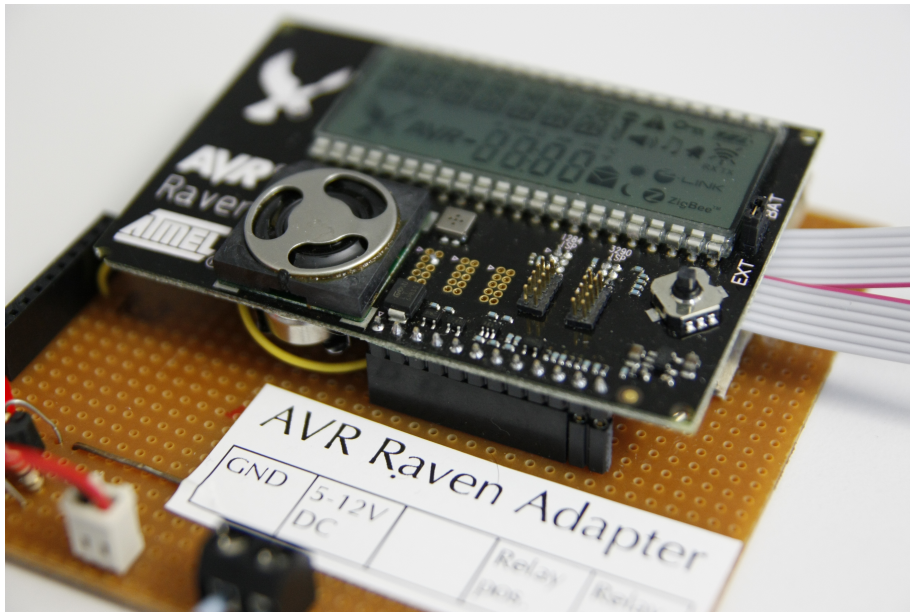


Abbildung 7: Logikteil des OctoBus-Prototyps, basierend auf dem AVR Raven Evaluation Kit. Auf dem Kit läuft Contiki. Ein externes Relais wird geschaltet, wenn ein entsprechendes UDP-Paket empfangen wird. Bild: CC-BY-NC-SA Mathias Dalheimer

verbrauchen. Diese Herangehensweise darf jedoch nicht dazu führen, dass Lebensmittel verderben oder Tiefkühlware auftaut.

Eine einfache Lösung wäre, die Innenraumtemperatur des Kühlgerätes über einen Sensor zu überwachen. Dieser Sensor verursacht jedoch Zusatzkosten. Daher prognostizieren wir das Verhalten der internen Regelung des Gerätes und übersteuern diese gezielt. Das setzt eine Systemidentifikation und eine Einrichtungsprozedur voraus. Diese ermittelt dann Regelparameter, die dazu benutzt werden, das Kühlgerät gezielt vor dem geplanten Anschlagzeitpunkt auszuschalten. Gleichzeitig ist gewährleistet, dass die Kühlkette nicht unterbrochen wird. Aus den Strommessungen lässt sich lokal auch feststellen, ob der Kompressor eines Kühlgerätes anläuft. Durch kurzes Einschalten ist es auch ohne Temperatursensor möglich, Rückschlüsse auf die Innentemperatur des Kühlgerätes zu ziehen. Die Technik hierfür funktioniert schon. Da aber im Moment noch kein brauchbares Hausbussystem zur Verfügung steht, sind derzeit nur zwei Testkühlschränke entsprechend ausgerüstet. Für Wärmepumpen funktioniert der gleiche Ansatz, die entsprechende Regelungstechnik wird derzeit entwickelt.

Der wichtigste Faktor ist jedoch die Akzeptanz der Technologie bei den Anwendern: Diese müssen jederzeit in der Lage sein, die vorgeschlagenen Regeleinriffe abzulehnen. Da die Regelalgorithmen sowieso auf dem Chumby laufen werden, ist hier auch der logische Platz, um den Benutzer über die aktuelle Planung zu informieren. Dort wird es dann auch die Möglichkeit geben, die Regelung zu beeinflussen oder auch zu deaktivieren.

Sobald entsprechende Schnittstellen zu weiteren Geräten verfügbar sind, spricht natürlich auch nichts dagegen, diese einzubinden.

Schliesslich ist eine weitere Gruppe von Stromkunden sehr interessant für den Einsatz von Haussteuerungen: Für Photovoltaikanlagenbesitzer ist ab diesem Sommer der Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms die rentabelste Option, wenn die Anlage nach dem 1. Juli 2010 ans Netz geht. Dafür ist es notwendig, Haushaltsgeräte möglichst dann zu betreiben, wenn die Photovoltaikanlage auf dem Dach gerade Strom liefert. Für jede selbst erzeugte und selbst verbrauchte Kilowattstunde (am 30 % Eigenverbrauchsanteil) bekommt der Anlagenbesitzer $0,22 \text{ €/kWh}$. Dazu kommen natürlich noch circa $0,20 \text{ €/kWh}$, die gespart werden, weil der Strom nicht über den Hausanschluss von aussen eingekauft werden muss. Im Vergleich dazu bekommt der Anlagenbesitzer maximal $0,34 \text{ €/kWh}$, wenn eine Kilowattstunde selbst erzeugten Stroms in das Netz eingespeist wird. Unter dem Strich kann der Anlagenbesitzer also $0,12 \text{ €/kWh}$ mehr einnehmen, wenn der Strom selbst verbraucht wird. In Zukunft werden die Zuschüsse weiter sinken, die Relationen zwischen Einspeisung und Eigenverbrauch werden jedoch gleich bleiben. Dies macht auch ökonomisch Sinn, denn der selbstverbrauchte Strom muss nicht über das Stromnetz transportiert werden und entlastet es. Ein teurer Netzausbau kann so vielleicht nicht ganz vermieden, aber doch verzögert bzw. reduziert werden.

Praxistauglich ist so ein System nur, wenn vorab bekannt ist, wann die Photovoltaikanlage Strom liefert und wann nicht. Daher müssen Wetterprognosen in die Regelung der Geräte einbezogen werden, um den optimalen Betriebszeitpunkt zu ermitteln. Diese können dann auch auf dem Chumby angezeigt werden, sodass die Haushaltsbewohner diese Informationen bewusst in ihr Nutzungsverhalten einbeziehen können.

Die Hersteller von Wechselrichtern für Solaranlagen sind dabei, entsprechende Managementfunktionen in ihre Geräte zu integrieren. Dabei rechnen sie damit, dass zwischen 30 und 50 % des eigenen Solarstroms selbst verbraucht werden können [26]. Die Geräte hierfür werden zwischen 700 und 900 Euro kosten und zusätzlich zum Wechselrichter installiert werden. Auch hier werden Tiefkühlgeräte als regelbare Geräte eingebunden [26].

4.3 Virtueller Verbraucher

Natürlich ist es für einen einzelnen Haushalt nicht möglich, signifikanten Einfluss auf das Stromnetz zu haben. Allerdings gibt es ja recht viele Haushalte, auf die man potentiell Einfluss nehmen könnte. Alle Teilnehmer rufen also einen Tag im Voraus die Prognose für den nächsten Tag ab und versuchen, diese umzusetzen. Zusammen genommen sind 1000 Haushalte dann in der Lage, vielleicht 1 MWh zu verschieben. Die genaue Modellierung ist hier ein statistisches Problem, denn nicht jeder Haushalt wird sich an die Handlungsempfehlungen halten. Zusammengenommen dürfte es jedoch möglich sein, einen signifikanten Einfluss auf das lokale Stromnetz zu haben.

Dieser Eingriff bietet Chancen für die lokalen Netzbetreiber. Diese können dieses Regelpotential in ihre kurzfristige Planung mit einbeziehen. Wenn normalerweise Lastspitzen durch den teuren, kurzfristigen Zukauf von Strom abgedeckt werden müssen, können sie durch die Verschiebung von Lasten Geld sparen. Diesen Profit können sie sich dann mit den teilnehmenden Haushalten teilen. Hier sind zwei Modelle denkbar:

1. Die Haushalte schliessen sich zu einer Genossenschaft zusammen und verhandeln direkt mit dem lokalen Netzbetreiber. Die Vermarktung des Regelpotentials ist nicht an einen Stromlieferanten gebunden, d.h. die Eigner der Genossenschaft können ihren Strom bei unterschiedlichen Lieferanten einkaufen. Die Einnahmen der Genossenschaft können zur Finanzierung der Geräte verwendet werden. Dieses Modell macht dort Sinn, wo kleinere Netzbetreiber wie unabhängige Stadtwerke den Netzbetrieb organisieren.
2. Ein anderes Modell wäre die Finanzierung der Geräte etc. über den Stromvertrieb, d.h. ein Stromkunde bekommt andere Lieferkonditionen, wenn er mit der Regelung seiner Geräte einverstanden ist. Hier hat der Stromkunde gegenüber dem Genossenschaftsmodell eine schwächere Position. Zudem ist dieses Modell aufgrund der Organisation des Strommarkts schwierig umzusetzen.

Für mySmartGrid favorisieren wir das Genossenschaftsmodell. Nach Projektende werden wir die Geräte aus dem Projekt bei den Teilnehmern belassen und die Gründung einer Genossenschaft fördern. Derzeit sind wir jedoch noch nicht soweit, dass wir ein abschliessendes Konzept für ein Geschäftsmodell haben.

Nicht vergessen darf man an dieser Stelle auch die Probleme des Systemdesigns: Als großes verteiltes System muss die Umsetzung zu einem stabilen Systemverhalten führen. Ausfälle von einzelnen Systemkomponenten dürfen nicht zu Störungen des Gesamtsystems führen. Wir favorisieren einen dezentralen Ansatz: Steuergeräte in den einzelnen Haushalten verhalten sich dabei autonom und lassen sich jederzeit von den Bewohnern beeinflussen. Lediglich ein gewünschtes Lastprofil wird den Haushalten vorgegeben. Die einzelnen Haushalte entscheiden dann autonom, wie einzelne Geräte zu steuern sind. Die Verteilung des Lastprofils kann dabei durch standardisierte Protokolle über das Internet erfolgen.

5 Schlussfolgerungen

Das Smart Grid, „intelligentes Stromnetz“, ist eines der Themen, welche von der Politik und natürlich auch der Stromwirtschaft immer wieder in den Vordergrund gestellt werden. Das Potential der erneuerbaren Energien reicht aus, um Deutschland und Europa zuverlässig mit Strom zu versorgen [27]. Der Umbau der Stromnetze ist dabei von zentraler Bedeutung und bedarf einer Anstrengung der gesamten Gesellschaft. Leider kommt dabei der Stromkunde zu kurz — die Bedürfnisse von Stromkunden werden weitgehend ignoriert und der Datenschutz wird oft ausser acht gelassen [11].

Aber auch kleinere Stadtwerke haben mit dieser Entwicklung Probleme: Aufgrund politischer Vorgaben müssen sie zum Beispiel Smart Meter einführen, obwohl ihnen dadurch Kosten entstehen, die sie nicht direkt auf den Kunden umlegen können. Die Bereitschaft der Kunden, für ein Smart Grid mehr Geld zu bezahlen, ist wohl kaum vorhanden. Gleichzeitig ist es aber notwendig, die bestehenden Stromnetze zu flexibilisieren und auf einen weiter steigenden Anteil von erneuerbaren Energiequellen vorzubereiten.

Damit dieser Wandel funktionieren kann, müssen viele Rahmenbedingungen beachtet werden:

1. *Kunden* müssen im Endeffekt diesen Wandel bezahlen. Daher sollten alle Änderungen auch im Sinne des Kunden gestaltet werden. Die im Moment verfügbaren Lösungen sind oft zu teuer und werden eher als Lifestyle-Produkt vermarktet. Hier gibt es noch erhebliches Potential.
2. Die Rolle der *Stadtwerke* und kleinen Verteilnetzbetreiber wird wichtiger werden. Hier besteht wiederum die Chance, dass diese – oft in kommunaler Hand befindlichen – Unternehmen partnerschaftlich mit Kunden und kleineren Energieerzeugern kreative Lösungen erarbeiten.
3. Schliesslich müssen auch rechtliche Rahmenbedingungen im Interesse der Kunden gestaltet werden. Die derzeitige Debatte um die Laufzeitverlängerungen für Atomkraftwerke zeigt, dass politische Entscheidungen nicht immer zu langfristig guten Lösungen führen und auch die meisten Expertenaussagen nicht beachtet wurden.

Die Einführung von „intelligenten“ Technologien in das Stromnetz ist aber auch eine hervorragende Spielwiese für alle Hacker und Nerds. Hier gilt es, Gedanken umzusetzen, die sowieso in den Hackerspaces dieser Welt diskutiert werden⁷. Das Problem rein technologisch anzugehen wäre allerdings zu wenig. Sowohl ökonomische, ökologische als auch gesellschaftliche Überlegungen müssen mit einbezogen werden. Es wird auch immer mehr als eine Lösung geben. Insofern sind die idealen Voraussetzungen für ein Open-Source Ökosystem gegeben — lasst uns diese Spielwiese nutzen!

Literatur

- [1] Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Rolf Hempelmann, Hubertus Heil (Peine), Ingrid Arndt-Brauer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der SPD. *„Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze“*. 2010. Drucksache des Bundestages 17/2047.
- [2] BMWi: Stromnetze, 2010. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energietraeger/strom,did=292512.html>.
- [3] BMWi Energiedaten, 2010. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten.html>.
- [4] M. Braun, K. Büdenbender, D. Magnor, and A. Jossen. Photovoltaic Self-Consumption in Germany - Using Lithium-Ion Storage to Increase Self-Consumed Photovoltaic Energy. *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2009.

⁷Warum definiert jeder Hackerspace ein eigenes Hausbussystem?

- [5] Bundesnetzagentur. *Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen*. 10.03.2010. <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151968/publicationFile/6321/BerichtZaehlMesswesenpdf.pdf>.
- [6] Bundesnetzagentur. *“Positionspapier zu den Anforderungen an Messeinrichtungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG“*. 23.06.2010. http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/156202/publicationFile/7513/Positionspapier_Anforderungen_Messeinrichtungen.pdf.
- [7] Ann Cavoukian, Jules Polonetsky, and Christopher Wolf. SmartPrivacy for the Smart Grid: Embedding Privacy into the Design of Electricity Conservation. *Identity in the Information Society*, 3(2):275–294, August 2010.
- [8] Sarah Darby. The effectiveness of feedback on energy consumption. *A Review for DEFRA of the Literature on Metering, Billing and direct Displays*, April, 2006.
- [9] Deutsche Energie-Agentur (DENA). *“Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020”*. 2005.
- [10] E-Energy - Smart Grids made in Germany, 2010. Webseite des BMWi zu den E-Energy-Projekten, <http://www.e-energy.de>.
- [11] “Nutzerschutz im Energieinformationsnetz”, 2010. Webseite zur Konferenz, <http://www.e-energy.de/de/986.php>.
- [12] Ethersex Project, 2010. <http://ethersex.de>.
- [13] European Network of Transmission System Operators. *UCTE Operations Handbook*. 2010. <https://www.entsoe.eu/index.php?id=57>.
- [14] European Transmission System Operators. *Demand Response as a Resource for the Adequacy and Operational Reliability of the Power Systems*. 2007. Explanatory Note, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/etso/security_of_supply/Demand%20Side%20Response%20Explanatory%20Note.pdf.
- [15] Flukso - Community Metering, 2010. <http://flukso.net>.
- [16] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE. *Lastenheft EDL – Elektronische Haushaltszähler*. 13.01.2010.
- [17] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel. *Abschlussbericht der Studie “Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche”*. 2009. Im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien.

- [18] Tom Geller. Beyond the Smart Grid. *Commun. ACM*, 53(6):16–17, 2010.
- [19] Wilmer Heck. Smart energy meter will not be compulsory. *nrc handelsblad*, (8. April 2009).
- [20] Holger Wiechmann. *Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen*. Universitätsverlag Karlsruhe, 2008.
- [21] Moritz Karg. Datenschutzrechtliche Rahmenbedingungen beim Einsatz intelligenter Zähler. *Datenschutz und Datensicherheit*, 34(6):365–372, 2010.
- [22] Constanze Kurz. Sorgsam mit smarten Zählern. *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, (1. April 2010).
- [23] “Smart Grid”: Miele und RWE testen Tarif-Idee, 2010. Pressemitteilung der Miele & Cie. KG Nr. 110/2010.
- [24] Klaus J. Müller. Gewinnung von Verhaltensprofilen am intelligenten Stromzähler. *Datenschutz und Datensicherheit*, 34(6):359–364, 2010.
- [25] Arvind Narayanan and Vitaly Shmatikov. Myths and Fallacies of Personally Identifiable Information. *Commun. ACM*, 53(6):24–26, 2010.
- [26] Ralf Ossenbrink and Jörn Iken. Aus eigener Herstellung. *Sonne, Wind & Wärme*, 34(11):138–143, 2010.
- [27] Sachverständigenrat für Umweltfragen. *100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar*. 2010. Stellungnahme Nr. 15, ISSN 1612-2968.
- [28] Stuart S. Shapiro. Privacy by Design: Moving from Art to Practice. *Commun. ACM*, 53(6):27–29, 2010.
- [29] Sondergutachten der Monopolkommission. “*Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb*“. 2009. Drucksache des Bundestages 16/14060.
- [30] Studie im Auftrag des BMWi. “*Potenziale der Informations- und Kommunikationstechnologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)*“. 2006.
- [31] Jacopo Torriti, Mohamed G. Hassan, and Matthew Leach. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, 35(4):1575–1583, April 2010.
- [32] Volkszähler, 2010. <http://volkszaehler.org>.
- [33] Wikipedia: Kraftwerksmanagement, 2010. <http://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerksmanagement>.

- [34] Wikipedia: Pumpspeicherkraftwerke, 2010. <http://de.wikipedia.org/wiki/Pumpspeicherkraftwerk>.
- [35] Wikipedia: Regelleistung, 2010. <http://de.wikipedia.org/wiki/Regelleistung>.
- [36] Wikipedia: Spitzenlast, 2010. <http://de.wikipedia.org/wiki/Spitzenlast>.
- [37] Dogan Yazar and Adam Dunkels. Efficient Application Integration in IP-based Sensor Networks. In *Proceedings of ACM BuildSys 2009, the First ACM Workshop On Embedded Sensing Systems For Energy-Efficiency In Buildings*, Berkeley, CA, USA, November 2009.