

INTERAKTIVES

Birger Becker

GEBÄUDE-ENERGIEMANAGEMENT



Birger Becker

Interaktives Gebäude-Energiemanagement

Interaktives Gebäude-Energiemanagement

von
Birger Becker

Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2014
Tag der mündlichen Prüfung: 25. Juli 2014
Referent: Prof. Dr. Hartmut Schmeck
Korreferent: Prof. Dr. Andreas Oberweis

Impressum



Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
KIT Scientific Publishing
Straße am Forum 2
D-76131 Karlsruhe

KIT Scientific Publishing is a registered trademark of Karlsruhe
Institute of Technology. Reprint using the book cover is not allowed.

www.ksp.kit.edu



*This document – excluding the cover – is licensed under the
Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 DE License
(CC BY-SA 3.0 DE): <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/>*



*The cover page is licensed under the Creative Commons
Attribution-No Derivatives 3.0 DE License (CC BY-ND 3.0 DE):
<http://creativecommons.org/licenses/by-nd/3.0/de/>*

Print on Demand 2014

ISBN 978-3-7315-0279-1

DOI 10.5445/KSP/1000043519

Interaktives Gebäude-Energiemanagement

Zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Inform. Birger Becker

Tag der mündlichen Prüfung: 25. Juli 2014
Referent: Prof. Dr. Hartmut Schmeck
Korreferent: Prof. Dr. Andreas Oberweis

Karlsruhe, 2014

DANKSAGUNG

Die Dissertation fasst die wissenschaftlichen Erkenntnisse meiner Promotion zusammen. Ich schaue aber auch auf einen in jeder Hinsicht bereichernden Lebensabschnitt zurück. An dieser Stelle möchte ich denjenigen danken, die mich auf diesem Weg begleitet und unterstützt haben.

Herrn Prof. Dr. Hartmut Schmeck danke ich für die Möglichkeit zur Promotion und die Betreuung als Doktorvater während der gesamten Zeit. Die weitreichenden Freiheiten sowie das entgegengebrachte Vertrauen ermöglichten eine facettenreiche Kombination wissenschaftlicher und organisatorischer Aufgabenfelder. Für die daraus gewonnene Erfahrung bin ich besonders dankbar.

Für die angenehme und konstruktive Arbeitsatmosphäre möchte ich mich bei meinen Kollegen der Abteilung *IIK* am FZI und der Forschungsgruppe *Effiziente Algorithmen* am KIT ganz herzlich bedanken. Besonderer Dank gebührt denjenigen Kollegen und Studenten, die am Aufbau des *FZI House of Living Labs* und der Integration des Gebäude-Energiemanagements mitgewirkt haben.

Abschließend möchte ich meiner Familie dafür danken, dass sie mich bei allen Entscheidungen stets unterstützt und den Weg zur Promotion erst ermöglicht hat.

Birger Becker

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	vii
1 Einführung	1
1.1 Motivation	2
1.2 Zielsetzung	4
1.3 Beiträge der Arbeit	6
1.4 Gliederung der Arbeit	8
2 Ziele für das Energiesystem der Zukunft	11
2.1 Europäische und deutsche Energieziele	12
2.2 Herausforderungen durch Erneuerbare Energien	14
2.3 Potential dezentraler Erzeugungsanlagen	26
2.3.1 Lokaler Ausgleich in Micro Grids	27
2.3.2 Systemdienstleistungen	30
2.4 Schlüsseltechnologien für das Energiesystem der Zukunft .	36
2.4.1 Smart Grid	37
2.4.2 Smart Meter	39
2.4.3 Smart Building und Smart Home	42

3	Gebäude-Energiemanagement	47
3.1	Gebäude-Energiemanagement im Smart Grid	48
3.2	Gebäude-Automation	51
3.3	Kommerzielle Smart Home Ansätze	53
3.3.1	RWE SmartHome	54
3.3.2	SMA Smart Home	58
3.4	Wissenschaftliche Ansätze	63
3.4.1	EnBW StromAmpel und MeRegio Cockpit	63
3.4.2	Bidirektionales Energiemanagement Interface und OGEMA	65
3.4.3	Open Home Automation Bus	68
3.4.4	PowerMatching City	74
3.4.5	Japan Smart City	77
3.4.6	Organic Smart Home (OSH)	80
4	Interaktives Gebäude-Energiemanagement	95
4.1	Entscheidungsprozesse	97
4.2	Nutzerinteraktion	100
4.3	Konfiguration	102
4.4	Energy Management Panel (EMP)	104
4.4.1	Visualisierung für Transparenz & Feedback	107
4.4.2	Parametrisierung zur Erschließung von Lastflexibi- lität	123
4.4.3	Systemkonfiguration zur Anpassung an die jewei- lige Umgebung	135
5	Integration des EMP in Energiemanagementsysteme	149
5.1	Architektur des Energy Management Panels	150
5.2	Kommunikation	154
5.3	Datenhaltung	159
5.4	Exemplarische Integration des EMP ins OSH	164
5.4.1	Interaktive Visualisierung	169
5.4.2	Interaktive Parametrisierung	171
5.4.3	Interaktive Konfiguration	174

6	Evaluation und Integrationsszenarien	179
6.1	Evaluations- und Demonstrationsumgebungen	180
6.1.1	EMP im Energy Smart Home Lab	181
6.1.2	EMP im FZI House of Living Labs	189
6.2	Realer Einsatz des EMP im Energy Smart Home Lab . . .	195
6.2.1	Transparenz & Feedback	199
6.2.2	Parametrisierung für automatisiertes Lastmanagement	205
6.2.3	Parametrisierung für Elektromobilität	207
6.2.4	Erweiterungen für das EMP	209
6.3	Technischer Mehrwert für die Systemkonfiguration	214
6.3.1	Interaktive Integration eines Gerätes mit Gateway	215
6.3.2	Interaktive Integration einer PV-Anlage	218
7	Zusammenfassung und Ausblick	227
7.1	Zusammenfassung	227
7.2	Ausblick	231
	Literatur	235

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

2.1	Installierte elektrische Leistung in Deutschland [Bun13a]	15
2.2	PV-Erzeugung in Deutschland am 17.06.2013 [Eur13]	16
2.3	Wind-Erzeugung in Deutschland am 31.01.2013 [Eur13]	17
2.4	Stromerzeugung nach Energieträgern [Sta13]	18
2.5	EE-Verteilung nach Energieträgern [Sta13]	19
2.6	Kennlinie zur Wirkleistungsreduktion [SMA12]	24
2.7	Spannungsband in ländlichen Stromnetzen	25
2.8	Micro Grids für den Übergang zum Smart Grid	29
2.9	Spannungsverläufe eines ländlichen Verteilnetzes [Hub12] . . .	35
2.10	Smart Grid und Smart Market (angelehnt an [All14])	39
2.11	Smart Building [All14]	44
3.1	RWE SmartHome Komponenten	55
3.2	RWE SmartHome Nutzeroberfläche	56
3.3	Exemplarisches SMA Smart Home Szenario	59
3.4	EnBW StromAmpel (vgl. [Fre06])	64
3.5	MoMa Nutzeroberfläche [Mod13]	67
3.6	openHAB Architektur [Kre13]	69
3.7	openHAB Event Bus [Kre13]	71

3.8	openHAB Nutzerschnittstellen ¹⁵ ¹⁵	72
3.9	Vereinfachte O/C-Architektur [RMB ⁺ 06]	81
3.10	Hierarchische O/C-Architektur [Ric09]	82
3.11	Optimierung eines Ablaufplans im Smart Home [Bec09]	83
3.12	Organic Smart Home [All14]	84
3.13	Auszug zur globalen Konfiguration des OSH	88
3.14	Auszug der Treiberkonfiguration des OSH [All14]	90
3.15	Externe Kommunikation im Organic Smart Home [All14]	92
4.1	Interaktives Gebäude-Energiemanagement	96
4.2	Entscheidungsprozesse des Nutzers	98
4.3	Konfiguration im Gebäude-Energiemanagement	103
4.4	Energy Management Panel	105
4.5	EMP - Hauptansicht der Energieflüsse (tagsüber)	109
4.6	EMP - Hauptansicht der Energieflüsse (nachts)	111
4.7	EMP - Photovoltaik im Detail (Übersicht)	112
4.8	EMP - Photovoltaik im Detail (elektrisch)	114
4.9	EMP - Wärme-/Kälteversorgung im Detail	115
4.10	EMP - Energiemanagement und Gebäudeautomation	117
4.11	EMP - Externe Signale	121
4.12	EMP - Detaillierte Lastprofile im Smart Home	122
4.13	EMP - Parametrisierung von Haushaltsgeräten	125
4.14	EMP - Parametrisierung von Fahrzeugen	127
4.15	EMP - Integration von Raumnutzungsplänen	129
4.16	EMP - Interaktive Prognose	132
4.17	EMP - Smart Home Konfiguration	138
4.18	EMP - Detailkonfiguration im Smart Home	140
4.19	EMP - Hinzufügen eines neuen Gerätes ins Smart Home	142
4.20	EMP - Geräte-Übersicht im Smart Home	143
4.21	EMP - Verknüpfung von Haushaltsgeräten mit Smart Plugs	145
4.22	EMP - Übertragung und Aktivierung der Konfiguration	146
5.1	Modelle von Web-Anwendungen	152
5.2	EMP im KIT Energy Smart Home Lab [BKS12]	153
5.3	Kommunikation zur Interaktion	156
5.4	Detaillierte Lastprofile im Smart Home	160

5.5	Datenhaltung - SQL	162
5.6	Datenhaltung - Round Robin Database	163
5.7	Konfiguration im OSH (angelehnt an [All14])	165
5.8	Integration des Building Managers in das OSH	167
5.9	Building Manager	168
5.10	Building Manager - Interaktive Visualisierung	171
5.11	Building Manager - Interaktive Parametrisierung	173
5.12	Building Manager - Interaktive Konfiguration	177
6.1	Energy Smart Home Lab	182
6.2	EMP im Energy Smart Home Lab [BKS12]	184
6.3	EMP im Energy Smart Home Lab	186
6.4	EMP im Energy Smart Home Lab [BKS12]	187
6.5	EMP im Energy Smart Home Lab [BKS12]	188
6.6	FZI Living Lab smartEnergy	191
6.7	Vernetzung im FZI House of Living Labs	192
6.8	EMP im FZI House of Living Labs	193
6.9	Smart Home im HoLL	194
6.10	Beispielhafter zeitvariabler Tarif im ESHL	198
6.11	ESHL - Beispielhafter Lastgang mit zeitvariablem Tarif . . .	203
6.12	Einsatz ausgewählter Geräte im ESHL	211
6.13	Initialisierung eines Haushaltsgerätes mit Gateway	216
6.14	Startvorgang eines Haushaltsgerätes mit Gateway	217
6.15	Initialisierung eines PV-Wechselrichters	219
6.16	EAP einer spezifischen O/C-Einheit für eine PV-Anlage . . .	222
6.17	Parametrisierung eines PV-Wechselrichters	223

KAPITEL 1

EINFÜHRUNG

Das *Energiekonzept 2050* der Bundesregierung sieht vor, bis zum Jahr 2050 den Anteil *Erneuerbarer Energien*¹ an der Stromerzeugung auf 80 % zu erhöhen [Bun12]. Im Jahr 2014 erfolgen etwa 20 % der Bruttostromerzeugung in Deutschland durch Erneuerbare Energien und knapp 80 % aus fossilen Energieträgern sowie aus Kernenergie [Sta13]. Mit diesen Zielen hat die Bundesregierung die *Energiewende* eingeleitet, durch die das Verhältnis zwischen regenerativ und konventionell bereitgestellter Energie *gewendet* werden soll. Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen und weiterhin einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten, sind weitreichende Veränderungen hinsichtlich der Koordination von elektrischen Verteilnetzen erforderlich.

¹Im Folgenden wird der Begriff *Erneuerbare Energien* synonym zu Energieträgern verwendet, die im Rahmen des menschlichen Zeithorizonts praktisch unerschöpflich zur Verfügung stehen [Qua13].

In diesem Zusammenhang müssen insbesondere zukunftsweisende Lösungen für die folgenden wesentlichen **Herausforderungen der Energiewende** gefunden werden:

- Nutzung **fluktuierender Erzeugung** (z. B. durch die Identifikation und den gezielten Abruf von Last- und Erzeugungsflexibilität im Stromnetz)
- **Lokaler Ausgleich** von fluktuierender Erzeugung und flexiblem Verbrauch (z. B. im Gebäude, im Micro Grid, im Ortsnetz oder für ein ganzes Mittelspannungsnetz)
- Verbesserung der **Prognosegüte** (z. B. zur Erstellung von Fahrplänen für steuerbare Erzeuger und flexible Verbraucher)
- Bereitstellung von **Systemdienstleistungen** (zur Gewährleistung der Netzstabilität)

Dezentrale *Gebäude-Energiemanagementsysteme* stellen großes Potential bereit, um diesen Herausforderungen effizient zu begegnen. Insbesondere sind Gebäude-Energiemanagementsysteme durch die Koordination der unterschiedlichen Geräte, Anlagen und Systeme in der Lage, lokal Flexibilität bereitzustellen, dezentrale Prognosen für den Verbrauch, die Erzeugung und den Netzzustand zu generieren sowie zusätzliche Systemdienstleistungen anzubieten, die für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sind [Deu14]. Dazu müssen solche Systeme großflächig in die Verteilnetze integriert werden. Die vorliegende Arbeit stellt innovative Methoden und Werkzeuge zur Anpassung generischer Gebäude-Energiemanagementsysteme an die jeweilige Umgebung sowie an die individuellen Präferenzen des Nutzers vor. Auf diese Weise wird die effiziente Integration einer sehr großen Anzahl von Gebäude-Energiemanagementsystemen in die Verteilnetze „out-of-the-box“ ermöglicht.

1.1 Motivation

Die *BDEW-Roadmap* von Februar 2013 beschreibt „Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“ [Bun13c]. Insbesondere

wird darin betont, dass die effiziente Integration flexibler Erzeuger und Verbraucher in Niederspannungsnetze großes Potential für die bevorstehende Energiewende darstellt. Durch die Koordination dieser Systeme kann der erforderliche Ausbau der Stromnetze sowie die Installation so genannter Schattenkraftwerke substanziell verringert werden. Zusätzlich stellt die Studie „Systemdienstleistungen 2030“ heraus, dass Strategien zur zuverlässigen Bereitstellung von Systemdienstleistungen im zukünftigen Energiesystem benötigt werden [Deu14].

In diesem Zusammenhang sind vor allem dezentrale Lösungen geeignet, um die zunehmend fluktuierende Erzeugung² effizient und lokal einzusetzen, Erzeugung und Verbrauch bereits in den unteren Netzebenen zu einem großen Anteil auszugleichen sowie die Prognosegüte von Verbrauch und volatiler Erzeugung durch präzise, lokal erfasste Informationen zu verbessern. Zusätzlich können z.B. leistungselektronische Komponenten zur lokalen Bereitstellung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden. Es wird also ein System benötigt, das alle Komponenten im Gebäude möglichst optimal hinsichtlich der Anforderungen des Stromnetzes unter Berücksichtigung der individuellen Nutzerpräferenzen koordiniert.

Dabei muss sichergestellt werden, dass der gewohnte Komfort für den Nutzer erhalten bleibt und dieser die Möglichkeit hat, das System an seine individuellen Präferenzen anzupassen. Aktuell stehen beim Einsatz von Systemen zur Gebäude-Automation insbesondere Komfort- und Sicherheitsaspekte im Vordergrund. Durch geeignete Erweiterungen lassen sich diese Systeme in das Gebäude-Energiemanagement integrieren, um den Nutzerkomfort zusätzlich zu erhöhen. Insgesamt können dezentrale Gebäude-Energiemanagementsysteme für den Netzbetrieb insbesondere dann sinnvoll eingesetzt werden, wenn eine große Anzahl in den Verteilnetzen integriert ist und geeignete Mechanismen zur Koordination dieser Systeme verfügbar sind.

Durch den Einsatz generischer Gebäude-Energiemanagementsysteme, die über eine minimale initiale Konfiguration verfügen, kann eine große Anzahl von Gebäude-Energiemanagementsystemen effizient in die Verteil-

²Energie kann in einem geschlossenen System weder *erzeugt* noch *verbraucht*, sondern nur *umgewandelt* werden. Im Folgenden wird der Begriff *Erzeugung* synonym zu *Bereitstellung* verwendet.

netze integriert werden. Aufgrund der Komplexität und der Heterogenität der in den Gebäuden installierten Komponenten ist das generische System „out-of-the-box“ jedoch kaum in der Lage, das vorhandene Potential der zugeordneten Geräte, Anlagen und Systeme vollständig nutzbar zu machen. Daher werden zusätzliche Verfahren und Systeme zur Anpassung der generischen Systeme an die jeweilige Einsatzumgebung sowie an die individuellen Präferenzen des Nutzers benötigt.

1.2 Zielsetzung

Um die Ziele des Energiekonzepts 2050 zu erreichen, müssen insbesondere Lösungen für die oben genannten wesentlichen Herausforderungen der Energiewende bereitgestellt werden. Gebäude-Energiemanagementsysteme stellen in diesem Zusammenhang weitreichendes Potential dar, um diesen Herausforderungen dezentral direkt in den Verteilnetzen zu begegnen. Zur Unterstützung der Verbreitung solcher Systeme sind Technologien erforderlich, die den Einsatz von Gebäude-Energiemanagementsystemen für den Nutzer möglichst einfach und attraktiv gestalten. Die transparente Darstellung der Zustände im Gesamtsystem sowie der Energieflüsse im Gebäude erhöht dabei das Verständnis des Nutzers und sensibilisiert den Nutzer hinsichtlich seines individuellen Lastprofils. Zusätzlich wird das Verständnis des Nutzers für das Verhältnis zwischen Bedarf und lokaler Erzeugung zu unterschiedlichen Tageszeiten verstärkt. Dies kann bereits Veränderungen des Nutzerverhaltens hervorrufen. Der Nutzer steht also im Mittelpunkt des Gebäude-Energiemanagements und muss insbesondere in der Lage sein, seine individuellen Präferenzen und Ziele für das Energiemanagement in seinem Gebäude vorzugeben. Durch die Kopplung von Energiemanagement und Gebäude-Automation zur Bereitstellung zusätzlicher Komfortmechanismen (z. B. hinsichtlich der Sicherheit im Gebäude) kann die Akzeptanz dieser Systeme gesteigert werden. Zusätzlich sind Methoden zur Systemkonfiguration erforderlich, um das System an die jeweilige Umgebung sowie an die verfügbaren Komponenten anzupassen.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit sollen geeignete Methoden, Verfahren und Architekturen für ein *Interaktives Gebäude-Energiemanagement* entworfen und untersucht werden. In diesem Zusammenhang spielt der Nutzer eine wesentliche Rolle. Die technischen Schnittstellen zur Interaktion zwischen dem Nutzer und dem System sollen daher im Rahmen dieser Arbeit im Vordergrund stehen. Zusätzlich sollen Verfahren entworfen werden, um automatische Entscheidungen des Systems für den Nutzer verständlich darzustellen und individuelle Präferenzen des Nutzers effizient im System zu berücksichtigen. Dabei steht der technische Entwurf von Methoden und Komponenten im Vordergrund. Untersuchungen zur Bedienbarkeit und zur Nutzerfreundlichkeit („Usability-Untersuchungen“) der in diesem Zusammenhang entworfenen Interaktionskomponenten sollen explizit nicht im Vordergrund der Untersuchungen stehen.

Einerseits soll eine Komponente zur Nutzerinteraktion im Zusammenhang mit Gebäude-Energiemanagementsystemen entworfen und untersucht werden. Im Vordergrund steht die Interaktion zwischen den automatisierten Vorgängen im System und dem Nutzer selbst. Untersuchungen zur Darstellung von Systemzuständen, zur Eingabe und zur Berücksichtigung von Nutzerpräferenzen sowie zur Systemkonfiguration sollen einen essentiellen Bestandteil der Arbeit darstellen. Zusätzlich sollen geeignete Methoden zur Integration von Interaktionskomponenten in Gebäude-Energiemanagementsysteme entworfen und untersucht werden.

Zusammenfassend soll durch die vorliegende Arbeit ein vollständiges System entworfen werden, das die effiziente Verbreitung von Gebäude-Energiemanagementsystemen in großer Anzahl ermöglicht und die Anpassung an die individuellen Präferenzen des Nutzers sowie an die jeweilige Umgebung des Gebäudes durch den Nutzer selbst erlaubt. Auf diese Weise kann ein erheblicher Mehrwert für den Nutzer über die für den Netzbetrieb erforderlichen Prozesse hinaus entstehen. Die großflächige Verbreitung dieser Systeme und der damit ermöglichte koordinierte Einsatz im Netzbetrieb kann einen wesentlichen Beitrag für die Energiewende darstellen.

1.3 Beiträge der Arbeit

In [All14] wurde das *Organic Smart Home* vorgestellt, welches ein generisches Software-Framework für Gebäude-Energiemanagementsysteme darstellt. Hinsichtlich der Ziele im Rahmen der Energiewende werden insbesondere zwei neue Komponenten vorgestellt, mittels derer die im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelten Konzepte und Methoden realisiert und erprobt wurden: Während das *Energy Management Panel* (EMP) eine neue Anwendung für die Interaktion zwischen dem Nutzer und dem System darstellt, handelt es sich beim *Building Manager* um eine Erweiterung des Organic Smart Home zur Integration der Nutzerinteraktion in das System. Durch die Kopplung dieser beiden Komponenten entsteht eine vollständige Lösung für ein Interaktives Gebäude-Energiemanagement, das die essentiellen Bausteine der Visualisierung, der Parametrisierung sowie der Systemkonfiguration kombiniert. Durch das EMP ist der Nutzer in der Lage, die automatisch gefällten Entscheidungen des Systems im Zusammenhang mit dem Zustand aller Komponenten im Gebäude nachzuvollziehen, seine individuellen Präferenzen anzugeben sowie bei Bedarf automatisch gefällte Systementscheidungen manuell zu überschreiben. Auch wenn ein Großteil der Steuerung automatisch erfolgt, behält der Nutzer auf diese Weise die Entscheidungsgewalt über alle Komponenten im System.

Das EMP ist ein wesentlicher Beitrag der vorliegenden Arbeit und stellt insbesondere eine flexible Anwendung zur effizienten und verlässlichen Interaktion zwischen dem Nutzer und dem Gebäude-Energiemanagementsystem dar. Dadurch wird die Koordination der vorhandenen flexiblen Verbraucher, steuerbaren und nicht steuerbaren Erzeuger sowie Speicher ermöglicht. Die Verbindung von Gebäude-Automation und Energiemanagement ist ein wichtiger Bestandteil zur Erhöhung des Nutzerkomforts und damit zur Nutzerakzeptanz des Systems. Obwohl die Koordination elektrischer Energieflüsse im Vordergrund steht, werden durch das EMP zusätzlich auch thermische Energieflüsse berücksichtigt. Damit ist gewährleistet, dass die jeweiligen Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Energieträgern in die Entscheidungen des integrierten Energiemanagements einbezogen werden.

Zusätzlich zum EMP wurde der Building Manager im Rahmen der vorliegenden Arbeit für die Integration der Interaktionsschnittstelle in das System entworfen und exemplarisch in ein solches System integriert. Der Building Manager ist dabei vertikal in die Kommunikationsarchitektur des Organic Smart Home verankert, so dass durch die Verbindung ein neues Gesamtsystem entsteht. Dabei gewährleistet die Visualisierungskomponente des Building Managers insbesondere die effiziente Datenaufbereitung (z. B. die Berechnung geeigneter Aggregationen) für die Bereitstellung der im EMP benötigten Informationen. Die Parametrisierungskomponente stellt die Schnittstelle zur Anpassung an die individuellen Bedürfnisse des Nutzers zur Laufzeit des Systems dar, während die Konfigurationskomponente des Building Managers die interaktive Systemkonfiguration sowie deren Anpassung an wesentliche Änderungen der Umgebung durch den Nutzer ermöglicht.

Das EMP wurde im *Energy Smart Home Lab* in mehreren Evaluationszeiträumen mit realen Bewohnern (Probanden) eingesetzt, um die Verfahren zur Visualisierung von Systemzuständen und Energieflüssen sowie zur Parametrisierung der integrierten Geräte und Anlagen zur Laufzeit des Systems zu untersuchen. Mit der Weiterentwicklung des EMP im *FZI House of Living Labs* und insbesondere mit der Implementierung des Building Managers im Organic Smart Home ist der Nutzer zusätzlich zur Visualisierung von Energieflüssen und der Parametrisierung zur Laufzeit in der Lage, eine initiale Gebäude-Konfiguration zu erstellen und diese bei wesentlichen Veränderungen interaktiv anzupassen. Das Gebäude-Energiemanagementsystem kann auf diese Weise „out-of-the-box“ an die tatsächliche Umgebung des Gebäudes, an vorhandene Automationsysteme sowie an die jeweiligen Kommunikationsprotokolle angepasst werden. Damit stellt das EMP einen essentiellen Bestandteil der realen Gebäude-Energiemanagementsysteme sowohl im Energy Smart Home Lab als auch im FZI House of Living Labs dar. Insbesondere ermöglichen die im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten Methoden und Komponenten den großflächigen Einsatz von Gebäude-Energiemanagementsystemen und unterstützen die attraktive Gestaltung für den Nutzer.

Im Vordergrund der Beiträge der vorliegenden Arbeit stehen also insbesondere die Vorstellung des EMP, die Integration in Gebäude-Ener-

giemanagementsysteme am Beispiel des Building Managers im Organic Smart Home, die erforderlichen Schnittstellen zur Nutzerinteraktion und zur Kommunikation mit externen Entitäten sowie spezielle Anforderungen an die Kommunikation und Datenhaltung innerhalb dieser Systeme. Zusätzlich werden Ergebnisse aus dem Einsatz mit realen Nutzern im Energy Smart Home Lab sowie der technische Mehrwert hinsichtlich der Systemkonfiguration aus dem realen Einsatz des EMP im FZI House of Living Labs vorgestellt.

1.4 Gliederung der Arbeit

Um die Beiträge dieser Arbeit in den Gesamtzusammenhang der Energiewende einordnen zu können, führt Kapitel 2 zunächst in die Ziele für das zukünftige Energiesystem ein. Dabei wird insbesondere auf die europäischen und deutschen Energieziele, auf die Herausforderungen zur Integration Erneuerbarer Energien sowie auf das Potential eingegangen, das durch dezentrale Erzeugungsanlagen entsteht. Abschließend werden ausgewählte Schlüsseltechnologien eingeführt, die für den Einsatz von Gebäude-Energiemanagementsystemen eine wichtige Rolle spielen. In Kapitel 3 werden das Potential des Gebäude-Energiemanagements für ein Smart Grid, dessen Verbindung zur Gebäude-Automation sowie vorhandene kommerzielle und wissenschaftliche Ansätze beschrieben.

Der im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte und erprobte Ansatz für das Interaktive Gebäude-Energiemanagement wird ausführlich in Kapitel 4 beschrieben. Die Konzepte und Methoden werden anhand einer konkreten Implementierung des Energy Management Panels (EMP) vorgestellt, das insbesondere die drei Bausteine des Interaktiven Gebäude-Energiemanagements (Visualisierung, Parametrisierung und Konfiguration) integriert und kombiniert darstellt.

In Kapitel 5 werden ausgewählte Details zur Architektur des EMP sowie zur Kommunikation und Datenhaltung innerhalb des Gebäude-Energiemanagementsystems erläutert. Zusätzlich wird die Integration des EMP in ein Gebäude-Energiemanagementsystem exemplarisch anhand des *Organic Smart Home* (OSH, vgl. [All14]) vorgestellt. Dazu wird ins-

besondere der im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Building Manager im Zusammenhang mit der Integration des EMP in das OSH beschrieben. Diese Komponente stellt eine wesentliche Erweiterung des OSH zur Integration der Visualisierungs-, Parametrisierungs- und Konfigurationsvorgänge der Nutzerinteraktion in das Gebäude-Energiemanagement dar.

Der vorgestellte Ansatz zum Interaktiven Gebäude-Energiemanagement sowie insbesondere das EMP konnten bereits in zwei verschiedenen Evaluations- und Demonstrationsumgebungen eingesetzt werden. In Kapitel 6 werden die Erkenntnisse aus dem Einsatz des EMP insbesondere in Bezug auf die Visualisierung und die Parametrisierung des Systems während der Evaluationszeiträume mit realen Probanden im Energy Smart Home Lab vorgestellt und diskutiert. Zusätzlich wird der technische Mehrwert durch das EMP für die Systemkonfiguration des Energiemanagements im FZI House of Living Labs anhand mehrerer konkreter Beispiele beschrieben. Kapitel 7 schließt mit einer Zusammenfassung der vorliegenden Arbeit sowie einem Ausblick auf weiterführende Forschungsfragen.

KAPITEL 2

ZIELE FÜR DAS ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT

Durch die zunehmende Verknappung fossiler Energieträger ergibt sich mittel- bis langfristig die Notwendigkeit, auf regenerative Ressourcen zur Energieversorgung zurückzugreifen. Insbesondere in Deutschland haben entsprechende Maßnahmen zu einer Neuausrichtung der Energiepolitik geführt. Aber auch in der Europäischen Union wurden erhebliche Maßnahmen zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien beschlossen. Durch die starke Fluktuation eines Großteils dieser Energieformen sowie kaum steuerbarer Abhängigkeiten von lokalen Wetterbedingungen entstehen ganz neue Herausforderungen für das zukünftige Energiesystem. Insbesondere die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen erfordert erhebliche Strukturänderungen sowie einen grundsätzlichen Paradigmenwechsel für den Betrieb von Stromnetzen. Aus der konventionellen Systemlandschaft entsteht sukzessive ein Smart Grid (vgl. Abschnitt 2.4), welches aus sehr vielen zum Teil dezentral integrierten Komponenten besteht.

Im Folgenden wird ein Überblick über die europäischen und deutschen Energieziele, die Herausforderungen für die Integration von Erneuerbaren Energien sowie das Potential dezentraler Erzeugungsanlagen gegeben. Das Kapitel schließt mit einer Vorstellung von Schlüsseltechnologien, die im Energiesystem der Zukunft eine wesentliche Rolle spielen können, um den bevorstehenden Herausforderungen zu begegnen. In Bezug auf das im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten Energy Management Panel (vgl. Abschnitt 4.4 und Kapitel 5) stellen diese Schlüsseltechnologien die technische Basis dar, während die politischen Energieziele und die gesetzlichen Regelungen den normativen Rahmen für die Integration dieser Technologien bilden.

2.1 Europäische und deutsche Energieziele

Mit dem Klimaschutzpaket wurden im Jahr 2008 vom Europäischen Parlament mehrere Richtlinien und Verordnungen in Bezug auf die Energiepolitik verabschiedet, die für alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union verbindlich sind. In der „Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ (2009/28/EG) und in der „Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020“ (406/2009/EG) werden dabei insbesondere die so genannten *20-20-20-Ziele* gegenüber dem Basisjahr 1990 definiert:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 20 %
- Steigerung der Energieeffizienz um 20 %
- Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 20 % (bis zum Jahr 2020)

In Abhängigkeit des jeweiligen Bruttoinlandsproduktes sowie des bereits im Jahr 2005 erreichten Anteils wurde der Zielwert für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2020 für die einzelnen

Mitgliedstaaten unterschiedlich festgelegt (vgl. Anhang I der Richtlinie 2009/28/EG). Die europäischen Vorgaben für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen für das Jahr 2020 reichen somit von 10 % (Malta) über 18 % (Deutschland) bis hin zu 49 % (Schweden).

Die Ziele der deutschen Energiepolitik reichen darüber hinaus: Die Bundesregierung hat daher im Herbst des Jahres 2010 mit dem *Energiekonzept 2050* [Bun12] zusätzliche Vorgaben verabschiedet, die deutlich über die Ziele der Europäischen Union hinaus gehen. Insbesondere werden darin folgende Ziele definiert, die im Jahr 2050 erreicht werden sollen:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 80 %
- Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 80 %
- Anteil Erneuerbarer Energien an dem Bruttoendenergieverbrauch von 60 %
- Halbierung des Primärenergieverbrauchs von 2008
- Reduktion des Stromverbrauchs um 25 %

Diese Ziele lassen sich in zwei Kategorien einteilen: Während die Reduktion des Primärenergie- und Stromverbrauchs insbesondere Effizienzsteigerungen auf Verbrauchsseite voraussetzen, reichen reine Maßnahmen zur Effizienzsteigerung für die Erfüllung der ersten drei genannten Ziele nicht aus. Diese sind nur durch die zusätzliche Integration Erneuerbarer Energien in das Energiesystem erreichbar.

Zusätzlich verabschiedete der Bundestag am 30.06.2011 kurz nach dem Beginn der Nuklearkatastrophe von Fukushima das „13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes“, das die Beendigung der Nutzung von Kernenergie in Deutschland sowie die Beschleunigung der so genannten Energiewende vorgibt. Insbesondere wurden die sofortige Stilllegung von acht Kernkraftwerken in Deutschland sowie die zeitliche Staffelung zur Stilllegung der übrigen 9 Kernkraftwerke beschlossen. Die Abschaltung des letzten Kernkraftwerks in Deutschland wird demnach im Jahr 2022 erfolgen.

Diese Maßnahmen sind mit enormen Änderungen für das Energiesystem in Deutschland und in Europa verbunden. Einerseits muss der Energieverbrauch generell durch den Einsatz effizienterer Komponenten gesenkt werden. Da die Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien insbesondere im Stromnetz mit einer starken Fluktuation auf Erzeugerseite einhergeht, sind zusätzlich die Identifikation sowie die Nutzung von Last- und Erzeugungsflexibilität der verschiedenen Komponenten erforderlich, um die ehrgeizigen Ziele zu erreichen [Bun13c].

Vergleicht man die Anteile der verschiedenen Energiequellen an der Bruttostromerzeugung in Deutschland vom Jahr 2011 mit den Zielen für das Jahr 2050, wird der Begriff der Energiewende besonders deutlich. Während im Jahr 2011 noch 17,6 % der Bruttostromerzeugung durch Kernenergie, 62,6 % durch fossile Energieträger (zusammen etwa 80 %) und rund 20 % durch regenerative Energiequellen erfolgte, soll im Jahr 2050 80 % durch regenerative Quellen und nur 20 % durch fossile Energieträger erzeugt werden (vgl. [Sta13]). Das Verhältnis zwischen regenerativem und nicht regenerativem Anteil an der Bruttostromerzeugung wird also gewendet und stellt das Energiesystem somit vor ganz neue Herausforderungen.

2.2 Herausforderungen durch Erneuerbare Energien

Während der vergangenen 15 Jahre hat die Integration von Erzeugungsanlagen, die Erneuerbare Energien nutzen, in das Stromnetz enorm zugenommen. In Hinblick auf die Ziele der Energiewende stellt diese Entwicklung einerseits einen wesentlichen Beitrag dar, weil dadurch der Anteil regenerativ erzeugten Stroms ständig wächst. Andererseits stellen die starke Fluktuation einiger dieser Energiequellen sowie die Abhängigkeit von den vorherrschenden Wetterbedingungen und die damit verbundene eingeschränkte Steuerbarkeit insbesondere den Betrieb des Stromnetzes vor ganz neue Herausforderungen, für die sukzessive Lösungen gefunden werden müssen. Durch diese Entwicklung steht dem Energiesystem ein Paradigmenwechsel bevor: Die Erzeugung kann zunehmend nicht mehr

dem Bedarf folgen, sondern der Bedarf muss an die aktuell verfügbare Erzeugung angepasst werden. Dafür ist es eine essentielle Voraussetzung, die Flexibilität von Verbrauch und Erzeugung zu erfassen und effizient für den Netzbetrieb einzusetzen.

In Abbildung 2.1 ist die installierte elektrische Leistung regenerativer Erzeugungsanlagen im deutschen Stromnetz von 1998 bis 2012 dargestellt. Zusätzlich wird zwischen den verschiedenen Energiequellen unterschieden. Die installierte Leistung durch Wasserkraft, die größtenteils durch nahezu beliebig regelbare Kraftwerke bereitgestellt wird, bleibt über den gesamten Zeitraum beinahe konstant. Etwa ab dem Jahr 2006 steigt die installierte Leistung durch Photovoltaik-Anlagen stark an, deren Einspeisecharakteristik erheblicher Fluktuation unterliegt. Zusätzlich nimmt auch die installierte Leistung ebenfalls stark wetterabhängiger und damit fluktuierender Winderzeugungsanlagen zu.

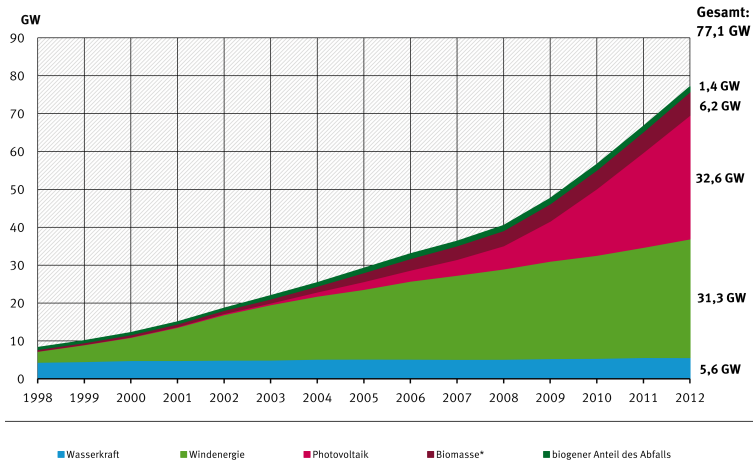


Abbildung 2.1: Installierte elektrische Leistung in Deutschland [Bun13a]

Im Jahr 2012 beträgt die Summe der installierten Leistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen knapp 64 GW. Dies entspricht etwa der Leistung von 64 Kernkraftwerksblöcken. Den restlichen Anteil an regenerativer Leistung im Stromnetz machen Wasserkraftwerke (5,6 GW),

Biogasanlagen (6,2 GW) sowie der biogene Anteil von Abfallverbrennungsanlagen (1,4 GW) aus. Insgesamt beträgt die installierte Leistung durch regenerative Erzeugungsanlagen somit im Jahr 2012 77,1 GW [Bun13a].

Konventionelle Kraftwerke lassen sich in drei Kategorien einteilen: Kernkraft-, Laufwasser- sowie Erdwärmekraftwerke bilden die Kategorie der Grundlastkraftwerke und erzeugen über den Tag verteilt annähernd konstante elektrische Leistung. Mittellastkraftwerke (z. B. Steinkohlekraftwerke) können entsprechend des prognostizierten Bedarfs im Stromnetz mit einer mehrstündigen Vorlaufzeit geregelt werden. Spitzenlastkraftwerke (z. B. Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinen) wurden bisher zum Ausgleich von kurzfristigen Lastspitzen im Stromnetz verwendet. Mit dieser Zusammensetzung verschiedener Kraftwerkstypen war die Erzeugung im Stromnetz hinreichend flexibel und wurde stets an die tatsächlich benötigte Leistung im Stromnetz angepasst.

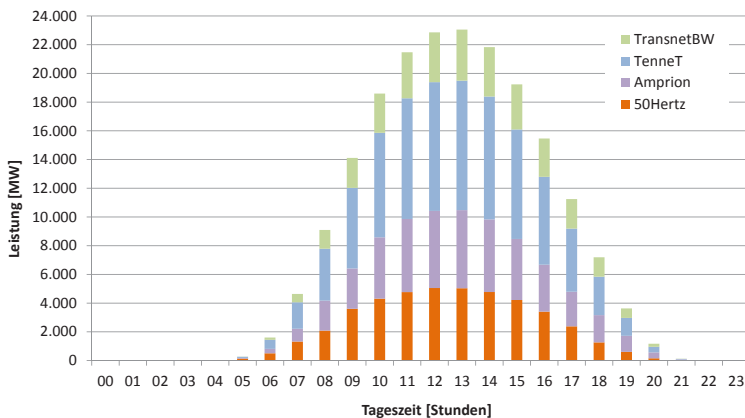


Abbildung 2.2: PV-Erzeugung in Deutschland am 17.06.2013 [Eur13]

In Abbildung 2.2 ist exemplarisch die Erzeugung durch Photovoltaik-Anlagen – auf die vier großen Regelzonen im deutschen Stromnetz aufgeteilt – am 17.06.2013 dargestellt [Eur13]. Zur Mittagszeit wurden über 22 GW eingespeist, davor und danach nimmt die Einspeisung jedoch in Abhängigkeit zum Sonnenstand wieder stark ab. Während die Erzeugung

zur Mittagszeit mehrere konventionelle Kraftwerksblöcke ersetzt hat, mussten andere Kraftwerkstypen zu den übrigen Zeiten einspringen und die dann nicht mehr verfügbare Erzeugung durch Photovoltaik-Anlagen kompensieren.

Während über einige Zeiträume im Jahr eine enorme Energiemenge durch Windkraftwerke eingespeist wird, muss diese Energie ebenfalls zu Zeiten, in denen wenig oder keine Windenergie zur Verfügung steht, durch andere Kraftwerkstypen oder Speichertechnologien kompensiert werden. In Abbildung 2.3 ist die Einspeisung durch Windkraftanlagen ins deutsche Stromnetz am 31.01.2013 als Beispiel eines sehr windreichen Tages dargestellt. Die Windkraftanlagen zeigen über den Tag verteilt die Charakteristik eines Grundlastkraftwerks und speisen nahezu konstant eine elektrische Leistung von über 21 GW ins Netz ein. Dies ist allerdings an den wenigsten Tagen im Jahr derart konstant zu beobachten [Eur13].

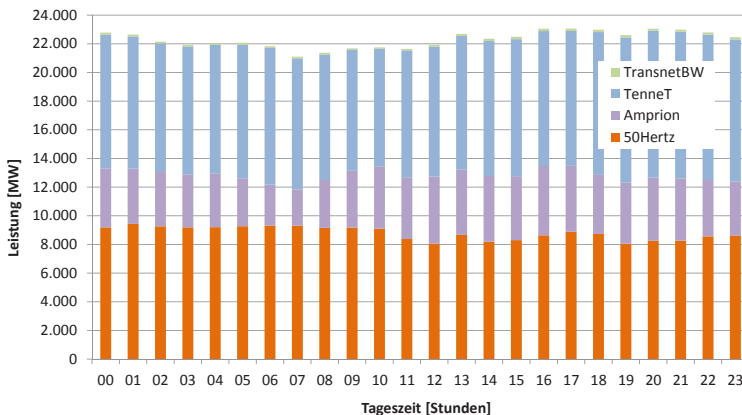


Abbildung 2.3: Wind-Erzeugung in Deutschland am 31.01.2013 [Eur13]

Obwohl die installierte Leistung durch regenerative Stromerzeugungsanlagen inzwischen etwa 40% der Bruttostromerzeugungskapazität im deutschen Stromnetz ausmacht [Bun13b], ist der Anteil an der Bruttostromerzeugung dennoch verhältnismäßig gering. In Abbildung 2.4 ist die Verteilung der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2013

entsprechend der verschiedenen Energieträger dargestellt [Sta13]. Der Anteil durch Erneuerbare Energien erzeugten Stroms beträgt 23,4%, während der Großteil der benötigten Energiemenge nach wie vor durch Kohle-, Kernenergie- sowie Erdgaskraftwerke bereitgestellt wird. Auch wenn der elektrische Bedarf im deutschen Stromnetz bereits heute zu bestimmten Zeiten vollständig durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden kann und teilweise sogar ein Überschuss entsteht, muss meistens nicht vorhandener Wind oder nicht vorhandene solare Einstrahlung durch konventionelle, gut steuerbare Kraftwerke (so genannte Schattenkraftwerke) kompensiert werden. Eine der großen Herausforderungen für das Energiesystem der Zukunft ist also die Koordination von Erzeugung und Verbrauch hinsichtlich der vorhandenen Last- und Erzeugungsflexibilität im Stromnetz.

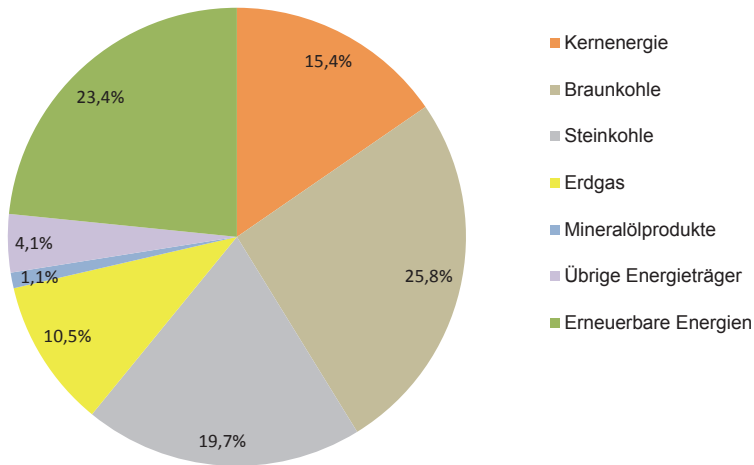


Abbildung 2.4: Stromerzeugung nach Energieträgern [Sta13]

In Abbildung 2.5 ist die Verteilung des regenerativ erzeugten Stroms auf die verschiedenen Erneuerbaren Energien für das Jahr 2013 im deutschen Stromnetz dargestellt [Sta13]. Demnach wird mehr als die Hälfte des regenerativ erzeugten Stroms durch Wind- und Photovoltaikanlagen bereitgestellt (zusammen 53%). Doch gerade diese Energiequellen fluk-

tuieren in Abhängigkeit der vorherrschenden Wetterbedingungen sehr stark und sind zudem kaum steuerbar. Ein derart gewichtiger Anteil stark fluktuierender Erzeugungsanlagen bringt neue Herausforderungen für den sicheren Betrieb des Stromnetzes mit sich, für die neben den erforderlichen technischen Lösungen auch ein geeigneter normativer Rahmen geschaffen werden muss. Im Folgenden werden exemplarisch einige bedeutende Gesetze und Regelungen dargestellt, durch die während der letzten Jahre ein zuverlässiger Netzbetrieb sowie eine weitere Steigerung regenerativer Einspeisung gewährleistet werden konnte.

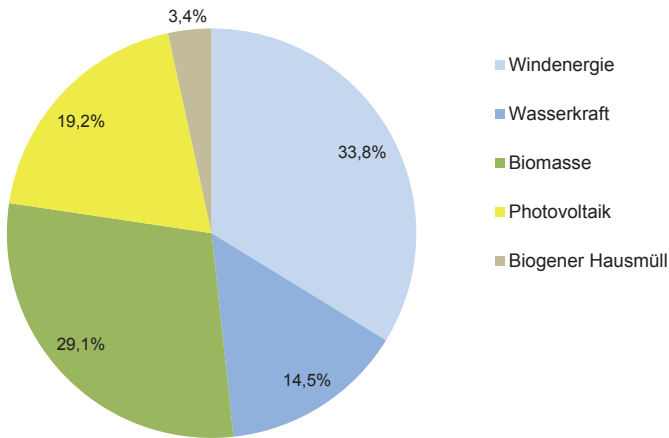


Abbildung 2.5: EE-Verteilung nach Energieträgern [Sta13]

Das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Kurztitel: Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) regelt die bevorzugte Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland und definiert feste Einspeisevergütungen. Erstmals trat das EEG im März 2000 (EEG 2000) in Kraft und löste damit das Stromeinspeisegesetz von 1991 ab. Insbesondere hatte es den Ausbau von Erzeugungsanlagen mit Erneuerbaren Energien zum Ziel und definierte eine Leistungsgrenze für die Photovoltaikanlagen im deutschen Stromnetz in Höhe von 350 MW_p, nach deren Überschreiten im Folgejahr die Vergütung für neue Photovoltaikanlagen entfallen sollte (vgl. heute installierte Leistung durch Photovoltaikanlagen in Abbildung 2.1).

Die Vergütungssätze betragen für Einspeisung von Strom aus Wind-, Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse- und Geothermieanlagen bis zu 50,6 c/kWh und wurden auf 20 Jahre fixiert. Da diese Vergütungen insbesondere für Photovoltaikanlagen deutlich höher als die Bezugskosten für Strom aus dem Netz waren, speiste jede Anlage den regenerativen Strom zunächst ins Netz und kaufte ihn dann gegebenenfalls für den eigenen Verbrauch zu einem deutlich günstigeren Preis wieder zurück. In diesem frühen Stadium des EEG gab es somit keinerlei Anreize, den eigenen Verbrauch an die lokale Erzeugung anzupassen. Eventuell vorhandene Lastflexibilitäten blieben somit ungenutzt.

Bereits im Jahr 2003 wurde die definierte Leistungsgrenze für Photovoltaikanlagen in Höhe von 350 MW_p überschritten. Dennoch sollte der Ausbau regenerativer Erzeugungsanlagen fortgesetzt werden. Um dafür die entsprechenden Anreize und Rahmenbedingungen zu schaffen, wurde eine novellierte Version des EEG erarbeitet. Das EEG 2004 trat im August 2004 in Kraft und definierte insbesondere eine Anpassung der Höhe der Fördersätze. Die garantierten Einspeisevergütungen aus dem EEG 2000 blieben für bestehende Anlagen erhalten.

Im Jahr 2008 wurde das Gesetz erneut überarbeitet und trat als EEG 2009 im Januar 2009 in Kraft. Darin wurde das Ziel definiert, bis zum Jahr 2020 den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung auf mindestens 35 % zu erhöhen. Zusätzlich wurde die so genannte Selbstverbrauchsvergütung eingeführt. Betreiber von Photovoltaik-Anlagen erhielten durch diese Regelung zusätzlich zu den gesparten Stromkosten eine feste Vergütung für jede kWh des lokal verbrauchten Stroms, der durch die Photovoltaik-Anlage erzeugt wurde. Die Vergütung erfolgte anhand mehrerer Tarifstufen, so dass Anlagen mit einem Selbstverbrauch unter 30 % bzw. über 30 % sowie Anlagen unterschiedlicher Größe differenziert werden konnten. Durch diese Regelung wurde für den Anlagenbetreiber ein Anreiz erzeugt, den eigenen Verbrauch an die lokale Erzeugung durch regenerative Energiequellen anzupassen. Dies war insbesondere erforderlich, da die Einspeisevergütung in den meisten Fällen noch den Bezugspreis aus dem Stromnetz überstieg.

Mit der so genannten Photovoltaik-Novelle wurde diese Regelung im April 2012 wieder abgeschafft, da die Bezugspreise aus dem Stromnetz

für private Endverbraucher inzwischen höher waren als die Einspeisevergütung neu installierter Anlagen. Durch diese Differenz entstand ein Anreiz, die Flexibilität des eigenen Verbrauchs zu identifizieren und den Betrieb von elektrischen Verbrauchern entsprechend der Verfügbarkeit des selbst produzierten Stroms anzupassen. Durch diesen Anreiz sollte die durchschnittliche Einspeiseleistung der Anlagen in die Stromnetze bei gleicher Erzeugung reduziert und damit die Netze zu Zeiten sehr hoher regenerativer Einspeisung entlastet werden. In diesem Zusammenhang entstanden bereits erste Ansätze, Gebäude-Energiemanagementsysteme zu nutzen, um die Anpassung des Verbrauchs an die lokale Erzeugung zu automatisieren.

Mit dem „Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich“ wurde ab Januar 2009 auch die Verwendung von Erneuerbaren Energien im Bereich der Wärme- und Kälteerzeugung vorgeschrieben und damit bereits ein erster Schritt zur integrierten Betrachtung von Strom- und Wärmeenergie realisiert. Darüber hinaus wurde mit dem EEG 2009 eine neuartige Regelung für die Stromeinleitung in die übergeordneten Stromnetze in Engpasssituationen eingeführt. Insbesondere erhielt der jeweilige Netzbetreiber eine direkte Zugriffsmöglichkeit auf Einspeiseanlagen ab einer bestimmten Größe, um die Einspeiseleistung drosseln zu können (§§ 11 und 12, EEG 2009). Auf diese Weise wurde erreicht, dass der Ausbau von regenerativen Erzeugungsanlagen nicht durch Engpässe zu besonders starken Einspeisezeiten aufgehalten wird. Zusätzlich wurden im EEG 2009 die Fördersätze zur Einspeisung angepasst und eine Degression dieser Sätze in Abhängigkeit vom tatsächlichen Zubau von EE-Anlagen bestimmt.

Im Januar 2012 trat eine umfassende Novelle des EEG in Form des EEG 2012 in Kraft und definierte eine außerordentlich starke Kürzung der Fördersätze für die Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen. Insbesondere wurden mit dem EEG 2012 auch Anreize für einen marktorientierten Betrieb der Erzeugungsanlagen geschaffen. Wird der erzeugte Strom durch die so genannte *Direktvermarktung* veräußert, kann der Anlagenbetreiber unter bestimmten Randbedingungen im Rahmen des *Marktprämien-Modells* zusätzlich zum aktuellen Marktpreis eine Markt- sowie eine Managementprämie erhalten (§ 33g, EEG 2012). Diese Re-

gelung soll für Anlagenbetreiber einen Anreiz darstellen, ihren Strom dann einzuspeisen, wenn besonders hoher Bedarf und in Folge dessen auch ein entsprechend hoher Marktpreis herrscht. Zusätzlich wurde mit dem EEG 2012 eine *Flexibilitätsprämie* zur Förderung des Baus von Gasspeichern an Biogasanlagen eingeführt (§ 33i, EEG 2012). Insgesamt reagiert das EEG 2012 also sehr stark darauf, dass bislang (abgesehen von der Selbstverbrauchsvergütung) keinerlei Anreize für eine bedarfsgerechte Einspeisung regenerativen Stroms existierten. Der Erfolg des Marktprämien-Modells hängt dabei stark von der Entwicklung geeigneter Technologien zur Automatisierung des Anlagenmanagements ab, um automatisiert auf den Strommarkt bzw. auf die tatsächliche Situation im Stromnetz reagieren zu können [WHBSW09].

Wenige Monate später wurde mit der Photovoltaik-Novelle 2012, die rückwirkend ab April 2012 in Kraft trat, eine weitere Senkung der Vergütungssätze auf 13,5 bis 19,5 ct/kWh beschlossen. Zusätzlich wurde das Gesamtausbauziel für die geförderte Photovoltaik in Deutschland auf 52 GW (Bestand Mitte 2012: 27 GW) bestimmt. Dies folgte insbesondere aus der erheblichen Steigerung der EEG-Umlage, die von allen Letztverbrauchern mit Ausnahme von besonders stromintensiven Industrieverbrauchern getragen werden muss (§ 37, EEG 2012).

Bereits anhand der im EEG 2000 definierten Leistungsgrenze für Photovoltaikanlagen im deutschen Stromnetz sowie an den zahlreichen Novellen des EEG zur Reduzierung der Fördersätze ist ersichtlich, dass der Ausbau der Photovoltaik-Erzeugungsanlagen die Erwartungen des Gesetzgebers überstiegen hat. Neben ökonomischen Folgen birgt dies insbesondere auch technische Herausforderungen. Zunächst war keine direkte Steuerungsmöglichkeit dieser Anlagen durch den Netzbetreiber vorgesehen. Eine so genannte selbstständige Schaltstelle (vgl. DIN VDE V 0126-1-1, „Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz“) sollte sicherstellen, dass die Anlage nur bei bestimmten Bedingungen im Stromnetz zugeschaltet wurde. Insbesondere war eine automatische Trennung der „netzparallelen Eigenerzeugungsanlage“ (z. B. Photovoltaik-Wechselrichter) vom Stromnetz bei Überschreitung einer Netzfrequenz von 50,2 Hz vorgesehen. Da die Netzfrequenz zu jeder Zeit an jedem Ort im europäischen

Verbundnetz synchronisiert ist, hätte dies bei einer kurzzeitigen Überschreitung der Netzfrequenz über 50,2 Hz hinaus zur Folge, dass sämtliche Photovoltaik-Erzeugungsanlagen gleichzeitig vom Netz getrennt werden. Die Dimension eines solchen Vorfalls ist anhand Abbildung 2.2 leicht ersichtlich. An einem solchen Tag würde zur Mittagszeit nur in Deutschland eine Einspeiseleistung, die etwa der von 22 Kernreaktoren entspricht, zeitgleich vom Netz getrennt. Dies hätte fatale Folgen für das gesamte europäische Verbundnetz [Böm11].

Mit der Anwendungsregel *VDE-AR-N 4105* vom VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. traten zum Januar 2012 Vorschriften in Kraft, um das im vorherigen Absatz beschriebene Szenario zu verhindern. Insbesondere sind darin folgende Maßnahmen beschrieben:

- Einspeisemanagement zunächst für Anlagen >100 kVA (Netzbetreiber kann Einspeiseleistung in vorgegebenen Stufen direkt reduzieren, z. B. 100 %, 60 %, 30 %, 0 %)
- Selbstständige Wirkleistungsreduktion der Anlagen bei Überfrequenz anhand einer vorgegebenen Kennlinie
- Netzstützung: Regelungen zur Blindleistungseinspeisung für Anlagen >3,68 kVA (Spannungshaltung)
- Netzanschluss: Schiefast darf maximal 4,6 kVA pro Phase betragen

Während bisherige Photovoltaik-Wechselrichter beim Überschreiten der Netzfrequenz von 50,2 Hz eine abrupte Trennung vom Netz vorsahen, erfolgt gemäß der Anwendungsregel *VDE-AR-N 4105* bei Überschreiten dieser Frequenz eine kontinuierliche Reduktion der Einspeiseleistung anhand einer Kennlinie (vgl. Abbildung 2.6). Sinkt die Netzfrequenz wieder, so wird die Einspeiseleistung entsprechend selbstständig erhöht. Zunächst sieht der Gesetzgeber nur für sehr große Anlagen (Anschlussleistung >100 kVA) einen direkten Zugriff zur Reduktion der Einspeiseleistung vor (Einspeisemanagement). Mit dem Ende der Übergangsregelung zum 1. Januar 2013 wurden auch Betreiber von kleineren Anlagen vor die Entscheidung gestellt, entweder ebenfalls ein zum Teil kostenintensives Einspeisemanagement für die Anlage bereitzustellen oder die Anlagenleis-

zung am Netzanschlusspunkt auf 70 % der Generatorleistung zu begrenzen. Letzteres bezieht sich dabei auf die Einspeisung ins Stromnetz und nicht auf die tatsächliche Erzeugung der Anlage. Mittels effektiver Nutzung von Lastflexibilität durch Gebäude-Energiemanagementsysteme oder durch den Wechselrichter selbst (z. B. in Kombination mit Batteriespeichern) ist es somit möglich, diese Grenze einzuhalten, ohne die Erzeugungsleistung reduzieren zu müssen.

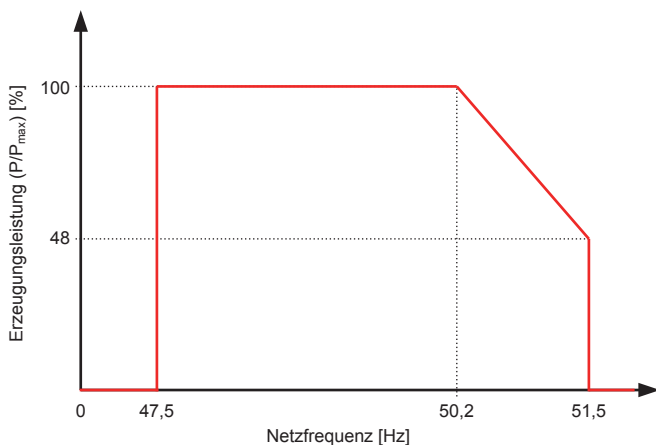


Abbildung 2.6: Kennlinie zur Wirkleistungsreduktion [SMA12]

Zudem ist für Anlagen mit einer Anschlussleistung über 3,68 kVA eine Vorgabe der Blindleistungseinspeisung durch den Netzbetreiber vorgesehen. Diese wird allerdings lediglich für die Anlagenposition im Stromnetz zur Inbetriebnahme bestimmt und konstant in der Anlage parametrisiert. Entsprechend der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 kann das Verhältnis zwischen Wirk- und Blindleistung also nicht durch den Netzbetreiber an die tatsächliche Situation des zugehörigen Netzsegments angepasst werden. Da über 98 % der installierten Photovoltaik-Anlagen direkt ins Niederspannungsnetz einspeisen [SMA12], entstehen gerade in ländlichen Regionen mit besonders langen Niederspannungssträngen bereits heute Verletzungen des Spannungsbandes, das durch die *DIN EN 50160* vorgegeben ist. Während im konventionellen Energiesystem die Richtung

des Stromflusses eindeutig von einigen wenigen zentralen Erzeugern zu zahlreichen Verbrauchern definiert war, kann zu Zeiten sehr starker dezentraler Einspeisung eine so genannte Lastflussumkehr in bestimmten Netzabschnitten auftreten. In Abbildung 2.7 ist der Spannungsabfall bzw. die Spannungshebung auf einem Niederspannungsstrang dargestellt. Übersteigt die lokale Erzeugung den Bedarf, so ist die Spannung an weiter entfernten Anschlusspunkten des Stranges höher als am Ortsnetztransformator selbst. Dieser Zustand kann insbesondere an den betroffenen Anschlusspunkten lokal diagnostiziert werden und durch eine entsprechende Adaption des Verhältnisses zwischen Wirk- und Blindleistung wäre ein wesentlicher Beitrag zur Spannungshaltung im betroffenen Netzsegment möglich. Dies erfordert jedoch in den meisten Fällen eine Kommunikationsinfrastruktur zwischen Netzbetreiber, Ortsnetztransformator und den Anlagen selbst bzw. den Gebäude-Energiemanagementsystemen, die diese Anlagen koordinieren.

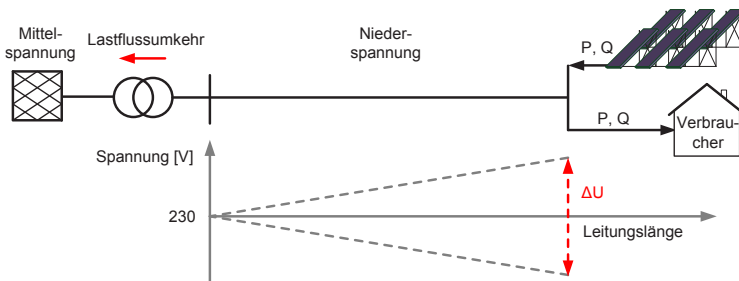


Abbildung 2.7: Spannungsband in ländlichen Stromnetzen

Für eine nachhaltige Integration stark fluktuierender regenerativer Erzeugungsanlagen ins Stromnetz ist neben einer effizienten Koordination dieser Anlagen auch die Nutzung von Verbrauchsflexibilität eine wichtige Voraussetzung. Während Gebäude-Energiemanagementsysteme in der Lage sind, diese Flexibilität für die einzelnen Verbraucher im Gebäude zu erfassen, ergeben sich unterschiedliche Potentiale in Bezug auf deren Einfluss im Stromnetz. Im Juli 2013 wurde z. B. § 10a der Energieeinsparverordnung (EnEV) für Gebäude wieder aufgehoben, so dass elektrische Speicherheizungen wieder eingesetzt werden dürfen. Während die instal-

lierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland etwa 7 GW beträgt [Deu10], sind im deutschen Stromnetz Speicherheizungen mit einer Gesamtleistung von ca. 33 GW installiert [Fra13a]. Der koordinierte Einsatz dieser Anlagen in Bezug auf die Verfügbarkeit regenerativer Energien birgt großes Potential, das bislang kaum genutzt wird. Speicherheizungen sind in diesem Zusammenhang lediglich ein Beispiel für erhebliches Flexibilitätspotential im Stromnetz, das automatisiert ohne wesentlichen Komfortverlust genutzt werden kann.

Die Integration von Erzeugungsanlagen auf Basis von Erneuerbaren Energien wird nur dann wirtschaftlich, wenn herkömmliche Kraftwerke nicht in großem Maßstab parallel zu den neuen Anlagen (als so genannte Schattenkraftwerke) installiert werden müssen, um bei entsprechenden Wetterbedingungen die fehlende Leistung zu kompensieren. Dazu ist es erforderlich, Verbrauchs- und Erzeugungsflexibilität großflächig zu identifizieren, um fluktuierende Erzeugung bestmöglich nutzen zu können. Dies ist automatisiert durch Gebäude-Energiemanagementsysteme möglich. Insbesondere kann durch die Koordination dieser Systeme bereits ein lokaler Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in einzelnen Netzsegmenten realisiert werden. Durch die Analyse lokal verfügbarer Daten über Erzeugung und Verbrauch sowie über den Netzzustand sind diese Systeme zusätzlich in der Lage, Informationen zur Verbesserung der Prognosegüte zu liefern. Dies ist weiterhin eine wesentliche Voraussetzung für die effiziente Integration Erneuerbarer Energien in das Stromnetz. Im Folgenden wird das Potential dezentraler Erzeugungsanlagen in Hinblick auf die genannten Ziele vorgestellt.

2.3 Potential dezentraler Erzeugungsanlagen

Auf der einen Seite steht das Energiesystem durch die zunehmende Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen vor großen Herausforderungen, auf der anderen Seite bieten diese Anlagen großes Potential, um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb effizient zu unterstützen. Der Betrieb einiger dezentraler Erzeugungsanlagen (z. B. von Blockheizkraftwerken und Biogaskraftwerken) lässt sich direkt innerhalb bestimmter

Freiheitsgrade ansteuern. Diese Anlagen können damit eingesetzt werden, um die wetterbedingte Fluktuation anderer Erzeugungsanlagen zum Teil auszugleichen. Speichersysteme können eingesetzt werden, um Überkapazitäten zu puffern und diesen Strom in Schwachlastzeiten wieder ins Netz einzuspeisen. Dies erfordert die Integration von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) in das Energiesystem. Dies kann zunächst in kleineren Netzabschnitten, so genannten *Micro Grids*, erfolgen. Als Micro Grid werden in der Literatur unterschiedlich große Abschnitte eines Stromnetzes bezeichnet, innerhalb derer z. B. Liegenschaften, Netzstränge oder gesamte Mittelspannungsnetze als Einheit betrachtet werden. Ein Ziel innerhalb eines Micro Grid kann es sein, die Energieversorgung weitestgehend autark zu koordinieren. Während Micro Grids vorübergehend in der Lage sind, das bestehende Energiesystem zu unterstützen, entsteht langfristig aus der Kombination zahlreicher Micro Grids ein Smart Grid.

Zusätzlich kann die zum Teil bereits vorhandene Leistungselektronik von Photovoltaik-Wechselrichtern dazu eingesetzt werden, wichtige Systemdienstleistungen z. B. zur lokalen Spannungshaltung im Stromnetz bzw. innerhalb von Micro Grids anzubieten. Mit der zunehmenden Integration Erneuerbarer Energien ins Stromnetz und der daraus resultierenden Reduktion von Schwungmassen ist z. B. die alternative Bereitstellung von Regelleistung eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg der Energiewende [Deu14]. Auch dies ist zum Teil durch vorhandene Leistungselektronik realisierbar, setzt jedoch den Einsatz einer effizienten IKT-Infrastruktur zur zuverlässigen Koordination der Anlagen voraus. Die großflächige Installation von Gebäude-Energiemanagementsystemen stellt in diesem Zusammenhang weitreichendes Potential für den koordinierten Einsatz dieser Infrastruktur dar.

2.3.1 Lokaler Ausgleich in Micro Grids

In Abschnitt 2.2 wurde die Selbstverbrauchsvergütung als Anreiz beschrieben, den eigenen dezentral erzeugten Strom auch lokal zu verbrauchen. Auf diese Weise soll bereits innerhalb des jeweiligen Gebäudes ein Ausgleich zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch entstehen, so dass diese Netzanschlüsse keine zusätzliche Belastung der übergeordneten

Netzebenen erzeugen. Durch die kontinuierliche Absenkung der Einspeisevergütung sowie durch den ständigen Anstieg der Bezugspreise ist dieser Anreiz bereits dadurch gegeben, dass der Bezugspreis von elektrischem Strom inzwischen teilweise über der Einspeisevergütung neuerer Anlagen liegt (vgl. Abschnitt 2.2). Damit ist es für den Nutzer eines Gebäudes vorteilhaft, selbst benötigten Strom lokal zu erzeugen bzw. den eigenen Verbrauch mit der lokalen Erzeugung zu koordinieren. Durch die Anwendung dieses Prozesses in sehr vielen Gebäude-Energiemanagementsystemen können diese bereits dazu beitragen, dass Erzeugungsspitzen die Netze weniger stark belasten, indem ein dezentraler Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch stattfindet.

Dieser Grundgedanke kann in größerem Stil auch auf Micro Grids übertragen werden. In Abbildung 2.8 ist dieser Ansatz exemplarisch aufgezeigt. Erzeugungsanlagen und flexible Verbraucher werden zunächst durch Gebäude-Energiemanagementsysteme gekapselt und schließlich innerhalb eines bestimmten Netzabschnittes durch einen *Micro Grid Operator* (MGO) angesteuert. Um die übergeordneten Netze insbesondere durch die Glättung von Last- und Erzeugungsspitzen zu entlasten, sind Technologien sowie auch Anreize erforderlich, um Erzeugung und Verbrauch innerhalb des Micro Grids aufeinander abzustimmen. Auf diese Weise kann die Bezugs- bzw. die Einspeiseleistung bereits am Netzanschlusspunkt des Micro Grids zur übergeordneten Netzebene weitestgehend auf die jeweiligen Anforderungen des Netzes abgestimmt werden. Je nach Verfügbarkeit entsprechend steuerbarer Systeme kann das Micro Grid auf diese Weise im Bedarfsfall sogar weitestgehend autark betrieben werden, ohne eine vollständige Entkopplung vom Netz anzustreben.

In einem evolutionären Prozess wird das konventionelle Stromnetz auf diese Weise sukzessive um kommunikationsfähige Komponenten für ein zukünftiges Smart Grid erweitert. Um diese Entwicklung schrittweise zu ermöglichen, ist eine flexible Struktur erforderlich, für die Micro Grids eine wesentliche Komponente darstellen können. Sie haben sehr ähnliche Fähigkeiten und Anforderungen wie Smart Grids, umfassen jedoch zunächst eine deutlich geringere Anzahl von Komponenten, was die Komplexität zur Koordination gegenüber der eines Smart Grids wesentlich reduziert. Darüber hinaus können Steuerungsmechanismen

individuell z. B. an die vorhandenen Lasttypen, Erzeugungsanlagen und Speichersysteme im Micro Grid angepasst werden [Far10]. In einem zukünftigen Stromnetz kann die Koordination der Micro Grid Operatoren durch einen übergeordneten *Smart Grid Operator* (SGO) erfolgen.

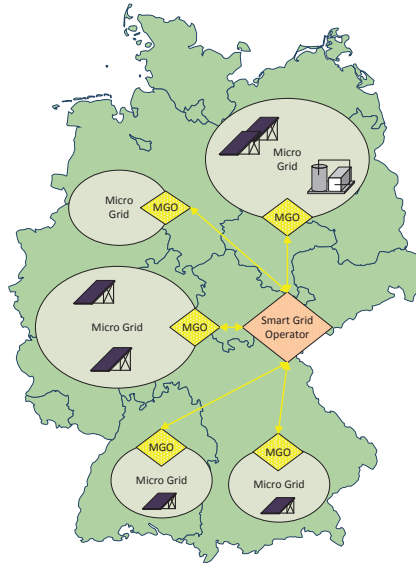


Abbildung 2.8: Micro Grids für den Übergang zum Smart Grid

Gebäude-Energiemanagementsysteme stellen innerhalb von Micro Grids für den jeweiligen Koordinator die Schnittstellen zu den einzelnen Komponenten dar. Sie sind in der Lage, Verbrauchs- und Erzeugungsflexibilität zu erfassen, diese an den Koordinator zu kommunizieren und die Flexibilität schließlich durch eine effiziente Ansteuerung der zugeordneten Geräte und Anlagen für den Betrieb des Smart Grids zu nutzen. Je mehr Netzabschnitte bereits lokal durch eine effektive Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen sowie durch den koordinierten Einsatz flexibler Verbraucher ausgeglichen werden können, desto geringer ist der Aufwand zum Ausgleich auf höheren Netzebenen. Aufgrund des erheblichen An-

teils von Photovoltaik-Anlagen in Niederspannungsnetzen besteht hier besonders großes Potential für einen lokalen Ausgleich [SMA12].

2.3.2 Systemdienstleistungen

Mit den Zielen aus dem Energiekonzept 2050 wurde ein tiefgreifender Wandel der Stromnetzstruktur in Deutschland beschlossen. Mit dem zunehmenden Ausbau von regenerativen Erzeugungsanlagen im Stromnetz wächst einerseits der Bedarf, den hohen Anteil größtenteils wetterabhängiger Erzeugung und den Verbrauch durch eine effiziente Nutzung der jeweiligen Flexibilität auszugleichen. Zusätzlich müssen auch Systemdienstleistungen durch diese Anlagen bereitgestellt werden, um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten [Deu14]. Bisher wurde die Bereitstellung von Systemdienstleistungen insbesondere durch konventionelle Kraftwerke sowie zentral eingesetzte Netzbetriebsmittel sichergestellt. Gebäude-Energiemanagementsysteme sind durch eine geeignete Koordination in der Lage, die im Gebäude integrierten Komponenten (z. B. die Leistungselektronik von Photovoltaik-Wechselrichtern) einzusetzen, um das Gebäude als intelligentes Netzbetriebsmittel zur dezentralen Bereitstellung von Systemdienstleistungen einzusetzen. Durch eine entsprechende Schnittstelle sind die Netzbetreiber in der Lage, im Stromnetz benötigte Systemdienstleistungen bei Bedarf abzurufen.

Die *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030* [Deu14] analysiert ein Szenario aus dem *Netzentwicklungsplan Strom 2013* für das Jahr 2030 und prognostiziert auf dieser Basis den Bedarf an Systemdienstleistungen für ein fiktives Stromversorgungssystem im Jahr 2030 in Deutschland. Insbesondere wird dabei ein starker Zubau von Windenergie- (66 GW Onshore, 25 GW Offshore) und Photovoltaik-Anlagen (65 GW) sowie von flexiblen Gaskraftwerken (41 GW) angenommen. Die Studie kommt zum Ergebnis, dass „für alle Arten der Systemdienstleistungen bereits heute technische Lösungsmöglichkeiten [...] existieren“ und dass „dezentrale Energieanlagen und Netzbetriebsmittel in einem deutlich verstärktem Maß Systemdienstleistungsprodukte erbringen können und müssen“. Um also die vorhandenen technischen Möglichkeiten der bereits existierenden und zukünftig zunehmend verbreiteten Technologien im Stromnetz für

die Bereitstellung der für den Netzbetrieb essentiellen Systemdienstleistungen im benötigten Umfang zu realisieren, müssen diese Anlagen durch geeignete Schnittstellen in den aktiven Netzbetrieb integriert werden.

In [Deu14] werden insbesondere folgende Systemdienstleistungen in den Vordergrund gestellt, die im beschriebenen Szenario für das Jahr 2030 für den sicheren und stabilen Netzbetrieb erforderlich sind und im Folgenden detailliert in Bezug auf das Potential dezentraler Erzeugungsanlagen erläutert werden:

- Momentanreserve und Regelleistung zur Frequenzhaltung
- Bereitstellung von Blindleistung für die Spannungshaltung
- Bereitstellung von Anlagen für einen Versorgungswiederaufbau
- Betriebsführung (z. B. Engpassmanagement)

In Bezug auf die Frequenzhaltung im Stromnetz wird abhängig vom Zeithorizont zwischen der Momentanreserve und der Regelleistung unterschieden. Positive und negative Regelleistung wird bisher in Abhängigkeit von der Netzfrequenz durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt. Die Netzfrequenz ist dabei ein globaler Indikator der Netzbelastung und ist im gesamten Verbundnetz identisch. Die Momentanreserve gleicht sehr kurzfristige Schwankungen aus. Konventionell erfolgt dies durch die in den Großkraftwerken verfügbaren rotierenden Massen (Schwungmassen). Da im betrachteten Szenario für das Jahr 2030 deutlich weniger Schwungmassen installiert sein werden, muss die Bereitstellung von Momentanreserve z. B. durch Speicher ersetzt werden, sofern sich diese synchron im Netz befinden und somit unmittelbar auf Leistungsschwankungen reagieren können. Zusätzlich können die weiterhin vorhandenen Schwungmassen in Windkraftanlagen oder die Leistungselektronik in größeren Photovoltaik-Anlagen genutzt werden [Deu14]. Dazu ist eine wichtige Voraussetzung, dass „regulatorische Rahmenbedingungen so angepasst werden, dass dezentrale Erzeugungsanlagen künftig zur Erbringung der Momentanreserve beitragen können“. Bereits heute nehmen besonders energieintensive Unternehmen am Regelenergiemarkt teil.

Zum Ausgleich länger andauernder Ungleichgewichte und insbesondere zum Ausgleich von Prognoseungenauigkeiten wird die Regelleistung in verschiedenen Abstufungen eingesetzt. Bleibt die Prognosegenauigkeit für die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien unverändert, so wird sich bis zum Jahr 2030 laut [Deu14] der Bedarf an negativer Minutenreserve um ca. 70 % und der Bedarf an positiver Minutenreserve um ca. 90 % erhöhen. Z. B. durch die Einführung eines adaptiven Dimensionierungsverfahrens zur Ermittlung der Regelleistung kann der Zeithorizont der Prognosen verkleinert werden, was eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit für den relevanten Zeitraum und somit eine Reduktion der benötigten Regelleistung zur Folge hat. Zukünftig kann Regelleistung laut [Deu14] durch Pools kleinerer Erzeugungsanlagen (z. B. Biogasanlagen, BHKWs, Wind- und Photovoltaikanlagen in Verbindung mit Batteriespeichern) sowie Pools flexibler Lasten erfolgen. Gebäude-Energiemanagementsysteme sind in diesem Zusammenhang ideal zur effizienten Vernetzung der Anlagen geeignet. In vielen Fällen ist dazu jedoch zunächst eine Anpassung des Präqualifikationsverfahrens für Anbieter von Regelleistung durch regenerative Erzeugungsanlagen, flexible Stromlasten und Stromspeicher erforderlich.

Zur Spannungshaltung im Stromnetz innerhalb der vorgeschriebenen Abweichungen ist die Bereitstellung von Blindleistung eine wichtige Systemdienstleistung. [Deu14] kommt zum Schluss, dass „eine weitreichendere Bereitstellung von Blindleistung für das Höchstspannungsnetz durch dezentrale Energieanlagen aus dem Verteilnetz [...] eine Alternative gegenüber der Errichtung von Kompensationsanlagen sein“ kann. Die Studie sieht hierfür „ein deutliches Potential, welches auch wirtschaftlich erschließbar erscheint.“ Insbesondere in den Niederspannungsnetzen kann die lokale Spannungshaltung durch die Adaption des Verhältnisses von eingespeister Wirk- und Blindleistung an den Wechselrichtern von Photovoltaik-Anlagen erfolgen. Dies erfordert sowohl eine wesentliche Ausdehnung der Zustandserfassung in Niederspannungsnetzen als auch eine effiziente Vernetzung der entsprechenden leistungselektronischen Komponenten durch Gebäude-Energiemanagementsysteme. Das Potential von Photovoltaik-Wechselrichtern zur Spannungshaltung wird im Folgenden anhand eines konkreten Beispiels dargestellt.

In [Hub12] wurde das „Potential von Wechselrichtern zur gesteuerten Einspeisung in Niederspannungsnetzen“ untersucht. Im Vordergrund standen dabei der Beitrag zur Spannungshaltung durch die gezielte Bereitstellung von Blindleistung sowie der Ausgleich einer unsymmetrischen Phasenbelastung im Niederspannungsnetz. Dazu wurden verschiedene Netztypen in einer Simulation abgebildet; exemplarisch werden an dieser Stelle die Ergebnisse des ländlichen Szenarios beschrieben, in dem ein 578 m langer Strahl eines abgelegenen Niederspannungsnetzes mit 14 angeschlossenen Einheiten abgebildet wurde. Die Last verteilt sich dabei zu 40 % auf Haushalte (H0-Profil mit jeweils 4 000 kWh Strombezug p.a.) und zu 60 % auf Landwirtschaftsbetriebe (L0- und L1-Profil mit jeweils 24 000 kWh Strombezug p.a.). 10 Einfamilienhäuser stehen in der Nähe des Ortsnetztransformators, die Landwirtschaftsbetriebe mit angrenzender Wohneinheit sind weiter entfernt angeschlossen. Weiterhin wurde für die Simulation angenommen, dass die Landwirtschaftsbetriebe sowie jedes dritte Einfamilienhaus mit einer Photovoltaik-Anlage ausgestattet sind. Für die Einspeisung der Erzeugungsanlagen im simulierten Netzabschnitt wurden reale Daten einer Photovoltaik-Anlage vom 31.10.2011 verwendet. Die Berechnung der Spannung an den einzelnen Netzknoten erfolgte mit dem Newton-Raphson-Verfahren.

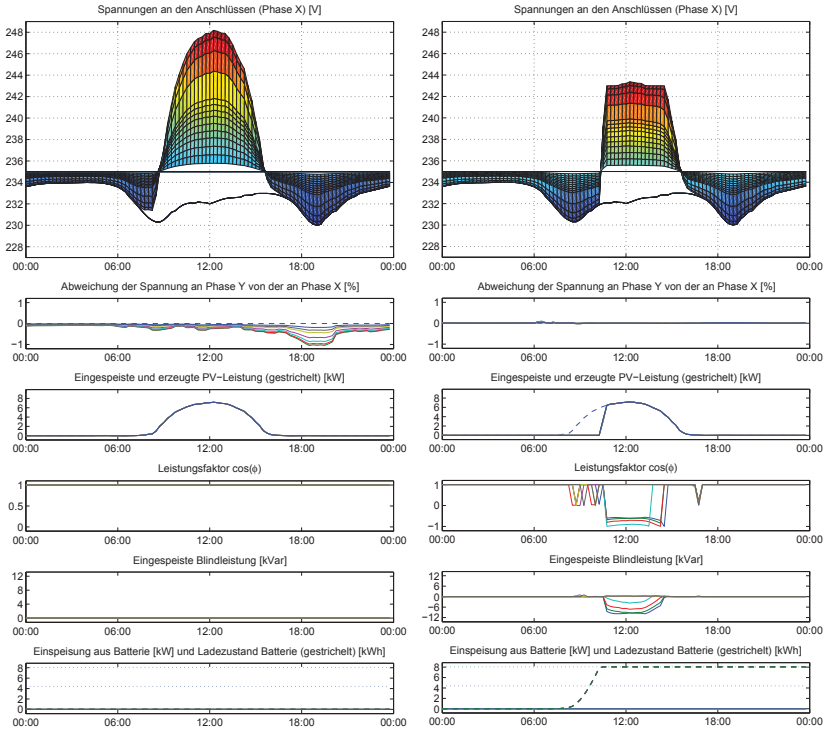
In der Arbeit konnte zunächst eine erhebliche Erhöhung der Netzspannung insbesondere an den am Strangende gelegenen Anschlussknoten festgestellt werden, die der Stromerzeugung der Photovoltaik-Anlagen folgt. Die simulierten Spannungsverläufe für dieses Szenario sind in Abbildung 2.9 dargestellt. Die Datenbasis der linken Diagramme stellt die unregelmäßige Wirkleistungseinspeisung ohne Verwendung von Batteriespeichern dar, auf der rechten Seite wurde der Leistungsfaktor ($\cos(\varphi)$) der Anlagen im Phasenschieberbetrieb geregelt. Zusätzlich wurden Batteriespeicher eingesetzt. Jede einzelne Linie in den beiden oberen Diagrammen stellt dabei den Spannungsverlauf an den betrachteten Hausanschlüssen dar. Während die Spannung der weiter vom Ortsnetztrafo entfernten Hausanschlüsse im Szenario der unregelmäßigen Wirkleistungseinspeisung mit ca. 248 V das obere Limit des zulässigen Spannungsbandes beinahe erreicht, ist auf der rechten Seite der Abbildung das Potential zur Senkung von Spannungsspitzen durch die Anpassung des Leistungsfaktors von Photovoltaik-Wechselrichtern dargestellt. Hier kann der Spannungs-

anstieg ohne eine wesentliche Reduzierung der Photovoltaik-Einspeisung durch Bereitstellung von Blindleistung auf eine Spannung von 243 V begrenzt werden. Die Batteriespeicher sind in diesem Szenario zur Mittagszeit bereits vollständig gefüllt und somit nicht mehr in der Lage, die Spannungsspitzen während der maximalen Photovoltaik-Erzeugung zu puffern. Durch die Koordination von Blindleistungsbereitstellung und den Einsatz der Ladung des Batteriespeichers entsteht also zusätzliches Potential für einen Beitrag zur Spannungshaltung.

Mit der Simulation konnte am Beispiel der Spannungshaltung in einem simulierten Niederspannungsnetz gezeigt werden, dass dezentrale Erzeugungsanlagen in der Lage sind, Systemdienstleistungen insbesondere in Bezug auf die lokale Spannungshaltung zur Verfügung zu stellen. Erfolgt eine geeignete Koordination dieser Anlagen z. B. durch Gebäude-Energiemanagementsysteme, so kann dieses Potential für die Betriebsführung von Netzsegmenten mit stark volatiler Erzeugung auch dann sinnvoll eingesetzt werden, wenn die erhöhte Bereitstellung von Blindleistung zunächst die Netzbelastung erhöht. Zusätzlich sind diese Anlagen in der Lage, den lokalen Zustand des Stromnetzes am jeweiligen Anschlusspunkt durch die Erfassung lokaler Netzparameter (z. B. die Spannung) zu bewerten und für die dezentrale Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu berücksichtigen. Zusätzlich wurde in [Hub12] gezeigt, dass der Ausgleich von Phasenasymmetrien im Verteilnetz durch den koordinierten Einsatz von dezentralen Erzeugungsanlagen möglich ist. Durch einen entsprechend koordinierten Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen stellt die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Energiesystem der Zukunft eine wichtige Komponente dar. Dies erfordert die effiziente Vernetzung dieser Anlagen.

Für den Fall eines großflächigen Ausfalls des Stromnetzes sind geeignete Technologien für den Versorgungswiederaufbau erforderlich. In [Deu14] wird zwar beschrieben, dass „ein dezentraler Versorgungswiederaufbau des Stromnetzes volkswirtschaftlich nicht effizient sei“, jedoch wird die Möglichkeit zur gezielten Ansteuerung dezentraler Erzeugungsanlagen während eines Versorgungswiederaufbaus vorausgesetzt. Diese benötigen dann geeignete Kommunikationsschnittstellen, um schwer prognostizierbare Leistungsänderungen beim Zuschalten einzelner Netzstränge zu

vermeiden. Maßgeblich stehen für das Worst-Case-Szenario eines Versorgungswiederaufbaus – wie bisher auch – Pumpspeicher- und Gaskraftwerke zur Verfügung.



(a) Ungeregelte Wirkleistungseinspeisung (b) Geregelte Wirkleistungseinspeisung mit variablem $\cos(\varphi)$ und Phasenschieberbetrieb

Abbildung 2.9: Spannungsverläufe eines ländlichen Verteilnetzes [Hub12]

Für die Betriebsführung zukünftiger Stromnetze wird insbesondere durch die große Anzahl dezentraler Komponenten sowie die Möglichkeit und die Notwendigkeit einer weitreichenden Zustandserfassung die Komplexität

stark zunehmen. Ein effizientes Engpass- und Einspeisemanagement wird zunehmend wichtiger. In [Deu14] wird in diesem Zusammenhang der Bedarf einer „zügigen Umsetzung des Energieinformationsnetzes“ betont. Dies erfordert standardisierte IKT zur Ansteuerung der relevanten Netzkomponenten für eine effiziente Betriebsführung.

Zusammenfassend sind für das zukünftige Energiesystem also innovative Lösungen erforderlich, um einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch sicherzustellen sowie Überlastungen von Netzbetriebsmitteln und Verletzungen der zulässigen Spannungsbänder auf den verschiedenen Ebenen der Stromnetze zu verhindern [Deu14]. Durch die effiziente Vernetzung der Anlagen kann die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zukünftig insbesondere auch durch dezentrale Anlagen erfolgen. Gebäude-Energiemanagementsysteme bieten durch die weitreichende lokale Vernetzung der relevanten Komponenten innerhalb des Gebäudes, durch die Integration des individuell verfügbaren Funktionsumfangs und letztlich durch geeignete Schnittstellen für den jeweiligen Netzbetreiber enormes Potential für die koordinierte Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

2.4 Schlüsseltechnologien für das Energiesystem der Zukunft

Zur gezielten Identifikation sowie zum Abruf von Flexibilität im Stromnetz als Reaktion auf die zunehmende Fluktuation der Stromerzeugung werden neue Technologien für das Stromnetz benötigt. Diese reichen von großflächigen Smart Grid Ansätzen, die sich über das gesamte Verbundnetz erstrecken, bis hin zur Koordination einzelner Komponenten, die bei den Endverbrauchern installiert sind. Im Folgenden werden zunächst der Begriff Smart Grid und die damit zusammenhängenden Entwicklungen des Energiesystems beschrieben. Weiterhin wird die Technologie der so genannten Smart Meter technisch und regulatorisch eingeordnet. Am Ende des Abschnitts werden schließlich Ansätze für das Energiemanagement in so genannten Smart Buildings und Smart Homes beleuchtet, die die Voraussetzung für das im Rahmen dieser Arbeit vorgestellte Interaktive Gebäude-Energiemanagement sind.

2.4.1 Smart Grid

Als wesentliche Voraussetzung für die Energiewende wird häufig die Transformation des konventionellen Stromnetzes zu einem so genannten Smart Grid beschrieben. Die Bundesnetzagentur definiert den Begriff des konventionellen Netzes dabei als die Summe „alle(r) elektrotechnischen Komponenten, die erforderlich sind, um eine elektrische Verbindung zwischen Produzenten und Verbrauchern herzustellen“ [Bun11a]. Das konventionelle Stromnetz wurde während der letzten Dekaden durch zentral ausgerichtete Großkraftwerke versorgt, deren Betrieb entsprechend der benötigten Strommengen im Netz gesteuert wurde und die in geographischer Nähe zu den Großverbrauchern im Stromnetz errichtet wurden. Somit ergab sich stets eine klare Richtung der Energieflüsse.

Die zunehmende Versorgung durch dezentrale Erzeugungsanlagen, die zu einem hohen Anteil in den Verteilnetzen installiert sind, erfordert einen Paradigmenwechsel für den Betrieb von Stromnetzen: Die zentral gesteuerte Erzeugung durch Großkraftwerke folgt nicht mehr dem Verbrauch im Stromnetz, sondern der Verbrauch sollte vielmehr an die zum Teil stark wetterabhängige Fluktuation der Erzeugung durch regenerative Energiequellen angepasst werden. Die Koordination des Netzbetriebs mit zahlreichen dezentralen Erzeugern, Speichern und flexiblen Verbrauchern auf verschiedenen Netzebenen erfordert eine geeignete Kommunikationsinfrastruktur. Die dazu erforderliche Erweiterung des konventionellen Stromnetzes wird als Smart Grid (intelligentes Netz) beschrieben. Die Bundesnetzagentur betont in [Bun11a], dass sich ein Smart Grid evolutionär weiter entwickelt, „indem [...] neue intelligente Komponenten dem konventionellen Netz hinzugefügt werden“.

Die *Nationale Technologieplattform Smart Grids* definiert Smart Grids als „Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen“. Die Bundesnetzagentur definiert in [Bun11a] den Begriff des Smart Grid als „Aufrüstung des konventionellen Elektrizitätsnetzes durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-

Komponenten“. Beide Definitionen müssen entsprechend der aktuellen Entwicklungen auch auf andere Netze und insbesondere auf das Zusammenspiel von Netzen verschiedener Energieträger erweitert werden.

Im zukünftigen Smart Grid erfolgt die Koordination der verteilten Komponenten auf unterschiedlichen Netzebenen also insbesondere durch neue Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). In Bezug auf den Betrieb zukünftiger Stromnetze stellt IKT jedoch bei weitem nicht die einzige erforderliche Innovation dar. Insbesondere müssen z. B. auch leistungselektronische Komponenten als intelligente Netzbetriebsmittel zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen in zukünftigen Energiesystemen entwickelt werden. In [Deu14] wird die „zügige Umsetzung des Energieinformationsnetzes“ als wesentliche Voraussetzung für zukünftige Energienetze genannt.

In [Bun11b] unterscheidet die Bundesnetzagentur zwischen dem oben beschriebenen Smart Grid und dem so genannten Smart Market. Zur Abgrenzung wird zwischen der wettbewerblichen Sphäre (Smart Market), in der Energiemengen gehandelt werden, und der netznahen Sphäre (Smart Grid), in der physikalische Kapazitäten bereitgestellt und koordiniert werden, unterschieden. Die Trennung beruht dabei auf dem Konzept des deregulierten Strommarktes in Deutschland (vgl. Energiewirtschaftsgesetz, EnWG).

In Abbildung 2.10 sind die verschiedenen Informationsflüsse innerhalb des Smart Grids in Verbindung mit dem Smart Market aufgezeigt. Insbesondere sind verschiedene Strukturen dargestellt, die durch das Smart Grid koordiniert werden müssen. Im dargestellten Netzabschnitt (A) werden einzelne Erzeugungsanlagen direkt vom Netzbetreiber angesteuert. Dies erfordert einen hohen Anteil an Kommunikation im Stromnetz. In (B) sind dezentrale Erzeugungsanlagen, flexible Verbraucher sowie Speichersysteme innerhalb eines Gebäudes durch Schnittstellen geeigneter Energiemanagementsysteme gekapselt, so dass eine selbstorganisierte Koordination der Komponenten innerhalb der Gebäude in Abhängigkeit vom jeweiligen Zustand des Netzes (Smart Grid) und des Strommarktes (Smart Market) ermöglicht wird. Durch (C) ist ein Micro Grid Operator dargestellt, der den Betrieb der Komponenten innerhalb eines Teilnetzes koordiniert und an einer Schnittstelle zum Smart Grid kapselt.

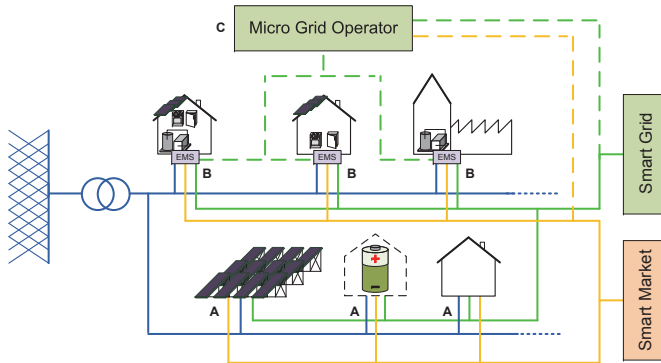


Abbildung 2.10: Smart Grid und Smart Market (angelehnt an [All14])

In diesem Zusammenhang sind Energiemanagementsysteme auf unterschiedlichen Ebenen des Stromnetzes eine wichtige Komponente zur Vernetzung der verschiedenen Erzeuger, Verbraucher und Speicher. Geeignete Schnittstellen ermöglichen die Abstraktion von den konkreten Komponenten und reduzieren auf diese Weise die Komplexität der Koordination im Smart Grid.

2.4.2 Smart Meter

Zur koordinierten Steuerung von Erzeugern, flexiblen Verbrauchern und Speichersystemen im Stromnetz stellt die Erfassung des Zustands in den verschiedenen Netzsegmenten eine wichtige Basis dar. Insbesondere über die Zustände in den Verteilnetzen liegen den Netzbetreibern in Deutschland aktuell kaum Informationen vor. In einer solchen „Blackbox“ können z. B. Kapazitätsengpässe oder Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes nicht ausreichend detektiert werden. So genannte *Smart Meter* („intelligente“ elektronische Stromzähler) können in diesem Zusammenhang durch kürzere Messintervalle, automatische Übermittlung und die Erfassung zusätzlicher Messgrößen (z. B. die elektrische Spannung) einen wesentlichen Beitrag für die Zustandserfassung insbesondere in den Verteilnetzen darstellen. Durch die verteilte Anordnung dieser Kompo-

nenten im Stromnetz können Informationen über den lokalen Zustand im Stromnetz erfasst und bereits zur Ansteuerung der in diesem Netzsegment befindlichen Komponenten eingesetzt werden.

Das theoretische Potential von Smart Metern zur detaillierten Erfassung des Netzzustandes wird heute jedoch noch kaum genutzt, da die verwendeten Smart Meter nicht über die dafür nötigen technischen Messeinrichtungen verfügen oder nicht in der Lage sind, die relevanten Daten an die zuständige Instanz zu übermitteln. Für die beschriebenen Entwicklungen im Smart Grid kann somit bislang kaum auf Smart Meter zurückgegriffen werden.

Im Jahr 2006 hat die Europäische Union in der *Richtlinie 2006/32/EG* über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen festgelegt, dass „allen Endkunden [...] individuelle Zähler [...], die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln“, bereitgestellt werden sollen. Diese Richtlinie wurde durch entsprechende nationale Regelungen für alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union verbindlich. Insbesondere wurde damit erreicht, dass in Neubauten elektronische Zähler installiert werden müssen. Es wurde jedoch keine Schnittstelle zur Übermittlung der Daten definiert. Durch den Einsatz dieser oft ebenfalls als Smart Meter bezeichnete Messeinrichtungen ergibt sich für den Anwender die Möglichkeit, seinen aktuellen Strombezug abzulesen und daraus manuell entsprechende Handlungen abzuleiten. Für den automatisierten Einsatz in Energiemanagementsystemen oder zur Zustandserfassung im Stromnetz sind Entwicklungen nach dieser Richtlinie jedoch nicht geeignet.

In der *Richtlinie 2012/27/EU* der Europäischen Union wird schließlich der Begriff eines „intelligenten Verbrauchserfassungssystems“ eingeführt, das „ein elektronisches System zur Messung des Energieverbrauchs“ darstellt, „wobei mehr Informationen angezeigt werden als bei einem herkömmlichen Zähler, und Daten auf einem elektronischen Kommunikationsweg übertragen und empfangen werden können“. In zahlreichen Umsetzungen dieser Richtlinie beschränkt sich die elektronische Kommunikation auf das periodische Senden des jeweiligen Zählerstandes für Abrechnungszwecke. Eine geeignete Schnittstelle zur Übertragung von Netzzustandsinformationen an den jeweiligen Netzbetreiber ist in

dieser Richtlinie nicht vorgesehen und fehlt daher in den verfügbaren Umsetzungen.

In den vergangenen Jahren wurden in Deutschland Pilotprojekte zur großflächigen Integration von kommunikationsfähigen Stromzählern in Stromnetze durchgeführt. Im Projekt *MeRegio* (vgl. Abschnitt 3.4.1) wurden etwa 1000 Haushalte mit einem kommunikationsfähigen Stromzähler der EnBW Energie Baden-Württemberg AG ausgestattet. Diese kommunizierten alle 15 Minuten den aktuellen Zählerstand an den Energieversorger. Zusätzlich wurde den Testkunden im Projekt die Software *MeRegio Cockpit* in Verbindung mit den intelligenten Stromzählern zur Verfügung gestellt. Diese Software war in der Lage, über das lokale Datennetz im Gebäude direkt mit dem Stromzähler zu kommunizieren und Leistungsdaten in sekundlicher Auflösung abzurufen und übersichtlich in Form einer Leistungskurve darzustellen. Darüber hinaus war die Software mit dem Portal des Energieversorgers verbunden, auf dem Auswertungen auf Basis der gesendeten Viertelstundenwerte (z. B. die monatlichen Kosten in Zusammenhang mit einem zeitvariablen Tarif) bereitgestellt wurden. Obwohl die Stromzähler lediglich Viertelstundenwerte nach außen kommunizierten, wurden die Nutzer mit dieser kombinierten Datenerfassung hinsichtlich ihres Energieverbrauchs sensibilisiert [EnB13].

Während in 96 % der deutschen Haushalte im Jahr 2012 noch elektromechanische Stromzähler installiert waren [Jun12], sind in Italien und in Schweden bereits nahezu flächendeckend kommunikationsfähige Stromzähler im Einsatz [HAvE⁺12]. Der größte italienische Stromversorger *Enel* rollte die Smart Meter Technologie bereits vor der Umsetzung entsprechender regulatorischer Maßnahmen innerhalb seiner Netze aus. Der ursprüngliche Einsatzzweck dieser Technologie war dabei jedoch nicht die Erfassung des Netzzustandes, vielmehr waren die Geräte mit einer Schnittstelle zur Limitierung der an den Haushaltsanschlüssen verfügbaren Leistung ausgestattet. Das Ziel des Stromversorgers war es damit, den bis dahin in Italien weit verbreiteten Stromdiebstahl erfassen und verhindern zu können [HAvE⁺12].

In Schweden hingegen wurde am 01. Juli 2009 eine Vorschrift verabschiedet, nach welcher der Energieverbrauch auch an privaten Anschlüssen mindestens im monatlichen Rhythmus erfasst werden muss [HAvE⁺12].

Das Ziel dieser Vorschrift war insbesondere die Sensibilisierung der schwedischen Endverbraucher hinsichtlich ihres überwiegend durch elektrische Heizungen bedingten überdurchschnittlich hohen Stromverbrauchs. Um den Ableseprozess möglichst effizient zu gestalten, wurden nahezu flächendeckend kommunikationsfähige Stromzähler installiert. Diese sind technisch sogar in der Lage, stündliche Werte zu kommunizieren, die IKT-Infrastruktur wurde jedoch lediglich für die verpflichtende Übertragung der monatlichen Zählerstände ausgelegt.

Smart Meter stellen durch die Möglichkeit einer umfangreichen Datenerfassung am jeweiligen Netzknoten sowie durch die Bereitstellung einer geeigneten Kommunikationsschnittstelle eine wichtige Komponente für zukünftige Energiesysteme dar. Durch die Integration von Smart Meter Informationen in den Netzbetrieb können die Flexibilität, die Reaktionsfähigkeit und die Stabilität des jeweiligen Netzabschnittes erhöht werden. Mit den erfassten Informationen kann insbesondere die Koordination dezentraler Erzeugungsanlagen wesentlich effizienter durchgeführt werden. Dazu sind jedoch umfangreiche Erweiterungen der verabschiedeten Vorschriften und technischen Standards insbesondere hinsichtlich der bereitgestellten IKT-Schnittstellen für den Austausch von Informationen zwischen den unterschiedlichen Entitäten erforderlich.

2.4.3 Smart Building und Smart Home

Im letzten Abschnitt wurde die Notwendigkeit einer umfangreichen Erfassung der jeweiligen lokalen Netzzustände insbesondere im Zusammenhang mit den Anforderungen zukünftiger Energienetze beschrieben. Um z. B. auf detektierte Kapazitätsengpässe oder Verletzungen des Spannungsbandes reagieren zu können, sind natürlich weitere Komponenten zur aktiven Anpassung von Energieflüssen im Stromnetz erforderlich. In diesem Zusammenhang stellen so genannte Smart Buildings eine wichtige Komponente dar. Ein *Smart Building* wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit als Gebäude definiert, das über eine Kommunikationsschnittstelle zum Energieversorger, zum Netzbetreiber oder zu weiteren das Energienetz koordinierenden Instanzen verfügt. Diese Schnittstelle kann z. B. über ein Gebäude-Energiemanagementsystem bereitgestellt werden, das

wiederum kommunikationsfähige Komponenten im Gebäude über entsprechend standardisierte Schnittstellen integriert (vgl. Abschnitt 3.1). Dies umfasst insbesondere die Ansteuerung dezentraler Erzeuger, Verbraucher sowie Speichersysteme und ermöglicht die aggregierte Bereitstellung von Last- und Erzeugungsflexibilität.

In der Literatur finden die Begriffe Smart Building und *Smart Home* nicht nur im Zusammenhang mit dem Energiesystem Verwendung [Sma11]. Häufig wird ein Smart Home als Gebäude oder als Wohnung betrachtet, die innovative Komfortmechanismen (z. B. hinsichtlich der Anforderungen im *Ambient Assisted Living*) für den Bewohner realisiert. Im Kontext dieser Arbeit wird hinsichtlich der „Intelligenz“ des Smart Building auf die Energieaspekte des Gebäudes und die Integration ins Energienetz fokussiert. Die Untersuchungen umfassen dabei sowohl privat genutzte Gebäude und Wohnungen als auch kommerziell genutzte Gebäude (z. B. Bürogebäude). Durch die Verwendung des Begriffs Smart Building wird der Fokus in dieser Arbeit betont, während der Begriff Smart Home eher im Zusammenhang mit rein privat genutzten Wohnungen oder Gebäuden verwendet wird. Die Untersuchung von Industrieanlagen steht hingegen nicht im Vordergrund dieser Arbeit.

In Abbildung 2.11 ist schematisch ein Smart Building im Sinne dieser Arbeit dargestellt. Im Smart Building können sich verschiedene dezentrale Erzeugungsanlagen, flexible Verbraucher sowie Speichersysteme befinden. Diese werden durch ein Gebäude-Energiemanagementsystem hinsichtlich des Bedarfs innerhalb des Gebäudes, externer Signale z. B. vom Netzbetreiber oder Energieversorger sowie der Präferenzen des Nutzers koordiniert (vgl. [All14]). Neben kommunikationsfähigen Endgeräten kann dabei auch die Verbindung von Gebäude-Automationssystemen mit dem Energiemanagement einen wesentlichen Mehrwert darstellen. Verbraucher können im Smart Building z. B. so angesteuert werden, dass möglichst viel des selbst erzeugten Stroms durch die Photovoltaik-Anlage lokal genutzt wird. Große Verbraucher, wie z. B. Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen oder der Betrieb elektrischer Klimaanlage wird durch das Gebäude-Energiemanagementsystem mit den Anforderungen im Stromnetz koordiniert. Ein Smart Meter erfasst dabei den Gesamtverbrauch des Gebäudes sowie auch den lokalen Zustand des jeweiligen Netzabschnittes.

Über eine interaktive Visualisierung ist der Nutzer in der Lage, umfangreiche Informationen über die Energieflüsse innerhalb des Smart Building zu erfassen, das Energiemanagementsystem zu parametrisieren und zu konfigurieren. Dabei ist die Kombination von Energiemanagementzielen mit Komfortaspekten durchaus möglich.

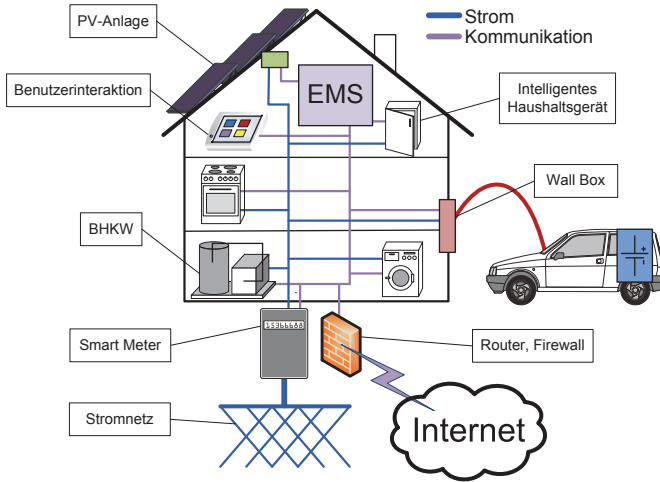


Abbildung 2.11: Smart Building [All14]

Das Smart Building ist damit in der Lage, Funktionen für ein so genanntes *Demand Side Management* zu realisieren, das die externe Nachfragesteuerung ermöglicht (vgl. [Gel85]). Durch die Bereitstellung von Flexibilität kann das Smart Building somit auf geeignete Signale in Abhängigkeit von der Netzsituation mit einer Erhöhung oder einer Reduktion der Leistung am Gebäudeanschluss reagieren. Auf diese Signale wird im Detail in Abschnitt 4.4.1 eingegangen. Eine wichtige Voraussetzung ist dabei, dass einerseits möglichst viele Komponenten innerhalb des Smart Building auf einfache Art und Weise in das Energiemanagementsystem integriert werden können und der Nutzer keinen Nachteil durch die Bereitstellung von Last- und Erzeugungsflexibilität in Kauf nehmen muss. Aus diesem Grund ist die Interaktion zwischen dem Nutzer und den automatisierten Vorgängen innerhalb des Smart Building eine wichtige Voraussetzung für

den Erfolg solcher Systeme. Ein geeignetes Verfahren für diese Herausforderung wird in Kapitel 4.4 vorgestellt.

Durch die Vernetzung der elektrischen Komponenten innerhalb von Smart Buildings ist es möglich, diese in den Verteilnetzen als so genannte intelligente Betriebsmittel einzusetzen. Smart Buildings sind dann in der Lage, Systemdienstleistungen (z. B. die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung im lokalen Netzsegment oder die Bereitstellung von Regelleistung) anzubieten (vgl. Abschnitt 2.3.2). In [Deu14] wird die Notwendigkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Einheiten betont.

KAPITEL 3

GEBÄUDE-ENERGIEMANAGEMENT

Die primäre Aufgabe von Gebäude-Energiemanagementsystemen ist die Erfassung und die Steuerung von Energieflüssen in Gebäuden. Dabei wird häufig nur eine einzige Energieform (z. B. elektrischer Strom) berücksichtigt. Durch die integrierte Koordination verschiedener Energieträger und die Berücksichtigung von Abhängigkeiten zwischen Anlagen, die mit verschiedenen Energieträgern versorgt werden können oder die unterschiedliche Energieformen bereitstellen, entsteht weitaus größeres Potential hinsichtlich der Optimierung des Anlagenbetriebs im Gebäude. Integrierte Gebäude-Energiemanagementsysteme sind also in der Lage, z. B. Elektrizität, Gas und Wärme im Gebäude intelligent zu vernetzen und zu koordinieren.

Durch die wachsende Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen entsteht zunehmender Bedarf für eine effiziente Koordination von lokaler Erzeugung mit Verbrauchern und Speichersystemen. Am Beispiel von Blockheizkraftwerken als dezentrale Bereitstellung von Strom und Wärme oder elektrischen Heizstäben, die in thermische Pufferspeicher integriert werden können, wird der Bedarf einer integrierten Koordination der ver-

schiedenen Energieträger schnell ersichtlich. Zur Vernetzung der Anlagen und Systeme können Gebäude-Energiemanagementsysteme häufig auf bestehende Systeme zur Gebäude-Automation zurückgreifen.

Im Folgenden werden die Bedeutung und das Potential dieser Systeme im Smart Grid, die Verbindung zur Automation sowie vorhandene kommerzielle und wissenschaftliche Ansätze vorgestellt.

3.1 Gebäude-Energiemanagement im Smart Grid

Gebäude-Energiemanagementsysteme sind ein substantieller Bestandteil für das Energiesystem der Zukunft. Aus der zunehmenden Integration stark fluktuierender Stromerzeuger folgt ein wachsender Bedarf an Flexibilität hinsichtlich der Nutzung und der Bereitstellung von Elektrizität im zukünftigen Energiesystem. Für eine effiziente Nutzung regenerativ erzeugten Stroms ist eine Verlagerung des Bedarfs elektrischer Energie in die Zeiten erforderlich, in denen Strom günstig zur Verfügung steht. Zusätzlich muss der Betrieb steuerbarer, dezentraler Stromerzeugungsanlagen in die Zeiten verlagert werden, zu denen Strom nicht in ausreichender Menge zur Verfügung steht. Gebäude-Energiemanagementsysteme eignen sich sehr gut für die Koordination der zahlreichen Anlagen in Gebäuden im Sinne eines Smart Grids.

Zusätzlich erhalten die Betreiber von Verteilnetzen durch Gebäude-Energiemanagementsysteme einen Einblick in die bisherige „Blackbox“ ihrer Stromnetze. Aktuell verfügbare intelligente Stromzähler sind für diesen Einsatz oftmals nicht ausreichend geeignet (vgl. Abschnitt 2.4.2). Gebäude-Energiemanagementsysteme sind durch zahlreiche Messstellen und die Kenntnis über den Betrieb der eigenen Anlagen in der Lage, Engpässe und Überlastungen im Niederspannungsnetz zu identifizieren, zu lokalisieren und sogar zu prognostizieren. Schließlich kann der Netzbetreiber einzelne Gebäude-Energiemanagementsysteme gezielt zur Systemstabilität im betroffenen Bereich einsetzen. Auf diese Weise lässt sich nicht nur die Erzeugungs- und Verbrauchsflexibilität, sondern auch

die Effizienz in Bezug auf die Nutzung der Netzbetriebsmittel signifikant erhöhen.

Die so genannte Entflechtung des Energiemarktes in Deutschland hat zur Folge, dass der Wettbewerb in den Segmenten Erzeugung, Handel und Vertrieb unabhängig von den Wertschöpfungsstufen Transport und Verteilung stattfindet. Das Ziel der Entflechtung ist gemäß § 6, Abs. 1 EnWG die „Gewährleistung von Transparenz sowie diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs“. Derzeitig sind die Verteilnetzbetreiber, die die Verantwortung für den sicheren Netzbetrieb haben, kaum in der Lage, dem Endkunden ausreichende Anreize für eine effiziente Koordination der im Netz befindlichen Erzeuger, Verbraucher und Speicher bereitzustellen [Bun11b]. Dies muss insbesondere hinsichtlich der Anreize für das Gebäude-Energiemanagement im Smart Grid berücksichtigt werden.

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht in der aktuellen Fassung aus dem Jahre 2011 in §14a lediglich vor, dass „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen [...] Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung [...] ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen [...] zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird.“ Diese Regelungen müssen jedoch um zusätzliche Systemdienstleistungen z. B. durch Photovoltaik-Wechselrichter erweitert werden, um das vorhandene Potential der Anlagen adäquat für den Netzbetrieb nutzen zu können.

Der *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft* (BDEW) beschreibt in der BDEW-Roadmap [Bun13c], welche Maßnahmen bis zum Jahr 2022 erfolgen sollten, um ein intelligentes Energiesystem in Deutschland realisieren zu können. Dabei sollen dargebotsabhängige und konventionelle Erzeugung, Verfahren zur Energiespeicherung sowie Methoden zur Flexibilisierung der Nachfrage vereint werden. Auch der BDEW kommt zum Schluss, dass „die flexible Erzeugung und Speicherung sowie die Regelbarkeit im EnWG nicht ausreichend berücksichtigt“ werden. In der BDEW-Roadmap wird daher die Einführung einer „Verordnung für Flexibilität in der Niederspannung“ als Ersatz für § 14a EnWG vorgeschlagen.

In ihrem *Eckpunktepapier „Smart Grid“ und „Smart Market“* [Bun11b] betont die Bundesnetzagentur die Notwendigkeit der Trennung zwischen

Markt („Smart Market“) und Netz („Smart Grid“). Die Märkte bedingen jedoch ein zuverlässiges Netz und somit die Einhaltung verfügbarer Netzkapazitäten. Darauf aufbauend führt die Bundesnetzagentur eine so genannte „Kapazitätsampel“ ein, die drei Zustände umfasst: In der grünen Ampelphase gibt es keinerlei Kapazitätsengpässe im Netz, so dass die Teilnehmer des Marktes zunächst uneingeschränkt agieren können. In der roten Ampelphase ist bereits ein kritischer Zustand im Netz erreicht, so dass der Netzbetreiber koordinierend eingreifen muss, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten. In diesem Zustand haben die steuernden Maßnahmen des Netzbetreibers oberste Priorität, so dass der Einfluss der Marktteilnehmer ausgesetzt ist. Die gelbe Ampelphase stellt einen Übergangsbereich dar, in dem zwar noch kein kritischer Netzzustand erreicht ist, punktuelle Eingriffe des Netzbetreibers jedoch erforderlich sind, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. In diesem Zustand muss der Netzbetreiber in der Lage sein, den Betrieb ausgewählter Anlagen oder Netzsegmente zu koordinieren. Marktakteure sollen jedoch in der Lage sein, „ihre Netzkapazitätsnachfrage kurzfristig untereinander auf das vorhandene Netzkapazitätsangebot abzustimmen“.

Diese Koordination kann beim Endverbraucher durch verschiedene Anreize erfolgen, insbesondere können dazu zeitvariable Stromtarife und Lastbegrenzungssignale eingesetzt werden. Diese Signale stellen für die Optimierung innerhalb des Gebäude-Energiemanagements eine wichtige Basis dar. Das zukünftige Energiesystem bedingt also eine Infrastruktur zur effizienten Verarbeitung dieser Signale, um dem Netzbetreiber die Koordination bestimmter Anlagen bzw. Netzsegmente zur Einhaltung der verfügbaren Netzkapazitäten zu ermöglichen.

Eine wesentliche Voraussetzung für die Erschließung des Potentials von Last- und Erzeugungsflexibilität in Gebäuden ist die integrierte Koordination von Energieflüssen. Steuerbare dezentrale Erzeugungsanlagen (z. B. Blockheizkraftwerke) sind in der Lage, Engpässe im Stromnetz, die insbesondere durch fluktuierende und nicht steuerbare, wetterabhängige Erzeugung entstehen, auszugleichen. Für einen effizienten Einsatz dieser Anlagen ist die Berücksichtigung thermischer Energieflüsse im Gebäude unabdingbar [GBK⁺11]. Da diese Anlagen häufig durch das Erdgasnetz versorgt werden, besteht ein wesentlicher Zusammenhang zwischen den

verschiedenen Energieträgern. Neben realen Speicherkapazitäten entstehen zusätzlich virtuelle Speicher, in dem z. B. überschüssiger Strom in Wärme umgewandelt wird. Dies erfolgt z. B. durch die Integration von Heizstäben in vorhandene Pufferspeicher von Blockheizkraftwerken oder Solarthermie-Anlagen. Auf diese Weise lassen sich Überkapazitäten bereits in den Netzsegmenten eliminieren, in denen sie entstehen. Diese Maßnahmen sind jedoch nur sinnvoll, wenn Informationen über den thermischen Bedarf des Gebäudes verfügbar sind, so dass die produzierte Wärme auch sinnvoll eingesetzt werden kann. Integrierte Gebäude-Energiemanagementsysteme sind also eine wesentliche Komponente des zukünftigen Energiesystems.

3.2 Gebäude-Automation

Zunehmend werden Gebäude mit Automationstechnologie ausgestattet. In den meisten Fällen steht dabei jedoch weniger die Energieeffizienz der Geräte im Fokus, sondern Komfort- und Sicherheitstechnologie. In kommerziell genutzten Gebäuden (insbesondere in Büro-Gebäuden) werden vor allem Bussysteme zur Gebäude-Automatisierung wie z. B. EIB/KNX¹ und LON² eingesetzt. In Wohngebäuden ist der Einsatz solcher Systeme aus Kostengründen auf wenige Gebäude der oberen Preisklasse beschränkt.

Wie oben beschrieben wird mit dem Einsatz von Gebäudeautomations-systemen aktuell weniger die Steigerung der Energieeffizienz fokussiert. Einige Systeme sind jedoch in der Lage, Energieprofile ausgewählter Verbraucher, Räume oder Gebäude zu visualisieren. Ein Beispiel dafür ist die Darstellung von Leistungsprofilen durch die Oberfläche von *tebis KNX Domovea*. In diesem System werden Energiezähler direkt in die Unterverteilung eingebaut, um die Energieflüsse einzelner Stromkreise zu erfassen. Der Nutzer ist damit in der Lage, durch die Analyse seines Leistungsprofils Leistungsspitzen sowie nicht benötigten Verbrauch (z. B. Standby-Betrieb) zu identifizieren. Veränderungen des Lastprofils

¹<http://www.knx.de/>

²<http://www.lonmark.de/>

aufgrund eines geänderten Geräteeinsatzes können auf diese Weise identifiziert werden. Häufig werden in diesem Zusammenhang kabelbasierte Systeme verwendet, die eine aufwändige Installation einer separaten Busleitung erfordern.

In Privathaushalten und insbesondere in Bestandsgebäuden werden zunehmend auch funkbasierte Systeme eingesetzt. Im Vordergrund stehen dabei häufig Zigbee³ basierte Systeme [Nes08], wobei mittlerweile auch moderne Funkstandards wie zum Beispiel WLAN- und Bluetooth-Technologie Verwendung finden. Diese funkbasierten Systeme wurden für die Kommunikation auf Kurzstrecken entwickelt und eignen sich daher besonders zur Vernetzung von Geräten und Anlagen innerhalb von Haushalten und Wohnungen.

Durch die zunehmende Verbreitung von Gebäude-Automatationssystemen werden insbesondere auch Komponenten vernetzt, die für das Energiemanagement von Gebäuden relevant sind. Beispielsweise ist häufig eine automatisierte Steuerung des Heizungssystems (z. B. sensorbasierte Beheizung einzelner Räume im Gebäude) Bestandteil des Systems. Zusätzlich können einzelne elektrische Verbraucher über Relais gesteuert werden. Die Beleuchtung des Gebäudes ist häufig über Präsenzmelder gesteuert, so dass auch weitere Informationen über die Nutzung des Gebäudes erfasst werden können.

Für eine erfolgreiche Integration von Energiemanagementsystemen in kommerziell oder privat genutzten Gebäuden erscheint also eine Verknüpfung mit vorhandenen Gebäude-Automatationssystemen als sehr effizient. In den wenigsten Fällen verfügen die vorhandenen Systeme derzeit über geeignete Schnittstellen, um externe Signale aufzunehmen. Insbesondere sind kaum Methoden zur Optimierung des Geräteeinsatzes in Bezug auf diese Signale vorhanden. Für den koordinierten Abruf von Verbrauchs- und Erzeugungsflexibilität ist dies jedoch eine wesentliche Voraussetzung. Dennoch stellt die Vernetzung durch Gebäude-Automatationssysteme eine wichtige Basis für ein integriertes Gebäude-Energiemanagement dar [Nes08].

³<http://www.zigbee.org/>

3.3 Kommerzielle Smart Home Ansätze

Seit einigen Jahren werden zahlreiche so genannte Smart Home Produkte insbesondere von Energieversorgungsunternehmen auf dem Markt angeboten. Häufig wird der Begriff *Smart Home* gleichbedeutend mit dem des Gebäude-Energiemanagements verstanden. Viele Anbieter werben mit der Fähigkeit ihrer Smart Home Lösungen, die Energieeffizienz im jeweiligen Gebäude zu steigern und damit die Energiekosten zu senken. Es geht also im Wesentlichen darum, Energie einzusparen, und bislang weniger um die Identifikation oder Ausnutzung von Last- und Erzeugungsflexibilität im Gebäude. Dies ist ebenfalls an den Interaktionsschnittstellen ersichtlich, die in den meisten Fällen keine Parametrisierung für ein Lastmanagement oder das Angebot von Systemdienstleistungen anbieten, die über die Definition von Anwesenheitsprofilen hinaus geht.

Der Funktionsumfang und der jeweilige Fokus der Systeme sind sehr unterschiedlich. Der Mehrwert der Smart Home Produkte entsteht in den meisten Systemen durch die Vernetzung von Gebäude-Automationskomponenten in Verbindung mit geeigneten Visualisierungs- und Steuerungsschnittstellen. Die Systeme fokussieren dabei auf die Steuerung von elektrischen Geräten und auf die thermische Steuerung von Heizkörperthermostaten anhand von Anwesenheitsprofilen oder festen Zeitplänen. Elektrische Geräte werden dabei fast ausschließlich mit Zwischensteckern geschaltet, es findet also in den meisten Fällen keine Integration kommunikationsfähiger Haushaltsgeräte statt.

Gemäß der *Verordnung (EG) Nr. 1275/2008* der Europäischen Union darf der Stromverbrauch für neue Geräte im Standby-Zustand 2 Watt und im ausgeschalteten Zustand 1 Watt nicht überschreiten. Der Standby-Stromverbrauch von Geräten mit hoher Energieeffizienzklasse liegt häufig deutlich darunter. Der Stromverbrauch vieler Zwischenstecker liegt bei etwa 0,5 Watt. Hinzu kommt der Stromverbrauch der entsprechenden Steuerungszentralen. Es ist also fraglich, ob der Einsatz von Smart Home Produkten allein zur Senkung des Stromverbrauchs geeignet ist. Vielmehr sollte die Identifikation von Last- und Erzeugungsflexibilität der Anlagen im Vordergrund stehen, um einen deutlichen Mehrwert zu herkömmlicher Gebäude-Automation darzustellen.

Günstige und einfach nachrüstbare Technologien bieten mittlerweile eine gute Basis für die Entwicklung von Smart Home Produkten. Komponenten der EnOcean-Alliance⁴ nutzen beispielsweise Funkmodule auf der 868 MHz Frequenz (in Europa) und bieten durch autarke Energieversorgung einen wartungsfreien und batterielosen Betrieb von Sensoren zur Gebäude-Automation an. Die Aktorik ist nach wie vor in den meisten Fällen batteriebetrieben oder mit dem Stromnetz verbunden. Auf diese Weise kann diese Technologie hervorragend zur Nachrüstung einzelner Smart Home Komponenten eingesetzt werden. Weitere Technologien stellen z. B. Zigbee⁵ (2,45 GHz-Band, teilweise auch 868 MHz) sowie DigitalSTROM⁶ dar. Zusätzlich existieren zahlreiche Gebäude-Automationssysteme, die mit den Smart Home Produkten gekoppelt werden könnten. Die Verbreitung dieser Systeme beschränkt sich allerdings auf wenige privat genutzte und hauptsächlich kommerziell genutzte Gebäude. Im Folgenden werden zwei ausgewählte kommerzielle Smart Home Ansätze vorgestellt, die auf den Einsatz in privat genutzten Gebäuden abzielen.

3.3.1 RWE SmartHome

Im Folgenden wird das *RWE SmartHome* der RWE Effizienz GmbH als eines der bekanntesten Smart Home Produkte auf dem deutschen Markt in Bezug auf die vorliegende Arbeit beschrieben. Die vorgestellten Darstellungen, Informationen und Erkenntnisse stammen zu großen Teilen aus [RWE13] sowie aus dem Einsatz dieser Komponenten in der Umgebung des FZI House of Living Labs (vgl. Abschnitt 6.1.2). Das System dient im Wesentlichen der Fernsteuerung elektrischer Geräte über einfache Zwischenstecker sowie der Steuerung von Heizkörperthermostaten zur Anpassung an die Anwesenheitsprofile der Nutzer. Die so genannte *RWE SmartHome Zentrale* dient dabei als zentrale Steuerungsinanz und fokussiert eindeutig auf privat genutzte Gebäude und Wohnungen. Die Kommunikation des Systems basiert auf der Funkfrequenz 868 MHz und nutzt IPv6. Die eQ-3 AG ist der Partner der RWE AG, der die Komponenten des RWE SmartHome entwickelt hat.

⁴<http://www.enocean-alliance.org/>

⁵<http://www.zigbee.org/>

⁶<http://www.digitalstrom.com/>

In Abbildung 3.1 sind einige Komponenten des RWE SmartHome dargestellt. Die Produktpalette umfasst insbesondere folgende Systeme, Aktoren und Sensoren:

- RWE SmartHome Zentrale
- Raum- und Heizkörperthermostate
- Fenster- und Türsensoren
- Funk-Wandschalter und Dimmer
- Rauch- und Bewegungsmelder
- Zwischenstecker
- RWE SmartHome Power Control



Abbildung 3.1: RWE SmartHome Komponenten

Die Zwischenstecker des Systems sind in der Lage, elektrische Geräte vom Stromnetz zu trennen bzw. mit dem Stromnetz zu verbinden. Anders als bei einigen anderen Systemen sind diese Komponenten nicht in der Lage, die elektrische Leistung oder den elektrischen Strom des angeschlossenen Gerätes zu messen. Sie kommunizieren jedoch ihren Zustand (An/Aus) an die Zentrale. Auf diese Weise ist die Information vorhanden, welche elektrischen Geräte mit dem Stromnetz verbunden sind, nicht aber, wie

viel Strom sie verbrauchen. Raum- und Heizkörperthermostate können in Verbindung mit Fenster- und Türsensoren eine automatische temporäre Abschaltung der Heizkörper bewirken, wenn das Fenster offen ist, oder eine automatische Absenkung der Raumtemperatur bewirken, wenn der Nutzer abwesend ist.

Das *RWE SmartHome Power Control* dient zum automatischen Auslesen von so genannten intelligenten Stromzählern mit einer entsprechenden optischen Schnittstelle. Auf diese Weise ist das System z. B. in der Lage, die aktuelle elektrische Leistung am Hauptanschluss der Wohnung bzw. des Gebäudes zu erfassen und entsprechend zu visualisieren. Mehrere RWE SmartHome Power Controls können kombiniert erfasst werden, um z. B. die Erzeugung der eigenen Photovoltaik-Anlage separat zu erfassen und somit die Nutzung des selbst erzeugten Stroms zu quantifizieren.



Abbildung 3.2: RWE SmartHome Nutzeroberfläche

Die *RWE SmartHome Nutzeroberfläche* wird als Kommandozentrale des intelligenten Zuhauses beschrieben. Ein Beispiel dieser Anwendung ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Die im Gebäude verteilten Sensoren und Aktoren sind darin einzelnen Räumen zugeordnet. Zusätzlich können Profile zur Automatisierung angelegt werden. Alle Sensoren und Aktoren sind auf der RWE SmartHome Nutzeroberfläche einem Raum zugeordnet und nebeneinander dargestellt, so dass z. B. jederzeit der aktuelle Zustand der integrierten Steckdosen (An/Aus) oder der erfassten Raumtemperatur

abgelesen werden kann. Der Zustand steuerbarer Komponenten kann zusätzlich über diese Anwendung auf einfache Weise verändert werden.

Die RWE SmartHome Nutzeroberfläche ist als Web-Anwendung realisiert und wird über das *RWE Serviceportal* im Unterbereich „Steuern“ online abgerufen. Sie ist für den täglichen Einsatz zur Visualisierung der Zustände und Steuerung der Komponenten optimiert und unterstützt zusätzlich z. B. die Anzeige historischer Daten. Als Web-Anwendung lässt sich die RWE SmartHome Nutzeroberfläche auf zahlreichen Endgeräten aufrufen.

Zusätzlich ist die Konfiguration von Räumen, Geräten und Sensoren über den Teilbereich „Einrichten“ möglich. Diese Oberfläche ist mit dem Web-Anwendungs-Framework Silverlight⁷ realisiert und somit nur auf Endgeräten verfügbar, die über ein entsprechendes Browser-Plugin verfügen. Die Anwendung kann durch gekaufte „Apps“ und Services zusätzlich erweitert werden. Über den Suchmodus können neue Komponenten des RWE SmartHome eingebunden werden. Alternativ ist dies manuell mit der jeweiligen Seriennummer der hinzuzufügenden Komponente möglich. In diesem Bereich können zusätzlich Profile und Regeln zur Steuerung der Komponenten z. B. anhand von Anwesenheitsprofilen erstellt werden. Die Visualisierung, Steuerung und die Konfiguration erfolgt also online über eine Web-Anwendung des RWE Serviceportals, die wiederum mit der RWE SmartHome Zentrale im eigenen Gebäude kommuniziert. Ein zusätzlich von RWE verfügbarer „Konfigurator“ hat nichts mit der eigentlichen Visualisierung oder Steuerung des Systems zu tun, sondern dient lediglich der Produktauswahl der benötigten Komponenten.

Das RWE SmartHome erlaubt also die Automatisierung einiger Prozesse im Gebäude und gibt dem Nutzer die Möglichkeit, einzelne Geräte über die RWE SmartHome Nutzeroberfläche fernzusteuern. Dabei ermöglicht das System allerdings keinen direkten Zugriff auf das zu steuernde Gerät, sondern schaltet einen Zwischenstecker und damit die Stromzufuhr zum jeweiligen Gerät ein oder aus. Manche Geräte lassen sich jedoch nicht durch die alleinige Aktivierung der Stromzufuhr einschalten, so dass weitere Interaktion des Nutzers erforderlich ist. Zudem verfügen

⁷<http://www.microsoft.com/silverlight/>

die Zwischenstecker über keine integrierte Messeinrichtung, so dass die Aufzeichnung von Leistungsprofilen der Geräte mit den Zwischensteckern nicht möglich ist. Zusammenfassend sind die wesentlichen Fähigkeiten des RWE SmartHome im Folgenden dargestellt:

- Regulierung der Raumtemperatur
- Steuerung der Heizungsthermostate anhand An-/Abwesenheit, Bewegung des Nutzers bzw. dem Zustand von Türen und Fenstern
- Ein und Ausschalten sowie Dimmen von Steckdosen
- Schalten und Dimmen der Raumbeleuchtung
- Steuerung der Rollläden
- Sicherheitsmechanismen: z. B. Aktivierung der gesamten Beleuchtung im Gebäude bei Feueralarm

Insgesamt erlaubt das RWE SmartHome die Verbindung von einigen thermischen und elektrischen Komponenten zur Gebäude-Automation. Es fokussiert dabei auf Komfortmechanismen, wie z. B. die Möglichkeit, die Stromzufuhr verschiedener Geräte fernzusteuern. Zusätzlich ermöglicht es, durch eine angepasste Steuerung der Heizungsthermostate an die tatsächliche Raumnutzung, thermische Energie einzusparen, und damit die Energieeffizienz des Gebäudes zu steigern. Entsprechend ist der Funktionsumfang der RWE SmartHome Nutzeroberfläche insbesondere in Bezug auf die Parametrisierung von Last- und Erzeugungsflexibilität und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das Energiesystem sehr eingeschränkt. Abgesehen von elektrischen Geräten, die über Zwischenstecker geschaltet werden, können zudem lediglich RWE SmartHome Produkte in das System integriert werden.

3.3.2 SMA Smart Home

Die SMA Solar Technology AG (SMA) bietet um ihr Produkt-Portfolio, das insbesondere aus Photovoltaik-Wechselrichtern und Energiespeichern besteht, zu erweitern, seit einigen Jahren ebenfalls eine Smart Home Lösung an. Diese verfolgt im Wesentlichen das Ziel, elektrische Verbrau-

cher und Erzeuger im Gebäude zu vernetzen, um Photovoltaik-Strom sinnvoll zu nutzen und gegebenenfalls zu speichern. Klassisch können die Wechselrichter von SMA über den so genannten *Sunny Explorer* konfiguriert werden. Der Sunny Explorer wird dabei als Windows-Anwendung auf einem PC installiert, die Kommunikation zum Wechselrichter erfolgt entweder kabelgebunden über RS-485 oder drahtlos über Bluetooth. Die Konfiguration umfasst z. B. die Begrenzung der erzeugten elektrischen Wirkleistung oder die Definition einer $\cos(\varphi)$ -Kennlinie, so dass in Abhängigkeit der erzeugten elektrischen Leistung das Verhältnis zwischen Wirk- und Blindleistung angepasst werden kann.

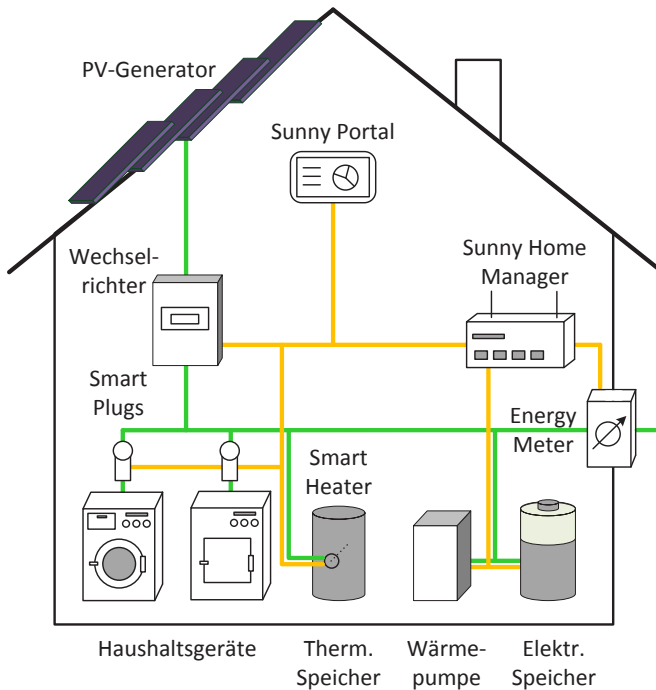


Abbildung 3.3: Exemplarisches SMA Smart Home Szenario

Das *SMA Smart Home* kombiniert verschiedene Komponenten aus dem Produkt-Portfolio von SMA zu einem integrierten Gebäude-Energiemanagementsystem. In Abbildung 3.3 sind die Komponenten in einem beispielhaften Szenario dargestellt. Die zentrale Komponente ist der *Sunny Home Manager*, der eine so genannte „Schaltzentrale“ für die verschiedenen Anlagen im Gebäude darstellt. Diese Zentrale ist insbesondere mit dem Photovoltaik-Wechselrichter sowie mit optionalen Energiespeichern verbunden und sorgt mit einem „Planungsalgorithmus“ für die „zeitlich optimale Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch“ im Gebäude.

Über so genannte *Energy Meter* werden wesentliche Energieflüsse im Gebäude, z. B. die Leistung am Übergabepunkt zwischen Gebäude und Energieversorger, erfasst. Steuerbare elektrische Geräte (z. B. Waschmaschinen oder Wäschetrockner) können über Funksteckdosen ferngesteuert mit dem Stromnetz verbunden oder getrennt werden. Die Kommunikation erfolgt über Bluetooth. Zusätzlich können große Stromverbraucher mit dem Sunny Home Manager verbunden werden, so dass überschüssiger Strom z. B. von der Photovoltaik-Anlage sinnvoll genutzt werden kann. Insbesondere ist dies für den so genannten *Smart Heater* vorgesehen, der bei Bedarf überschüssigen Strom durch einen Heizstab im Warmwasserspeicher in Wärme umwandelt. SMA beschreibt weiterhin ein Szenario, in dem ein Elektrofahrzeug nicht nur hinsichtlich seiner Ladevorgänge sinnvoll eingeplant wird, sondern mit einem zusätzlichen Wechselrichter als Stromspeicher eingesetzt werden kann.

Das so genannte *Sunny Portal* stellt die Visualisierungs- und Konfigurationsoberfläche für das SMA Smart Home dar und ist als Weboberfläche realisiert. Der Zugang erfolgt online und es besteht eine Kommunikationsverbindung zwischen dem Sunny Home Manager und dem Sunny Portal. Auf einer entsprechenden Übersicht im Sunny Portal werden Informationen zum aktuellen Status sowie eine Prognose der Erzeugung visualisiert. Im oberen Bereich der Darstellung werden die drei Größen Netzeinspeisung, Eigenverbrauch sowie Netzbezug durch ein vereinfachtes Schema mit den jeweiligen aktuellen Leistungsdaten übersichtlich in Verbindung gebracht. Auf diese Weise erhält der Nutzer jederzeit einen Überblick über diese Daten und wird hinsichtlich seines Verbrauchs im Vergleich zur jeweiligen Erzeugung seiner Photovoltaik-Anlage sensibilisiert.

Im unteren Bereich der Übersicht ist eine Prognose der Photovoltaik-Erzeugung für die zweite Tageshälfte dargestellt. Zusätzlich sind darin Handlungsempfehlungen für den Nutzer eingeblendet. Ist eine Stunde mit einer Glühbirne markiert, so ist der Nutzer gehalten, zusätzlich zur automatischen Steuerung einiger Anlagen im Gebäude manuell elektrische Verbraucher hinzuzuschalten, um den erzeugten Photovoltaik-Strom sinnvoll zu nutzen.

Die im SMA Smart Home eingesetzten Funksteckdosen sind – anders als im RWE SmartHome – zusätzlich zur Fernschaltung auch in der Lage, elektrische Leistung zu messen und über eine Bluetooth-Verbindung zum Sunny Home Manager zu kommunizieren. Auf diese Weise können individuelle Leistungsprofile einzelner Geräte erfasst werden. Diese können schließlich für die Optimierung der Energieflüsse des Gebäudes verwendet und zusätzlich für den Nutzer visualisiert werden.

Das Sunny Portal erlaubt die Parametrisierung einzelner Komponenten sowie des Gesamtsystems. Wie auch im Sunny Explorer lassen sich technische Parameter einstellen. Z. B. kann eine dynamische Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung konfiguriert werden, die den eigenen Stromverbrauch berücksichtigt. Über einen Regler kann zusätzlich das Optimierungsziel des Gesamtsystems beeinflusst werden. Der Nutzer wählt dazu stufenlos zwischen einem weitestgehend ökologischen Betrieb, in dem die eigene Nutzung des selbst erzeugten Photovoltaik-Stroms maximiert wird, und dem wirtschaftlichen Betrieb, in dem der monetäre Vorteil des Anlagenbetreibers hinsichtlich des Verbrauchs- und Einspeisetarifs sowie der Eigenverbrauchsvergütung maximiert wird. Dynamische Stromtarife können über das Sunny Portal vom Nutzer manuell in Abhängigkeit der Tageszeit (z. B. Tag- und Nachttarif) konfiguriert werden.

Die Oberfläche des Sunny Portals ermöglicht zudem die Parametrisierung von Zeitfenstern zum automatischen Start ausgewählter Geräte (z. B. Spülmaschine, Waschmaschine und Trockner). Der Nutzer stellt dazu ein Zeitfenster ein, in dem das jeweilige Gerät gestartet werden soll. Zusätzlich kann der Nutzer festlegen, ob das elektrische Gerät in dem eingestellten Zeitfenster „laufen muss“ oder „laufen kann“. Damit ist das System in der Lage, Flexibilität von elektrischen Geräten im Gebäude zu erfassen und automatisch zu nutzen. Dazu gibt es eine Kom-

ponente, die die automatische Ansteuerung von kommunikationsfähigen Haushaltsgeräten der Reihe *Miele@home*⁸ durch das SMA Smart Home erlaubt.

Das SMA Smart Home ist mit Hilfe von externen Wetterinformationen in der Lage, die eigene Photovoltaik-Erzeugung zu prognostizieren. Diese Prognose wird einerseits zur automatischen Einplanung von Geräten genutzt und dient weiterhin dazu, dem Nutzer Handlungsempfehlungen zu geben. Um diese Prognosen möglichst exakt erstellen zu können, muss der Nutzer über das Sunny Portal entsprechende Parameter definieren. Zunächst ist dazu die Postadresse der Anlage einzugeben. Je Photovoltaik-String sind schließlich Hersteller, Modultyp, Modulanzahl, Azimutwinkel (Abweichung zur Südausrichtung) sowie der Neigungswinkel der Module anzugeben. Sind Informationen zum jeweiligen Modultyp hinterlegt, sind dadurch die Modulleistung, die Modulfläche sowie der Wirkungsgrad bekannt. Ist dies nicht der Fall, ist der Nutzer oder der Anlageninstallateur in der Lage, diese Angaben manuell zu ergänzen.

Insgesamt fokussiert das SMA Smart Home eindeutig auf das Energiemanagement von SMA-Produkten innerhalb von Gebäuden. Im Vordergrund steht dabei die Koordination von elektrischen Erzeugern, Speichern und Verbrauchern. Als eines von sehr wenigen kommerziellen Smart Home Produkten bietet es die Möglichkeit, Lastflexibilität von elektrischen Verbrauchern zu identifizieren und teilweise auch automatisiert auszunutzen. Der Anlagenbetreiber profitiert dabei insbesondere durch die Steigerung der Eigenverbrauchsquote des selbst erzeugten Stroms und erhöht seine Unabhängigkeit von zukünftigen Kostenentwicklungen auf dem Energiemarkt. Verfügt der Anlagenbetreiber über einen variablen Stromtarif, so kann er zusätzlich durch die Verschiebung von elektrischen Verbräuchen in Zeiten mit geringen Bezugskosten profitieren.

Abgesehen von Haushaltsgeräten der Reihe *Miele@home* können jedoch lediglich SMA Smart Home Komponenten, die über eine entsprechende proprietäre Kommunikationsschnittstelle verfügen, integriert werden. Externe Signale, wie z. B. variable Stromtarife, müssen händisch eingegeben

⁸<http://www.miele.de/haushalt/SID-F7AEC2F8-5CD6F87C/vernetztheausgeraete-1912.htm>

werden. Somit können praktisch nur Tarife in Abhängigkeit der Tageszeit berücksichtigt werden, die sich jeden Tag wiederholen. Dynamische Tarife, die z. B. alle 24 Stunden an den jeweiligen Zustand des Energiesystems angepasst werden, würden eine automatisierte Kommunikation mit dem Energieversorger voraussetzen. Die Optimierung des Systems beschränkt sich im Wesentlichen auf das Zusammenspiel von Wechselrichter, Batteriespeicher und Smart Meter zur Eigenverbrauchsmaximierung des PV-Stroms.

3.4 Wissenschaftliche Ansätze

Während kommerzielle Smart Home Ansätze in den allermeisten Fällen auf Anreizmechanismen basieren, die aktuell auf dem Markt verfügbar sind, gibt es zahlreiche wissenschaftliche Ansätze, die darüber hinaus gehen. Im Folgenden sind insbesondere einige ausgewählte Ansätze dargestellt, die Energiemanagement mit entsprechenden Interaktionsschnittstellen verbinden.

3.4.1 EnBW StromAmpel und MeRegio Cockpit

Im Forschungsprojekt *Aufbruch zu Minimum Emission Regions* (MeRegio⁹), das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (heute Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) gefördert wurde, wurden u. a. Anreizmechanismen untersucht. Insbesondere kam im Projekt ein zeitvariabler Stromtarif zum Einsatz, der an zahlreiche Kunden in einem groß angelegten Feldtest kommuniziert wurde. Über den Tag verteilt war der Bezugspreis für elektrischen Strom also unterschiedlich hoch und wurde mit 3-5 Stufen quantifiziert. Im ersten Schritt wurde den Nutzern im Feldtest die *EnBW StromAmpel* zur Verfügung gestellt, die in Abbildung 3.4 dargestellt ist (vgl. [Fre06]).

Per Funksignal wurde diese Komponente mit einer zentralen Plattform des Energieversorgers verbunden und hatte das Primärziel, den Nutzer

⁹<http://www.meregio.de/>

über den aktuellen Stromtarif sowie dessen Entwicklung über die nächsten 24 Stunden zu informieren. Über die Hintergrundfarbe des Displays wurde der aktuelle Stromtarif visualisiert (rot: hoher Tarif, gelb: mittel, grün: niedriger Tarif). Auf diese Weise bestand für den Nutzer der Anreiz, den Einsatz seiner elektrischen Geräte manuell in die Zeiten zu verlagern, in denen der Stromtarif besonders niedrig war. Zusätzlich wurden die Zeit bis zur nächsten Änderung des Tarifs sowie auch allgemeine Informationen wie z. B. Datum und Uhrzeit, Wetterprognose und Signalstärke dargestellt (vgl. Abbildung 3.4).

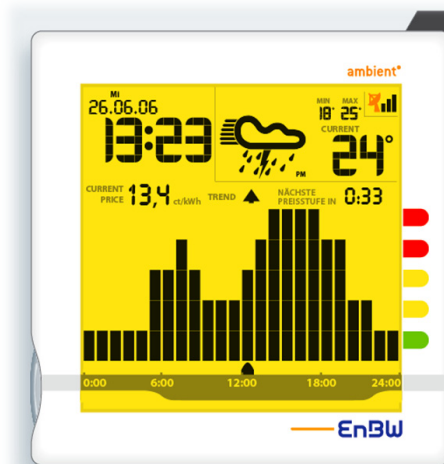


Abbildung 3.4: EnBW StromAmpel (vgl. [Fre06])

Die EnBW StromAmpel wurde im Rahmen des Projekts zum *MeRegio Cockpit* erweitert. Es ermöglicht insbesondere die interaktive Visualisierung des Stromverbrauchs in Verbindung mit einem Smart Meter. Über dieses Werkzeug erhält der Nutzer die Information, an welchen Tagen welcher Anteil seines Strombezugs in der jeweiligen Tarifstufe stattfand. Diese Daten wurden in den Haushalten der Testkunden mit dem Smart Meter der EnBW erfasst und beschränken sich damit auf den Summen-

lastgang des Gebäudes bzw. der Wohnung. Zusätzlich war die Anwendung MeRegio Cockpit in der Lage, innerhalb des Haushalts Daten mit kurzen Messintervallen direkt vom Zähler abzurufen und entsprechend zu visualisieren. Auf diese Weise konnten die Nutzer kurzfristige Änderungen der Last unmittelbar nachvollziehen. Historische Verbrauchsdaten in geringerer Auflösung konnten vom zentralen Portal des Energieversorgers abgerufen und durch das MeRegio Cockpit visualisiert werden. Sowohl die EnBW StromAmpel als auch das MeRegio Cockpit wurden eingesetzt, damit der Nutzer seinen Stromverbrauch *manuell* an den jeweiligen Energietarif anpasst. Die automatische Gerätesteuerung war mit diesen Komponenten nicht möglich. Auch war die Parametrisierung oder Konfiguration eines zugrundeliegenden Energiemanagementsystems in beiden Systemen nicht vorgesehen.

3.4.2 Bidirektionales Energiemanagement Interface und OGEMA

Das *Bidirektionale Energiemanagement Interface* (BEMI) wurde ursprünglich am Fraunhofer Institut für Solare Energietechnik (ISET) in Kassel entwickelt [Nes07]. Innerhalb des Förderprogramms *E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft* des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (heute Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie) wurde im Projekt *Modellstadt Mannheim* (MoMa¹⁰) eine Implementierung des BEMI für das Energiemanagement im Feldtest des Projektes eingesetzt, das auf den Steuerboxen der Haushaltskunden realisiert war. Das BEMI war daher eine wichtige Komponente für das Ziel des Projekts, ein intelligentes Energieversorgungssystem mit sehr vielen dezentralen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen zu koordinieren. Wie im Projekt MeRegio kamen dazu zeitvariable Stromtarife, die Angebot und Nachfrage im Energiesystem abbilden, zum Einsatz. Diese Tarife wurden vom BEMI beim Energieversorger abgerufen [Sch09].

Als Nutzerschnittstelle wurde im Projekt MoMa eine Anwendung für mobile Endgeräte eingesetzt, die auf dem Android-Betriebssystem basie-

¹⁰<http://www.modellstadt-mannheim.de>

ren. In Abbildung 3.5 sind exemplarisch zwei Sichten der Anwendung dargestellt. Es wird sowohl der aktuelle Stromtarif als auch die Zeit bis zur nächsten Änderung des Tarifs angezeigt. Eine Grafik zeigt zusätzlich den Tagesstromverbrauch im Vergleich zum Vortag an. Auf diese Weise soll der Nutzer hinsichtlich der entstehenden Kosten sowie seines Stromverbrauchs sensibilisiert werden. Das BEMI ist in der Lage, den Start von Haushaltsgeräten anhand des Stromtarifs automatisch einzuplanen und das Gerät schließlich zu starten. Eine Übersicht über die geplanten Gerätestarts erhält der Nutzer über die Android-Anwendung.

Die Parametrisierung von Geräten hinsichtlich ihrer Freigabezeiten ist im rechten Teil der Abbildung 3.5 dargestellt. Nachdem das Gerät entsprechend vorbereitet wurde, hat der Nutzer die Wahl, das Gerät entweder sofort zu starten, eine kostenoptimale Einplanung einmalig für das Gerät durchzuführen oder den Start für dieses Gerät dauerhaft kostenoptimal einzuplanen. Zusätzlich können Ruhezeiten definiert werden, in denen das Gerät nicht eingeplant werden darf. In einer weiteren Sicht wird der Stromverbrauch des jeweiligen Tages für jede Stunde visualisiert und der Anteil der verschiedenen Tarifstufen am Gesamtstromverbrauch des jeweiligen Tages dargestellt.

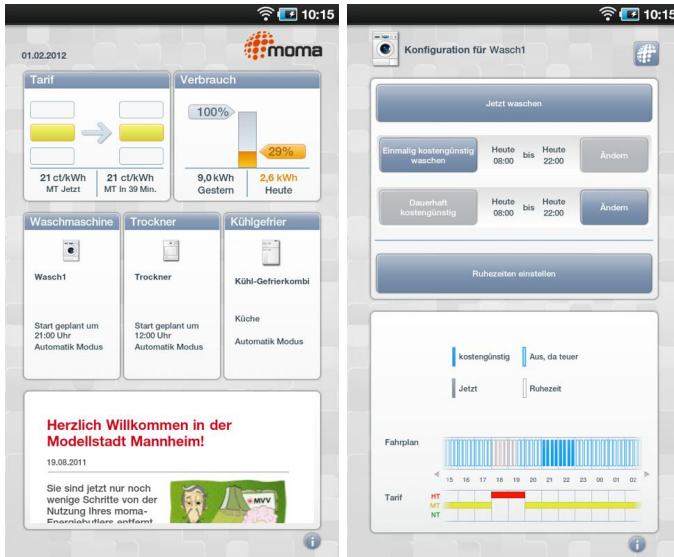
Aus den Weiterentwicklungen des BEMI wurde schließlich die *Open Gateway Management Alliance* (OGEMA¹¹) gegründet. Die OGEMA-Software ist ein offenes „Betriebssystem für Energiemanagement“, das es erlaubt, Softwareanwendungen von verschiedenen Quellen auf einem Gateway hersteller- und hardwareunabhängig einzusetzen. Das Ziel der Partner ist es, den offenen Standard OGEMA sowie dessen Referenzimplementierung zu erweitern [Fra13c].

Das OGEMA-Framework baut auf der Java-basierten Softwareplattform OSGi¹² auf und ist in Komponenten auf verschiedenen Ebenen strukturiert. Zur Anbindung der Geräte über unterschiedliche Kommunikationsprotokolle dienen so genannte Kommunikationstreiber. Geräte sind als Ressourcen repräsentiert. Auf diese können die Anwendungen der obersten Software-Schicht zugreifen. Die Anwendungen können sich sehr

¹¹<http://www.ogema.org/>

¹²<http://www.osgi.org/>

stark unterscheiden und reichen z. B. von der Steuerung eines einzelnen Gerätes bis hin zur Optimierung, die den Einsatz aller integrierten Geräte auf Basis von externen Signalen steuert.



(a) Tarif / Verbrauch

(b) Geräte-Parametrisierung

Abbildung 3.5: MoMa Nutzeroberfläche [Mod13]

Während die Android-Anwendung im Projekt MoMa die benötigten Daten von einer Schnittstelle am BEMI abgerufen hat, ist in der Software-Architektur von OGEMA vorgesehen, dass einzelne Anwendungen ihre eigene Nutzerschnittstelle mitbringen können. Dabei spielen Nutzerinformation und -interaktion nicht nur für die einzelnen Anwendungen, sondern auch für die Funktionalität des Gateways eine wichtige Rolle. Zur konkreten Implementierung dieser Schnittstellen setzt OGEMA auf standardisierte webbasierte Technologien [Fra13b].

Einzelne Anwendungen bringen also eine Kombination von HTML-Quelltext (zur Darstellung auf dem Client), Servlets (Instanzen von

Java-Klassen, die innerhalb eines Web-Servers Anfragen von Clients verarbeiten können) und Java Server Pages (zur Verarbeitung auf dem Web-Server) mit. Um die Implementierung dieser Schnittstellen so einfach wie möglich zu gestalten, stellt die OGEMA-Referenzimplementierung entsprechende Beispiele für die Softwareentwickler der Anwendungen zur Verfügung. Die Interaktionskomponenten werden dann separat in das Framework integriert. Web-Anwendungen können somit flexibel in der Architektur registriert und in die Navigation der Nutzeroberfläche integriert werden [Fra13b].

Durch den modularen Aufbau erlaubt das OGEMA-Framework damit einen sehr flexiblen Einsatz von Nutzerinformation und -visualisierung. Die EEPOS-Plattform¹³ basiert beispielsweise bereits auf dem OGEMA-Framework und implementiert ein so genanntes *End-user Collaboration Tool* [NPP⁺13]. Die Interaktion zwischen den Nutzerschnittstellen einzelner Anwendungen muss jedoch über das Framework erfolgen.

3.4.3 Open Home Automation Bus

Der *Open Home Automation Bus* (openHAB) ist ein flexibles Software-Framework, das auf der Java-basierten Softwareplattform OSGi aufbaut. Im Fokus von openHAB stehen insbesondere Anwendungen zur Gebäude-Automation und weniger explizite Methoden für Gebäude-Energiemanagementsysteme. Dabei integriert openHAB zahlreiche Domänen, wie z. B. Komfort- und Sicherheitsmechanismen, Ambient Assisted Living (AAL) und Wetterinformationen [Kre13].

Das openHAB-Projekt ist in zwei Teile untergliedert. Die *openHAB Runtime* ist die Komponente, die letztlich auf einem Server installiert wird und für die Automation im Gebäude sorgt. Die Server-Komponente kann z. B. durch ein leistungsschwaches und damit energiesparendes Rechnersystem bereitgestellt werden. Zusätzlich wird im Projekt der so genannte *openHAB Designer* entwickelt. Diese Eclipse-Anwendung stellt einen Text-Editor zur Konfiguration der openHAB Runtime zur Verfügung.

¹³<http://eepos-project.eu/>

Insbesondere können damit drei Komponenten konfiguriert werden:

- Definition von regelbasierten Automatismen
- Deklarative Beschreibung der Standard-Nutzerschnittstelle
- Definition der erweiterbaren REST-Service-Schnittstelle

Die gesamte Konfiguration des Systems erfolgt also über einen Texteditor mittels Quellcode. Dies erlaubt interessierten Nutzern eine sehr große Flexibilität bei der Definition, schließt jedoch Nutzer aus, die über keine Programmierkenntnisse verfügen.

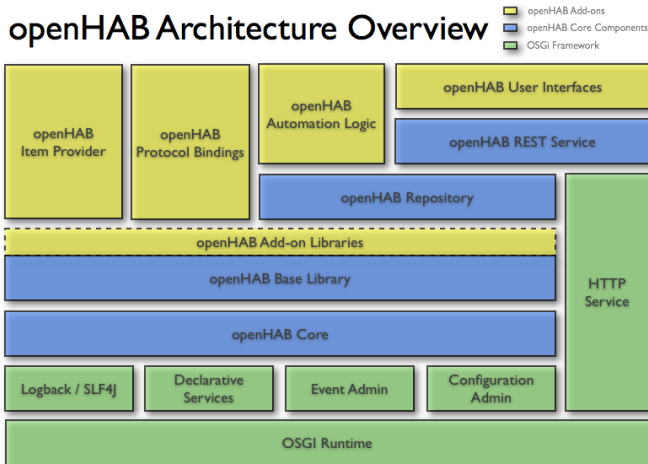


Abbildung 3.6: openHAB Architektur [Kre13]

Die openHAB-Softwarearchitektur ist in Abbildung 3.6 dargestellt. Insbesondere ist darin die Unterteilung in das OSGi-Framework, so genannte openHAB-Kernkomponenten sowie openHAB-Erweiterungen ersichtlich. Beispielsweise stellen Nutzerschnittstellen eine Erweiterung des Systems dar und basieren auf der REST-Service Komponente, die einen Teil des openHAB-Kerns darstellt. Ein ganz wesentlicher Fokus im openHAB-Projekt ist die Überwindung von Heterogenität in Bezug auf unterschiedliche Kommunikationsprotokolle und Standards der einzelnen Komponenten.

ten verschiedener Hersteller. Dafür wurden die so genannten *openHAB Protocol Bindings* eingeführt. Diese Bindings sind ähnlich zu den Treibern des in Abschnitt 3.4.2 dargestellten BEMI und erlauben den standardisierten Zugriff auf die jeweilige Komponente, sobald ein entsprechender Treiber (BEMI) bzw. ein entsprechendes Binding (openHAB) definiert wurde.

Wie in Abbildung 3.7 aufgezeigt wird, stellt der so genannte *openHAB Event Bus* den Mittelpunkt des Systems dar. Es wird zwischen der virtuellen und der physikalischen Anbindung der openHAB-Komponenten unterschieden. Die virtuelle Anbindung umfasst die Persistenz des Systems (z. B. *openHAB Logging*), die *openHAB Console* zur manuellen Interaktion mit dem System sowie die Nutzerinteraktion und die Logik zur Automation. Die physikalische Anbindung der realen Geräte geschieht über so genannte Bindings. Eine exemplarische Auswahl aus den etwa 50 verfügbaren Bindings ist ebenfalls in Abbildung 3.7 dargestellt.

Soll beispielsweise eine reale Komponente, die über das Gebäude-Automationssystem KNX eingebunden ist, vom Nutzer geschaltet werden, so wird diese Kommando von der in der virtuellen Schicht angeordneten Nutzerschnittstelle über das *openHAB Repository* zum openHAB Event Bus kommuniziert und schließlich über das entsprechende KNX-Binding physikalisch zur jeweiligen Komponente vermittelt. Wurde die Komponente erfolgreich geschaltet, erfolgt ein Status Update über den selben Weg wieder zurück zur Nutzerschnittstelle.

Das openHAB-Projekt wird seit Ende des Jahres 2013 als Eclipse-Projekt unter dem Namen *Eclipse Smart Home* fortgeführt [Kre14] und profitiert dabei insbesondere durch eine große Anzahl von Bindings, die im Projekt openHAB implementiert wurden. Im Zusammenhang mit dem *Internet of Things* ist es das Ziel des Eclipse Smart Home Projekts, die aktuell verfügbaren aber größtenteils eigenständigen Systeme zu integrieren und deren Funktionalität zu verbinden. Ein System, das z. B. vom jeweiligen Hersteller lediglich mit einer webbasierten Steuerung ausgestattet wurde, kann mit der Eclipse Smart Home Technologie in ein bestehendes Automationssystem integriert und mit der jeweiligen Aktorik verknüpft werden [Kre14].

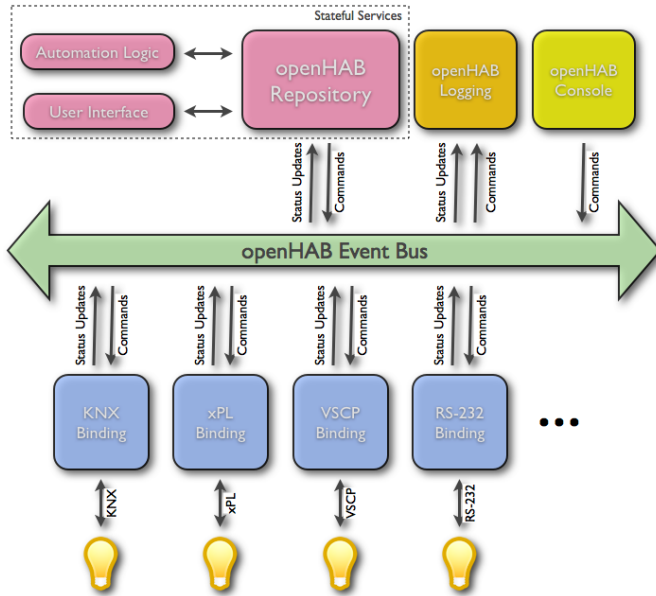


Abbildung 3.7: openHAB Event Bus [Kre13]

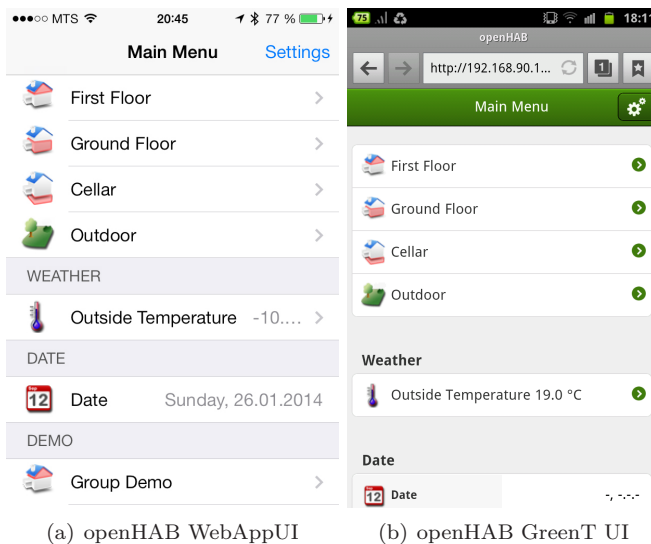
Der Nutzer ist mit dem openHAB Designer in der Lage, die Nutzerschnittstelle des Systems mit Hilfe von Quellcode zu definieren. Zusätzlich können unabhängig vom Kern des openHAB oder Eclipse Smart Home Nutzeroberflächen entwickelt werden, die dann auf standardisierte Schnittstellen des Systems zugreifen. Zusätzlich zur Standard-Nutzeroberfläche sind daher in verschiedenen Projekten weitere Oberflächen entwickelt worden.

In Abbildung 3.8 sind exemplarisch für die Nutzeroberflächen von openHAB jeweils eine Ansicht der *openHAB WebAppUI*¹⁴ (Standard-Oberfläche von openHAB) sowie eine Ansicht der *openHAB GreenT UI*¹⁵ dargestellt. Die Standard-Nutzeroberfläche von openHAB basiert auf dem leichtgewichtigen *WebApp.Net*-JavaScript-Framework unter Ver-

¹⁴<http://code.google.com/p/openhab/wiki/WebAppUI>

¹⁵<http://code.google.com/p/openhab/wiki/TouchUI>

wendung von AJAX-Technologien und kann somit browserbasiert auf zahlreichen Endgeräten eingesetzt werden. Serverseitig stellt diese ein Servlet zur Verfügung, also eine Java-Klasse, die in den Jetty-Webserver im openHAB-Framework integriert wird und somit die Kommunikation zwischen der Nutzeroberfläche und den openHAB-Kernkomponenten sicherstellt. Welche Komponenten auf der Oberfläche dargestellt werden, ist in so genannten Sitemaps festgelegt, die mit dem Text-Editor des openHAB Designer definiert werden können. Jeder Eintrag in der Sitemap wird schließlich als Listeneintrag auf der jeweiligen Ansicht der openHAB WebAppUI dargestellt.



(a) openHAB WebAppUI

(b) openHAB GreenT UI

Abbildung 3.8: openHAB Nutzerschnittstellen^{14,15}

Im dargestellten Beispiel sind Verweise auf die jeweilige Ansicht dreier Geschosse innerhalb des Gebäudes sowie die Ansicht des Außenbereichs verlinkt. Darunter wird die Außentemperatur angezeigt, die aus den Wetterinformationen verfügbar ist. Nutzer, die über Programmierkenntnisse verfügen, können auf diese Weise sehr flexibel die Oberfläche gestalten.

Es gibt jedoch kaum Möglichkeiten, einzelne HTML-Blöcke individuell zu gestalten. So genannte Labels und Icons werden dabei über den *ItemUIProvider* von openHAB zur Verfügung gestellt und können somit von mehreren Oberflächen genutzt werden. Für Endgeräte, die das Betriebssystem iOS nutzen, steht ein openHAB-Client zur Verfügung. Dieser basiert vollständig auf der webbasierten openHAB WebAppUI.

Das openHAB-Framework stellt eine definierte REST-Schnittstelle bereit, die zur Anbindung von alternativen Nutzeroberflächen genutzt werden kann. Ein Beispiel dafür stellt die openHAB GreenT UI (ehemals *openHAB TouchUI*) dar (vgl. Abbildung 3.8). Anders als die openHAB WebAppUI, der Standardoberfläche von openHAB, implementiert die openHAB GreenT UI keine eigene Serverkomponente, sondern nutzt die standardisierte REST-Schnittstelle des openHAB-Servers. Zur Darstellung auf dem Client werden HTML5 sowie das JavaScript-Framework *Sencha 2.0* verwendet. Die Kommunikation zwischen dem Client und dem Server erfolgt über das so genannte HTTP-Streaming, so dass eine dauerhafte Verbindung besteht, die redundante Datenübertragung verhindert und dennoch einen schnellen Austausch von Informationen ermöglicht. Eine exemplarische Ansicht dieser Nutzeroberfläche ist rechts in Abbildung 3.8 dargestellt. Die dargestellten Elemente sind dabei identisch zu den bereits aufgezählten Elementen der daneben abgebildeten Ansicht der openHAB WebAppUI.

Die flexiblen Möglichkeiten des openHAB Designers zur Definition von regelbasierten Automatismen, der Standard-Nutzerschnittstelle sowie der erweiterbaren REST-Schnittstelle wurden bereits beschrieben. Diese Definitionen erfolgen nicht grafisch, sondern in Form von Quellcode. Zusätzlich es es erforderlich, wesentliche Parameter in der Systemkonfiguration von openHAB festzulegen. Dies erfolgt durch geeignete Manipulation einer textbasierten Konfigurationsdatei, die sich im Dateisystem des Servers befindet. Darin wird z. B. der Zugriff auf die eingesetzte Persistenzschicht sowie auch der Zugriff auf die einzelnen Bindings (IP-Adresse des KNX-Gateways, Port des EnOcean-Adapters, u. v. m.) beschrieben. Auf diese Weise wird festgelegt, auf welche Systeme openHAB zugreifen kann und somit auch, welche Komponenten für die Erstellung von Nutzeroberflächen oder regelbasierter Automatismen zur Verfügung stehen.

Das openHAB-Framework ist ein äußerst flexibles System, das mit dem openHAB Designer sowie auch mit textbasierten Konfigurationsdateien parametrisiert und konfiguriert werden kann. Es bietet somit vielfältige Einsatzmöglichkeiten für solche Nutzer, die über Programmierkenntnisse verfügen. Andere Nutzer sind lediglich in der Lage, das vorher konfigurierte und parametrisierte System anzuwenden.

3.4.4 PowerMatching City

Die *PowerMatching City*¹⁶ ist eine Living Lab Demonstrationsumgebung für zukünftige Energiesysteme in der niederländischen Stadt Hoogkerk in der Nähe von Groningen. Im Jahr 2009 wurden in der ersten Projektphase zunächst 25 Haushalte zu einem Zusammenschluss vernetzt. Inzwischen nehmen 42 Haushalte an der PowerMatching City teil, die von einem niederländischen Konsortium aus Forschungseinrichtungen und Industrieunternehmen koordiniert wird. Die verbundenen Haushalte verfügen über kommunikationsfähige Haushaltsgeräte (z. B. Geschirrspülmaschinen und Waschmaschinen), steuerbare Heizungssysteme (z. B. Blockheizkraftwerke und Wärmepumpen) und regenerative Erzeugungsanlagen (z. B. Photovoltaik-Anlagen). Das Ziel dieser Forschungsumgebung ist, Erzeugung und Bedarf elektrischer Energie in der PowerMatching City automatisiert auszugleichen, um die Netzbelastung zu reduzieren und Erneuerbare Energien effizient einsetzen zu können.

Dazu wird mit dem *PowerMatcher* ein dezentrales Gebäude-Energiemanagementsystem eingesetzt. Im Wesentlichen besteht dieses System aus einem agentenbasierten Algorithmus, der das Ziel verfolgt, die Erzeugung und den Verbrauch in einem bestimmten Netzsegment auf Basis von Marktmechanismen auszugleichen. Insbesondere kommt in der PowerMatching City mit dem *PowerRouter* von der Fa. Nedap das gleiche System aus Wechselrichter und Batteriespeicher zum Einsatz, wie auch im FZI House of Living Labs (vgl. Abschnitt 6.1.2). Der PowerRouter koordiniert die Energieflüsse zwischen der Photovoltaik-Anlage, dem Blockheizkraftwerk sowie dem Speichersystem. Auf diese Weise steht Strom, der lokal

¹⁶<http://www.powermatchingcity.nl/>

durch die Photovoltaik-Anlage erzeugt wurde, auch dann zur Verfügung, wenn keine Sonne scheint. In der PowerMatching City wurden auf diese Weise z. B. Elektrofahrzeuge auch während der Abendstunden geladen. Der PowerMatcher steht sowohl in Form einer dedizierten Steuerbox als auch in Form einer integrierten Komponente im PowerRouter zur Verfügung.

Befragungen der Nutzer in der PowerMatching City haben ergeben, dass Endnutzer bei einer rein automatischen Steuerung Möglichkeiten zur individuellen Beeinflussung der Automatismen vermisst haben. Man kam also zur Erkenntnis, dass eine automatische Steuerung zwar ein deutliches Komfortmerkmal darstellt, der Nutzer aber jederzeit die Kontrolle über das System behalten möchte (vgl. Kapitel 4 und [GRK13]). Zunächst konnten lediglich die Temperatur der Heizung sowie die Betriebsmodi der intelligenten Spül- und Waschmaschinen in den Haushalten parametrisiert werden.

In Elektrofahrzeugen wurde die PowerMatcher-Software zudem eingesetzt, um mittels eines Touchscreens eine grafische Nutzeroberfläche zu realisieren. Damit wurden dem Nutzer Informationen über den Zustand des Fahrzeugs (z. B. der Ladestand der Batterie) angezeigt. Zudem war der Nutzer in der Lage, z. B. die voraussichtliche nächste Abfahrtszeit des Fahrzeugs zu parametrisieren. Diese wurde vom PowerMatcher verwendet, um den Ladeprozess an den Zustand des Stromnetzes sowie an die restlichen Verbraucher und an die Erzeugung im Gebäude anzupassen. Dadurch konnte in der PowerMatching City gezeigt werden, dass sich Netzengpässe durch die Verwendung einfach verfügbarer Informationen in dezentralen Koordinationsmechanismen verhindern lassen.

In [GRK13] wurden im Zusammenhang mit der PowerMatching City insbesondere die Rolle des Nutzers im zukünftigen Energiesystem untersucht. Es wird betont, dass Endnutzer zukünftig als so genannte „Co-Provider“ in das Netz integriert werden müssen, passive Verbraucher werden damit zu aktiven Teilnehmern des Smart Grid. Die Rolle des „Co-Providers“ umfasst dabei insbesondere die lokale Bereitstellung elektrischer Energie, die Berücksichtigung dynamischer Tarife sowie die Reaktion auf den Zustand des relevanten Netzsegments hinsichtlich des Verbrauchs und der Erzeugung. Dazu werden Anforderungen an die

Nutzerinteraktion, Ansätze für Verhaltensänderungen sowie zusätzlich so genannte Community-Aspekte vorgestellt. Die Untersuchungen fokussieren dabei auf das Lastmanagement im Niederspannungsnetz der PowerMatching City.

Am Beispiel der PowerMatching City wird in [GRK13] zusätzlich ein so genanntes *Home Energy Management Systems* (HEMS) vorgestellt. Dies umfasst insbesondere die Visualisierung, die Datenerfassung sowie die Steuerung von gasbetriebenen und elektrischen Verbrauchern. Der Nutzer erhält durch das HEMS einen direkten Einblick über die Energieflüsse im Gebäude. Weiterhin ist das HEMS in der Lage, kommunikationsfähige Geräte ein- und ausschalten sowie zu parametrisieren (z. B. die Raumtemperatur). Der Nutzer wird also durch das HEMS hinsichtlich der Energieflüsse im Gebäude sensibilisiert, was häufig bereits zu einer Reduktion des Energieverbrauchs führt. Weiterhin wird in [GRK13] beschrieben, dass Haushalte durch das HEMS in der Lage sind, Energie zu handeln (z. B. überschüssiger Strom aus lokaler Erzeugung). Durch die Integration von Community-Aspekten entsteht insbesondere durch ein vergleichendes Feedback zum Energieverbrauch ein wesentlicher Mehrwert.

Für die Nutzerschnittstelle des HEMS in der PowerMatching City werden in [GRK13] zudem folgende Designempfehlungen beschrieben:

- Darstellung des Netzzustands und der Energieflüsse im Gebäude
- Sensibilisierung des Nutzers hinsichtlich seines Beitrags für das Smart Grid
- Nachvollziehbarkeit von automatischen Systementscheidungen
- Unterstützung des Nutzers bei der Anpassung seines Lastprofils (z. B. durch Feedback zum Nutzerverhalten)
- Integration von Community-Aspekten (selbstständige Koordination des eigenen Verbrauchs bzw. der eigenen Erzeugung mit anderen Haushalten in der Umgebung)

Die PowerMatching City stellt eine Forschungs- und Demonstrationsumgebung zur Koordination von elektrischen Verbrauchern und Erzeugern in Haushalten dar. Zusätzlich werden teilweise auch thermische Energieflüsse

berücksichtigt. Ziel ist der Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung in einzelnen Netzsegmenten (vgl. Abschnitt 2.3.1). Dazu wird der PowerMatcher als Gebäude-Energiemanagementsystem eingesetzt. Im Vordergrund der Forschung steht die Entwicklung von Algorithmen zur Koordination von Geräten im Haushalt sowie von Haushalten untereinander. Da die Vielfalt der eingesetzten Geräte relativ gering ist, stehen Aspekte zur generischen Integration heterogener Komponenten nicht im Vordergrund (vgl. Abschnitt 3.4.6). Die Interaktionsschnittstelle zwischen dem PowerMatcher und dem Nutzer dient vordergründig der Visualisierung von System- und Netzzuständen sowie der Integration von Community-Aspekten. Zum Teil wurden Methoden zur Parametrisierung durch den Nutzer realisiert, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit vorgestellten Komponenten zur Anpassung des Energiemanagements an die individuellen Bedürfnisse des Nutzers gehen jedoch deutlich darüber hinaus (vgl. Abschnitt 4.4.2). Aspekte zur Konfiguration des Gebäude-Energiemanagements durch den Nutzer (vgl. Abschnitt 4.4.3) zur Anpassung an die jeweilige Umgebung stehen ebenfalls nicht im Vordergrund der Untersuchungen in der PowerMatching City.

3.4.5 Japan Smart City

In Japan gibt es mehrere Initiativen zur Erforschung von Komponenten für zukünftige Energiesysteme. Insbesondere seit dem starken Erdbeben im Jahr 2011, das erhebliche Konsequenzen für die Energieversorgung in Japan hatte, werden verstärkt neue Ansätze zum Einsatz Erneuerbarer Energien untersucht, entwickelt und erprobt. *Japan Smart City*¹⁷ ist ein Verbund aus japanischen Großstädten mit dem Ziel, die Umweltbelastungen zu reduzieren und gleichzeitig die Lebensqualität in den Städten zu erhöhen. Insbesondere sollen CO₂-Emissionen durch den koordinierten Einsatz Erneuerbarer Energien reduziert werden.

Die *City of Kitakyushu* ist Teil des Verbunds Japan Smart City. Dort wurde das *Smart Community Creation Project*¹⁸ gestartet, in dem Ansätze zur Lastverlagerung durch Gebäude-Energiemanagementsysteme

¹⁷<http://jscp.nepc.or.jp/en/>

¹⁸<http://jscp.nepc.or.jp/article/jscpen/20140520/398138/index2.shtml>

untersucht werden [OK13]. Insbesondere wird ein so genanntes *Cluster Energy Management System* (CEMS) vorgestellt, welches ein regionales Energiemanagement darstellt. In einem Demo-Szenario, das in der Stadt Kitakyushu aufgebaut wurde, wurden 225 Smart Meter in Haushalten (Anschluss am Niederspannungsnetz) sowie zusätzlich 50 Smart Meter in Industriebetrieben (Anschluss am Mittelspannungsnetz) installiert. 10 Haushalte wurden mit einem *Home Energy Management System* (HEMS) sowie 8 Industriebetriebe mit einem *Facility Energy Management System* (FEMS) ausgestattet. Die Haushalte, in denen ein HEMS installiert wurde, verfügen zusätzlich über ein so genanntes *In-Home-Display* (IHD).

Die wesentlichen Ziele durch den koordinierten Einsatz von CEMS, HEMS und IHD im Smart Community Creation Project sind insbesondere die Folgenden [OK13]:

- Koordination von Verbrauch und Erzeugung aus Erneuerbaren Energien
- Lastglättung
- Energieeinsparung
- Autarker Netzbetrieb und Systemwiederherstellung

Das CEMS kommuniziert einen variablen Stromtarif zu den Smart Metern. Dabei handelt es sich um einen Critical-Peak-Price-Tarif (vgl. Abschnitt 4.4.1) mit fünf Tarifstufen. Die Gestaltung des Tarifs ist insbesondere von der Temperaturprognose abhängig, da ein Großteil der Last im Sommer durch Klimaanlageanlagen erzeugt wird. Erfolgt während der Peak-Zeiten des Verbrauchs gleichzeitig eine hohe Einspeisung durch Erneuerbare Energien, so wird die Stufe des Stromtarifs gesenkt. Durch das IHD werden in den Haushalten sowohl dieser Stromtarif als auch der Zustand des regionalen Stromnetzes insbesondere hinsichtlich der aktuellen Erzeugung und dem aktuellen Verbrauch visualisiert. Die Industriebetriebe senden ihren Fahrplan an das CEMS. Zusätzlich sind stationäre Speichersysteme bidirektional an das CEMS angebunden. Auf diese Weise ist das CEMS in der Lage, Vorhersagen für die Erzeugung und den Verbrauch in der gesamten Region zu erstellen und Fahrpläne an die dezentralen Erzeuger und Speicher im Netz zu übermitteln.

Zur Untersuchung der Reaktion auf den eingesetzten Stromtarif wurden die Haushalte in zwei Gruppen eingeteilt: Haushalte mit einem konstanten Tarif, die lediglich beobachtet wurden und Haushalte, denen ein Critical-Peak-Price-Tarif zur Verfügung gestellt wurde. Im Sommer konnte bei den Haushalten mit variablem Tarif eine deutlich geringere Nachfrage während der Peak-Zeiten festgestellt werden als bei den Haushalten ohne variablem Tarif. Zusätzlich wird in [OK13] herausgestellt, dass die Last nach einer Peak-Preis-Periode häufig ansteigt. Es fand also eine Lastverlagerung statt. Auch konnte gezeigt werden, dass die Lastreduktion mit der Höhe der Critical-Peak-Price-Tarifstufe zunimmt.

Zusätzlich zum manuellen Energiemanagement auf Basis der variablen Stromtarife wird in [OK13] der Einsatz des *Open Automatic Demand Response*¹⁹ (OpenADR) beschrieben, das in einer Simulation für die Koordination von Industriebetrieben implementiert wurde. Durch das OpenADR können Anfragen des CEMS zur Erhöhung und zur Reduktion des Verbrauchs automatisch verarbeitet werden. Die Systeme in den Haushalten und Industriebetrieben sind zur Reaktion auf bestimmte Signale des OpenADR-Servers vorkonfiguriert. Auf diese Weise erfolgt die automatisierte Anpassung des Lastprofils an die jeweilige Stufe des Energietarifs bzw. an das jeweilige OpenADR-Signal.

Hinsichtlich des effizienten Einsatzes von Erneuerbaren Energien im zukünftigen Energiesystem werden in [OK13] insbesondere die folgenden Herausforderungen für das CEMS – also für ein regionales Energiemanagement – hervorgehoben:

- System als soziale Infrastruktur, die die Kooperation von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern im Stromnetz ermöglicht
- Standardisierung von Verfahren für das Energiemanagement (openADR)
- Zuverlässigkeit, Sicherheit und Datenschutz

Das Smart Community Creation Project adressiert wesentliche Komponenten, die größtenteils auch auf die Smart Grid Entwicklungen in Deutschland übertragbar sind. Den Anreiz zur Lastverlagerung bilden variable Stromtarife. Die Nutzerinteraktion erfolgt über ein IHD, das

¹⁹<http://www.openadr.org/>

den jeweiligen Energietarif visualisiert. Aspekte zur Berücksichtigung von Nutzerpräferenzen für das automatisierte Lastmanagement wurden jedoch kaum untersucht. Konfigurationsverfahren zur Anpassung des HEMS bzw. des FEMS an die individuelle Umgebung standen ebenfalls nicht im Fokus der Untersuchungen. Somit stellen die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten und erprobten Verfahren und Komponenten eine wesentliche Erweiterung dieser Ansätze dar.

3.4.6 Organic Smart Home (OSH)

In einem Schwerpunktprogramm der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) entstand der Forschungsbereich *Organic Computing*, der sich mit den Herausforderungen einer stark zunehmenden Komplexität in technischen Systemen befasste [Sch05]. Es wurden Verfahren für Systeme entwickelt, die sich ähnlich zu Vorgängen in der Natur verhalten und sich bis zu einem bestimmten Maß hin selbst organisieren. Das zu beeinflussende System wird ständig beobachtet und nur bei wesentlichen Abweichungen vom gewünschten Verhalten wird steuernd eingegriffen. Auf diese Weise wird einerseits ein selbstorganisiertes, adaptives Verhalten innerhalb der Komponenten ermöglicht und andererseits können die Zielvorgaben des Nutzers oder einer anderen externen Entität berücksichtigt werden.

In [RMB⁺06] wird die so genannte *Observer/Controller-Architektur* vorgestellt, die im Forschungsbereich Organic Computing entwickelt wurde. In diesem Zusammenhang wird ein *System under Observation and Control* (SuOC) beschrieben, das zusammen mit dem *Observer* und dem *Controller* ein so genanntes *Organisches System* bildet. In Abbildung 3.9 ist dies schematisch dargestellt. Das SuOC erhält aus seiner Umgebung bestimmte Eingaben (*Input*) und produziert innerhalb des Systems entsprechende Ausgaben (*Output*), die es wiederum an seine Umgebung abgibt. Dabei weisen Organische Systeme häufig so genannte *Self-X-Eigenschaften* auf und sind dann z. B. selbstorganisierend oder selbstoptimierend. Die Observer-Komponente überwacht zyklisch das SuOC und gibt die Informationen – gegebenenfalls gefiltert oder aggregiert – in Form von Situationsparametern an die Controller-Komponente

weiter. Diese bewertet dann den Zustand innerhalb des SuOC und greift bei wesentlicher Abweichung von den Zielvorgaben (so genannter *System Status Objectives*) steuernd ein. Während im Observer z. B. auf Basis der beobachteten Daten Prognosen erstellt werden, werden im Controller Lern- und Optimierungsverfahren eingesetzt. Auf diese Weise wird eine ständige Reaktion auf das Verhalten innerhalb eines größtenteils selbstorganisierenden SuOC ermöglicht, die Anpassung von Zielvorgaben ist dabei während des Betriebs möglich.

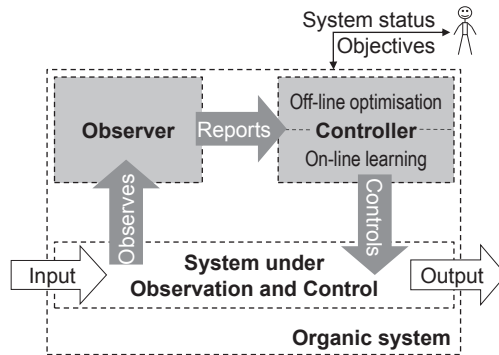


Abbildung 3.9: Vereinfachte O/C-Architektur [RMB⁺06]

In [RMB⁺06] werden mehrere Architekturen für den Aufbau der generischen Observer/Controller-Architektur vorgestellt. Während der zentrale Ansatz lediglich aus einem Controller und einem Observer besteht, die einem einzigen SuOC zugeordnet sind, sieht der hierarchische Ansatz einen zwei- oder mehrstufigen Aufbau vor. Dieser ist schematisch in Abbildung 3.10 dargestellt. Mehreren SuOCs ist jeweils eine Observer- und eine Controller-Komponente zugeordnet. Es entstehen also mehrere lokale *Organische Systeme*, denen wiederum eine zentrale Observer- und Controller-Komponente zugeordnet ist. Auf diese Weise wird die Flexibilität des Systems nochmals erweitert. Selbstorganisation entsteht zunächst in den einzelnen lokalen SuOCs und schließlich auch zwischen diesen. Die Erfassung von Daten aus den SuOCs sowie der steuernde Eingriff auf die Systeme kann somit auf verschiedenen Ebenen in unterschiedlicher Komplexität und Granularität erfolgen. Die *hierarchische*

Observer/Controller-Architektur eignet sich daher besonders gut, um die Vorgänge auf den verschiedenen Ebenen innerhalb von Energiemanagementsystemen realistisch abzubilden und die Komplexität dieser Systeme zu beherrschen.

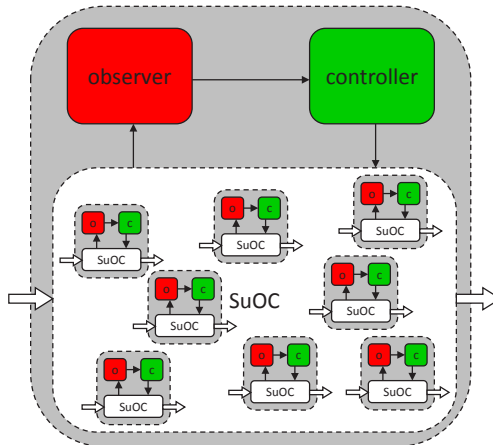


Abbildung 3.10: Hierarchische O/C-Architektur [Ric09]

In [Bec09] und [ABS10] wurde gezeigt, dass sich die hierarchische Observer/Controller-Architektur sowie die Verfahren des Organic Computing für den Einsatz in Energiemanagementsystemen eignen. Insbesondere wurde in den beiden genannten Arbeiten die Aufteilung von Prognose- und Optimierungsverfahren auf den zentralen Observer und den zentralen Controller am Beispiel einer Smart Home Architektur vorgestellt und in einem realen Szenario evaluiert. Die Anbindung der Geräte erfolgte über lokale Observer/Controller-Komponenten per REST-Service-Schnittstelle. Im lokalen Observer fand bereits eine Filterung der Messdaten statt. Auf Basis der Optimierungsergebnisse im zentralen Controller generierte Steuersignale wurden in Form von Regeln an die lokalen Controller kommuniziert. Diese entscheiden dann in letzter Instanz über den Betrieb des jeweiligen Gerätes. Es wurde gezeigt, dass der Einsatz von Haushaltsgeräten sowie eines bidirektional angebundenen Energiespeichers mittels der Observer/Controller-Architektur sowie geeigneter Optimierungsverfahren

in Bezug auf einen zeitvariablen Stromtarif optimiert werden kann. In Abbildung 3.11 sind der ursprüngliche (oben) sowie der optimierte Ablaufplan (unten) ausgewählter Haushaltsgeräte dargestellt. Zusätzlich ist jeweils der zeitvariable Stromtarif (gelb) abgebildet.

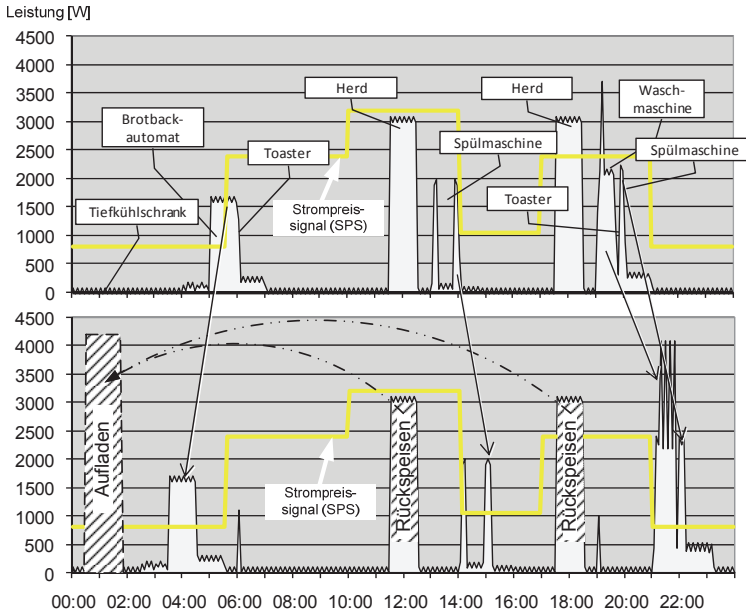


Abbildung 3.11: Optimierung eines Ablaufplans im Smart Home [Bec09]

Aufbauend auf diesen Arbeiten wurde von Allerding et al. das *Organic Smart Home* entwickelt, das die oben beschriebenen Ansätze erweitert und damit ein generisches sowie besonders flexibles Framework für eine Art „Betriebssystem und Laufzeitumgebung für intelligente Gebäude“ darstellt [All14]. Es basiert auf der generischen Observer/Controller-Architektur und wurde in der Programmiersprache Java realisiert. Die Bezeichnung „Organic“ im Namen des Systems macht die Analogie zu organischen Strukturen aus der Natur bzw. zu den oben beschriebenen Werkzeugen des Organic Computing deutlich. In [AS11] wird zwischen dem *realen Szenario* für das Energiemanagement real existierender Ge-

bäude und einer zugehörigen Multiagentensimulation unterschieden, „die einzelne Haushaltskomponenten auf eine Art und Weise simulieren kann, dass sie als intelligente Haushaltskomponenten angesehen werden können“. In Hinblick auf das reale Szenario ermöglicht die Multiagentensimulation somit „die Entwicklung und den Testbetrieb des realen Energiemanagements auf Basis des Organic Smart Home“. Die grundlegende Architektur des Systems ist in Abbildung 3.12 aufgezeigt und in [AS11] sowie [All14] im Detail beschrieben. Im Folgenden werden die für die vorliegende Arbeit relevanten Komponenten des Organic Smart Home sowie wesentliche Unterschiede in Bezug auf die Integration von Interaktionskomponenten besonders in Hinblick auf die in den vorherigen Abschnitten vorgestellten wissenschaftlichen Ansätze dargestellt. Die Ausführungen sind dabei an [All14] angelehnt.

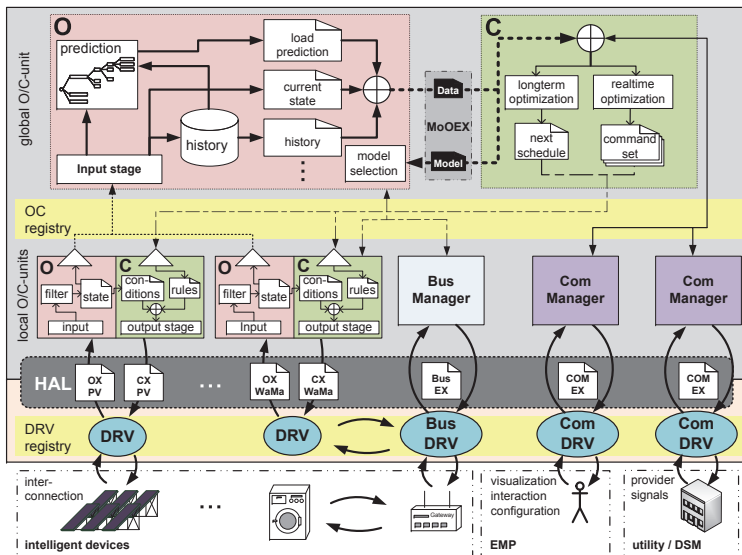


Abbildung 3.12: Organic Smart Home [All14]

In Anlehnung an die hierarchische Observer/Controller-Architektur ist im Organic Smart Home jeder Haushaltskomponente eine lokale O/C-

Einheit zugeordnet. Letztere ist an die jeweilige Klasse des zugehörigen Haushaltsgerätetyps angepasst. In [All14] wird davon ausgegangen, dass alle Haushaltskomponenten z. B. durch die Nachrüstung von Energiemessgeräten grundsätzlich beobachtbar sind. Darüber hinaus werden folgende Klassen von Haushaltskomponenten vorgestellt, insbesondere wird zwischen steuerbaren und nicht steuerbaren Komponenten unterschieden:

- Steuerbare Haushaltskomponenten
 - Dauerhafte Dienste (z. B. Gefrierschrank)
 - Zeitabhängige Dienste (z. B. Geschirrspüler)
- Nicht steuerbare Haushaltskomponenten
 - Vorhersagbar (z. B. Backofen)
 - Nicht vorhersagbar (z. B. Multimedia)

Auf diese Weise sind die lokalen O/C-Einheiten in der Lage, individuell auf die Funktionalität der jeweiligen Klasse von Haushaltsgeräten zuzugreifen und dabei die zum Teil sehr unterschiedlichen Steuer- und Zustandsinformationen geeignet abzubilden. Zudem können generische Eigenschaften der O/C-Einheiten für die jeweilige Geräteklasse als Basis zur Gestaltung spezifischer O/C-Einheiten für die konkrete Haushaltskomponente verwendet werden. Der Observer der jeweiligen lokalen O/C-Einheit beobachtet die Zustände des zugehörigen Geräts und stellt diese dem globalen Observer je nach Verwendungszweck entsprechend abstrahiert zur Verfügung. Der lokale Controller erhält hingegen vom globalen Controller entsprechende Steuersignale und entscheidet in letzter Instanz über den Betrieb des zugeordneten physikalischen Gerätes. Es ist möglich, dass ein Signal zum Einschalten eines Gerätes auf dieser Ebene nicht umgesetzt wird, da dies z. B. in Hinblick auf detaillierte Zustandsinformationen des Gerätes (die in der globalen O/C-Schicht nicht zur Verfügung stehen) nicht sinnvoll oder nicht möglich ist. Sowohl auf lokaler als auch auf globaler Ebene laufen also kontinuierlich Zyklen aus Beobachtung und Steuerung des SuOC ab.

Die zentrale O/C-Einheit bildet die oberste Instanz des gesamten Energiemanagements. Im globalen Observer laufen die auf lokaler Ebene

abstrahierten Informationen zusammen, so dass eine Übersicht über das Gesamtsystem entsteht. Auf Basis dieser Informationen können Prognosen für den Betrieb der Geräte und Anlagen im Gebäude erstellt werden. Der globale Controller bildet die zentrale Steuereinheit des Energiemanagements. Auf Basis der Informationen, die im Gesamtsystem erfasst oder im globalen Observer analysiert wurden, finden eine Bewertung sowie eine Optimierung des Gesamtsystems statt. Auf dieser Basis werden schließlich aus dem globalen Controller heraus Steuersignale an die einzelnen lokalen Einheiten kommuniziert.

Aus den obigen Ausführungen wird ersichtlich, dass die interne Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten des Organic Smart Home eine wichtige Rolle spielt und in Hinblick auf die Parametrisierung und die Systemkonfiguration nicht vernachlässigt werden kann. In [All14] werden zwei Verfahren für den internen Austausch von Nachrichten vorgestellt: Das *O/C-Registrar* (engl. oc registry, vgl. Abbildung 3.12) stellt eine zentrale Komponente nach dem so genannten *Publish-Subscribe-Verfahren* dar und verwendet für den Nachrichtenaustausch eine 1 zu n Beziehung. Jede Nachricht ist durch einen speziellen Nachrichtentyp charakterisiert. Zusätzlich sind Empfänger und Absender der Nachricht bekannt. Die Komponenten des Organic Smart Home können beim O/C-Registrar bestimmte Nachrichtentypen abonnieren und werden daraufhin informiert, falls eine solche Nachricht von einer anderen Komponente abgelegt wird. Möchte eine Komponente über einen bestimmten Nachrichtentyp nicht mehr informiert werden, kündigt sie das Abonnement für diesen Nachrichtentyp beim Registrar. Zusätzlich können Nachrichten an konkrete Empfänger ebenfalls im O/C-Registrar abgelegt werden, um Nachrichten direkt zu versenden. Der zugehörige Empfänger wird über den Eingang der Nachricht informiert und kann diese abrufen. Das O/C-Registrar wird insbesondere für den Austausch von Ereignissen zwischen lokalen und globalen O/C-Einheiten verwendet. In Bezug auf die Nutzerinteraktion stellt das O/C-Registrar eine wichtige Komponente zum Austausch von entsprechenden Ereignissen dar, die durch den Nutzer herbeigeführt wurden. In diesem Zusammenhang ist die globale O/C-Einheit Abonnent aller Nachrichten des Typs *user interaction*.

Als zweites Verfahren für die interne Kommunikation innerhalb des Organic Smart Home wird in [All14] die Kommunikation über die *Model-*

of-Observation-Exchange-Schnittstelle beschrieben. Diese ist besonders für die Kommunikation innerhalb der O/C-Einheiten, also für den Nachrichtenaustausch zwischen dem Observer und dem Controller relevant. Eine konkrete Methode zum Austausch dieser Nachrichten wird für die generische O/C-Architektur (vgl. [Ric09]) nicht beschrieben, ein Vorschlag dazu wird in [All14] vorgestellt: Die generische O/C-Architektur beschreibt innerhalb des Observers das *Model of Observation* als eine definierte Sicht auf die im SuOC erfassten und zu erfassenden Daten. Im globalen Controller sind beispielsweise die Optimierungsziele des Gesamtsystems festgelegt, die wesentlichen Einfluss auf die Sicht im globalen Controller haben. Daher muss der globale Controller in der Lage sein, das Model of Observation im globalen Observer entsprechend seiner Ziele konfigurieren bzw. austauschen zu können. Zu diesem Zweck wird in [All14] eine generische Schnittstelle als Model-of-Observation-Exchange-Schnittstelle beschrieben. Im Gegensatz zur Kommunikation über das Registrar können auf diese Weise also nicht nur Informationen ausgetauscht, sondern zusätzlich das konkrete Verhalten von Komponenten im Organic Smart Home beeinflusst werden. Insbesondere in Bezug auf die Konfiguration von Optimierungszielen des Energiemanagements durch den Nutzer ist der Zugriff auf diese Komponente über eine geeignete Schnittstelle des Organic Smart Home eine wichtige Voraussetzung für die Parametrisierung des Systems. In Abbildung 3.13 ist die globale Konfiguration des Organic Smart Home exemplarisch dargestellt. Insbesondere werden der zentrale Controller sowie auch der zentrale Observer durch den Programmierer bislang händisch festgelegt. Diese Konfiguration hängt stark von den jeweiligen Zielen ab, die der Nutzer mit dem Energiemanagement verfolgt und sollte daher durch eine entsprechende Interaktionskomponente definiert werden.

Zur Integration unterschiedlicher Geräte mit herstellerspezifischen Protokollen und Datenrepräsentationen in das Energiemanagementsystem ist eine einheitliche Schnittstelle zur Kommunikation zwischen den physikalischen Geräten und den zugehörigen lokalen O/C-Einheiten erforderlich. Zu diesem Zweck wird in [All14] für das Organic Smart Home der so genannte *Hardware Abstraction Layer* (HAL) als zwischengeschaltete Abstraktionsschicht vorgestellt. Dabei sollen sowohl die für das Energiemanagement relevanten Informationen von der physikalischen Kompo-

nente übermittelt, als auch konkrete Steuersignale an die Komponente übertragen werden. Die Übermittlung von Nachrichten zwischen physikalischen Komponenten und der O/C-Einheit wird durch entsprechende Austauschobjekte im HAL realisiert. Dabei wird zwischen Informationen, die von der Komponente z. B. über den aktuellen Gerätezustand bereitgestellt werden (OX-Austauschobjekt), und Steuersignalen, die von der Komponente entgegengenommen werden (CX-Austauschobjekt), unterschieden. Dieser Nachrichtenaustausch ist schematisch in Abbildung 3.12 dargestellt. Diese Austauschobjekte sind, wie die lokalen O/C-Einheiten, in Bezug auf die jeweilige Geräteklasse vereinheitlicht.

```
<ControllerBoxConfiguration>
  <Simulation>false</Simulation>
  <runnigVirtual>false</runnigVirtual>
  <configfilePathes>
    <logFileDirectory>logs</logFileDirectory>
  </configfilePathes>
  <globalOcUuid>454e4552-4759-2053-2e48-2e204c414220</globalOcUuid>
  <globalControllerClass>
    fal.smarthome.globalcontroller.OSHGlobalController
  </globalControllerClass>
  <globalObserverClass>
    fal.smarthome.globalobserver.OSHGlobalObserver
  </globalObserverClass>
</ControllerBoxConfiguration>
```

Abbildung 3.13: Auszug zur globalen Konfiguration des OSH

Der HAL stellt damit eine herstellerunabhängige Schnittstelle des Organic Smart Home dar. Die konkrete Anbindung von kommunikationsfähigen Geräten über die jeweiligen herstellerepezifischen Protokolle ist in so genannten Software-Treibern beschrieben. Die physikalische Verbindung erfolgt dabei durch entsprechende Koppler oder Gateways. Die Software-Treiber enthalten die semantischen Informationen über die durch das physikalische Geräte bereitgestellten Informationen sowie über die Steuersignale, die das Gerät interpretieren kann. Teilweise ist es sinnvoll, weitere Informationen über den jeweiligen Gerätebetrieb mit zusätzlichen Komponenten zu erfassen. Beispielhaft sei ein Haushaltsgerät genannt, das zwar seinen aktuellen Gerätezustand beschreiben kann, jedoch keinerlei Informationen über sein elektrisches Leistungsprofil hat. Diese zusätzliche Information kann z. B. über einen Mess-Zwischenstecker (Smart Plug)

erfasst werden. Für das Energiemanagement stellt die Kombination dieser Informationen einen wesentlichen Mehrwert dar. Daher sieht das Organic Smart Home hier die Zusammenführung der Informationen in der Treiberkomponente des jeweiligen Geräts vor und übergibt sie an die zugehörige lokale O/C-Einheit in einem gemeinsamen OX-Austauschobjekt. Die Zuordnung von Treibern sowie die Konfiguration der Beziehung zwischen unterschiedlichen physikalischen Komponenten (im Beispiel Haushaltsgerät und Smart Plug) erfolgt im Organic Smart Home bislang durch den Programmierer händisch via XML-Konfigurationsdateien. Die Konfiguration ist am Beispiel des Geschirrspülers in Abbildung 3.14 dargestellt. An dieser Stelle besteht großes Potential für eine interaktive Konfiguration durch den Nutzer. Ebenso sind Mechanismen für ein dynamisches und interaktives Nachladen von Treibern erforderlich, wenn z. B. neue Komponenten während des Betriebs hinzugefügt werden. Das gleiche gilt natürlich für den Fall, dass eine Komponente aus dem Energiemanagement entfernt oder ausgetauscht werden soll.

Bereits in [Bec09] wurden zwei verschiedene Typen von externen Signalen vorgestellt, die besondere Relevanz für die Verarbeitung in Energiemanagementsystemen aufweisen. Mit entsprechenden Signalen ist der Energieversorger in der Lage, über einen langfristigen Zeitraum, z. B. 24 Stunden, Anreize an den Nutzer bzw. dessen Energiemanagement zu kommunizieren, um Flexibilität hinsichtlich des jeweiligen Leistungsprofils abzurufen. Häufig werden diese Anreize durch einen zeitvariablen Stromtarif realisiert (vgl. [Fre06]). Das Signal wird in diesem Fall für einen bestimmten Zeitraum verbindlich übermittelt. In einigen Szenarien ist es jedoch erforderlich, kurzfristig auf bestimmte Situationen im Stromnetz reagieren zu können. In [Bec09] wird daher zusätzlich ein Signal beschrieben, mit dem eine kurzfristige Änderung des aktuellen Strombezugs bzw. der aktuellen Stromerzeugung ausgehandelt werden kann. Während der Nutzer auf den zeitvariablen Stromtarif mit entsprechendem Aufwand manuell reagieren könnte, erfordert das Aushandeln kurzfristiger Änderungen entsprechende Automatismen im Energiemanagement.

```
<assignedDevices>
  <deviceID>ab9519db-7a14-4e43-ac3a-ade723802194</deviceID>
  <deviceType>DISHWASHER</deviceType>
  <deviceClassification>APPLIANCE</deviceClassification>
  <driverClassName>fal.smarthome.driver.GenericMieleDriver</driverClassName>
  <driverParameters>
    <parameterName>Gateway</parameterName>
    <parameterValue>192.168.1.20</parameterValue>
    <parameterType>String</parameterType>
  </driverParameters>
  <driverParameters>
    <parameterName>profilesouce</parameterName>
    <parameterValue>DISHWASHER_Profile.xml</parameterValue>
    <parameterType>String</parameterType>
  </driverParameters>
  <driverParameters>
    <parameterName>name</parameterName>
    <parameterValue>dish washer</parameterValue>
    <parameterType>String</parameterType>
  </driverParameters>
  <driverParameters>
    <parameterName>location</parameterName>
    <parameterValue>kitchen</parameterValue>
    <parameterType>String</parameterType>
  </driverParameters>
  [...]
  <controllable>true</controllable>
  <observable>true</observable>
  <assignedLocalOCUnit>
    <localControllerClassName>
      fal.smarthome.mgmt.localcontroller.LocalMieleApplianceController
    </localControllerClassName>
    <localObserverClassName>
      fal.smarthome.mgmt.localobserver.LocalMieleApplianceObserver
    </localObserverClassName>
  </assignedLocalOCUnit>
</assignedDevices>
```

Abbildung 3.14: Auszug der Treiberkonfiguration des OSH [All14]

In [All14] werden für das Organic Smart Home externe Entitäten als solche Komponenten definiert, die von außen über den Zustand des Energiemanagementsystems informiert werden oder Informationen an das Energiemanagement übermitteln. Dabei wird zwischen folgenden Arten der externen Kommunikation unterschieden:

1. Kommunikation zwischen dem Energiemanagement und dem Energieversorger oder Netzbetreiber
2. Kommunikation zwischen dem Energiemanagement und dem Nutzer
3. Kommunikation zwischen mehreren Energiemanagementsystemen (z. B. innerhalb eines Micro Grids)

Die Kommunikation erfolgt dabei analog zur Komponenten-Kommunikation. In Abbildung 3.15 sind die Bestandteile des Organic Smart Home zur Kommunikation mit externen Entitäten schematisch dargestellt. Die Schnittstellen zur Kommunikation mit externen Entitäten sind insbesondere für die Nutzerinteraktion („user interaction“) sowie für externe Signale des Energieversorgers oder des Netzbetreibers („provider signals“) vorgesehen. Der Kommunikationstreiber (COMDRV) beschreibt dabei die Daten der externen Entität semantisch und übergibt diese an das zugehörige Kommunikationsaustauschobjekt (COM EX). Auf diese Weise wird eine einheitliche Schnittstelle beschrieben, die von unterschiedlichen externen Entitäten genutzt werden kann, sofern ein entsprechender Kommunikationstreiber zur Verfügung steht. Der Kommunikationsmanager (COM-Manager) ist Bestandteil der O/C-Schicht und entspricht hinsichtlich der Komponenten-Kommunikation der lokalen O/C-Einheit. Der COM-Manager kann auf das O/C-Registrar zugreifen und ist zusätzlich in der Lage, für die O/C-Schicht abstrakte Unterobjekte der HAL-Austauschobjekte zu lesen, so dass für den Kern des Energiemanagements nicht relevante Informationen (z. B. die Wartung eines BHKWs oder sonstige Geräteinformationen, die für den Nutzer hilfreich sind) dennoch durch den COM-Manager erfasst und über die Interaktionschnittstelle des Systems an den Nutzer kommuniziert werden können.

In Hinblick auf die Nutzerinteraktion sieht das Organic Smart Home bereits eine Schnittstelle vor (vgl. Abbildung 3.15). Diese Schnittstelle

erlaubt jedoch lediglich das Abrufen von bestimmten Systeminformationen sowie die Übertragung ausgewählter Geräteparameter (z. B. zur Identifikation von Flexibilität). In Kapitel 4.4 wird das Energy Management Panel als Interaktionskomponente für das Organic Smart Home vorgestellt. Dieses ermöglicht dabei nicht nur die Visualisierung umfangreicher Systeminformationen, sondern insbesondere die Parametrisierung aller für das Energiemanagement relevanten Komponenten sowie eine interaktive Systemkonfiguration.

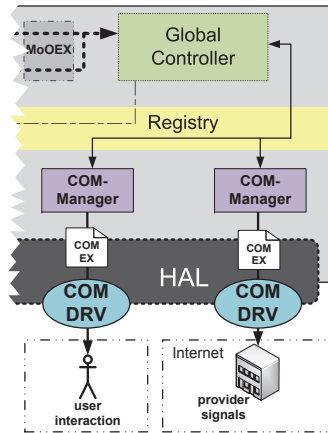


Abbildung 3.15: Externe Kommunikation im Organic Smart Home [All14]

Gebäude-Energiemanagementsysteme stellen in Hinblick auf die Energie- wende eine wesentliche Komponente zur Koordination von dezentralen Erzeugern sowie zur Identifikation und zur gezielten Nutzung von Last- und Erzeugungsflexibilität für den Netzbetrieb dar. Bereits vorhandene Komponenten der Gebäude-Automation können ohne die Integration ins Gebäude-Energiemanagement in diesem Zusammenhang nur unzu- reichend eingesetzt werden. Kommerzielle Gebäude-Energiemanagement- systeme stellen in den meisten Fällen weniger umfangreiche Lösungen bereit, deren Ansätze das vorhandene Potential kaum nutzen oder bei- nahe ausschließlich die Komponenten des eigenen Produktportfolios in ein proprietäres System integrieren. Die vorgestellten wissenschaftlichen

Ansätze gehen deutlich darüber hinaus. Im Projekt MeRegio wurden u. a. Fragestellungen zum manuellen und automatischen Lastmanagement in einem groß angelegten Feldtest untersucht. Das OGEMA-Framework stellt eine Software-Architektur für Energiemanagementsysteme vor. Einige Komponenten der Architektur sind ähnlich zu den Ansätzen des Organic Smart Home. Das OGEMA-Framework sieht für die Nutzerinteraktion einzelne Anwendungen vor, die Nutzerinteraktion stellt also insbesondere keine integrierte Komponente des Systems dar. Die Lösungen des openHAB-Frameworks sind sehr flexibel, setzen zur Systemkonfiguration jedoch in den meisten Fällen Programmierkenntnisse des Nutzers voraus. Für die weiterführenden Untersuchungen und Entwicklungen hinsichtlich der Nutzerinteraktion wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit das Organic Smart Home verwendet. Das Software-Framework beschreibt flexible Schnittstellen zum Austausch mit externen Entitäten, legt jedoch bislang keinen Schwerpunkt auf die Nutzerinteraktion und sieht insbesondere keine Anwendung dafür vor.

KAPITEL 4

INTERAKTIVES GEBÄUDE-ENERGIEMANAGEMENT

Im vorherigen Kapitel wurden bereits einige Ansätze für Gebäude-Energiemanagementsysteme vorgestellt, deren Funktionsumfang sich stark unterscheidet und die ganz unterschiedliche Ziele verfolgen. Teilweise steht der Nutzerkomfort im Vordergrund, teilweise die Energieeffizienz des Gesamtsystems und insbesondere die wissenschaftlichen Ansätze stellen teilweise Verfahren zur Nutzung von Last- und Erzeugungsflexibilität zur Verfügung. Obwohl die meisten Systeme Bedienoberflächen für den Nutzer bereitstellen, wird ein Großteil des Potentials, das durch die Integration des Nutzers in das Lastmanagement entsteht, kaum genutzt.

In zum Teil groß angelegten Feldtests wurde in mehreren Forschungsprojekten die Bereitschaft der Nutzer zur Anpassung des Betriebs von Haushaltsgeräten entsprechend der Anforderungen des Energiesystems getestet. Dabei kamen in den meisten Fällen externe Anreizsignale, wie z. B. zeitvariable Stromtarife (vgl. Abschnitt 3.4.1) oder Signale zur Leistungsbegrenzung (vgl. Abschnitt 6.2.1) zum Einsatz und die Lastverlagerung

erfolgte auf Basis dieser Signale manuell. Es hat sich gezeigt, dass die Bereitschaft der Nutzer in Privathaushalten zur manuellen Lastverlagerung selbst bei verhältnismäßig hoher Preisspreizung spätestens nach einigen Wochen stark abnimmt [EnB13]. In kommerziell genutzten Gebäuden (z. B. in Bürogebäuden) ist die Bereitschaft der Nutzer häufig noch geringer.

Aus diesen Untersuchungen kann abgeleitet werden, dass die Automatisierung des Lastmanagements eine essentielle Voraussetzung für die langfristige Nutzung von Flexibilität im Energiesystem darstellt. Zusätzlich muss der Nutzer sehr eng in dieses System eingebunden sein, um die automatisierten Entscheidungen entsprechend der individuellen Präferenzen im Voraus beeinflussen und im Nachhinein nachvollziehen zu können. Gebäude-Energiemanagementsysteme werden also nur erfolgreich in großem Umfang eingesetzt werden können, wenn die Nutzer durch geeignete Interaktionsmechanismen eingebunden sind.

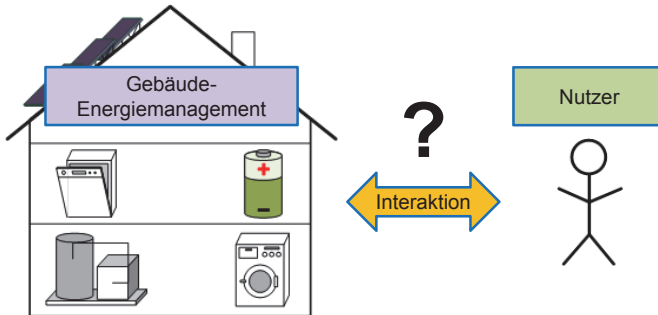


Abbildung 4.1: Interaktives Gebäude-Energiemanagement

Dieses Verhältnis ist schematisch in Abbildung 4.1 dargestellt. Die Ausgestaltung der Interaktion zwischen dem Nutzer und dem System stellt damit einen wichtigen Erfolgsfaktor für den Einsatz von Gebäude-Energiemanagementsystemen dar. Der Nutzer kann in diesem Zusammenhang der tatsächliche Bewohner des Gebäudes oder auch ein Installateur ohne besonderes Fachwissen über den Aufbau des Gebäude-Energiemanagementsystems sein. Die Interaktion stellt dabei einen vielfältigen bidi-

rekationalen Kommunikationsprozess zwischen einer realen Person und einem technischen System dar. Somit ist es wichtig, die für den Nutzer relevanten Informationen so zu abstrahieren, dass dieser jederzeit die gewünschten Informationen z. B. über den Systemzustand oder über die Energieflüsse im Gebäude abrufen kann. Zusätzlich muss der Nutzer in der Lage sein, auf möglichst einfache und wenig aufwändige Art und Weise relevante Informationen zur Anpassung des Systems an die Umgebung sowie zur Eingabe seiner individuellen Präferenzen an das System zu übermitteln.

Im Folgenden wird das *Interaktive Gebäude-Energiemanagement* als wesentlicher Beitrag der vorliegenden Arbeit vorgestellt, das die unterschiedlichen Aspekte der Nutzerinteraktion kombiniert und auf diese Weise für Energiemanagementsysteme nutzbar macht. Dazu folgen zunächst drei einleitende Abschnitte zu Entscheidungsprozessen im Energiemanagement, zur Nutzerinteraktion im Allgemeinen sowie zur Konfiguration von Energiemanagementsystemen. Im Vordergrund der Ausführungen dieses Kapitels steht das *Energy Management Panel (EMP)*, welches die Interaktionsschnittstelle zwischen dem System und dem Nutzer darstellt. Eine Lösung für die Integration dieser Schnittstelle in das Gebäude-Energiemanagement wird mit dem so genannten *Building Manager* in Kapitel 5 vorgestellt.

4.1 Entscheidungsprozesse

Für die flexible Ansteuerung der verschiedenen Komponenten durch das Gebäude-Energiemanagementsystem insbesondere in Bezug auf die Signale verschiedener externer Entitäten und in Bezug auf die individuellen Präferenzen des Nutzers, sind zahlreiche Entscheidungsprozesse zur initialen Konfiguration sowie für die Parametrisierung zur Laufzeit des Energiemanagements erforderlich. Teilweise können diese Entscheidungen automatisch durch das System gefällt werden, in einigen Fällen werden jedoch zusätzliche Informationen vom Nutzer benötigt, die über eine geeignete Schnittstelle ausgetauscht werden müssen. In beiden Fällen muss der Nutzer zusätzlich die Möglichkeit haben, die gefällten Entschei-

dungen manuell zu beeinflussen oder zu ändern. Insbesondere muss der Nutzer ständig in der Lage sein, sich über die Entscheidungen des Systems zu informieren, die den Ablauf des Energiemanagements wesentlich beeinflussen.

In Abbildung 4.2 sind exemplarisch typische Entscheidungen innerhalb des Energiemanagements dargestellt, für die die Interaktion mit dem Nutzer eine wesentliche Rolle spielt. Zunächst muss der Nutzer entscheiden, welche Komponenten durch das System koordiniert werden sollen. Dies hängt insbesondere von der Infrastruktur innerhalb des Gebäudes sowie von den Schnittstellen der verfügbaren Komponenten ab. Die Festlegung des globalen Ziels der Optimierungsstrategie muss ebenfalls durch den Nutzer erfolgen. Abhängig von der individuellen Präferenz kann z. B. der Anteil des selbst erzeugten Stroms am Verbrauch im Gebäude maximiert werden.

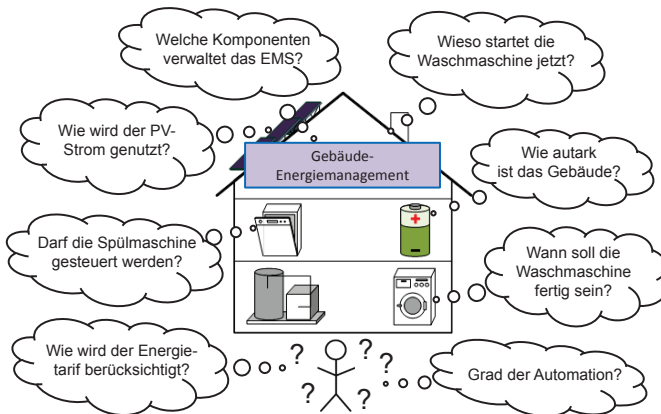


Abbildung 4.2: Entscheidungsprozesse des Nutzers

Alternativ kann sich der Nutzer entscheiden, z. B. unabhängig von externen Signalen einen möglichst autarken Betrieb seines Systems zu realisieren. Diese Entscheidung hat dann wesentlichen Einfluss auf die Ansteuerung der Erzeugungsanlagen oder der elektrischen Speicher im Gebäude. In diesem Zusammenhang spielt auch der jeweilige Energietarif

eine wichtige Rolle. Dazu übermittelt der Nutzer entsprechende Daten an das System (z. B. den Energieversorger und die Bezeichnung des Tarifs), damit das System die richtigen Entscheidungen hinsichtlich des zuvor definierten globalen Optimierungsziels fällt.

Insbesondere für das Energiemanagement in Privathaushalten ist die Parametrisierung des Einsatzes von Haushaltsgeräten durch den Nutzer eine wichtige Voraussetzung für die Akzeptanz des automatisierten Lastmanagements. Der Nutzer legt also fest, wann z. B. der Betrieb der Spülmaschine abgeschlossen sein soll und ob z. B. die Waschmaschine überhaupt in das automatisierte Lastmanagement integriert werden soll. Ergänzend dazu ist es wichtig, dass der Nutzer über die Entscheidung einer automatischen Einplanung des jeweiligen Gerätes informiert wird. Insbesondere hat er dann noch die Möglichkeit, diese Entscheidung manuell zu überschreiben.

Ein Großteil der Nutzer ist am monetären Gewinn einer automatisierten Anpassung des elektrischen Verbrauchs- und Erzeugungsprofils durch das System interessiert. Es gibt aber auch solche Nutzergruppen, die unabhängig von monetären Anreizen einen möglichst hohen Anteil regenerativen Stroms nutzen wollen, den Verbrauch selbst erzeugten Stroms maximieren wollen oder den Mehrwert vorwiegend im Einsatz innovativer Technologie im eigenen Gebäude sehen. In [NBT⁺14] werden so genannte *In-Home-Displays* in Bezug auf die Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden analysiert. Zur Motivation der Nutzer werden insbesondere die folgenden drei Aspekte beschrieben:

- Neugier und Interesse
- Kostengesichtspunkte
- Ideelle Werte z. B. in Bezug auf ein umweltbewusstes Verhalten

In diesem Zusammenhang ist die transparente Darstellung der Energieflüsse im Gebäude sowie insbesondere die Information über die aktuelle dezentrale Erzeugung der vorhandenen Komponenten im Gebäude eine wichtige Aufgabe der Interaktion mit dem Nutzer, um diesen weitestgehend bei den Entscheidungen für einen individuellen Betrieb seines Energiemanagements zu unterstützen.

In [NBT⁺14] wird zudem betont, dass In-Home-Displays nur dann langfristig eingesetzt werden, wenn sie nicht zu kompliziert sind. Insbesondere dürfen nicht zu viele Details dargestellt werden. Der erfolgreiche Einsatz von Gebäude-Energiemanagementsystemen ist also eine Gratwanderung zwischen einer möglichst umfassenden Bereitstellung von Informationen und der Konzentration auf die für den Nutzer und seine Entscheidungen wesentlichen Aspekte.

Zusätzlich ist für die Akzeptanz von Gebäude-Energiemanagementsystemen wichtig, dass individuelle Präferenzen durch den Nutzer parametrisiert werden können und für die automatisierten Entscheidungen des Lastmanagements im Gebäude berücksichtigt werden. Der Nutzer muss in der Lage sein, automatische Entscheidungen des Systems nachvollziehen und bei Bedarf überschreiben zu können. Obwohl für den erfolgreichen Einsatz von Energiemanagementsystemen ein hoher Grad an Automation erforderlich ist, ist die Möglichkeit einer intensiven Interaktion zwischen dem System und dem Nutzer eine wesentliche Voraussetzung zur Akzeptanz solcher Systeme in privaten sowie auch in kommerziell genutzten Gebäuden.

4.2 Nutzerinteraktion

Der Austausch von Informationen zwischen dem Nutzer und dem System dient einerseits der Eingabe von Entscheidungen, die der Nutzer selbst gefällt hat. Zusätzlich bilden Detailinformationen über das System eine wesentliche Grundlage für die Entscheidungsfindung durch den Nutzer. Dieser Austausch von Nachrichten kann insbesondere durch einen interaktiven Prozess realisiert werden, in dem System und Nutzer eng verbunden sind. Während der Nutzer im Allgemeinen ein Interesse hat, die Vorgänge des Energiemanagements nachzuvollziehen, ist die Berücksichtigung von Entscheidungen und Präferenzen des Nutzers durch das System eine entscheidende Voraussetzung, damit die zugrundeliegenden Automatismen im Sinne des Nutzers durchgeführt werden.

Gebäude-Energiemanagementsysteme verfügen über geeignete Komponenten, um Energieflüsse an zahlreichen Messpunkten im Gebäude zu

erfassen. Dadurch ist das System in der Lage, die relevanten Energieflüsse übersichtlich zu visualisieren und damit für den Nutzer transparent zu machen. Dabei sind Umfang und Detailgrad der dargestellten Informationen an die Bedürfnisse der jeweiligen Nutzergruppe (z. B. in Abhängigkeit von Alter und Technikaffinität) anzupassen. Auf diese Weise wird der Nutzer hinsichtlich seines Verbrauchs bzw. seiner Erzeugung sensibilisiert und ist bereits in der Lage, unnötige oder besonders große Verbraucher in seinem Gebäude zu identifizieren. Bei entsprechender Granularität der Darstellung ist der Nutzer zusätzlich in der Lage, das Verhältnis zwischen Verbrauch und lokaler Erzeugung in Bezug auf den Eigenstromverbrauch zu überschauen und ggf. entsprechende Änderungen durchzuführen. In [EnB13] wird am Beispiel des Feldtests im Projekt Me-Regio gezeigt, dass diese Transparenz und Sensibilisierung bereits häufig Verhaltensänderungen beim Nutzer hervorrufen, die Auswirkungen auf das Lastprofil des Gebäudes haben.

Zusätzlich zur transparenten Darstellung der Energieflüsse im Gebäude ist ein wesentliches Ziel zukünftiger Energiemanagementsysteme die Identifizierung und Erschließung von Lastflexibilität in Bezug auf das Leistungsprofil des Gebäudes. Im ersten Schritt kann dies manuell durch den Nutzer erfolgen. Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass die Motivation des Nutzers hinsichtlich der manuellen Gerätesteuerung schnell abnimmt (vgl. [EnB13]). Aus diesem Grund ist ein hoher Automationsgrad hinsichtlich der Geräte- und Anlagensteuerung im Gebäude eine wesentliche Voraussetzung für die langfristige Akzeptanz von Gebäude-Energiemanagementsystemen.

Um die jeweiligen Ziele des Nutzers möglichst individuell abbilden zu können, ist eine geeignete Parametrisierung des Energiemanagementsystems erforderlich. Zur Laufzeit des Systems übermittelt der Nutzer dazu entsprechende Zielvorgaben z. B. hinsichtlich der Eigenstrommaximierung, der Nutzung von Erneuerbaren Energien im Strommix oder der Autarkie des Gebäudes. Dabei stellt es z. B. einen wesentlichen Unterschied für die Abläufe innerhalb des Energiemanagements dar, ob der Einsatz der Anlagen und Geräte im Gebäude ausschließlich in Bezug auf den monetären Profit oder auf andere Ziele wie z. B. den CO₂-Fußabdruck optimiert werden soll.

In [All14] wird eine Klassifizierung von Haushaltskomponenten eingeführt. Insbesondere wird zwischen Geräten unterschieden, die ausschließlich beobachtbar (z. B. Backofen, Kochfeld, Multimedia) oder auch steuerbar sind. Letztere werden in [All14] wiederum in *dauerhafte Dienste* (z. B. Gefrierschrank) und *zeitabhängige Dienste* unterteilt. Zur automatisierten Ansteuerung von Haushaltsgeräten ist insbesondere die Klasse der *steuerbaren Haushaltsgeräte mit zeitabhängigen Diensten* (z. B. Geschirrspüler, Waschmaschine, Trockner) relevant. In den meisten Fällen kann deren Betrieb ohne weiteres innerhalb bestimmter Grenzen zeitlich verlagert werden.

Für eine umfassende Nutzung von Last- und Erzeugungsflexibilität sowie der gleichzeitigen Berücksichtigung von individuellen Präferenzen des Nutzers ist die Definition so genannter zeitlicher Freiheitsgrade für steuerbare Geräte aus der Klasse der zeitabhängigen Dienste eine mögliche Lösung (vgl. [Bec09] und [All14]). Durch die Angabe von Freiheitsgraden definiert der Nutzer z. B. über die Uhrzeit, wann der jeweilige Ablauf des Geräts abgeschlossen sein soll. Der zeitliche Freiheitsgrad bestimmt also die Flexibilität für den jeweiligen Gerätebetrieb. In Bezug auf die automatisierte Einplanung von Verbrauchern und Erzeugern im Gebäude ist die Angabe zeitlicher Freiheitsgrade ein wesentlicher Baustein der Parametrisierung durch den Nutzer. Damit entscheidet der Nutzer darüber, welche Komponenten seines Systems er in einem definierten Umfang zum automatisierten Lastmanagement freigibt.

4.3 Konfiguration

Zukünftig werden Energiemanagementsysteme voraussichtlich sowohl in privaten Wohnungen und Häusern als auch in kommerziell genutzten Gebäuden große Verbreitung finden. Dazu werden die Systeme in einem initialen Zustand ausgeliefert und schließlich vom Installateur oder vom Nutzer selbst an die jeweilige Umgebung des Gebäudes angepasst. Zukünftige Energiemanagementsysteme müssen also über geeignete Schnittstellen verfügen, die dem Installateur oder dem jeweiligen Nutzer eine interaktive, effektive und weitestgehend generische Konfiguration des

Systems ermöglichen. Im Unterschied zur Parametrisierung sind Anpassungen der Konfiguration des Energiemanagements nur bei wesentlichen Veränderungen der Umgebung und größtenteils asynchron zur Laufzeit erforderlich.

Die Konfiguration reicht dabei von der Integration neuer Geräte, Anlagen und Systeme in das Energiemanagement über die Zuordnung von Geräten und Messstellen bis hin zur Gebäude-Konfiguration, die wesentliche Auswirkungen auf die Darstellung der Interaktionsschnittstellen hat. In Hinblick auf einen großflächigen realen Einsatz von Energiemanagementsystemen ist auf diese Weise die Anpassung einer generischen Konfiguration „out-of-the-box“ an die tatsächliche Umgebung möglich.

In Abbildung 4.3 werden exemplarisch einige wesentliche Elemente der Konfiguration für Gebäude-Energiemanagementsysteme dargestellt. Die Schnittstelle für den Empfang externer Signale muss entsprechend des zuständigen Energielieferanten und des ausgewählten Energietarifs konfiguriert werden können. Dabei muss berücksichtigt werden, dass Signale von unterschiedlichen Teilnehmern des Energiemarktes empfangen werden. Ein zeitvariabler Stromtarif ist aktuell vom Energieversorger zu erwarten, während ein Lastbegrenzungssignal z. B. in der gelben Ampelphase vom Netzbetreiber gesendet werden kann [Bun13c].

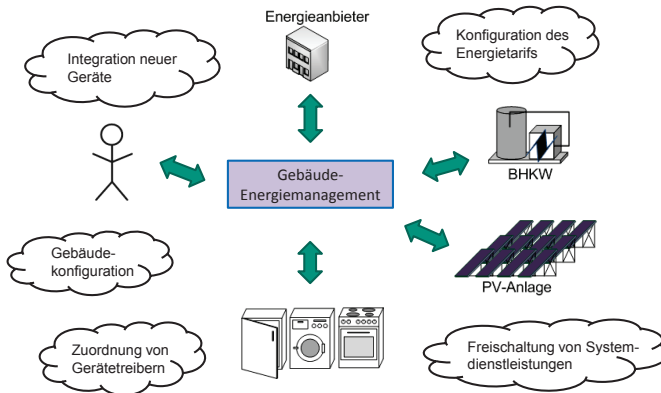


Abbildung 4.3: Konfiguration im Gebäude-Energiemanagement

Im zukünftigen Energiesystem werden dezentral bereitgestellte Systemdienstleistungen voraussichtlich einen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Der Nutzer muss – in Abhängigkeit vom jeweiligen Energietarif – darüber entscheiden, welche Systemdienstleistungen er mit seinem Gebäude bzw. mit einer Auswahl seiner Anlagen und Geräte anbieten möchte. Diese Informationen werden initial in der Konfiguration des Energiemanagementsystems erfasst. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Anforderungen ist es außerordentlich wichtig, die Konfigurationsschnittstelle des Energiemanagementsystems weitestgehend generisch zu halten.

Einige der in Abschnitt 3.4 vorgestellten Ansätze für Energiemanagementsysteme (z. B. das OSH, vgl. Abschnitt 3.4.6 sowie das OGEMA-Framework, vgl. Abschnitt 3.4.2) verwenden zur flexiblen Kopplung der häufig sehr heterogenen Kommunikationsstandards mit dem Energiemanagement eine Abstraktionsebene sowie entsprechende Gerätetreiber. In diesem Fall ist die Zuordnung von Treibern (und anderen für die Kommunikation erforderlichen Komponenten) zu den jeweiligen Geräten und Anlagen ein wichtiger Bestandteil der Systemkonfiguration. Zusätzlich müssen die Darstellungen der interaktiven Visualisierungs- und Parametrisierungsoberflächen adaptiv aus der jeweiligen Konfiguration generiert werden, um eine bestmögliche Anpassung an die jeweilige Umgebung zu erreichen und dem Nutzer auf diese Weise individuell auf sein Gebäude zugeschnittene Informationen zur Verfügung zu stellen.

4.4 Energy Management Panel (EMP)

Die Integration des Nutzers ist eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg des Interaktiven Gebäude-Energiemanagements in Privathaushalten sowie auch in kommerziell genutzten Gebäuden (z. B. Bürogebäuden). Zunächst ist dafür die transparente Darstellung der Energieflüsse im Gebäude und der automatischen Entscheidungen zum Anlagenbetrieb durch das System erforderlich. Dazu muss der Nutzer die Möglichkeit haben, auf einfache Weise Informationen unterschiedlicher Granularität über den Anlagenbetrieb und über den jeweiligen Zustand des Gesamtsystems abzurufen. Zudem wird eine Schnittstelle für den Nutzer benötigt, um während

des Betriebs einzelne Anlagen zu parametrisieren und Optimierungsziele für das Gesamtsystem vorzugeben. Der Nutzer ist damit in der Lage, die Vorgänge im System durch die Angabe seiner persönlichen Präferenzen zu individualisieren (vgl. Abschnitt 4.2). Zusätzlich stellt die Systemkonfiguration eine wichtige Komponente für die großflächige Verbreitung von Energiemanagementsystemen dar (vgl. Abschnitt 4.3). Dadurch ist der Nutzer oder der zuständige Installateur auch ohne umfangreiche Kenntnisse der Softwareentwicklung in der Lage, ein generisches System an die jeweilige Umgebung anzupassen.

Im Folgenden wird das *Energy Management Panel* (EMP) vorgestellt, das einen wesentlichen Beitrag der vorliegenden Arbeit darstellt. Im Vergleich zu den in den Abschnitten 3.3 und 3.4 beschriebenen Produkten und wissenschaftlichen Ansätzen wird mit dem EMP ein innovatives, domänenübergreifendes sowie integriertes Konzept für die Nutzerinteraktion in Gebäude-Energiemanagementsystemen vorgestellt, das insbesondere die drei wesentlichen Aspekte des Interaktiven Gebäude-Energiemanagements in einer Anwendung kombiniert: Visualisierung, Parametrisierung und Konfiguration (vgl. Abbildung 4.4).

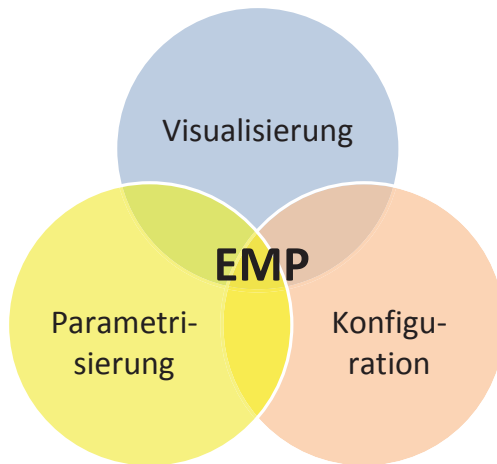


Abbildung 4.4: Energy Management Panel

Die Visualisierung durch das EMP realisiert insbesondere die transparente Darstellung der Energieflüsse und Zustände der verschiedenen Geräte, Anlagen und Systeme, die durch das Gebäude-Energiemanagementsystem koordiniert werden. Die Parametrisierung ermöglicht durch das EMP die Eingabe individueller Präferenzen des Nutzers zur Laufzeit des Systems. Die übermittelten Präferenzen (z. B. Freiheitsgrade einzelner Geräte oder globale Optimierungsziele) werden durch das System berücksichtigt, so dass der Nutzer durch eine entsprechende Rückmeldung seinen Einfluss auf das System erkennt. Die Konfiguration ermöglicht dem Nutzer schließlich die Anpassung eines generischen Systems an die jeweilige Umgebung sowie an die vorhandenen Komponenten. Die Konfiguration wird also initial bei der Einrichtung des Systems sowie auch bei wesentlichen Veränderungen des Systems eingesetzt.

Die funktionale Beschreibung des EMP ist – basierend auf diesen drei Komponenten – in die Abschnitte zur *Visualisierung*, zur *Parametrisierung* sowie zur *Systemkonfiguration* untergliedert. Der Fokus in diesem Kapitel liegt auf der Beschreibung der Funktionalität des EMP sowie des Mehrwerts, der durch das EMP für den Nutzer entsteht. Methoden zur Verbindung von Nutzerinteraktion und Energiemanagement werden anhand der Integration des EMP in ein Energiemanagementsystem exemplarisch in Abschnitt 5.4 beschrieben. Zwei Entwicklungs- und Evaluationsumgebungen, in die das EMP über längere Zeiträume integriert wurde, werden in Abschnitt 6.1 im Detail vorgestellt. Die erste produktive Version des EMP wurde bereits in [BKS12] präsentiert. Wissenschaftliche Betrachtungen zur grafischen Darstellung der Oberfläche (z. B. die Anordnung der verschiedenen Interaktionskomponenten) sind nicht Teil dieser Arbeit. Dennoch wurden im Rahmen dieser Arbeit zwei verschiedene Prototypen des EMP in Form von Web-Anwendungen realisiert und erprobt, die unterschiedliche Konzepte zur Interaktion prototypisch umsetzen. Die Funktionalität eines interaktiven Gebäude-Energiemanagements durch die Verbindung von Gebäude-Energiemanagement und EMP wird im Folgenden anhand ausgewählter Screenshots einer EMP-Realisierung vorgestellt, die in der Demonstrations- und Evaluationsumgebung des *FZI House of Living Labs* für den realen Betrieb eingesetzt wird (vgl. Abschnitt 6.1.2).

4.4.1 Visualisierung für Transparenz & Feedback

In den Abschnitten 3.3 und 3.4 wurde beschrieben, dass bereits verschiedene Produkte zur Erweiterung von Gebäude-Automationstechnologien existieren, um z. B. die Erfassung des elektrischen Verbrauchs im Gebäude in das System zu integrieren (vgl. Abschnitt 3.3.1). Insbesondere die Hersteller dezentraler Erzeugungsanlagen bieten mittlerweile häufig Schnittstellen zur Überwachung der jeweiligen Anlagen an (vgl. Abschnitt 3.3.2). In den meisten Fällen beschränkt sich dies jedoch auf die zugehörigen Komponenten sowie proprietären Kommunikationsprotokolle des jeweiligen Herstellers. Ansätze zur herstellerübergreifenden Integration wurden in Abschnitt 3.4 vorgestellt, die Interaktion zwischen dem Nutzer und dem Energiemanagementsystem steht in diesen Ansätzen jedoch nicht im Vordergrund.

Insbesondere solche Nutzer, die über dezentrale Erzeugungsanlagen im Gebäude verfügen, haben ein wirtschaftlich oder technisch motiviertes Interesse daran, die Energieflüsse zwischen den verschiedenen Komponenten im Gebäude nachvollziehen zu können. Dezentrale Erzeugungsanlagen sind dabei zunehmend mit Speichersystemen gekoppelt. Für die Nachvollziehbarkeit des Betriebs dieser Anlagen benötigen die jeweiligen Nutzer plausible Daten zur zeitlichen Verteilung ihrer Erzeugung oder zum Anteil ihrer eigenen Erzeugung am lokalen Verbrauch im Gebäude. Dazu ist in den meisten Fällen die Verknüpfung zwischen den Managementsystemen der dezentralen Anlagen und weiteren Komponenten im Gebäude (z. B. einem Smart Meter) erforderlich. Zusätzlich finden so genannte Smart Home Lösungen zunehmende Verbreitung (vgl. Abschnitt 3.3), die häufig zur Fernsteuerung bestimmter Komponenten (z. B. Beleuchtung oder Heizkörper) eingesetzt werden und die Möglichkeit bieten, den Stromverbrauch an den gesteuerten Komponenten (z. B. Haushaltsgeräte oder Beleuchtung) durch die Installation von Zwischensteckern zu erfassen.

Die transparente Darstellung der Energieflüsse im Gebäude sowie der jeweiligen Anlagenzustände erhöht auf diese Weise die Akzeptanz des Systems für den Nutzer. Häufig verursacht bereits die Sensibilisierung des Nutzers hinsichtlich seines Energieverbrauchs eine Veränderung im Nutzungsverhalten (vgl. [EnB13]). Durch die Analyse detaillierter Leistungs-

profile können beispielsweise Geräte im Standby-Betrieb sowie Geräte mit unerwartet hohem Stromverbrauch identifiziert werden. Dies kann zu einem sensibleren Einsatz solcher Geräte oder sogar zur manuellen Abschaltung führen. Beim Einsatz von Gebäude-Energiemanagementsystemen sind eine transparente Darstellung des Systemzustands sowie insbesondere auch die relevanten Hintergründe für automatische Entscheidungen essentiell. Durch die Information über den Zustand seiner Anlagen und Systeme wird die Bereitschaft des jeweiligen Nutzers erhöht, die maximal durch das Gebäude verfügbare Flexibilität zur Verfügung zu stellen.

Im Folgenden wird der Funktionsumfang des EMP hinsichtlich Information und Transparenz für ein interaktives Energiemanagement vorgestellt. Das EMP besteht aus fünf direkt aus der im oberen Bereich angeordneten Hauptmenüleiste anwählbaren Sichten: Gebäude-Übersicht, Smart Home, Smart Office, Elektrofahrzeuge und Besprechungsraum. Zusätzlich können untergeordnete Sichten z. B. zur Darstellung von Details aufgerufen werden.

In Abbildung 4.5 ist die Gebäude-Übersicht des EMP dargestellt, die die Energieflüsse zwischen den wesentlichen Komponenten im Gebäude darstellt. Im oberen Teil der Gebäude-Übersicht erhält der Nutzer einen Überblick über die elektrischen Energieflüsse (gelb dargestellt) im Gebäude, während der untere Teil auf die thermischen Energieflüsse (orange bzw. blau dargestellt) fokussiert.

Ebenso wird der Bezug von Erdgas aus dem Versorgungsnetz dargestellt (braun). Insbesondere durch die Integration von Geräten, die sowohl für die elektrische als auch für die thermische Versorgung relevant sind, aber auch z. B. für ambivalente Verbraucher im Gebäude hat sich die kombinierte Darstellung als besonders vorteilhaft für das Verständnis des integrierten Energiemanagements im Gebäude herausgestellt.

Die Photovoltaik-Anlage erzeugt Strom, der entweder direkt lokal im Gebäude verbraucht oder in einem Batteriespeicher gepuffert wird. Welcher Anteil der aktuellen Erzeugung im Gebäude verbraucht, im Batteriespeicher zwischengepuffert oder ins Stromnetz eingespeist wird, ist durch die entsprechenden gelben Pfeile visualisiert, die insbesondere

Auskunft über die Richtung des jeweiligen Energieflusses geben. Im dargestellten Beispiel wird z. B. der gesamte durch die Photovoltaik-Anlage (ca. 9,6 kW) und das Blockheizkraftwerk (ca. 5,5 kW) bereitgestellte Strom lokal im Gebäude verbraucht. Zusätzlich wird Strom aus dem Netz (ca. 10,1 kW) bezogen. Insgesamt beträgt der elektrische Verbrauch im Gebäude im dargestellten Beispiel also ca. 25,2 kW. Die Batterie wird nur mit einer unerheblichen Leistung (ca. 18 Watt) aus der Photovoltaik-Anlage geladen, da sie bereits nahezu vollständig geladen ist (ca. 100 %).

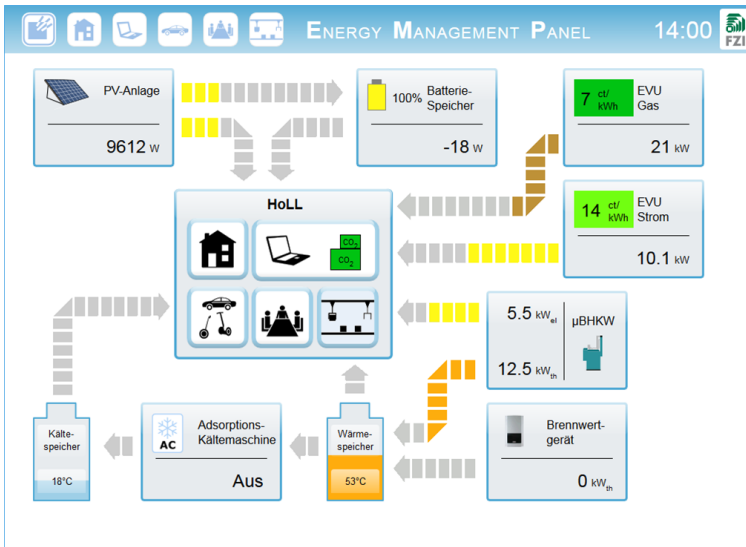


Abbildung 4.5: EMP - Hauptansicht der Energieflüsse (tagsüber)

Die thermische Energie des Blockheizkraftwerkes (BHKW) wird genutzt, um den im unteren Teil der Gebäude-Übersicht dargestellten Wärmespeicher (53 °C) zu füllen. Sollte die Leistung des BHKW nicht ausreichen, kann ein Brennwertgerät hinzu geschaltet werden. Im Beispiel, das in Abbildung 4.5 dargestellt ist, ist das Brennwertgerät abgeschaltet, so dass sämtliche thermische Energie (Wärme) durch das BHKW (ca. 12,5 kW_{th}) bereitgestellt wird, das dabei zusätzlich Strom (ca. 5,5 kW_{el}) erzeugt. Aus dem Wärmespeicher führen zwei Pfeile heraus: Im Winter wird die

Energie im Wärmespeicher genutzt, um das Gebäude zu beheizen, im Sommer wird damit eine Adsorptionskältemaschine¹ angetrieben. Durch den Einsatz eines Kältespeichers (18 °C) ist auch hier die Erzeugung durch die Anlage vom Verbrauch im Gebäude zeitlich entkoppelt. Durch die entsprechend gekennzeichneten Pfeile sind die unterschiedlichen Energieflüsse zwischen den Anlagen, Speichern und der Nutzung im Gebäude ersichtlich. Im Mittelpunkt der Gebäude-Übersicht stehen die verschiedenen Bereiche des Gebäudes, die über die entsprechenden Symbole ausgewählt werden können.

Mit der Gebäude-Übersicht erhält der Nutzer also einen Überblick über die Richtung von elektrischen (Strom), thermischen (Wärme und Kälte) und chemischen (Erdgas) Energieflüssen sowie über den grundlegenden Zustand der wesentlichen Anlagen im Gebäude. Zusätzlich sind bereits einige wesentliche Größen quantifiziert, wie z. B. die Leistung großer Anlagen. So kann die elektrische und thermische Erzeugung des Mikro-Bockheizkraftwerkes (μ BHKW) abgelesen werden. Durch die Darstellung der jeweiligen Temperatur (Wärme und Kälte) sowie die grafische Angabe des Ladezustandes erhält der Nutzer transparente Informationen über den Füllstand der elektrischen und thermischen Speicher. Auf diese Weise kann z. B. beobachtet werden, wie häufig das Brennwertgerät parallel zum Blockheizkraftwerk betrieben werden muss, um die gewünschte Temperatur im Wärmespeicher zu erhalten. Ein wichtiger Mehrwert der Gebäude-Übersicht ist die unkomplizierte Nachvollziehbarkeit wesentlicher Systementscheidungen des Gebäude-Energiemanagementsystems durch den Nutzer.

Die angezeigten Daten werden in unterschiedlichen Intervallen aktualisiert und spiegeln den aktuellen Zustand des Systems wider. Während in Abbildung 4.5 der typische Zustand des Systems bei Tag dargestellt ist, zeigt Abbildung 4.6 den typischen Zustand des Systems bei Nacht. Wesentliche Unterschiede sind beim Betrieb der Photovoltaik-Anlage sowie des Batteriespeichers ersichtlich. Während das Gebäude tagsüber zumindest zum Teil mit Energie aus der Photovoltaik-Anlage versorgt wurde,

¹Adsorptionskältemaschine: Eine Sorptions-Kältemaschine, die mit einem festen Sorptionsmittel arbeitet. Der Antrieb erfolgt durch thermische Energie, die hier durch das Blockheizkraftwerk bereitgestellt wird.

kann nach Sonnenuntergang Energie aus dem integrierten Batteriespeicher zur Versorgung genutzt werden. Der Ladestand des Batteriespeichers sowie auch die Entladeleistung, also die Energie, die vom Speicher in das Gebäude fließt, werden dabei ständig aktualisiert. Über die Gebäude-Übersicht kann der Nutzer zu jeder Zeit aktuelle Informationen über die Energieflüsse abrufen und erhält dabei einen Überblick, welchen Anteil die dezentrale Erzeugung am Stromverbrauch im Gebäude decken kann, wann Überschüsse ins Netz eingespeist werden und wie lange die gespeicherte Energie im Batteriespeicher zur Versorgung des Gebäudes ausreicht. Auf der Gebäude-Übersicht des EMP werden bewusst keine Details zum Betrieb der Anlagen visualisiert und bestimmte Informationen abstrahiert oder aggregiert dargestellt.

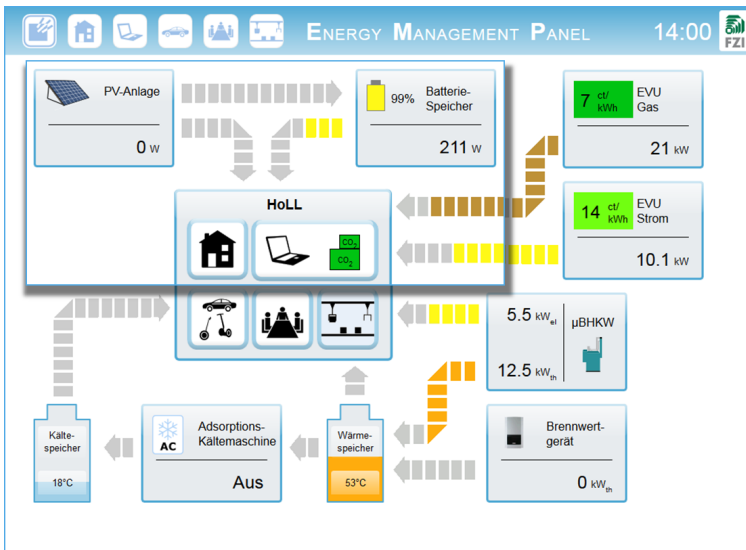


Abbildung 4.6: EMP - Hauptansicht der Energieflüsse (nachts)

Abhängig von der Art der Nutzung des EMP sowie auch vom jeweiligen Nutzertyp ist es erforderlich, zusätzliche Details zum Betrieb der Anlagen, zu den Energieflüssen oder auch zur Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems für verschiedene Zeiträume abrufen zu können. Das EMP bietet dazu die

Möglichkeit, von beinahe jeder auf der Gebäude-Übersicht dargestellten Anlage Detailinformationen abzurufen. Durch die Auswahl der jeweiligen Komponente erscheint ein zusätzliches Detailfenster. Exemplarisch ist dies am Beispiel der Photovoltaik-Anlage in Abbildung 4.7 dargestellt.

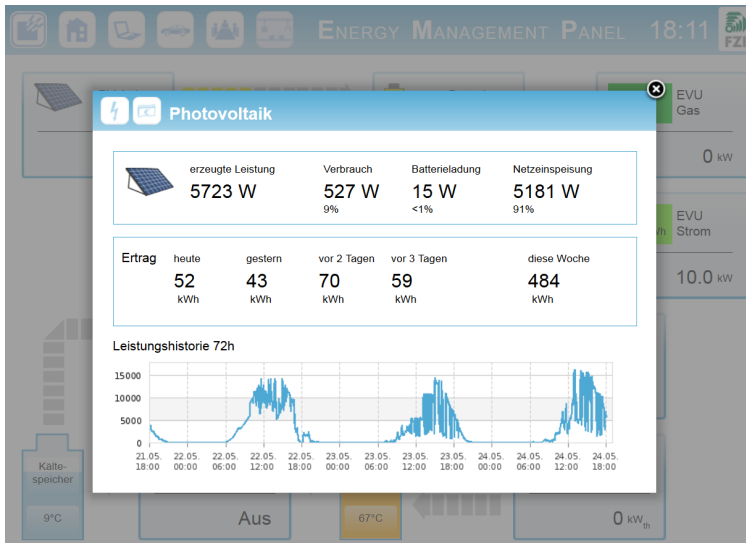


Abbildung 4.7: EMP - Photovoltaik im Detail (Übersicht)

Während auf der Gebäude-Übersicht lediglich die aktuelle Erzeugungslleistung (5723 W) der gesamten Anlage sowie der zugehörige elektrische Energiefluss dargestellt wird, können durch das zugehörige Detailfenster zusätzliche Informationen abgerufen werden. Im oberen Teil werden der aktuelle Verbrauch (527 W) der durch die Photovoltaik-Anlage versorgten Bereiche des Gebäudes, die aktuelle Batterieladeleistung (15 W) sowie die Netzeinspeisung (5181 W) angezeigt. Die Darstellung bezieht sich in diesem Fall auf die Sicht des Backup-Systems der Photovoltaik-Anlage, an das vier Büros direkt angeschlossen sind. Der dargestellte Verbrauch ist also die aktuelle Leistung, mit der die am Backup-System angeschlossenen Büros versorgt werden. Auch wenn die restliche Erzeugung der Anlage durch die übrigen Verbraucher im Gebäude konsumiert wird, handelt es

sich aus der Sicht des Backup-Systems um eine Einspeisung ins Stromnetz. Unter den absoluten Leistungswerten ist der jeweilige relative Anteil an der Erzeugungsleistung dargestellt. Anschaulich wird weiterhin in dieser Darstellung die Gesamterzeugung der Photovoltaik-Anlage während der letzten drei Tage visuell aufbereitet in einem Diagramm dargestellt. Auf diese Weise hat der Nutzer die Möglichkeit, sich z. B. über Verschattungen der Anlage sowie über Abhängigkeiten zu den vorherrschenden Wetterbedingungen zu informieren. Zusätzlich wird der tägliche Ertrag der Anlage im Vergleich zu den vergangenen drei Tagen sowie auch die Summe des Wochenertrages angegeben.

Über die Auswahl des entsprechenden Untermenüpunktes innerhalb des Detailfensters zur Photovoltaik-Anlage kann der Nutzer weitere elektrische Details abrufen. Im dargestellten Beispiel, das in Abbildung 4.8 abgebildet ist, besteht die Photovoltaik-Anlage aus drei Wechselrichtern, die jeweils einphasig angeschlossen sind. Durch die separate Darstellung der Erzeugungsleistung der drei Wechselrichter wird eine etwaig vorhandene Schiefast sowie auch der Ausfall oder die ungewünschte Erzeugungsreduktion (z. B. durch Schnee auf einem Teilbereich der Photovoltaik-Panels) einer Komponente schnell für den Nutzer ersichtlich. Für besonders interessierte Nutzer ist die separate Darstellung der Spannung zur Einspeisung an den drei Wechselrichtern eine Information über den jeweiligen Zustand im Stromnetz. Zusätzlich wird die Gesamterzeugungsleistung der letzten drei Tage dargestellt, um diese z. B. mit der aktuellen Verteilung der Erzeugung auf die drei Wechselrichter vergleichen zu können.

Über ein weiteres Detailfenster des EMP zur Photovoltaik-Anlage lassen sich zusätzliche Informationen über monetäre Details des Anlagenbetriebs abrufen. Die im EMP dargestellte Photovoltaik-Anlage des FZI House of Living Labs (vgl. Abschnitt 6.1.2) ging im Jahr 2011 in Betrieb und der Anteil des Eigenstromverbrauchs im Gebäude an der Erzeugung beträgt über 30 %. Der Anlagenbetreiber erhält für die Einspeisung ins Stromnetz eine Einspeisevergütung. Wird der erzeugte Strom lokal im Gebäude verbraucht, erhält der Anlagenbetreiber zusätzlich zu den gesparten Stromkosten eine feste Vergütung für jede kWh des lokal verbrauchten Stroms, der durch die Photovoltaik-Anlage erzeugt wurde (vgl. Selbstverbrauchsvergütung, EEG 2009, Abschnitt 2.2). Dieser

Zusammenhang ist im beschriebenen Detailfenster dargestellt: Für verschiedene Intervalle (heute, diese Woche, diesen Monat, dieses Jahr) wird die Summe der Einspeisevergütung, die Summe der Eigenverbrauchsvergütung sowie die eingesparten Stromkosten angegeben. Durch die Summe der Erträge im jeweiligen Intervall bekommt der Nutzer einen Überblick über den monetären Ertrag seiner Anlage. Zusätzlich zu den monetären Werten werden auch die zugrundeliegenden Energiemengen dargestellt.

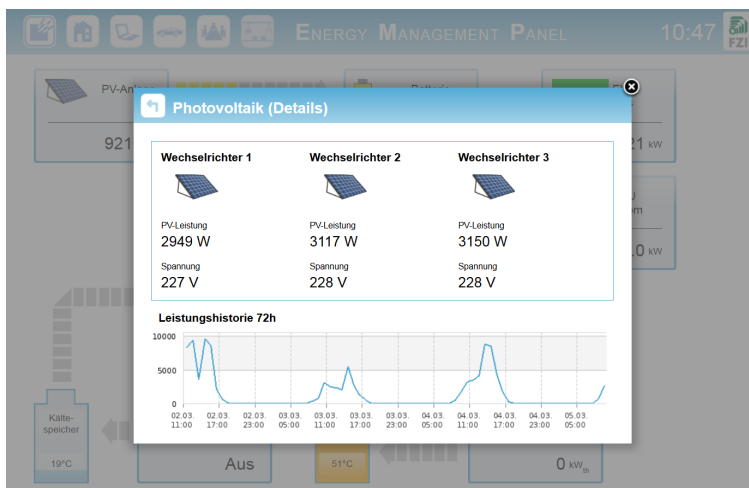


Abbildung 4.8: EMP - Photovoltaik im Detail (elektrisch)

Häufig werden thermische Energieflüsse durch Wärmemengenzähler erfasst, die an geeigneten Stellen im Gebäude installiert sind. Z. B. in Kombination mit Aufzeichnungen über die Außentemperatur sind diese Daten eine wichtige Grundlage zur Prädiktion der thermischen Energieflüsse bzw. des thermischen Energiebedarfs im Gebäude.

In Abbildung 4.9 ist die Visualisierung dieser Daten durch das EMP abgebildet. Im dargestellten Beispiel erhält der Nutzer Informationen über die Vor- (orange) und Rücklauftemperatur (blau) sowie über die Durchflussmengen der im Gebäude installierten Erzeugungsanlagen (BHKW und Brennwertgerät). Das BHKW beheizt beispielsweise mit einer Vor-

lauftemperatur von ca. 78°C und einem Volumenstrom von ca. $0,3\text{ m}^3/\text{h}$ den Wärmespeicher. Die Rücklauftemperatur beträgt ca. 41°C . Aus diesen Werten ergibt sich insgesamt für das BHKW eine thermische Leistung von ca. 13 kW . Die beiden Heizkreise im Gebäude sind separat – jeweils mit Vor- und Rücklauftemperatur – links oben im Detailfenster dargestellt. Auf diese Weise erhält der interessierte Nutzer oder der Installateur Detailinformationen, die sein Verständnis der Anlage verbessern und die er zur Anlagenparametrisierung einsetzen kann.

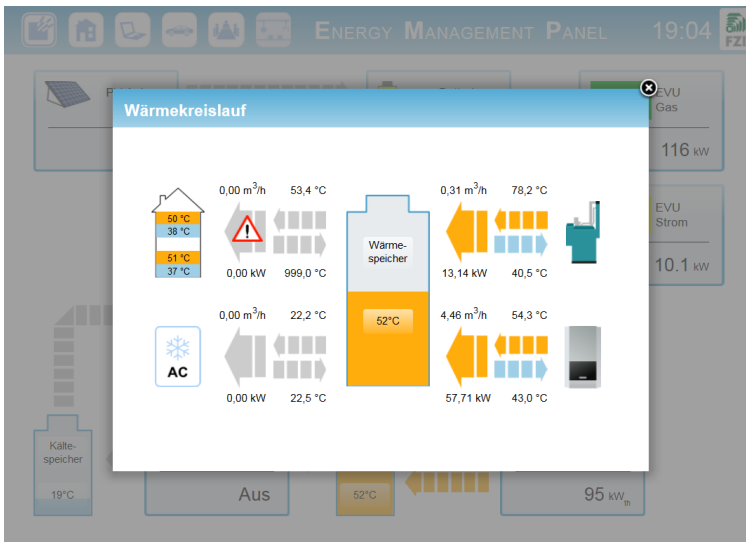


Abbildung 4.9: EMP - Wärme-/Kälteversorgung im Detail

Durch die Darstellung der errechneten thermischen Leistungen je Messstelle können z. B. unerwartet hohe Verluste bei der Umwandlung der verschiedenen Energieformen (z. B. Wärme-Kälte-Kreislauf von BHKW und Adsorptionskältemaschine) oder bei der Speicherung der Wärme und Kälte zusätzlich zu den Automatismen des Gebäude-Energiemanagements manuell durch den Nutzer identifiziert werden. In komplexen Anlagen sind die dargestellten Informationen besonders wertvoll in Hinblick auf die Identifikation von Störungen in der Hydraulik des Gesamtsystems.

Für die Anlage, die im FZI House of Living Labs betrieben wird (vgl. Abschnitt 6.1.2), konnten auf diese Weise bereits verschiedene Störungen identifiziert und insbesondere auch lokalisiert werden. Im dargestellten Beispiel wird durch die Darstellung eines Warnsymbols auf einen unrealistischen Messwert (999°C) des Temperatursensors am Rücklauf des Heizkreises (oben links in Abbildung 4.9) hingewiesen.

Da die Kältemaschine (unten links) im dargestellten Beispiel nicht aktiv ist, sind Vor- und Rücklauftemperatur dieser Anlage nahezu identisch. Folglich wird die Leistung der Kältemaschine mit 0kW angegeben. Zugunsten einer strukturierten Darstellung auf der Gebäude-Übersicht wurde ein separates Detailfenster jeweils für den Wärme- und Kältekreis gewählt.

In Abschnitt 3.2 wurde erläutert, dass sich vorhandene Komponenten aus der Gebäude-Automation zum Teil sehr gut als Basis für Gebäude-Energiemanagementsysteme eignen. Ist beispielsweise im Gebäude bereits eine zentrale Steuerung der Raumtemperatur vorhanden, kann diese über entsprechende Schnittstellen mit dem Gebäude-Energiemanagementsystem verbunden werden. Das EMP integriert diese beiden Systeme in einer Darstellung und ermöglicht dem Nutzer, einen Überblick über die verfügbaren verteilten Sensoren und Aktoren zu bekommen. Zusätzlich ist das EMP auf diese Weise in der Lage, Komfort- und Sicherheitsmechanismen mit dem Energiemanagement zu verbinden. Die Verknüpfung von derartigen Mehrwertdiensten mit dem Energiemanagement stellt eine wesentliche Voraussetzung für die Akzeptanz der Systeme beim Nutzer dar [PBFS11]. In Abschnitt 3.3 wurden bereits zwei kommerziell auf dem Markt verfügbare Smart Home Systeme vorgestellt, die grundlegende Ansätze zur Kopplung von Gebäude-Automation und Energiemanagement implementieren. Durch die Verbindung des Smart Home mit den Geräten, Anlagen und Systeme im gesamten Gebäude sowie der Möglichkeit zur Einbindung einer Vielzahl von heterogenen Komponenten gehen die im Folgenden am Beispiel des EMP aufgezeigten Konzepte des Interaktiven Gebäude-Energiemanagements deutlich darüber hinaus.

In diesem Abschnitt fokussiert die Vorstellung der Funktionalität des EMP auf die Visualisierungskomponenten. Umfangreiche Komponenten zur Parametrisierung der Geräte und Anlagen im Smart Home sowie auch zur Systemkonfiguration von Smart Homes werden in den Ab-

schnitten 4.4.2 und 4.4.3 beschrieben. In Abbildung 4.10 ist die Smart Home Übersicht des EMP dargestellt. Darin wird der Zustand einer Auswahl der verfügbaren Aktorik und Sensorik eines Gebäude-Automatationssystems im Smart Home verknüpft mit dem Energiemanagement angezeigt. Somit ist z. B. ersichtlich, welche Fenster geöffnet oder geschlossen sind, welche Räume aktuell beheizt werden und welche Temperatur in den jeweiligen Räumen sowie im Außenbereich gemessen wurde. Durch die Einfärbung des jeweiligen Hintergrunds ist zudem ersichtlich, welche Räume aktuell beleuchtet sind und welche nicht.

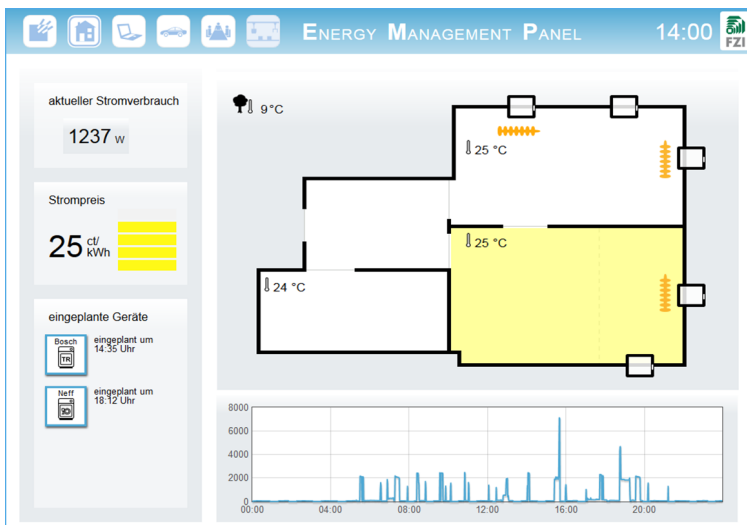


Abbildung 4.10: EMP - Energiemanagement und Gebäudeautomation

Zusätzlich sind der aktuelle elektrische Leistungsbezug des Smart Homes sowie das Profil der Gesamtleistung im Smart Home über die vergangenen 24 Stunden in einem Diagramm dargestellt. Der Nutzer wird damit bereits auf einfache Weise hinsichtlich seines Energieverbrauchs sensibilisiert und ist in der Lage, unnötige Verbraucher, die z. B. nachts Strom benötigen, oder auffällige Leistungsspitzen zu identifizieren und gegebenenfalls entsprechende Maßnahmen zu ergreifen (vgl. *MeRegio Cockpit* in Abschnitt 3.4.1).

Die verschiedenen Ziele und Optimierungskriterien von Energiemanagementsystemen wurden bereits in Abschnitt 3.1 beschrieben. Das EMP visualisiert zunächst die externen Signale (z. B. den aktuellen Stromtarif und dessen zukünftige Entwicklung über einen bestimmten Zeitraum) und informiert den Nutzer schließlich über automatisch gefällte Entscheidungen des Gebäude-Energiemanagementsystems. Im dargestellten Beispiel wird der Nutzer z. B. über die nächsten geplanten Gerätestarts im Smart Home informiert. Durch die Verbindung dieser beiden Visualisierungskomponenten ist der Nutzer bereits in der Lage, einige Entscheidungen des Energiemanagementsystems bzw. dessen Optimierungsergebnisse nachzuvollziehen. Im Projekt MeRegio² konnte in einem groß angelegten Feldtest gezeigt werden, dass sich die Leistungsprofile von Privathaushalten bereits durch manuelle Lastverlagerung auf Grundlage von zeitvariablen Stromtarifen an den Zustand des Energienetzes anpassen lassen (vgl. Abschnitt 3.4.1). Allerdings konnte im Projekt MeRegio auch gezeigt werden, dass die Bereitschaft der Nutzer zur manuellen Lastverlagerung abnimmt und entsprechende Automatismen somit eine essentielle Voraussetzung für den langfristig erfolgreichen Einsatz von Energiemanagementsystemen sind. In diesem Zusammenhang werden mit dem EMP wesentliche funktionale Erweiterungen vorgestellt.

In Abschnitt 2.4.2 wurde bereits erläutert, dass zukünftig elektronische Zähler bei Haushaltskunden eingesetzt werden, um „Daten auf einem elektronischen Kommunikationsweg übertragen und empfangen“ zu können (vgl. Definition „intelligentes Verbrauchserfassungssystem“ in der Richtlinie 2012/27/EU der Europäischen Union). Dies kann bedeuten, dass Methoden zur bidirektionalen Kommunikation zwischen dem Zähler und dem Energieversorger implementiert sind. Während der Stromzähler in bestimmten Intervallen den jeweiligen Zählerstand an den Energieversorger kommuniziert, kann der Energieversorger auch dynamische Tarife an den Stromzähler übermitteln. Diese sind dann Grundlage zur Berechnung der Stromkosten. Der (private) Nutzer muss mit einer ausreichenden Vorlaufzeit über die Preisentwicklung des vertraglich vereinbarten Stromtarifs informiert werden. Für das verbraucherseitige Lastmanagement (Demand Side Management) wird in der Literatur zwischen direkten

²<http://meregio.forschung.kit.edu/>

anreizbasierten Demand Response Signalen (z. B. Direct Load Control) sowie zeitbasierten Tarifen zur indirekten Steuerung des Verbrauchs unterschieden [PD11]. Insbesondere wird in der Literatur auf die folgenden drei zeitbasierten Tarifmodelle zurückgegriffen, die auch als Preissignale bezeichnet werden [FP09]:

- Time Of Use (TOU) Pricing
- Real Time Pricing (RTP)
- Critical Peak Pricing (CPP)
- Real Time Pricing mit Lastgrenze

Entsprechend der aktuellen Vorgaben zur Entflechtung durch das Energiewirtschaftsgesetz werden diese Preissignale dabei von der vertrieblichen Seite des Energieversorgungsunternehmens bereitgestellt. Die Steuerung des Energieverbrauchs erfolgt in diesem Zusammenhang also markt- und weniger netzorientiert. Sollen z. B. Netzengpässe durch die Verwendung von Preissignalen vermieden werden, muss dies zunächst monetär abgebildet werden. Mit dem Preissignaltyp „Time Of Use Pricing“ wird ein zeitvariabler Tarif über einen festgelegten Zeithorizont im Voraus an den Endkunden kommuniziert. In den meisten Fällen wird hierbei auf ein 3- oder 5-stufiges Modell zurückgegriffen. Der Nutzer erhält dadurch die Möglichkeit, seinen Energieverbrauch manuell oder durch den Einsatz eines Energiemanagementsystems in die Zeiten zu verlagern, in denen die Energie besonders günstig ist. Mit dem Preissignaltyp „Real-Time-Pricing“ wird die Entwicklung des Einkaufspreises (z. B. die Entwicklung des Preises an bestimmten Märkten der Strombörse) vom Energieversorger direkt an den Endkunden weitergegeben. „Critical Peak Pricing“ ist eine besonders kurzfristige Variante des „Time Of Use Pricing“, mit der temporäre Engpässe im Energienetz durch einen kurzfristig hohen Energiepreis repräsentiert werden, so dass der Endkunde sein Verhalten in diesen Zeiten besonders anpasst. Aufgrund der Kurzfristigkeit ist dieses Modell insbesondere bei einer hohen Verbreitung automatisierter Energiemanagementsysteme sinnvoll einsetzbar.

Das EMP bietet die Möglichkeit zur Darstellung verschiedener Signale des Energieversorgers. Insbesondere für den Einsatz zeitvariabler

Stromtarife stellte das EMP in verschiedenen Evaluationsszenarien die Schnittstelle zum Energiemanagementsystem im Energy Smart Home Lab (vgl. Abschnitt 6.1.1) dar. In Abbildung 4.11 ist eine exemplarische Detailansicht des zeitvariablen Stromtarifs vom Energieversorger dargestellt. Der aktuelle Strompreis ist als absoluter Centbetrag sowie zusätzlich in Form von Ampelfarben (vgl. 3.4.1) dargestellt. Somit erhält der Nutzer einen schnellen Überblick, ob der Strompreis gerade günstig (grün) oder teuer (rot) ist. Die Entwicklung des Strompreises über die nächsten 24 Stunden wird anhand einer stufigen Kurve dargestellt, die entsprechend häufig aktualisiert wird. Darüber hinaus kann ein so genanntes zeitbasiertes Lastbegrenzungssignal vom Energieversorgungsunternehmen kommuniziert werden. Überschreitet die Gesamtleistung am Hausanschluss eine bestimmte Maximalleistung, so erhöht sich der Strompreis für die zu dieser Zeit entnommene Energiemenge wesentlich. Auf diese Weise erhält der Nutzer einen Anreiz, nicht mehr als die durch das Signal vorgegebene Leistung aus dem Netz zu beziehen. Dies kann entweder durch eine entsprechend koordinierte Erzeugung, den Einsatz von Speichern oder die Nutzung von Lastflexibilität erreicht werden. Im unteren Bereich des Detailfensters ist zudem das Gesamtleistungsprofil zusammen mit dem jeweiligen Stromtarif der letzten 24 Stunden dargestellt. Auf diese Weise hat der Nutzer die Möglichkeit, sein Leistungsprofil mit dem Stromtarif zu vergleichen und erhält z. B. einen Überblick darüber, ob Leistungsspitzen in Zeiten eines geringen Strompreises verlagert werden konnten. Eine Methode zur interaktiven Verknüpfung des Stromtarifs und der Lastbegrenzungssignale mit Prognosen sowie automatisiert eingepplanten Last- und Erzeugungsprofilen wird in Abschnitt 4.4.2 durch eine entsprechende Komponente des EMP vorgestellt.

Eine wesentliche Komponente von Energiemanagementsystemen in Smart Homes ist die differenzierte Erfassung von Leistungsprofilen einzelner Verbraucher oder Verbrauchergruppen. Durch die differenzierte Erfassung von Leistungsdaten an einzelnen Messpunkten (z. B. durch so genannte Smart Plugs) ist das Gebäude-Energiemanagementsystem in der Lage, typische Leistungsprofile an den Messpunkten zu erkennen und diese in einem nächsten Schritt mit bestimmten Aktionen des Nutzers oder wiederkehrenden Zuständen der Umgebung in Zusammenhang zu bringen. Diese Informationen werden vom Gebäude-Energiemanagementsystem

z. B. zur automatisierten Einplanung flexibler Verbraucher verwendet. Darüber hinaus stellt die differenzierte Erfassung von Leistungsprofilen eine wichtige Basis zur Sensibilisierung des Nutzers hinsichtlich des Energiebedarfs einzelner Geräte oder Gerätegruppen dar. Das EMP bietet die Möglichkeit, über eine Detailansicht auf der Smart Home Übersicht die Lastgänge ausgewählter Geräte einzeln oder kombiniert mit mehreren Geräten zu visualisieren.

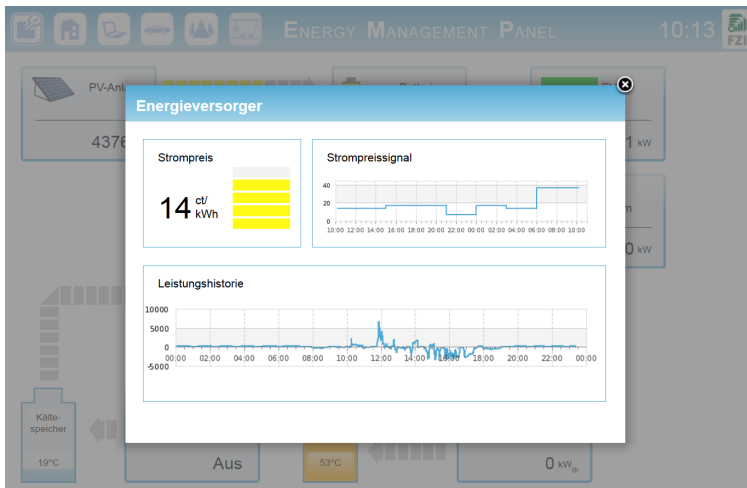


Abbildung 4.11: EMP - Externe Signale

Dies ist beispielhaft in Abbildung 4.12 dargestellt. Für alle Geräte des ausgewählten Raums im Smart Home werden die erfassten Leistungsdaten eines bestimmten Zeitraums farblich getrennt dargestellt. Hier sind bereits typische Leistungsprofile, z. B. das der Spülmaschine (orange dargestellt) erkennbar. Zudem ist insbesondere die elektrische Leistungsaufnahme der dargestellten Geräte sowie auch die Betriebshäufigkeit (z. B. Kühlschrank, blau dargestellt). In Abschnitt 5.3 wird eine Methode zur effizienten Erfassung vorher definierter Aggregationsstufen beschrieben. Das EMP erlaubt an dieser Stelle die detaillierte Darstellung genau dieser im Energiemanagementsystem festgelegten Aggregationsstufen (hier: letzte drei Stunden, letzter Tag, letzte Woche, letzter Monat, letztes Jahr). Auf

diese Weise ist der Nutzer in der Lage, die Lastgänge der verschiedenen Geräte intuitiv zu vergleichen und gegebenenfalls Veränderungen in der Nutzung manuell zu veranlassen. Durch eine entsprechende Sensibilisierung des Nutzers kann bereits eine Veränderung des Gesamtlastprofils hervorgerufen werden.

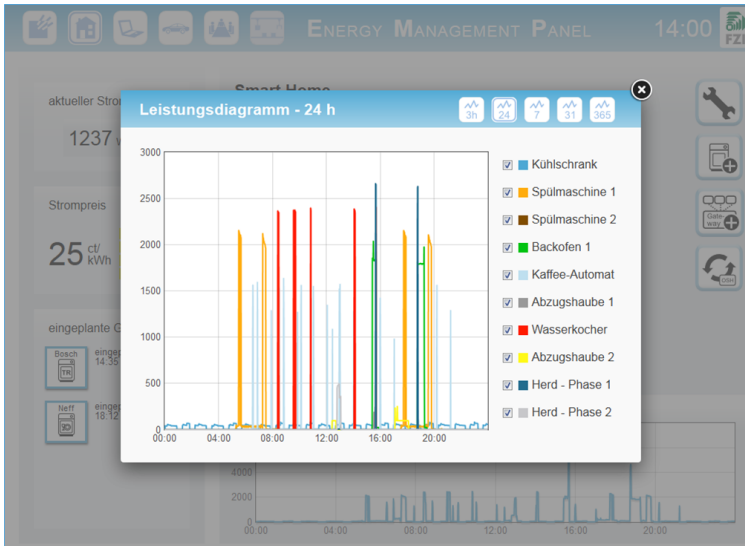


Abbildung 4.12: EMP - Detaillierte Lastprofile im Smart Home

Zusammenfassend stellt das EMP bereits durch die vorgestellten Komponenten zur Visualisierung der Energieflüsse eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg von Gebäude-Energiemanagementsystemen dar. Durch die transparente Darstellung des aktuellen Systemzustandes ist der Nutzer jederzeit in der Lage, manuell bestimmte Aktionen auszulösen und automatische Entscheidungen des Systems nachzuvollziehen. Durch die mehrstufige Abstraktion zur Darstellung von unterschiedlich umfangreichen Details erhält der Nutzer keine für ihn unnötigen Informationen. Im Unterschied zu den in den Abschnitten 3.3 und 3.4 vorgestellten Ansätzen integriert das EMP herstellerübergreifende Informationen elektrischer sowie insbesondere auch thermischer Energieflüsse im Gebäude.

Interaktive Visualisierungskomponenten allein sind jedoch für den langfristig erfolgreichen Einsatz von Gebäude-Energiemanagementsystemen und die dafür nötige Nutzerakzeptanz nicht ausreichend [PBFS11]. Gebäude-Energiemanagementsysteme müssen daher um zusätzliche Komponenten zur Identifikation von Lastflexibilität durch die Berücksichtigung von individuellen Nutzerpräferenzen erweitert werden. Zusätzlich stellt die Möglichkeit des Nutzers, Systementscheidungen interaktiv hinsichtlich der eigenen Präferenzen zu verändern (z. B. Startzeitpunkt eines Haushaltsgerätes) oder konkrete Handlungen in das System einzufügen (z. B. Lade Elektrofahrzeug jetzt), eine wesentliche Verbesserung der Akzeptanz dar. Im Folgenden werden verschiedene Methoden des EMP zur interaktiven Parametrisierung von Gebäude-Energiemanagementsystemen in Hinblick auf die Identifikation und die Nutzung von Lastflexibilität vorgestellt.

4.4.2 Parametrisierung zur Erschließung von Lastflexibilität

Im vorhergehenden Abschnitt wurde erläutert, dass die interaktive Visualisierung von Lastflüssen im Gebäude und externen Signalen z. B. vom Energieversorger bereits zu einer Veränderung des Gebäude-Lastprofils führen kann. In Abschnitt 3.4.1 wurde beschrieben, dass dies bereits im Projekt MeRegio mit der Stromampel sowie dem MeRegio Cockpit gezeigt werden konnte. Das EMP erweitert diese Ansätze durch die integrierte Darstellung umfangreicher Informationen über elektrische sowie thermische Energieflüsse im Gebäude, die Berücksichtigung von verschiedenen externen Signalen (z. B. Stromtarif und Lastbegrenzungssignal), die Visualisierung von Prognose- und Optimierungsergebnissen sowie verschiedene Methoden zur Analyse der Energieflüsse und des Systemzustandes.

Obwohl allein durch die Visualisierung zumindest kurzfristig eine Anpassung des Gebäude-Lastprofils an die externen Signale möglich ist, bieten Gebäude-Energiemanagementsysteme in diesem Zusammenhang weitaus mehr Potential. Zusätzlich zur Steigerung der Transparenz für den Nutzer ist ein wesentliches Ziel von Gebäude-Energiemanagementsystemen die Identifikation sowie die effiziente Nutzung von Last- und Erzeugungsflexibilität, ohne dabei den Komfort des Nutzers wesentlich zu

beeinträchtigen. Zum Teil kann dies manuell durch den Nutzer erfolgen. Dies ist jedoch weniger komfortabel und führt daher langfristig zu einem weniger engagierten Verhalten des Nutzers (vgl. Abschnitt 4.1). Somit muss die Identifikation sowie die Nutzung von Flexibilität automatisiert durch ein entsprechendes Gebäude-Energiemanagementsystem erfolgen. Das EMP stellt eine geeignete Schnittstelle zwischen Gebäude-Energiemanagement und dem Nutzer dar, um auf einfache Weise eine interaktive Parametrisierung des Systems vorzunehmen. Auf diese Weise kann die individuelle Flexibilität des jeweiligen Nutzers identifiziert und bei der Optimierung des Gesamtsystems berücksichtigt werden.

Es gibt Geräte (z. B. Geschirrspüler, Waschmaschine, Trockner), die ohne wesentliche Komforteinschränkungen für den Nutzer innerhalb bestimmter Grenzen zeitlich verlagert werden können (vgl. Abschnitt 4.2). Solche Geräte eignen sich daher insbesondere zur automatischen Ansteuerung durch ein Gebäude-Energiemanagementsystem, das dadurch in der Lage ist, vorhandenes Flexibilitätspotential zu erschließen. Damit diese Ansteuerung im Sinne des Nutzers erfolgt, sieht das EMP in der Smart Home Übersicht eine Schnittstelle zur Definition zeitlicher Geräte-Freiheitsgrade vor (vgl. Abschnitt 4.2). Dies ist am Beispiel der Geschirrspülmaschine exemplarisch in Abbildung 4.13 dargestellt. Soll das Gerät eingesetzt werden, bereitet der Nutzer es zunächst wie gewohnt z. B. durch das Befüllen mit Geschirr und die Auswahl des gewünschten Spülprogramms vor. Verfügt das Gerät über ein entsprechendes Kommunikationsmodul, können diese Informationen bereits im Gebäude-Energiemanagementsystem eingesetzt sowie in der jeweiligen Detailansicht des EMP dargestellt werden. Standardmäßig wird der Geräte-Freiheitsgrad vom letzten Einsatz des Gerätes verwendet. Zur Visualisierung des Geräte-Freiheitsgrades gibt es grundsätzlich zwei verschiedene Möglichkeiten: Entweder wird die Dauer (z. B. in Stunden) angegeben innerhalb derer das Gerät fertig oder der späteste Zeitpunkt, zu dem der jeweilige Vorgang abgeschlossen sein soll. In Bezug auf die Verwendung gleicher Geräte-Freiheitsgrade auch bei sehr unterschiedlichen Einsatzzeiten ist die Darstellung der Dauer vorteilhaft.

Mit dieser Information, auf Basis der relevanten externen Signale sowie unter Berücksichtigung sonstiger Prozesse im Gebäude, ist das Energiema-

nagementsystem in der Lage, den optimalen Startzeitpunkt für das Gerät zu berechnen. Dieser wird sofort nach der automatischen Einplanung im EMP dargestellt. Unternimmt der Nutzer nichts weiter, so wird das Gerät zum errechneten Zeitpunkt automatisch gestartet. Zusätzlich hat der Nutzer die Möglichkeit, das Gerät bei Bedarf sofort zu starten. Studien im *Energy Smart Home Lab* (vgl. Abschnitt 6.1.1) haben gezeigt, dass die Möglichkeit eines individuellen manuellen Eingriffs eine wesentliche Voraussetzung für die Akzeptanz solcher Systeme darstellt [PBFS11]. Mit dem EMP ist der Nutzer in der Lage, Systementscheidungen in letzter Instanz zu überschreiben. In der Praxis hingegen vertrauen Nutzer in den allermeisten Fällen auf die automatisch gefällten Systementscheidungen und sehen von der manuellen Steuerung ab. Eine wichtige Voraussetzung für dieses Vertrauen ist die transparente Darstellung des Systemzustands sowie die Nachvollziehbarkeit der Systementscheidungen.

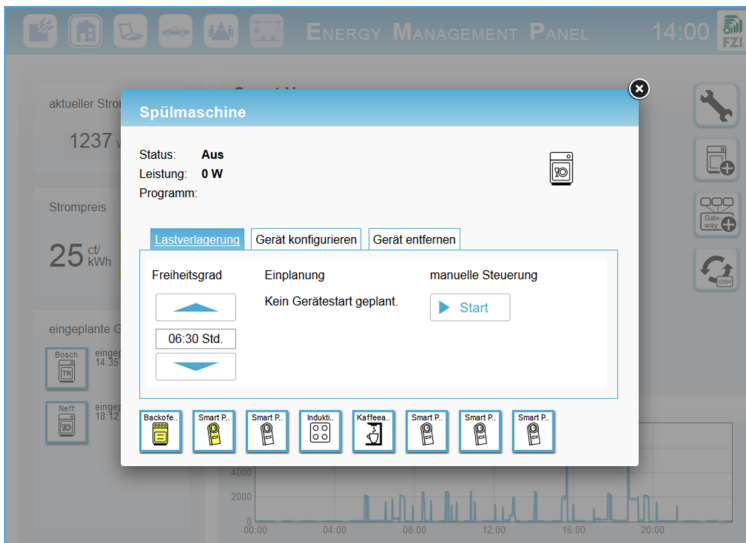


Abbildung 4.13: EMP - Parametrisierung von Haushaltsgeräten

Die Geräte-Freiheitsgrade dienen innerhalb des Gebäude-Energiemanagementsystems als Zielvorgaben für die Optimierung. Zusätzlich muss

parametrisiert werden, welche Komponenten und Anlagen im Gebäude zur automatischen Steuerung freigegeben werden. Je nach Energietarif kann es z. B. sinnvoll sein, dezentrale Erzeugungsanlagen intelligent aus dem Gebäude-Energiemanagementsystem heraus zu steuern oder in Abhängigkeit technischer Vorgaben konservativ zu regeln. In diesem Zusammenhang stellt das EMP erforderliche Schnittstellen zur Parametrisierung des Systems im laufenden Betrieb zur Verfügung. Auf diese Weise wird die Flexibilität unter Berücksichtigung der individuellen Gewohnheiten und Ansprüche des jeweiligen Nutzers erfasst, so dass eine automatisierte Nutzung der Flexibilität ohne wesentliche Einschränkung des Nutzers ermöglicht wird.

Elektrofahrzeuge werden im zukünftigen Energiesystem möglicherweise wesentliche Stromverbraucher in kommerziell sowie auch in privat genutzten Gebäuden darstellen. Durch die Möglichkeit einer flexiblen Einplanung der Ladevorgänge entsteht erhebliches Potential zur Koordination mit anderen Verbrauchern, Erzeugern sowie Speichern im Gebäude sowie mit dem Zustand im jeweiligen Netzsegment. Einige Elektrofahrzeuge verfügen zudem über einen bidirektionalen Anschluss sowie geeignete leistungselektronische Komponenten, so dass das Fahrzeug zusätzlich zur flexiblen Einplanung des Ladevorgangs auch zur dezentralen Bereitstellung der gespeicherten Energie eingesetzt werden kann. Im Energy Smart Home Lab (vgl. Abschnitt 6.1.1) konnte dieses Szenario in Verbindung mit einer entsprechenden Implementierung des EMP realisiert und erprobt werden.

Damit die elektrische Energie, die im Fahrzeug gespeichert ist, nicht gerade dann z. B. zur Kompensation von Engpässen im Stromnetz genutzt wird, wenn der Fahrer sie im Fahrzeug nutzen möchte, ist die interaktive Parametrisierung des Ladevorgangs eine essentielle Voraussetzung für die Akzeptanz der automatisierten Einplanung durch das Gebäude-Energiemanagement. In Abbildung 4.14 ist exemplarisch die Fahrzeugübersicht des EMP dargestellt, in der die Ladevorgänge der verfügbaren Elektrofahrzeuge parametrisiert werden können. Die Auswahl dieser Elektrofahrzeuge wird in Bezug auf das FZI House of Living Labs in Abschnitt 6.1.2 erläutert.

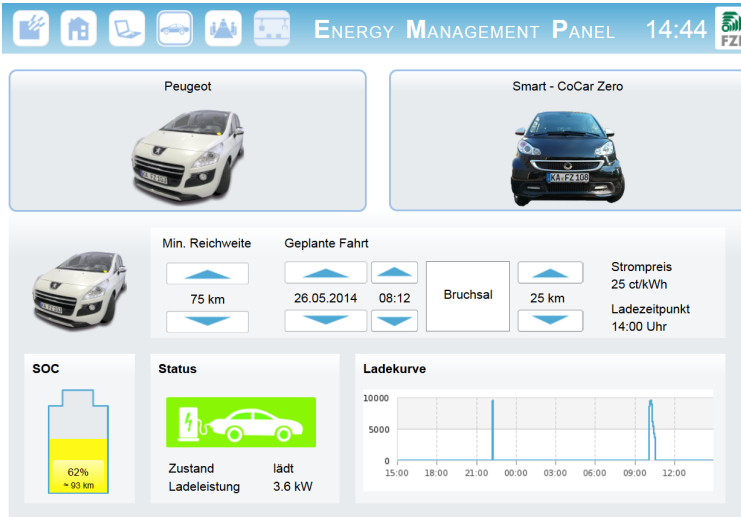


Abbildung 4.14: EMP - Parametrisierung von Fahrzeugen

Die intelligente Integration von Elektromobilität in Gebäude-Energiemanagementsysteme erfordert eine entsprechende Ladesäule, die sowohl elektrisch als auch mittels geeigneter Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) mit dem Gebäude verbunden ist. Aktuell werden weltweit verschiedene Kommunikationsprotokolle für den Nachrichtenaustausch zwischen Fahrzeug und Ladesäule (z. B. ISO 15118-1:2013³) sowie auch zwischen Ladesäule und Gebäude-Energiemanagementsystem etabliert. Der Einsatz einer geeigneten IKT zur Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten ist dabei eine essentielle Voraussetzung für die automatisierte Nutzung von Flexibilität durch Elektromobilität.

Verbindet der Fahrer sein Elektrofahrzeug mit der Ladestation, die in das Gebäude-Energiemanagementsystem integriert ist, so werden auf der Fahrzeug Übersicht des EMP zunächst ausgewählte Informationen zum Fahrzeug dargestellt. Dazu zählen insbesondere der Verbindungszustand

³ http://www.iso.org/iso/catalogue_detail.htm?csnumber=55365

(verbunden, getrennt), die Ladeleistung sowie auch der verbleibende Ladezustand der Batterie (engl. State of Charge, SoC, hier: 62 %) und die aus dem SoC resultierende Restreichweite des Fahrzeugs (hier: 93 km). Das EMP stellt dem Nutzer zudem eine interaktive Schnittstelle zur Verfügung, mit dem er den Ladevorgang auf einfache Weise entsprechend seiner individuellen Bedürfnisse parametrisieren kann. Die minimale Reichweite ist zunächst die gleiche wie beim letzten Ladevorgang (hier: 75 km), kann aber jederzeit verändert werden. Bei bestehender Verbindung mit der Ladesäule beginnt der Ladevorgang unabhängig von den verfügbaren externen Signalen und somit auch unabhängig vom Strompreis unmittelbar, bis die definierte Mindestreichweite erreicht ist. Somit wird sichergestellt, dass die definierte Mindestreichweite im Rahmen der physikalischen Möglichkeiten zu jeder Zeit verfügbar ist und somit auch für ungeplante Fahrten abgerufen werden kann.

Weiterhin bietet das EMP für den Nutzer die Möglichkeit, den Startzeitpunkt der nächsten geplanten Fahrt sowie die voraussichtliche Distanz anzugeben. Mit diesen Informationen wird die benötigte Energiemenge bestimmt und der optimale Ladezeitpunkt (hier: 14:00 Uhr) auf Basis der externen Signale sowie des Gesamtzustandes im Gebäude errechnet. Diese Information wird durch das EMP visualisiert, so dass der Nutzer über die Einplanung des Ladevorganges sowie die zugehörige Entscheidungsgrundlage informiert ist. Durch eine entsprechende Erhöhung der minimalen Reichweite kann der Ladevorgang jederzeit direkt gestartet werden. Dadurch behält der Nutzer in letzter Instanz die Kontrolle über den Ladevorgang. Aufgrund der großen Energiemengen, die zum Laden von Elektrofahrzeugen benötigt werden, spielt die Koordination von Ladevorgängen mit der Bereitstellung durch dezentrale Erzeugungsanlagen sowie anderen Verbrauchern im Gebäude eine wichtige Rolle. Dabei unterscheidet sich diese Koordination in Privathaushalten im Vergleich zur Koordination in kommerziell genutzten Gebäuden wesentlich, da sich die Zeiten (und damit auch die Verfügbarkeit entsprechender regenerativer Energiequellen), in denen das Fahrzeug üblicherweise am jeweiligen Ort geladen werden kann, wesentlich unterscheiden. In diesem Zusammenhang stellt das EMP eine wichtige Komponente zur Erfassung der individuellen Flexibilität des jeweiligen Ladevorgangs dar.

In Abbildung 4.15 ist die Ansicht des EMP für den „Besprechungsraum Hollywood“ veranschaulicht. Diese stellt eine von zwei interaktiven Schnittstellen des EMP zur Interaktion mit Energiemanagementsystemen in kommerziell genutzten Gebäuden dar. Zusätzlich visualisiert die Büro Ansicht zwei ausgewählte Büroräume und basiert funktionell im Wesentlichen auf der Smart Home Ansicht. Diese beiden Bereiche unterscheiden sich weniger durch die verfügbaren Interaktionskomponenten als vielmehr durch das jeweilig zugrundeliegende Automationssystem. Dies wird in Abschnitt 6.1.2 im Detail erläutert.

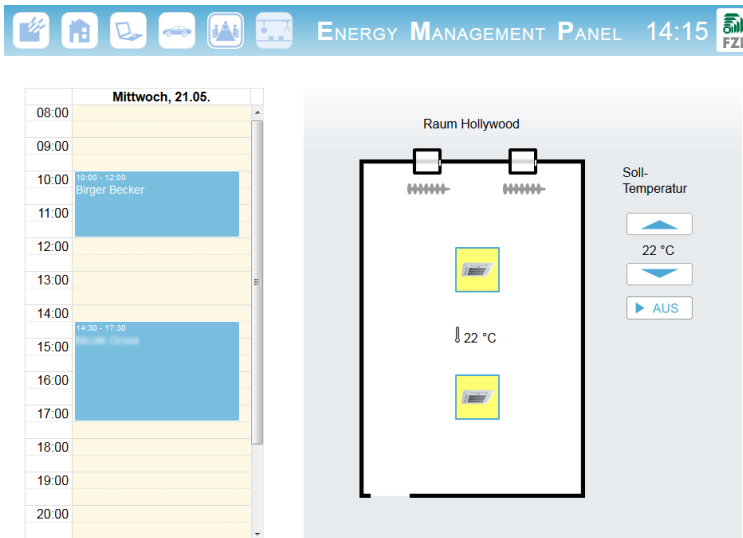


Abbildung 4.15: EMP - Integration von Raumnutzungsplänen

Im Vergleich zu Haushaltsgeräten sind die elektrischen Verbraucher in Büroräumen weniger flexibel einsetzbar. Dennoch kann z. B. eine automatisierte Beleuchtungssteuerung in das Gebäude-Energiemanagement integriert werden. Die Koordination der benötigten thermischen Energie, die zum Beispiel in Bezug auf Klimaanlage häufig durch elektrische Erzeugungsanlagen bereitgestellt wird, stellt in kommerziell genutzten Gebäuden eine wesentliche Herausforderung dar. Durch die Speicher-

barkeit dieser Energieträger und einer damit verbundenen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch kann durch den effizienten Einsatz von Gebäude-Energiemanagementsystemen erhebliches Flexibilitätspotential identifiziert und genutzt werden.

Im rechten Teil von Abbildung 4.15 ist der Umriss des „Besprechungsraums Hollywood“ exemplarisch dargestellt. Dieser verfügt über zwei Fenster, die jeweils mit einem Sensor (auf / zu) ausgestattet sind und unter denen jeweils ein Heizkörper angebracht ist. Beide Heizkörper sind mit Thermostaten ausgestattet, die mit einem entsprechenden Gebäude-Automationssystem gekoppelt sind. Zusätzlich sind im Raum zwei Umluftkühler installiert, mit denen der Raum gekühlt werden kann. Über eine geeignete Interaktionskomponente ist der Nutzer auf einfache Weise in der Lage, den Sollwert für die Raumtemperatur zu verändern. Im Sommer wird dadurch die Raumkühlung beeinflusst, im Winter die Heizung. Der Zustand der jeweiligen Komponenten (Ist-Temperatur im Raum, Betriebszustand Umluftkühler, Zustand Heizkörperthermostat) wird durch entsprechende Symbole im EMP visualisiert, so dass der Nutzer jederzeit einen Überblick über das Heizungs- bzw. Kühlsystem bekommen kann.

In der Demonstrations- und Evaluationsumgebung, die in Abschnitt 6.1.2 ausführlich beschrieben wird, hat sich in diesem Zusammenhang gezeigt, dass die Möglichkeit einer manuellen Veränderung der Soll-Temperatur im Besprechungsraum kaum genutzt wird. Daher wurde das Gebäude-Energiemanagementsystem um eine Komponente erweitert, die Informationen aus dem Belegungsplan des Besprechungsraums abrufen. Die Belegung des aktuellen Tages wird zusammen mit dem jeweiligen Ansprechpartner über ein Kalendermodul durch das EMP visualisiert. Dies ist exemplarisch auf der linken Seite von Abbildung 4.15 dargestellt. Der Nutzer ist damit in der Lage, die aktuelle Belegung z. B. zur Planung von Folgeterminen abzurufen. Zusätzlich kann diese Information vom Gebäude-Energiemanagement zur effizienten Temperierung des Raumes genutzt werden. Im Sommer wird der Raum beim Überschreiten einer bestimmten Außentemperatur und mit einer bestimmten Vorlaufzeit nur dann gekühlt, wenn der Raum gebucht wurde. Im Winter kann die Temperatur um einige Grad abgesenkt werden, wenn der Raum nicht genutzt wird. Auf diese Weise wird die Effizienz des

Einsatzes thermischer Energie im Gebäude wesentlich gesteigert. Zudem haben die Nutzer (im Falle eines kommerziell genutzten Gebäudes also die Mitarbeiter des Unternehmens) eine zusätzliche Motivation, den Raum gewissenhaft zu buchen und nicht stattfindende Besprechungen rechtzeitig aus dem Belegungsplan abzumelden. Durch die transparente Darstellung hat der Nutzer jederzeit einen Überblick über die aktuellen Systementscheidungen und den Zustand im Besprechungsraum. Das Gebäude-Energiemanagementsystem ist durch die frühzeitige Kenntnis über die Information zur Nutzung des Besprechungsraumes in der Lage, auch die für die Wärme- oder Kältebereitstellung erforderlichen Anlagen und Speicher entsprechend effizient anzusteuern.

In Abschnitt 4.4.1 wurde ausführlich beschrieben, dass die transparente Darstellung von automatisch gefällten Entscheidungen des Gebäude-Energiemanagementsystems gegenüber dem Nutzer eine wichtige Voraussetzung hinsichtlich der Akzeptanz dieser Systeme darstellt. In [PBFS11] konnte zudem gezeigt werden, dass nur mit einer automatisierten Ansteuerung von Geräten und Anlagen im Gebäude ein komfortables Energiemanagement erreicht wird, das die Voraussetzung für eine langfristige Akzeptanz durch den Nutzer darstellt. Im Beispiel eines Smart Home umfasst die automatische Steuerung dabei insbesondere die Einplanung von Haushaltsgeräten sowie dezentraler Erzeuger im Gebäude. Die Grundlage der Einplanung stellen dabei externe Signale (z. B. zeitvariable Stromtarife oder Lastbegrenzungssignale) sowie individuelle Last- und Erzeugungsprognosen dar.

Das EMP stellt eine Komponente zur Visualisierung der Prognoseergebnisse des zugrunde liegenden Gebäude-Energiemanagements zur Verfügung. Diese ist exemplarisch in Abbildung 4.16 für die Smart Home Ansicht des EMP dargestellt. Mit der Prognose-Komponente des EMP erhält der Nutzer einen Überblick über die Erzeugungsprognose, über die Prognose des elektrischen Energiebedarfs der nicht durch das Gebäude-Energiemanagementsystem gesteuerten Geräte sowie insbesondere über die konkrete Einplanung von „steuerbaren Haushaltsgeräten mit zeitabhängigen Diensten“ (vgl. [All14]), die zum eingeplanten Zeitpunkt mit dem erwarteten Leistungsprofil angezeigt werden. Im rechten Teilbereich der Prognose-Komponente des EMP ist eine Liste der eingeplanten

Geräte dargestellt. Durch die Auswahl einzelner Geräte werden die zugehörigen Leistungsprofile in einem entsprechenden Diagramm für die nächsten 24 Stunden dargestellt. Die Y-Achse des Diagramms wird in Abhängigkeit der jeweiligen Maximalleistung automatisch skaliert, so dass durch eine entsprechende Auswahl von Geräten auch Leistungsprofile mit sehr geringen Leistungsspitzen in hinreichender Größe dargestellt werden.

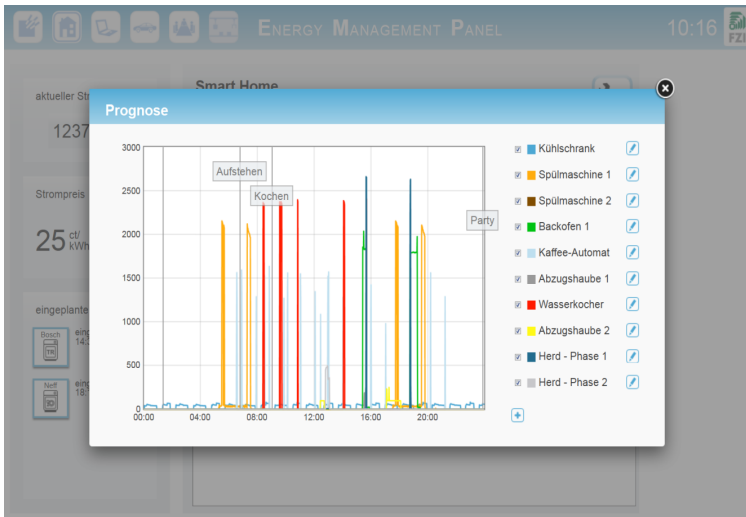


Abbildung 4.16: EMP - Interaktive Prognose

Die Grundlage für die Einplanung der Geräte stellen dabei einerseits externe Signale, die dezentrale Erzeugung im Gebäude und die Angabe der bereits beschriebenen Geräte-Freiheitsgrade durch den Nutzer dar. Die Prognose-Komponente des EMP ermöglicht dem Nutzer damit, die Einplanung der Geräte durch das Gebäude-Energiemanagementsystem nachzuvollziehen. Dies ist insbesondere wichtig, wenn mehrere Optimierungsziele zusammen kommen oder in Konflikt zueinander stehen. Zum Beispiel kann die Einplanung eines steuerbaren Haushaltsgerätes erst einige Zeit nach Eintritt einer günstigen Stufe des zeitvariablen Stromtarifs sinnvoll sein, wenn zu diesem Zeitpunkt eine steuerbare dezentrale

Erzeugungsanlage (z. B. ein Blockheizkraftwerk aufgrund thermischen Energiebedarfs im Gebäude) eingeplant ist. Die Prognose-Komponente des EMP visualisiert diese Situation übersichtlich, so dass der Nutzer die Entscheidung des Systems im Gesamtzusammenhang nachvollziehen kann und damit die Akzeptanz der automatischen Einplanung von Geräten deutlich erhöht wird.

Eine wesentliche Erweiterung dieser Prognose-Komponente stellt die Verknüpfung mit ausgewählten Interaktionsmechanismen dar. Die *Interaktive Prognose* des EMP ermöglicht dem Nutzer, die Einplanung der Geräte im Gebäude-Energiemanagementsystem interaktiv zu verändern und damit an seine individuellen Bedürfnisse anzupassen. Dabei gibt es Geräte, deren Einplanung direkt geändert werden kann (z. B. der Startzeitpunkt der Spülmaschine). Über einen geeigneten Editierdialog kann der Nutzer den neuen Startzeitpunkt angeben, woraufhin die Prognose aktualisiert wird.

Zusätzlich gibt es Geräte, deren Betrieb derart komplex ist, dass der Nutzer keinen direkten Einfluss auf die Einplanung haben soll. Ist der Betrieb eines Blockheizkraftwerks z. B. für eine bestimmte Zeit eingeplant, da sonst bestimmte thermische Nebenbedingungen des Systems verletzt werden, wäre es nicht sinnvoll, wenn der Nutzer direkten Einfluss auf den Startzeitpunkt des Blockheizkraftwerkes hätte.

Zu diesem Zweck wurde mit der Interaktiven Prognose des EMP die indirekte Beeinflussung der Geräteeinplanung durch das Hinzufügen typischer, häufig wiederkehrender Ereignisse ermöglicht. Diese Ereignisse sind z. B. Aufstehen, Schlafen, Weggehen, Ankommen und Party und haben wesentlichen Einfluss auf den Geräteeinsatz im Haushalt. Definiert der Nutzer z. B. um 08:00 Uhr des Folgetags das Event Aufstehen, so ergibt sich entsprechend des üblichen Nutzerverhaltens der Einsatz bestimmter Geräte (Kaffeemaschine, Blockheizkraftwerk zur Bereitstellung von Warmwasser, etc.). Zusätzlich können diese Ereignisse vom Gebäude-Energiemanagementsystem gelernt und zukünftig prognostiziert werden. Von welchen Geräten die Einplanung direkt und bei welchen nur indirekt beeinflusst werden kann, wird z. B. im Gerätetreiber (vgl. Abschnitt 3.4.6) definiert.

Insgesamt verfügt die Interaktive Prognose des EMP über folgende Interaktionskomponenten:

- Hinzufügen und Verändern von Gerätestartzeiten (auf Basis bekannter Leistungsprofile) als direkter Eingriff in die Geräteplanung
- Hinzufügen von individuellen Leistungsblöcken (für Geräte mit unbekanntem Leistungsprofilen durch versierte Nutzer) als Ergänzung zur bestehenden Geräteplanung
- Hinzufügen und Verändern von Ereignissen zur indirekten Beeinflussung der Geräteplanung

Die Interaktive Prognose des EMP stellt damit die Entscheidungen zur Geräteplanung des Gebäude-Energiemanagementsystems transparent dar. Zusätzlich kann der Nutzer die Prognose entsprechend seines tatsächlichen Verhaltens anpassen und somit Abweichungen vom gelernten Verhalten direkt oder indirekt in das System einbringen. Auf diese Weise wird die Akzeptanz des Nutzers hinsichtlich der automatischen Geräteplanung des Gebäude-Energiemanagementsystems erhöht und die Anpassung der Prognose des Systems an das tatsächliche Nutzerverhalten verbessert.

Zusätzlich zur Parametrisierung von einzelnen Geräten und Anlagen im Gebäude sind auch globale Optimierungsziele innerhalb des Gebäude-Energiemanagementsystems ein wichtiger Parameter, die durch eine entsprechende Schnittstelle an die jeweilige Präferenzen des Nutzers angepasst werden müssen. Durch eine geeignete Darstellung ist der Nutzer in der Lage, die unterschiedlichen Auswirkungen aufgrund der durch ihn definierten Optimierungsziele nachzuvollziehen. In Abschnitt 3.3.2 wurde am Beispiel des SMA Smart Home bereits erläutert, dass z. B. zwischen einem rein wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen, einem besonders hohen Grad an Autarkie sowie dem Einsatz für einen möglichst hohen Anteil an regenerativer Energie unterschieden werden kann. Da die Nutzer in diesem Zusammenhang sehr unterschiedliche Ziele verfolgen, kann die Parametrisierung an dieser Stelle nur individuell für das jeweilige Gebäude-Energiemanagementsystem durch den Nutzer selbst oder durch einen Installateur bei der initialen Einrichtung des Systems erfolgen.

4.4.3 Systemkonfiguration zur Anpassung an die jeweilige Umgebung

Für die Verbreitung und die Installation einer großen Anzahl von Energiemanagementsystemen in privat und kommerziell genutzten Gebäuden ist es erforderlich, dass diese in einer generischen Form entwickelt und schließlich vom Installateur oder vom Nutzer selbst an die jeweilige Umgebung angepasst werden können. Während sich die im vorherigen Abschnitt beschriebene Parametrisierung durch das EMP auf die Anpassung bestimmter Randbedingungen insbesondere während der Systemlaufzeit bezieht, zielt die Systemkonfiguration auf die initiale Einrichtung des Systems sowie auf die Integration neu hinzugefügter Komponenten ab. Je generischer dabei die verbreitete Form des Energiemanagementsystems ist und je individueller das System an die jeweilige Umgebung angepasst werden kann, desto eher wird es gelingen, eine hohe Verbreitung dieser Systeme „out of the box“ zu erreichen.

Im Folgenden werden ausgewählte Komponenten des EMP vorgestellt, die geeignete Schnittstellen zur Konfiguration von Gebäude-Energiemanagementsystemen durch den Nutzer bereitstellen. Die im Rahmen dieser Arbeit realisierten und erprobten Komponenten ermöglichen insbesondere die Konfiguration von Energiemanagementsystemen für Smart Home Umgebungen. In den Ausführungen in diesem Abschnitt steht die Schnittstelle für den Nutzer im Vordergrund, die durch das EMP realisiert ist. Für die Nutzung dieser Informationen innerhalb des Energiemanagements sind natürlich weitere Aspekte relevant. Die Übertragung sowie die Integration der konfigurierten Informationen in reale Gebäude-Energiemanagementsysteme werden anhand ausgewählter Beispiele in Abschnitt 5.4 veranschaulicht. Beispielhafte Prozesse zur Geräteintegration werden weiterhin in Abschnitt 6.3 beschrieben.

Zunächst muss das Energiemanagementsystem an die Raumstruktur des Gebäudes angepasst werden. Diese Informationen sind einerseits für eine intuitive Darstellung der Energieflüsse im Gebäude und für die Visualisierung von Gerätezuständen in den verschiedenen Gebäudeabschnitten erforderlich. Durch die Vielzahl der Komponenten ist die strukturierte Anordnung für eine intuitive Darstellung durch das EMP nur mit dieser

Konfiguration möglich. Zusätzlich sind Informationen über die Anordnung von Räumen und dem jeweiligen Standort der darin befindlichen Komponenten auch für die effiziente Steuerung durch das Energiemanagement und für die Identifikation entsprechender Flexibilität sehr wertvoll. Ist z. B. bekannt, in welchen Räumen sich bestimmte Temperatursensoren und Heizkörper befinden, kann dies auf Basis erlernter Wärmeprofile zur raumspezifischen Ansteuerung der vorhandenen Aktoren verwendet werden.

Zusätzlich zur Visualisierung und zur Parametrisierung wurden im Rahmen dieser Arbeit Komponenten für das EMP zur Konfiguration von Gebäude-Energiemanagementsystemen insbesondere für Smart Home Umgebungen konzipiert, realisiert und erprobt. Damit ist der Nutzer in der Lage, zunächst den Grundriss seiner Wohnung „out of the box“, also initial, zu konfigurieren. Um eine möglichst hohe Verbreitung der Systeme zu ermöglichen, können diese in einer Standardkonfiguration entwickelt und verteilt werden, die für alle Gebäude identisch ist. Die generisch konfigurierten Systeme werden dann an die individuelle Umgebung angepasst.

Die Konfiguration des Smart Home Grundrisses und die Zuordnung der jeweiligen Komponenten durch das EMP wurde auf zwei Konfigurationsschritte aufgeteilt. Im ersten Schritt erstellt der Nutzer den Grundriss des Smart Homes durch eine entsprechende Anordnung der Räume. Aus einer Werkzeugpalette stehen dem Nutzer weiterhin exemplarisch verschiedene Komponenten (Räume, Fenster, Temperatursensoren, Heizkörper, Türen) zur Verfügung, aus denen er per *Drag and Drop* flexibel das durch das EMP dargestellte Smart Home an die Beschaffenheit des realen Gebäudes anpassen kann. Dabei wurde die Funktionalität bewusst möglichst intuitiv und einfach gehalten. Aus diesem Grund können beispielsweise lediglich rechteckige Räume erzeugt werden. Ecken und Aussparungen der Räume werden in der Darstellung des Grundrisses vernachlässigt. Jede Komponente kann innerhalb der Konfigurationsfläche beliebig positioniert, in der Größe verändert sowie entsprechend ausgerichtet werden. Sobald eine Komponente hinzugefügt wurde, erhält sie eine Schaltfläche, um sie wieder entfernen zu können. Die Symbole für Heizkörper, Fenster und Temperatursensoren haben eine statische Größe, da die

Veränderung hier keinen wesentlichen Mehrwert darstellen würde. Um aufwändige Ausrichtungen der Komponenten zu vermeiden, sind horizontal und vertikal ausgerichtete Heizkörper- sowie Tür-Symbole verfügbar, die in dieser Form in das Smart Home eingefügt werden können. Bei der Implementierung der Konfigurationsschnittstelle des EMP lag ein besonderer Schwerpunkt auf der komfortablen Bedienbarkeit auf verschiedenen Endgeräten (z. B. Smart Phones oder Tablets), in denen entsprechende Interaktionsereignisse unterschiedlich verarbeitet werden.

Ein beispielhaftes Ergebnis des Smart Home Grundrisses aus dem ersten Konfigurationsschritt (angelehnt an das in Abschnitt 6.1.2 beschriebene Smart Home) sowie auch die verfügbare Werkzeugpalette sind in Abbildung 4.17 dargestellt. Das Smart Home besteht hier aus vier Räumen, die jeweils mit einem Temperatursensor ausgestattet sind. Die Räume haben eine unterschiedliche Anzahl von Fenstern, unter denen teilweise Heizkörper angebracht sind. Entsprechend der Ausrichtung des Fensters, sind die Heizkörper entweder vertikal oder horizontal dargestellt. Die Räume sind durch entsprechend positionierte Türen und Durchgänge zugänglich. Diese sind ebenfalls entweder vertikal oder horizontal ausgerichtet. Die Größe von Räumen und Türen kann nach der Positionierung angepasst werden. Für eine einfache Bedienbarkeit insbesondere auf „touchfähigen“ Endgeräten ist dies für Türen auf eine Dimension beschränkt. Auffällig sind zudem die Kreuz-Symbole neben der rechten oberen Ecke jeder Komponente, durch die diese nachträglich wieder entfernt werden können. Erkennbar ist zudem eine Trennung des unteren rechten Raumes durch einen grauen Streifen. Technisch besteht dieser Raum aus zwei Räumen, deren Trennwand teilweise transparent gemacht wurde. Dies dient der Zuordnung von Beleuchtungsaktoren zu separaten Raumabschnitten, so dass der Zustand der Beleuchtung später durch die Anpassung der Hintergrundfarbe des jeweiligen Raumes dargestellt werden kann. Sind alle Komponenten über die beschriebenen Verfahren erfasst, wird durch die Schaltfläche im oberen rechten Bereich der Smart Home Konfigurationsfläche zum nächsten Konfigurationsschritt gewechselt. Die Konfiguration des Smart Homes kann jederzeit erneut aufgerufen und durch Löschen, Hinzufügen oder Verändern einzelner Komponenten an die reale Umgebung angepasst werden. Dazu sind eine geeignete Datenhaltung sowie Kommunikationsmechanismen zur Übertragung der Konfiguration an das

Energiemanagementsystem erforderlich, die im Hintergrund stattfinden. Diese werden in Kapitel 5 detailliert beschrieben. Auf diese Weise stellt die Smart Home Konfiguration bereits erste wichtige Grundlagen zur Kopplung von Gebäudeautomation und Energiemanagement dar.

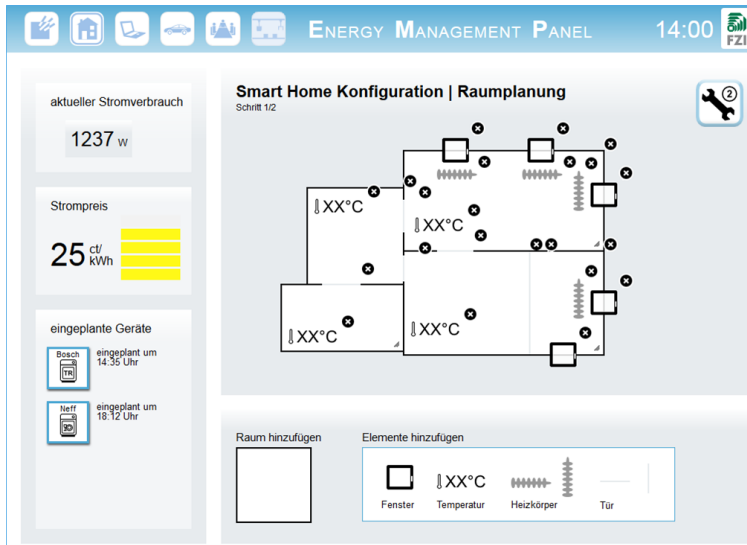


Abbildung 4.17: EMP - Smart Home Konfiguration

Im zweiten Konfigurationsschritt hat der Nutzer die Möglichkeit, die im ersten Schritt hinzugefügten Smart Home Komponenten zu konfigurieren. Dazu kann jede hinzugefügte Komponente angewählt werden, woraufhin sich ein Detailfenster öffnet. Der Inhalt des Fensters wird dabei dynamisch an die jeweilig ausgewählte zu konfigurierende Komponente angepasst. Auf diese Weise wird zunächst allen Komponenten ein für den Nutzer intuitiver Name vergeben. In Bezug auf die weitere Zuordnung ist dies insbesondere für die Räume des Smart Homes eine wichtige Voraussetzung. Weiterhin ist die Verknüpfung bereits im System integrierter Sensoren und Aktoren mit den auf dem Smart Home Grundriss dargestellten Symbolen ein essentieller Bestandteil zur Verbindung von Nutzerinteraktion und Energiemanagement. Jedem Symbol, das im ersten Konfigurationsschritt

durch das EMP hinzugefügt wurde, wird somit eine reale Komponente des Smart Homes oder des Gebäudes zugeordnet. Diese Zuordnungen und Verknüpfungen sind sowohl für die Visualisierung durch das EMP als auch für die integrierte Ansteuerung durch das Gebäude-Energiemanagementsystem eine wichtige Voraussetzung.

Die Detailkonfiguration durch das EMP ist am Beispiel eines Fenstersensors in Abbildung 4.18 dargestellt. Im zweiten Konfigurationsschritt ruft der Nutzer den entsprechenden Dialog durch Auswahl des vorher hinzugefügten Sensor-Symbols auf dem Grundriss des Smart Homes auf und definiert zunächst einen Namen für diesen Sensor. Zur Zuordnung des real existierenden Sensors wird im nächsten Schritt das Gateway ausgewählt, über das dieser Sensor angesteuert wird. In den meisten Fällen sind dies Gateways zur Gebäude-Automation, im dargestellten Beispiel wird der Fenstersensor durch ein KNX-Gateway angesteuert. Nach der Auswahl des Gateways erscheint eine Liste aller dem Gateway zugeordneten Sensoren und Aktoren, so dass der Nutzer den entsprechenden real existierenden Fenstersensor auswählen kann. Dies setzt ein Gateway voraus, das in der Lage ist, ein Verzeichnis der verfügbaren Sensoren und Aktoren auszugeben. Das in Abbildung 4.18 dargestellte Beispiel bezieht sich auf die Smart Home Umgebung im FZI House of Living Labs (vgl. Abschnitt 6.1.2), in der das KNX Gateway diese Funktionalität bereitstellt. Im nächsten Schritt hat der Nutzer die Möglichkeit, den Raum zu definieren, in dem sich die Komponente befindet. Die Liste der verfügbaren Räume wird automatisch anhand der im ersten Konfigurationsschritt definierten Räume sowie der im zweiten Konfigurationsschritt zugeordneten Namen erstellt, so dass eine intuitive Zuordnung ermöglicht wird. Dieser Vorgang wird für alle hinzugefügten Komponenten wiederholt. Abschließend wird die Konfiguration durch die Schaltfläche in der oberen rechten Ecke des Smart Home Bereichs gespeichert und an das Energiemanagementsystem übertragen. Durch diese beiden Konfigurationsschritte der Interaktionsschnittstelle ist der Nutzer in der Lage, Anzeigeelemente des EMPs zu erzeugen und mit realen Komponenten im Energiemanagementsystem (z. B. Sensoren oder Aktoren) zu verknüpfen. Auf diese Weise gelingt eine individuelle Anpassung eines generischen Systems an die tatsächliche Umgebung.

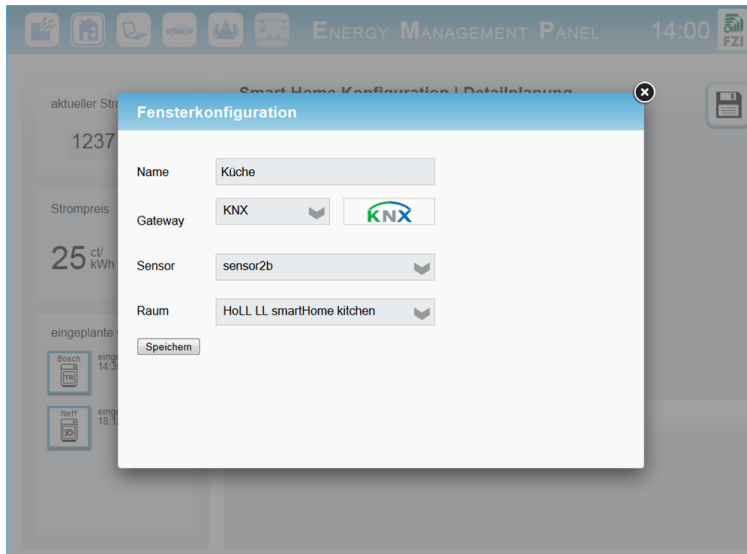


Abbildung 4.18: EMP - Detailkonfiguration im Smart Home

Weiterhin ist eine geeignete Schnittstelle zum Hinzufügen und zur Konfiguration von neuen Geräten und Gateways eine essentielle Komponente für die Systemkonfiguration. Diese Schnittstelle wird mit dem EMP ebenfalls weitestgehend generisch beschrieben, um größtmögliche Flexibilität bei der Integration heterogener Geräteschnittstellen zu erreichen. Dabei wird zwischen Geräten, die über eine zusätzliche Komponente abstrahiert sind, und solchen, die direkt mit dem Energiemanagement verbunden sind, unterschieden. Es wurde bereits beschrieben, dass Sensoren und Aktoren im Gebäude häufig über Gateways z. B. aus der Gebäude-Automation integriert sind, die die Kommunikation abstrahieren. In diesem Fall müssen durch das EMP zunächst das Gateway hinzugefügt und konfiguriert sowie im zweiten Schritt die durch das Gateway bereitgestellten Komponenten hinzugefügt werden. Häufig können noch nicht konfigurierte Gateways nicht automatisch erkannt werden, so dass das Hinzufügen manuell erfolgen muss. Dazu ist im EMP ein Dialog zum „Hinzufügen von Gateways

und netzwerkfähigen Geräten“ implementiert. Wird eine Komponente durch ein Gateway abstrahiert, so ist das Energiemanagementsystem anhand der ständig aktualisierten Liste der zugeordneten Sensoren, Aktoren und Geräte in der Lage, das Hinzukommen einer Komponente automatisch zu identifizieren.

In Abbildung 4.19 ist der Dialog zum Hinzufügen eines neuen Gerätes durch ein entsprechendes Detailfenster im EMP am Beispiel einer Spülmaschine aufgezeigt. Zunächst wird der Nutzer durch eine geeignete Visualisierung automatisch über das Vorhandensein eines neuen, noch nicht konfigurierten Gerätes informiert. Von dieser Nachricht gelangt er zum Konfigurationsmenü, in dem er – falls diese Parameter nicht schon vom Gerät kommuniziert wurden – mit der Angabe von Hersteller, Geräteart und Modell zu genau einem so genannten Treiber gelangt (vgl. Abschnitt 3.4.6), der die Kommunikation zwischen dem Gerät und dem Energiemanagement beschreibt. Die Auswahllisten des Menüs sind dabei derart gestaltet, dass der Inhalt der Auswahlliste einer Zeile entsprechend der Auswahl der vorherigen Auswahlliste aktualisiert wird. Im dargestellten Beispiel werden z. B. nach der Auswahl des Herstellers und der Geräteart nur die Modelle zur Auswahl angeboten, die zu der ausgewählten Kombination aus Hersteller und Geräteart passen. Dies erfordert eine ständige Kommunikation zwischen EMP und dem Energiemanagementsystem. Details dazu sind in Kapitel 5 beschrieben. Schließlich definiert der Nutzer weitere Meta-Informationen, wie z. B. den Raum, in dem sich das Gerät befindet, den Namen und ein geeignetes Icon, mit dem das Gerät dargestellt wird. Der Dialog wird mit der Schaltfläche „Gerät hinzufügen“ abgeschlossen. Im Anschluss werden diese Informationen automatisch an das Energiemanagementsystem kommuniziert, dynamisch in dessen Konfiguration ergänzt und in die gewünschte Darstellung des EMPs integriert.

Ausgehend von der Smart Home Übersicht stellt das EMP zu jedem Raum ein Detailfenster mit einer Übersicht der diesem Raum zugeordneten Geräte bereit. Sobald ein neues Gerät konfiguriert ist, wird es in dieser Detailansicht des zugehörigen Raumes im EMP angezeigt. Dies ist in Abbildung 4.20 exemplarisch für die Geräte in der Küche dargestellt. Durch eine entsprechende farbliche Unterscheidung ist schnell ersichtlich,

welche Geräte gerade ein- oder ausgeschaltet sind. In dieser Liste sind neben einem Icon, das den Gerätetyp symbolisiert, der Name sowie auch die aktuell benötigte elektrische Leistung angegeben. Auf diese Weise bekommt der Nutzer bereits einen Überblick über den Zustand der Geräte im ausgewählten Raum. Zusätzlich kann der Nutzer aus diesem Übersichtsfenster heraus die Leistungsprofile der Geräte im Raum sowie auch den Gesamtlastverlauf über fünf fest vorgegebene Zeiträume (vgl. Abschnitt 5.3) abrufen. Die Visualisierung der Leistungsprofile wurde bereits in vorherigen Abschnitten sowie in Abbildung 4.12 dargestellt.

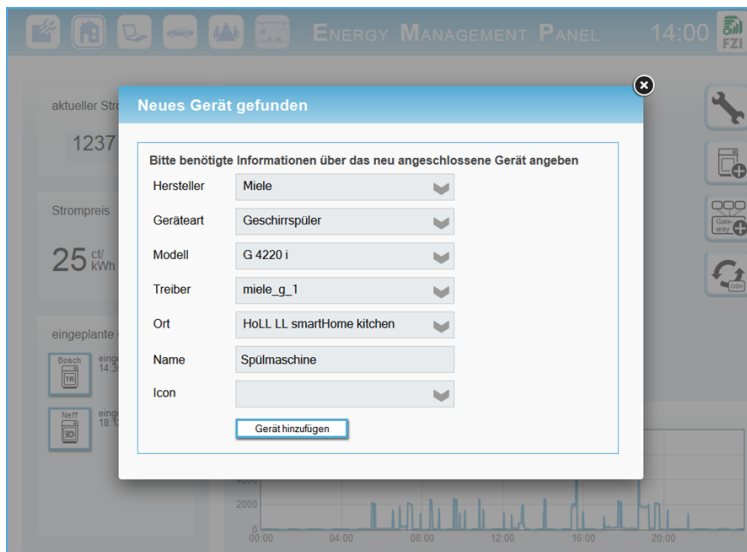


Abbildung 4.19: EMP - Hinzufügen eines neuen Gerätes ins Smart Home

Auf Basis dieser Liste bietet das EMP die Möglichkeit, durch eine entsprechende Auswahl weitere Details (z. B. die Restlaufzeit der Spülmaschine oder das am Gerät ausgewählte Programm) zu einem bestimmten Gerät dieses Raumes anzuzeigen. Zusätzlich zur Parametrisierung des Gerätes (z. B. hinsichtlich der Lastverlagerung, vgl. Abschnitt 4.4.2) gibt es zwei weitere Register in diesem Detailfenster: „Gerät konfigurieren“ sowie „Gerät entfernen“.

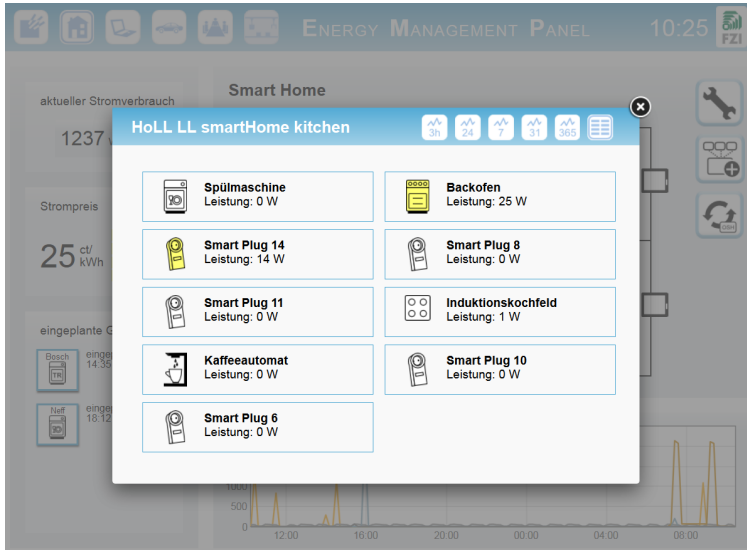


Abbildung 4.20: EMP - Geräte-Übersicht im Smart Home

Für das elektrische Gebäude-Energiemanagement ist insbesondere im Kontext von Smart Homes die Erfassung von Leistungsprofilen einzelner Geräte durch geeignete Messstellen eine wichtige Voraussetzung für die Erstellung von Prognosen und zur Einplanung der Geräte. Zusätzlich ist dies eine wichtige Grundlage zur detaillierten Darstellung von Energieflüssen für den Nutzer. Im Vergleich zu dem in Abschnitt 3.4.1 beschriebenen Stromradar erhält der Nutzer auf diese Weise weitaus mehr Informationen über den Betrieb seiner Geräte. Häufig werden zur Erfassung von Leistungsdaten einzelner Geräte so genannte Smart Plugs eingesetzt, die die benötigten Messdaten liefern. Die Integration dieser Komponenten in das Energiemanagement erfolgt häufig über geeignete Gateways, die dann eine Abstraktionsebene für die Kommunikation zwischen Smart Plug und Energiemanagement darstellen. Daher werden Smart Plugs mit dem EMP zunächst als Geräte auf derselben Ebene wie Haushaltsgeräte mit entsprechenden Gerätetreibern konfiguriert und hinzugefügt. Wird

also ein neuer Smart Plug durch das zugehörige Gateway erkannt, wird dieser mit dem Dialog zum Hinzufügen eines neues Gerätes durch das EMP konfiguriert. Insbesondere wird dabei der entsprechende Treiber zugewiesen. Nachdem der Smart Plug hinzugefügt ist, erscheint dieser in der oben beschriebenen Liste der in einem bestimmten Raum befindlichen Geräte zunächst als eigenständige Smart Plug Komponente. Eine Zuordnung zum Gerät, dessen Leistungsprofil durch den jeweiligen Smart Plug erfasst wird, erfolgt an dieser Stelle noch nicht.

Über das Register „Gerät Konfigurieren“ wird genau diese Zuordnung durch das EMP ermöglicht. Die in Abbildung 4.21 dargestellte Schnittstelle erlaubt dem Nutzer die Verknüpfung zwischen bereits konfigurierten Geräten und einer beliebigen Menge von Smart Plugs per Drag and Drop. Dazu wird eine zweispaltige Tabelle dargestellt. In der rechten Spalte stehen die so genannten „freien“ Smart Plugs, die noch keinem Gerät zugeordnet sind, zur Auswahl. In der linken Spalte sind die Smart Plugs aufgelistet, die dem aktuellen Gerät bereits zugeordnet sind. In den meisten Fällen handelt es sich um einphasig angeschlossene Geräte, so dass jedem Gerät, dessen Leistungsprofil erfasst wird, genau ein Smart Plug zugeordnet wird. Für mehrphasig angeschlossene Geräte sind zusätzlich an dieser Stelle 1:n-Beziehungen vorgesehen. Backöfen sind z. B. Haushaltsgeräten, die in der Regel über einen dreiphasigen Anschluss verfügen. In diesem Fall wird entweder ein dreiphasiger Smart Plug benötigt oder es wird jede Phase einzeln durch eine geeignete Komponente gemessen. In dem Fall eines mehrphasig angeschlossenen Gerätes wird die Summe der zugeordneten Smart Plugs gebildet und als Leistung des jeweiligen Gerätes angezeigt.

Ab dem Zeitpunkt, zu dem ein Smart Plug einem Gerät zugeordnet ist, wird dieser Smart Plug nicht mehr als eigenständiges Gerät angezeigt. In der oben beschriebenen Liste der Geräte eines Raumes erscheinen zugeordnete Smart Plugs dann nicht mehr. Anstatt dessen wird die gemessene Leistung direkt an dem Gerät dargestellt, dem die jeweilige Menge von Smart Plugs zugeordnet ist. Zusätzlich können weitere Messdaten, die der Smart Plug erfasst, dem jeweiligen Gerät zugeordnet und in Form von Gerätedetails visualisiert werden. In Abschnitt 5.4 wird die interne Datenverarbeitung im Gebäude-Energiemanagementsystem am Beispiel des

Organic Smart Home vorgestellt. Die durch das EMP erfolgte Zuordnung von Smart Plugs und Geräten wird für das Energiemanagement parallel sehr ähnlich verwendet: Die Messdaten der jeweiligen Smart Plugs werden direkt als Gerätedetails dem jeweiligen Gerät hinzugefügt. Diese Zuordnung ist insbesondere für das Energiemanagement von Haushaltsgeräten eine wesentliche Voraussetzung.

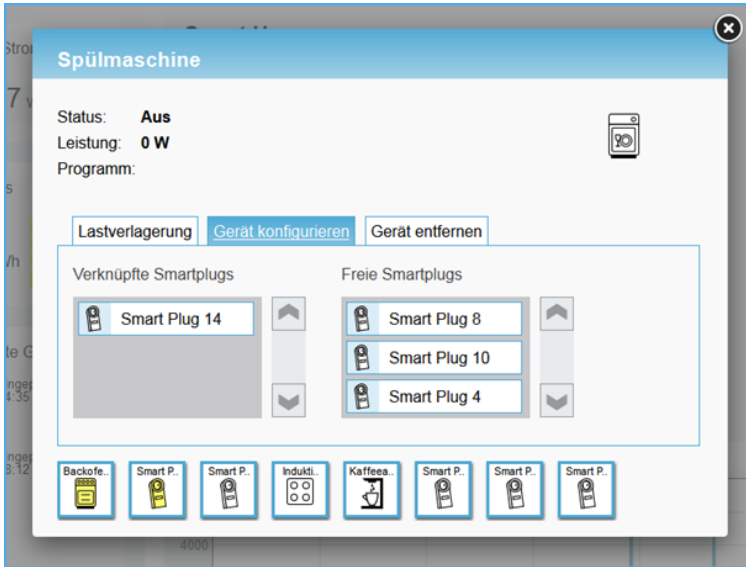


Abbildung 4.21: EMP - Verknüpfung von Haushaltsgeräten mit Smart Plugs

Obwohl die mit der Konfiguration durch das EMP erfassten Daten der verschiedenen Komponenten bereits interaktiv mit dem Gebäude-Energiemanagementsystem ausgetauscht werden, muss zur Integration einiger Informationen ein Prozess zum Abschluss der Konfiguration im Energiemanagementsystem ausgelöst werden. Die interne Verarbeitung der Konfigurationsdaten innerhalb des Energiemanagements wird am Beispiel des so genannten Building Managers im Organic Smart Home in Abschnitt 5.4 erläutert. Um diesen Prozess gezielt nach Fertigstellung der Konfiguration starten zu können, gibt es eine entsprechende Schnittstelle im EMP, die in Abbildung 4.22 dargestellt ist.

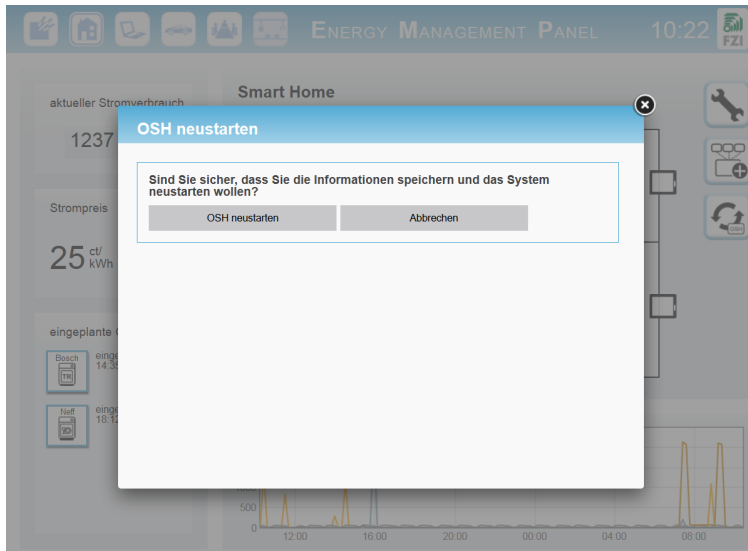


Abbildung 4.22: EMP - Übertragung und Aktivierung der Konfiguration

Durch die Konfigurationskomponente des EMP wird eine Schnittstelle bereitgestellt, die die Anpassung eines generischen Gebäude-Energiemanagementsystems an die tatsächliche Umgebung interaktiv durch den Nutzer oder durch den Installateur ermöglicht. Die vorgestellten Verfahren reichen dabei von der Smart Home Konfigurationsoberfläche zur Anordnung von Räumen und der darin befindlichen Gebäude-Automationskomponenten über das interaktive Hinzufügen von Geräten und Gateways mit den für das Energiemanagement benötigten Informationen sowie die Kopplung von Geräten und Messstellen zur Laufzeit des Systems.

Insgesamt stellt das EMP durch die Integration der drei Komponenten Visualisierung, Parametrisierung und Konfiguration einen ganz neuen Baustein für ein Interaktives Gebäude-Energiemanagement dar. Dazu wurden Methoden der in den Abschnitten 3.3 und 3.4 beschriebenen Ansätze aufgegriffen und wesentlich erweitert, so dass durch das EMP

eine vollständige Komponente für die Nutzerinteraktion auf Basis des Organic Smart Home vorgestellt werden konnte. Insbesondere ist dadurch gewährleistet, dass der Nutzer die Entscheidungsgewalt über alle Komponenten und Abläufe des Gebäude-Energiemanagements behält, während ein Großteil der Steuerung automatisch durch das System innerhalb der vom Nutzer definierten Freiheitsgrade erfolgt.

KAPITEL 5

INTEGRATION DES EMP IN ENERGIEMANAGEMENTSYSTEME

In Kapitel 4 wurde die Bedeutung der Interaktion zwischen dem Nutzer und dem System in Bezug auf Gebäude-Energiemanagementsysteme motiviert und das Energy Management Panel (EMP) als Anwendung vorgestellt, das die drei wesentlichen Aspekte zur Interaktion mit dem Energiemanagement für den Nutzer integriert: Visualisierung, Parametrisierung und Konfiguration. Insbesondere in Hinblick darauf, dass in zukünftigen Energiesystemen eine Vielzahl von Gebäude-Energiemanagementsystemen eingesetzt wird, ist die effiziente Kopplung zwischen der Nutzerinteraktion und dem System selbst eine wichtige Voraussetzung. Dafür ist eine tiefgreifende Integration der Interaktionskomponenten in das Energiemanagement erforderlich.

Im Folgenden werden zunächst die Systemarchitektur des EMP sowie die softwaretechnischen Designentscheidungen beschrieben. Dazu werden eine Auswahl besonders relevanter Komponenten des Systems und die damit zusammenhängenden Entscheidungen in Bezug auf die System-

architektur dargestellt. Zusätzlich wird die exemplarische Integration des EMP in das Organic Smart Home (vgl. Abschnitt 3.4.6) vorgestellt, das ein Betriebssystem für reale Energiemanagementsysteme darstellt. Dies umfasst insbesondere die Vorstellung des im Rahmen dieser Arbeit realisierten und erprobten Building Managers, der eine umfassende Interaktionskomponente für das Organic Smart Home darstellt.

5.1 Architektur des Energy Management Panels

Aktuell existieren zwei Implementierungen des EMP, die sich im Detail unterscheiden und in verschiedenen Szenarien eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 6.1). Zunächst wurden plattformabhängige Architekturen (z. B. auf Basis einer Android- oder iOS-Applikation) untersucht und im Zusammenhang mit Energiemanagementsystemen in verschiedenen Laborumgebungen getestet. Aufgrund des extrem dynamischen Umfelds in Bezug auf die verwendeten Endgeräte und Schnittstellen der Energiemanagementsysteme, wurde besonderer Wert auf Plattformunabhängigkeit gelegt. Dies ist eine wichtige Voraussetzung, damit die Schnittstellen von einem großen Nutzerkreis auf unterschiedlichen Endgeräten auch über einen längeren Zeitraum genutzt werden können. Hinsichtlich dieser Anforderung bieten so genannte *Web-Anwendungen*, die über den Web-Browser des jeweiligen Endgerätes bedient werden, ideale Voraussetzungen. Web-Anwendungen können auf nahezu beliebigen stationären und mobilen Endgeräten (z. B. Smart Phones, Tablets, Heimrechnern, modernen Fernsehern u. v. m.) unabhängig vom jeweiligen Betriebssystem aufgerufen und bedient werden.

Die Verfahren des *Web-Engineering* bieten in diesem Zusammenhang eine große Vielfalt von Lösungsansätzen für die Entwicklung von Web-Anwendungen. In [Suh05] bzw. [MDHG99] wird der Begriff sehr treffend definiert: „*Web-Engineering uses scientific, engineering and management principles and systematic approaches to successfully develop, deploy, and maintain high-quality Web-based systems and applications.*“ Die Konzeption sowie die konkreten Implementierungen des EMP basieren auf ausgewählten Ansätzen des Web-Engineering.

Häufig kommt für die Anbindung von Web-Anwendungen eine asynchrone Kommunikation zwischen Client und Server zum Einsatz, so dass nur solche Informationen zwischen Client und Server ausgetauscht werden, die auch auf dem Client benötigt werden. Ein Teil dieser Verfahren wird unter dem weit verbreiteten Begriff *AJAX* (engl. Asynchronous JavaScript and XML) zusammengefasst und beschreibt den kombinierten Einsatz asynchroner Kommunikation mit der Script-Sprache *JavaScript*¹ unter Verwendung von *XML*² (engl. Extensible Markup Language) als Datenformat. Aufgrund der deutlich kompakteren Kodierung kommen häufig auch andere Datenformate, wie z. B. *JSON*³ (engl. JavaScript Object Notation) zum Einsatz, um die zu übertragende Datenmenge möglichst gering zu halten.

Die Abbildung 5.1 beschreibt das klassische Modell (links) einer Web-Anwendung im Vergleich zum AJAX-Modell (rechts). Im klassischen Modell wird je Anfrage im Browser eine HTTP-Anfrage an den Web-Server geschickt, der in seiner Antwort typischerweise den Inhalt sowie die Formatierung einer Webseite enthält. Im Unterschied dazu werden die HTTP-Anfragen im AJAX-Modell nicht unmittelbar vom Browser, sondern von einer so genannten AJAX-Engine generiert und die Antwort vom Web-Server enthält nur die benötigten Daten, nicht aber weitere Informationen zur Formatierung. Letztere wird mit Hilfe von unterschiedlichen Methoden zur Formatierung aus der AJAX-Engine heraus vom Client selbst generiert. Über das AJAX-Modell ist also ein sehr flexibler Austausch von Informationen zwischen Client und Server möglich.

Das EMP wurde bereits in der ersten produktiv eingesetzten Variante auf Basis der AJAX-Technologie zum asynchronen Austausch dynamischer Inhalte zwischen der Nutzerschnittstelle und dem Energiemanagementsystem als Web-Anwendung entworfen und implementiert. Damit ist es weitestgehend plattformunabhängig und kann auf beinahe allen Endgeräten eingesetzt werden, die über einen Web-Browser verfügen. Für den Datenaustausch wird in den meisten Fällen aufgrund der kompakten Kodierung auf das JSON-Format zurückgegriffen. Aufgrund der

¹<http://www.ecma-international.org/publications/standards/Ecma-262.htm>

²<http://www.w3.org/XML/>

³<http://www.json.org/>

Tatsache, dass Energiemanagementsysteme insbesondere in Privathaushalten auf sehr energiesparenden Geräten mit geringer Rechenleistung eingesetzt werden, ist ein effizienter Informationsaustausch eine wichtige Voraussetzung.

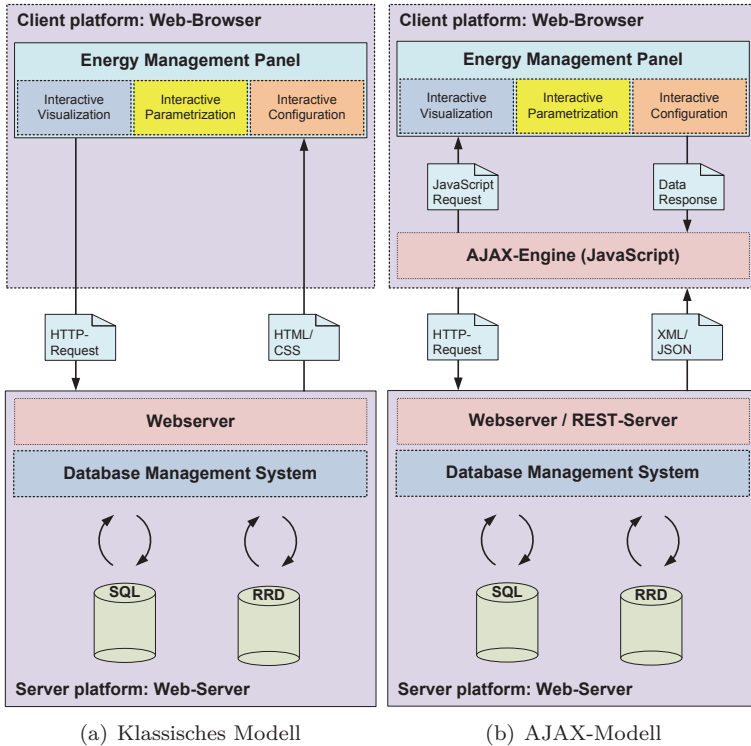


Abbildung 5.1: Modelle von Web-Anwendungen

Zur Formatierung der Inhalte im EMP sowie zur Navigation werden mehrere JavaScript-Bibliotheken verwendet. In der ersten Variante des EMP, die bereits im Energy Smart Home Lab (vgl. Abschnitt 6.1.1)

eingesetzt und in [BKS12] vorgestellt wurde, wird auf das *Dojo-Toolkit*⁴ für die Darstellung des Hauptmenüs im so genannten *Akkordeon-Stil* zurückgegriffen. Der Aufbau des Hauptmenüs in dieser ersten Variante ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Für die HTTP-Anfragen im AJAX-Modell wird das JavaScript-Framework *jQuery*⁵ eingesetzt. Dies erlaubt eine sehr individuelle Gestaltung des Nachrichtenaustauschs und der zugehörigen Formatierung. In der ersten Variante des EMP wird ein Großteil der abrufbaren Informationen kontinuierlich zwischen Client und Server ausgetauscht, ohne jedoch zu berücksichtigen, welche Informationen in der aufgerufenen Sicht tatsächlich relevant sind. Diese Methode erlaubt zwar eine übersichtliche Darstellung der Informationen für den Nutzer, erzeugt jedoch einen erheblichen, zum Teil unnötigen Datenaustausch zwischen Client und Server.

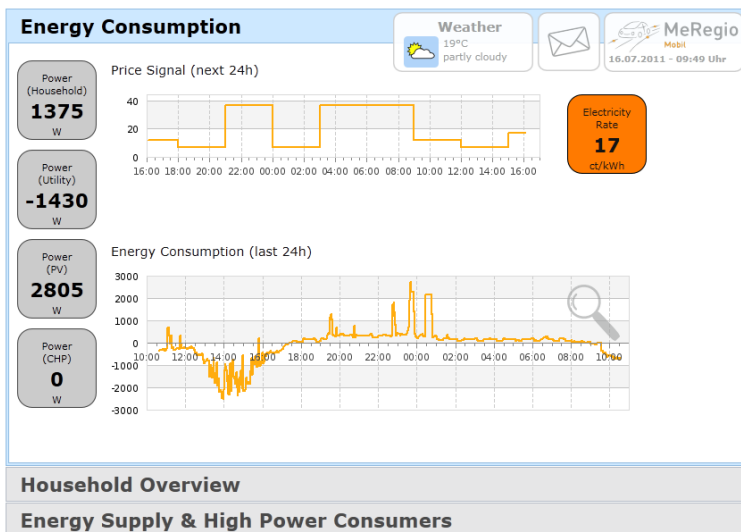


Abbildung 5.2: EMP im KIT Energy Smart Home Lab [BKS12]

⁴<http://dojotoolkit.org/>

⁵<http://jquery.com/>

In der zweiten Variante des EMP, die im Rahmen dieser Arbeit realisiert und mit dem Energiemanagement des FZI House of Living Labs (vgl. Abschnitt 6.1.2) erprobt wird, wurde die Architektur wesentlich verändert. Insbesondere sind Art und Umfang der ausgetauschten Daten abhängig von der jeweiligen Sicht und – innerhalb der Sicht – von der jeweiligen Auswahl von Detailinformationen. Sowohl für die dynamische Darstellung der Layout-Komponenten, als auch für die HTTP-Anfragen im AJAX-Modell werden das JavaScript-Framework jQuery sowie zusätzliche Module dieses Frameworks eingesetzt.

5.2 Kommunikation

Die Verfahren des Web-Engineering beschreiben für Web-Anwendungen auch hinsichtlich der Art der verwendeten Komponenten unterschiedliche Ansätze für die Kommunikation zwischen Client (hier: EMP) und Server (hier: Gebäude-Energiemanagementsystem) in Verbindung mit dynamischen Elementen. Ein klassischer Ansatz sieht einen zentralen Web-Server vor, der entweder statische Webseiteninhalte bereitstellt oder dynamische Inhalte durch geeignete Scriptsprachen bzw. durch die Kopplung mit einem Anwendungs-Server generiert. Die übertragenen Inhalte können dabei formatierten Text, aber auch Script-Elemente enthalten, die clientseitig interpretiert werden. Die dynamischen Inhalte werden dabei häufig auf der Basis von Informationen generiert, die in Datenbanken hinterlegt sind. Sieht man von zusätzlichen Technologien zur Verbesserung der Leistungsfähigkeit dieses Verfahrens ab, erzeugt also jede Anfrage eines dynamischen Webseiteninhalts einen oder mehrere Datenbankzugriffe.

In einer früheren Variante des EMP wurde dieser klassische Ansatz gewählt. Der Datenaustausch zwischen dem EMP und dem Energiemanagementsystem erfolgte über einen eigenständigen, vom Energiemanagementsystem unabhängigen Web-Server in Verbindung mit der Script-Sprache PHP (engl. PHP Hypertext Preprocessor) sowie einem ebenfalls eigenständigen MySQL-Datenbank-Server. Diese Variante, die im oberen Teil von Abbildung 5.3 dargestellt wird, hat den Vorteil, dass sämtliche Informationen in einer vom Energiemanagementsystem unab-

hängigen Datenbank gesammelt werden. Auf diese Weise ist beispielsweise die Erstellung von Zeitreihen sowie beinahe beliebiger Zugriff auf historische Daten jederzeit möglich. In der Praxis hat sich diese Variante jedoch im konkreten Fall hinsichtlich der Kommunikation zwischen dem EMP und dem Energiemanagementsystem als sehr ineffizient herausgestellt, da jede auszutauschende Information in der benötigten Aktualisierungsrate in die Datenbank geschrieben und wieder ausgelesen werden muss. In Bezug auf die Auslastung der Datenhaltungsschicht von Energiemanagementsystemen, insbesondere solchen, die auf geringen Hardware-Ressourcen ausgeführt werden, hat diese Variante damit erhebliche Nachteile.

Abweichend zum oben beschriebenen klassischen Ansatz des Web-Engineering, der auf einem eigenständigen Web-Server basiert, kann es von großem Vorteil sein, eine Web-Server-Komponente direkt in die jeweilige Anwendung zu integrieren. Im konkreten Fall ist die Anwendung das Gebäude-Energiemanagementsystem. Die Web-Server-Komponente, die ins Energiemanagementsystem integriert wird, ist dabei deutlich leichtgewichtiger, als ein eigenständiger Web-Server. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Informationen, die unmittelbar in der Anwendung bereitstehen, ohne zusätzliche Datenbankzugriffe zur Verfügung zu stellen. Aus diesen Ausführungen wird ersichtlich, dass die Konzeption einer geeigneten Kommunikationsarchitektur einen entscheidenden Einfluss auf die Effizienz des Gesamtsystems hat.

Für die im Rahmen der vorliegenden Arbeit vorgestellte Variante des EMP wird zur Kommunikation zwischen der Web-Anwendung und dem Energiemanagementsystem eine integrierte Webservice-Komponente eingefügt, die durch die asynchronen Abfragen aus dem EMP konsumiert wird. Diese Komponente ist direkt ins Energiemanagementsystem integriert. Daher ist es möglich, häufig benötigte Informationen effizient und auf direktem Weg bereitzustellen. Insbesondere ermöglicht dieses Vorgehen die flexible Bereitstellung von Informationen ohne separaten Zugriff auf die Datenbank. Das Energiemanagementsystem ist auf diese Weise in der Lage, zu entscheiden, ob es die benötigten Informationen unmittelbar liefern kann oder, z. B. zur Bereitstellung von historischen Daten, ein zusätzlicher Zugriff auf andere Informationsquellen, wie z. B. Datenbanken, erforderlich ist. In der konkreten Anwendung des EMP können z. B. sämtliche Informationen der Übersichtsseiten, die häufig se-

kündlich aktualisiert werden, direkt aus dem Energiemanagementsystem ohne Datenbankzugriff bereitgestellt werden.

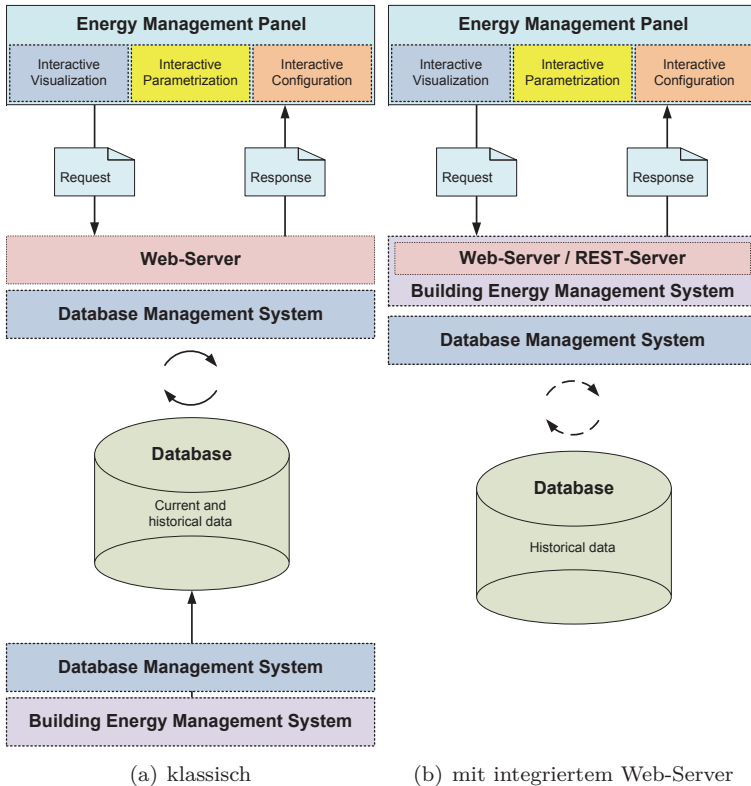


Abbildung 5.3: Kommunikation zur Interaktion

In Abbildung 5.3 sind der klassische Ansatz (links) sowie der Ansatz mit einem integrierten Web-Server (rechts) für das konkrete Beispiel der Kommunikation zwischen Gebäude-Energiemanagementsystem und EMP dargestellt. Dabei ist das EMP in dieser Darstellung als Ganzes zu betrachten. Im klassischen Ansatz erzeugt das EMP eine Anfrage, die

von einem eigenständigen Web-Server entgegengenommen wird. Durch ein Datenbank-Managementsystem wird die entsprechende Abfrage z. B. hinsichtlich aktueller oder historischer Daten an die Datenbank formuliert. Nachdem die angefragten Informationen vorliegen, werden diese wiederum mit einer geeigneten Antwort durch den Web-Server an das EMP kommuniziert. Das Gebäude-Energiemanagementsystem schreibt in diesem Fall alle erfassten Daten weitestgehend ohne vorherige Verarbeitung in die Datenbank. Die Datenbank stellt damit eine entscheidende Komponente für den Datenaustausch zwischen dem EMP und dem Gebäude-Energiemanagementsystem dar, über die alle Informationen zur Nutzerinteraktion fließen. In diesem Ansatz muss also ein entsprechend performantes Datenbanksystem vorgesehen werden.

Im Ansatz mit einem integrierten Web-Server (rechts in Abbildung 5.3) kann auf den oben beschriebenen eigenständigen Web-Server verzichtet werden. Das EMP erzeugt auch hier eine Anfrage der benötigten Daten, die in diesem Fall von einer Web-Server-Komponente entgegengenommen werden, die im Gebäude-Energiemanagementsystem integriert ist. Letzteres kann nun entscheiden, ob die angefragten Informationen bereits im System vorliegen oder ob optional zusätzliche Datenquellen angefragt werden müssen. Die meisten der im EMP benötigten und insbesondere ein Großteil der sehr häufig aktualisierten Informationen des EMP stehen im System zur Verfügung und können somit sehr effizient bereitgestellt werden. Insbesondere sind auf diese Weise nur noch Datenbankzugriffe für die Informationen erforderlich, die im System zur Laufzeit nicht vollständig verfügbar sind (z. B. historische Daten für die Darstellung eines Lastverlaufs). In diesem Fall wird zusätzlich zwischen einem Web-Server, der insbesondere Informationen zur Visualisierung bereitstellt und einem so genannten REST-Server (engl. reStructuredText), der lediglich entsprechend formatierte Daten bereitstellt, unterschieden.

In der letzten Version des EMP wird die weitestgehend statische Web-Server-Komponente lediglich zur initialen Bereitstellung der Layout-Informationen für das EMP aufgerufen. Der Austausch von dynamischen Informationen (z. B. hinsichtlich Energieflüssen sowie aktuellen Systemzuständen) erfolgt über die AJAX-Komponenten des EMP mit dem integrierten REST-Server des Gebäude-Energiemanagementsystems. Durch

eine geeignete Parametrisierung der Anfragen an den REST-Server sowie durch individuell und in Abhängigkeit der jeweiligen Ansicht des EMP definierte Abfrageintervalle wird somit eine besonders effiziente und sehr flexible Kommunikation ermöglicht.

Ein weiterer wesentlicher Vorteil der Integration des Web-Servers bzw. des REST-Servers in das Gebäude-Energiemanagementsystem ist die daraus resultierende deutlich schlankere Struktur des Systems. Dies ist insbesondere dann von großer Bedeutung, wenn das Energiemanagement z. B. auf der Hardware von eingebetteten Systemen betrieben werden soll. Dies ist die Grundvoraussetzung für die hinsichtlich der Energiewende äußerst relevante Verbreitung von Gebäude-Energiemanagementsystemen in großer Stückzahl. Der wesentliche Teil der Datenhaltung erfolgt dann im System selbst und wird von diesem auch durch die integrierten Komponenten für die Nutzerinteraktion bereitgestellt. Die eigenständige Web-Server-Komponente entfällt vollständig und die Datenbank kann zur Erfassung der tatsächlich benötigten historischen Daten auf ein Minimum reduziert werden.

Durch den Vergleich verschiedener Konzepte zur Kommunikation zwischen dem Gebäude-Energiemanagementsystem und dem Nutzer wurde dargestellt, dass die Designentscheidungen hinsichtlich des Zusammenspiels der verschiedenen Komponenten wesentliche Auswirkungen auf die Effizienz und damit auf den Erfolg des Systems haben. Insbesondere konnten im Rahmen der vorliegenden Arbeit durch die konkrete Realisierung unterschiedlicher Ansätze zur Kommunikation in den verschiedenen Versionen von EMP und Energiemanagement sowie der entsprechenden Analyse umfangreiche Erkenntnisse gewonnen werden, so dass in den letzten Versionen des EMP sowie des zugehörigen Building Managers im Organic Smart Home ein effizientes System entwickelt wurde. Zusätzlich zu den Kommunikationsaspekten in Bezug auf das Zusammenspiel der Komponenten stellen insbesondere auch Aspekte der Datenhaltung eine wesentliche Stellschraube für die Effizienz des Gesamtsystems dar. Im folgenden Abschnitt werden grundsätzliche Designentscheidungen zur Datenhaltung in Gebäude-Energiemanagementsystemen insbesondere hinsichtlich der Nutzerinteraktion vorgestellt.

5.3 Datenhaltung

Eine geeignete Architektur sowie effiziente Methoden zur Datenhaltung innerhalb von Energiemanagementsystemen sind besonders wichtig für verteilte Systeme, die über stark eingeschränkte Speicher- und Rechenkapazitäten verfügen. Häufig werden Daten in einer unnötig hohen Auflösung erfasst und gespeichert. Insbesondere in der Diskussion um die flächendeckende Verbreitung von so genannten *Smart Metern* (vgl. Abschnitt 2.4.2) wird häufig eine enorme Datenflut befürchtet. Daher ist es besonders wichtig, bereits für Gebäude-Energiemanagementsysteme geeignet zu definieren, welche Daten in welchem Umfang und an welcher Stelle benötigt werden. Die erfassten Daten müssen also auf den verschiedenen Ebenen des Energiesystems geeignet aggregiert werden.

Ebenso wichtig ist es, den Austausch von Daten für die Kommunikation zwischen einzelnen Energiemanagement-Komponenten bzw. zwischen dem Energiemanagement und den jeweiligen Interaktionssystemen festzulegen. Wesentliche Stellgrößen sind dabei der Umfang der kommunizierten Daten sowie die Frequenz zur Aktualisierung. Geeignete Puffer-Speicher, so genannte *Caches*, können effiziente Hilfsmittel darstellen, um den Transfer redundanter Daten zu verhindern. Caches können sowohl auf dem Client als auch auf dem Server implementiert werden. Während der Cache im Client verhindert, dass bereits vorhandene Daten überhaupt an der Serverkomponente angefragt werden, können Caches in der Serverkomponente des Energiemanagementsystems z. B. redundante Anfragen an die Datenbankschicht verhindern.

Hinsichtlich der Datenhaltung in Energiemanagementsystemen lassen sich grundsätzlich zwei Arten der Datenhaltung unterscheiden. Einerseits kann diese lokal im Gebäude oder zentral auf den Servern eines entsprechenden externen Anbieters stattfinden. Findet die Datenhaltung der durch das Energiemanagementsystem erfassten Daten lokal statt, hat dies den großen Vorteil, dass kaum Daten das lokale Energiemanagement im Gebäude verlassen müssen. Dies ist insbesondere in Hinblick auf Datensicherheit, Datenschutz und Privatsphäre ein wesentlicher Vorteil, da keine sensiblen Informationen das Gebäude verlassen. Die Analyse, die Auswertung und auch die Visualisierung der Daten müssen in diesem Szenario

jedoch ebenfalls lokal mit den im Gebäude verfügbaren Komponenten stattfinden. Lokale Netze ermöglichen wiederum einen schnelleren und in den meisten Fällen auch zuverlässigeren Zugriff auf die Datenhaltung innerhalb des Gebäudes (z. B. durch mobile Endgeräte) als dies über eine externe Gebäude-Anbindung möglich wäre. Eine zentrale Datenhaltung bietet wiederum wesentliche Vorteile in Bezug auf die Dauerhaftigkeit der gespeicherten Daten. Zusätzlich steht häufig ein Vielfaches des lokal verfügbaren Speicherplatzes und der Rechenkapazität zur Verfügung. Im Szenario der zentralen Datenhaltung können also umfangreiche Analysen und Auswertungen im jeweiligen Rechenzentrum erstellt und an die verteilten Energiemanagementsysteme kommuniziert werden.

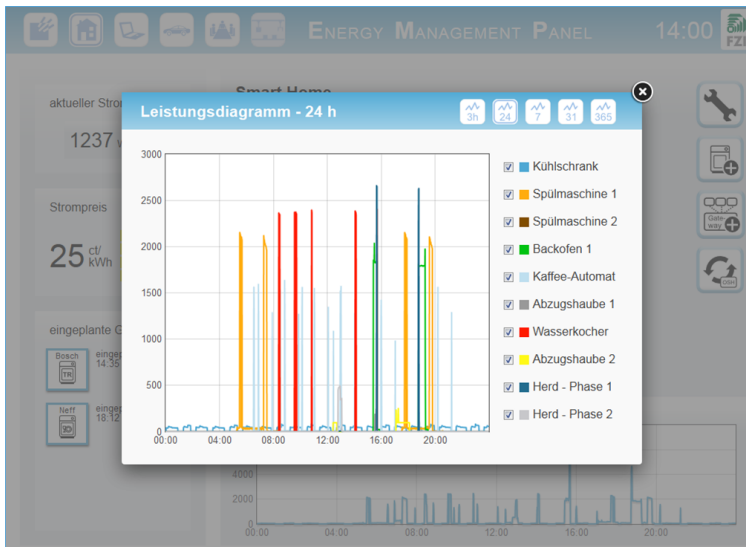


Abbildung 5.4: Detaillierte Lastprofile im Smart Home

Häufig entsteht insbesondere in den Interaktionskomponenten von Energiemanagementsystemen die Anforderung, Daten in bestimmten Zeitspannen auszuwerten. Dies kann z. B. zur Visualisierung von Lastprofilen über bestimmte Zeitspannen oder auch zur Übertragung von Daten für Abrechnungszwecke relevant sein. In Kapitel 4.4 wurde bereits die Mög-

lichkeit zur detaillierten Visualisierung von Lastprofilen im Smart Home durch das EMP beschrieben. Dies ist an dieser Stelle exemplarisch anhand des Energy Management Panels in Abbildung 5.4 dargestellt. Der Nutzer ist durch die Visualisierungskomponente des EMP in der Lage, Lastgänge zu jedem einzelnen Gerät über fünf vordefinierte Zeitspannen (3 Stunden, Tag, Woche, Monat, Jahr) zu visualisieren. Mittels dieser Funktionalität werden also häufig Daten genau dieser Zeitspannen aus dem Energiemanagementsystem angefragt und durch das EMP dargestellt.

Im konkreten Fall, der in Abschnitt 6.1.2 im Detail beschrieben wird, erfolgt die Erfassung von Leistungsdaten im Smart Home sekundlich in einer lokalen SQL-Datenbank. Wird nun der Lastgang eines Gerätes über ein Jahr angefragt, würde das Ergebnis für nur ein Gerät 31 536 000 Datenpunkte (365 Tage x 24 Stunden x 3 600 Sekunden) umfassen. Selbst beim Abruf eines Wochenlastgangs für ein Gerät würden noch 604 800 Datenpunkte (7 Tage x 24 Stunden x 3 600 Sekunden) übertragen werden. Die beschriebene Darstellung der Lastgänge stellt jedoch lediglich 630 Bildpunkte auf der X-Achse zur Verfügung. Würden die vorhandenen Daten nicht serverseitig durch das Gebäude-Energiemanagement aggregiert oder gefiltert werden, so müsste dies clientseitig durch das EMP erfolgen. Ein Großteil der übertragenen Daten würde dann zur Darstellung durch das EMP nicht verwendet werden können, so dass eine große Menge von Daten unnötig übertragen werden würde.

Dieses Szenario ist in Abbildung 5.5 veranschaulicht. Im rechten Teil der Abbildung sind die in einer SQL-Datenbank gespeicherten Leistungswerte einzelner Smart Plugs mit den zugehörigen Zeitstempeln angedeutet. Der Zugriff auf die Datenbank durch das Gebäude-Energiemanagementsystem ist mittels einer Abstraktionsschicht (Database Management System) gekapselt. Im oberen Teil der Abbildung ist der Datenaustausch eines Wochenlastgangs und im unteren Teil der eines Jahreslastgangs dargestellt.

Eine wichtige Voraussetzung ist also eine geeignete Aggregation der Messwerte. Im Vergleich zu Abbildung 5.5 ist dies beispielhaft in Abbildung 5.6 dargestellt. Erfolgt die Aggregation clientseitig, so hat das den Nachteil, dass trotzdem alle Datenpunkte zwischen Client und Server ausgetauscht werden müssen. Sinnvoller ist daher eine geeignete Aggregation

auf der Serverkomponente des Energiemanagementsystems. Vernachlässigt man die Möglichkeiten weiterer Hilfsmittel, wie z. B. Caches, müssen in diesem Fall jedoch immer noch alle Daten aus der zugrunde liegenden Datenbank für die erfassten Zeitreihen ausgelesen oder geeignete Aggregationen aufwändig während des Auslesens vom Datenbanksystem generiert werden. Gebäude-Energiemanagementsysteme werden auf Hardware-Komponenten installiert sein, die wenig Energie benötigen. Rechenleistung wird somit eine sehr begrenzte Ressource darstellen. Aufwändige Datenbankoperationen müssen daher vermieden werden.

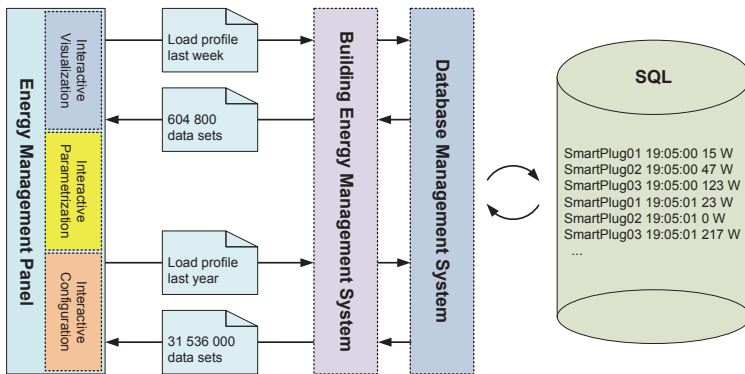


Abbildung 5.5: Datenhaltung - SQL

In diesem Zusammenhang stellen so genannte *Round-Robin-Datenbanken*⁶ eine geeignete Lösung dar. Die Zugriffsverfahren sind genau für den Anwendungsfall konzipiert, dass häufig identische Zeitspannen und damit in den meisten Fällen auch identische Auflösungen aus der zugrundeliegenden Zeitreihe abgefragt werden. Für jede relevante Zeitspanne wird ein so genanntes *Round-Robin-Archiv* angelegt (im konkreten Beispiel eines für 3 Stunden, 24 Stunden, etc.), das beim Schreiben neuer Werte entsprechend der verwendeten Aggregationsfunktion gefüllt wird. Die am meisten verwendeten Aggregationsfunktionen sind dabei *Mittelwert*, *Minimum* und *Maximum*. Weiterhin kann angegeben werden, wie viele

⁶<http://www.rrdtool.org/>

Datenpunkte im Archiv enthalten sein sollen. Wird diese Anzahl überschritten, wird mit jedem neuen aggregierten Wert ein alter Wert nach dem Prinzip *last-in-first-out* entfernt. Ist ein Round-Robin-Archiv also einmal gefüllt, enthält es zu jeder Zeit eine konstante, vorher definierte Anzahl von Datenpunkten. Der benötigte Speicherplatz ist damit konstant und das Verfahren skaliert gut.

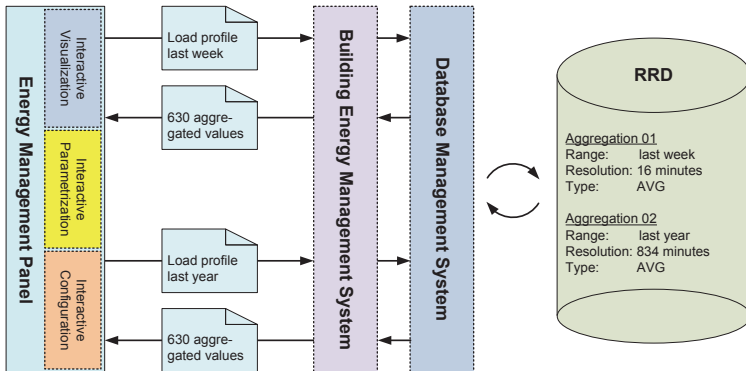


Abbildung 5.6: Datenhaltung - Round Robin Database

Im oben beschriebenen Beispiel können Lastprofile mit exakt 630 Bildpunkten durch das EMP dargestellt werden. Also enthalten die zugrundeliegenden Round-Robin-Archive exakt 630 Datenpunkte. Ein Round-Robin-Archiv, das beispielsweise die Daten zur Darstellung des Lastgangs der letzten 7 Tage mit der Aggregationsfunktion *Mittelwert* speichert, bildet aus den sekundlich erfassten Messwerten je 16-Minuten-Intervall ($24 \times 7 \times 60$ Minuten / 630 Bildpunkte) einen Mittelwert. Alle 16 Minuten wird in diesem Beispiel also ein neuer Wert ins Round-Robin-Archiv geschrieben und ein alter Wert entfernt. Die Aggregationsfunktion wird beim Schreiben in das Archiv berechnet, so dass die Werte aggregiert im Archiv vorliegen und somit sehr schnell für die zuvor definierte Darstellung des EMP ausgelesen werden können. Auf diese Weise wird eine sehr effiziente Speicherung sowie insbesondere auch eine sehr effiziente Kommunikation der benötigten Informationen entsprechend der vordefinierten Zeitspannen zwischen dem EMP und dem Gebäude-Energiemanagement-

system ermöglicht. Dieses Verfahren wird zur Integration des EMP in das Gebäude-Energiemanagement eingesetzt, die im Folgenden vorgestellt wird.

5.4 Exemplarische Integration des EMP ins OSH

In Abschnitt 3.4.6 wurde bereits das OSH als wissenschaftlicher Ansatz eines Betriebssystems für Gebäude-Energiemanagementsysteme vorgestellt. Es handelt sich um eine hierarchisch strukturierte Softwarearchitektur, auf der das Energiemanagement im *KIT Energy Smart Home Lab* sowie im *FZI House of Living Labs* (vgl. Abschnitt 6.1) basiert. Zur Evaluation der in Kapitel 4 vorgestellten Komponenten des Interaktiven Gebäude-Energiemanagements (Visualisierung, Parametrisierung, Konfiguration) wurden zusätzliche Komponenten für das OSH zur Kopplung mit dem EMP entwickelt und in das OSH integriert. Im Folgenden wird der *Building Manager* exemplarisch als Erweiterung des OSH für ein Interaktives Gebäude-Energiemanagement sowie dessen Kopplung mit dem EMP vorgestellt.

Ein wesentliches Ziel des Interaktiven Gebäude-Energiemanagements ist die effiziente Anpassung des generischen „out-of-the-box“-Systems an die jeweilige Umgebung sowie an die individuellen Präferenzen des Nutzers. Für die Anpassung des generischen Systems sind insbesondere Methoden zur Beherrschbarkeit der Komplexität erforderlich, die sich durch die Verbindung und die Abhängigkeiten der zahlreichen Komponenten im Gebäude ergibt. Idealerweise ist die Anpassung des Systems somit durch den Nutzer selbst möglich. Während durch das OSH im Wesentlichen ein generisches Betriebssystem für das Energiemanagement bereitgestellt wird, stellt das EMP die interaktive Schnittstelle zwischen Energiemanagement und Nutzer dar. Durch den Building Manager erfolgt die Kopplung der interaktiven Komponenten des EMP mit dem OSH zur Visualisierung, Parametrisierung sowie zur Konfiguration des Gebäude-Energiemanagements.

In Abbildung 5.7 sind anhand der Architektur des OSH ausgewählte Aspekte zur Parametrisierung während der Laufzeit des Systems, zur initialen Konfiguration sowie zur Konfiguration bei wesentlichen Veränderungen des Systems dargestellt. In den meisten Fällen benötigen die zugrundeliegenden Prozesse Informationen vom Nutzer, die an verschiedenen Stellen des Systems benötigt werden. Die verschiedenen Komponenten des OSH sowie die Gesamt-Architektur wurden in Abschnitt 3.4.6 bereits detailliert vorgestellt. Im Folgenden wird die Rolle einzelner Komponenten des Systems bezüglich der Parametrisierung und der Konfiguration erläutert.

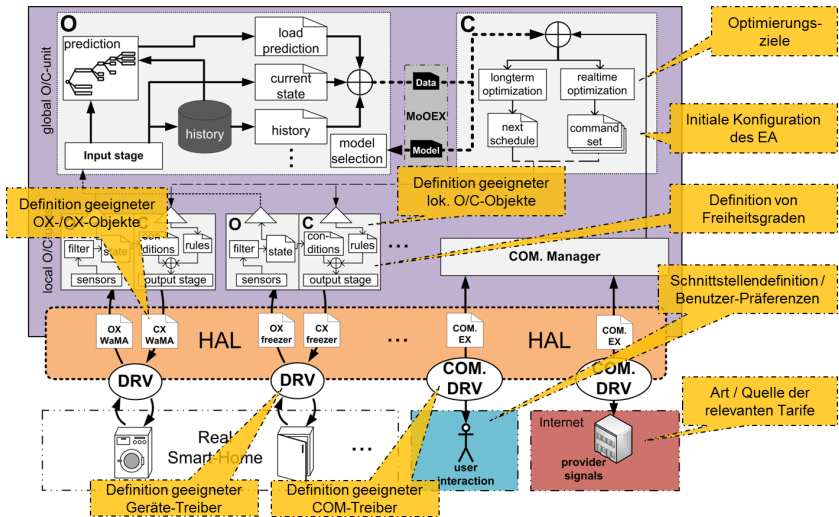


Abbildung 5.7: Konfiguration im OSH (angelehnt an [All14])

Wird ein neues Gerät hinzugefügt, müssen beispielsweise ein geeigneter Treiber, ein lokales Observer/Controller Objekt sowie geeignete Observer-Exchange und Controller-Exchange Objekte zur Kommunikation im System definiert und integriert werden. Durch die Auswahl eines speziellen globalen Controllers ist die Anpassung des Optimierungsziels im OSH möglich. Für diese Entscheidung sind die individuellen Präferenzen des

Nutzers sehr wesentlich. Entsprechend der Optimierungsziele kann auch die Anpassung der initialen Konfiguration des Evolutionären Algorithmus sinnvoll sein [Wei07]. Passend zum verwendeten Energietarif wird ein entsprechender COM-Treiber eingebunden, der den Austausch relevanter Informationen mit dem Energieversorger ermöglicht. Diese Auswahl trifft in den meisten Fällen ebenfalls der Nutzer. Zusätzlich zur Konfiguration des Systems ermöglicht die Parametrisierung eine Anpassung des Systems während der Laufzeit. Auf diese Weise kann der Nutzer seine individuellen Präferenzen (z. B. Geräte-Freiheitsgrade), die ständigen Veränderungen unterliegen können, vorgeben.

Teilweise ist es möglich, diese Prozesse automatisch auf Basis vorhandener Informationen durchzuführen (z. B. Treiberzuordnung für Standard-Gerät, wenn Gerätetyp bekannt ist oder Übernahme von Geräteparametern aus dem letzten Einsatz des Gerätes). In den meisten Fällen werden jedoch zusätzliche Informationen (z. B. zum konkreten Geräteeinsatz) benötigt, so dass ein Interaktionsprozess mit dem Nutzer während der Parametrisierung und Konfiguration erforderlich ist. Durch die Kopplung des OSH mit dem EMP ist der Nutzer einerseits über den aktuellen Zustand des Systems informiert und wird zudem in die Prozesse zur Parametrisierung sowie zur Konfiguration interaktiv eingebunden.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde das OSH um den Building Manager erweitert, der das Gebäude-Energiemanagementsystem mit dem EMP koppelt und somit die Schnittstelle zur Nutzerinteraktion darstellt. Um die Kopplung möglichst effizient zu gestalten und die sehr unterschiedlichen Informationen an verschiedenen Stellen des OSH nutzen zu können, wurde der Building Manager vertikal in das OSH integriert. Die Integration ist in Abbildung 5.8 schematisch dargestellt. Der Building Manager koordiniert dabei insbesondere den Zugriff auf seinen Kommunikationsmanager (*Com Manager*, vgl. Abschnitt 3.4.6) und die zugeordneten Kommunikationstreiber (*Com DRV*). Die Interaktion zwischen den drei EMP-Modulen zur interaktiven Visualisierung, Parametrisierung und Konfiguration erfolgt über separate Kommunikationstreiber, so dass unterschiedliche sowie für die jeweilige Anforderung geeignete Methoden und Technologien zum Austausch von Nachrichtenobjekten (Visualization Exchange, Parametrization Exchange und Configuration Exchange Objekte) verwendet werden können.

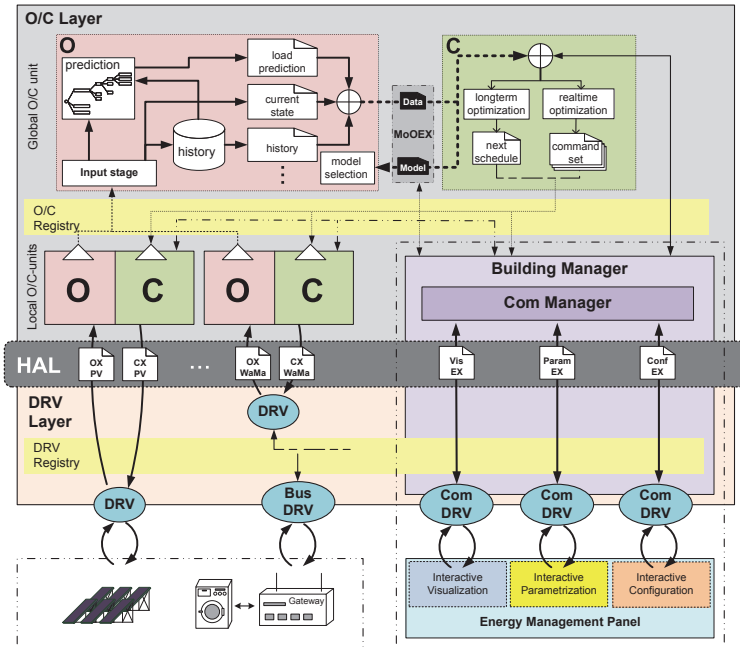


Abbildung 5.8: Integration des Building Managers in das OSH

Durch die vertikale Integration des Building Managers in die hierarchische Architektur des OSH ist dieser in der Lage, sowohl auf die obere Observer/Controller-Registry (O/C-Registry) als auch auf die untere Treiber-Registry zuzugreifen (vgl. Abschnitt 3.4.6). Somit können z. B. Informationen, die nicht unmittelbar relevant für das Energiemanagement des Gebäudes sind, aber trotzdem durch das EMP dargestellt werden sollen (z. B. Informationen hinsichtlich der Gerätewartung), direkt über die O/C-Registry ausgetauscht werden. Die Treiber-Registry erlaubt den direkten Nachrichtenaustausch zwischen Geräte- oder Bus-Treiber zum Kommunikationstreiber des EMP. Auf diese Weise kann der zuständige Kommunikationstreiber z. B. direkt informiert werden, wenn eine neue Komponente ins System integriert wurde, so dass der erforderliche Konfi-

gurationsprozess zur Integration dieser Komponente in das OSH gestartet werden kann.

Entsprechend der drei Module des EMP und der zugehörigen Kommunikationstreiber lassen sich der Aufbau und die Funktionalität des Building Managers ebenfalls auf drei Komponenten aufteilen. Dies ist schematisch in Abbildung 5.9 dargestellt. Die Schnittstellen nach außen sowie auch ein Großteil der Datenverarbeitung für die interaktive Visualisierung sind über einen integrierten Webserver (vgl. Abschnitt 5.2) realisiert, der einen Teil des Building Managers darstellt und somit vollständig ins OSH integriert ist.

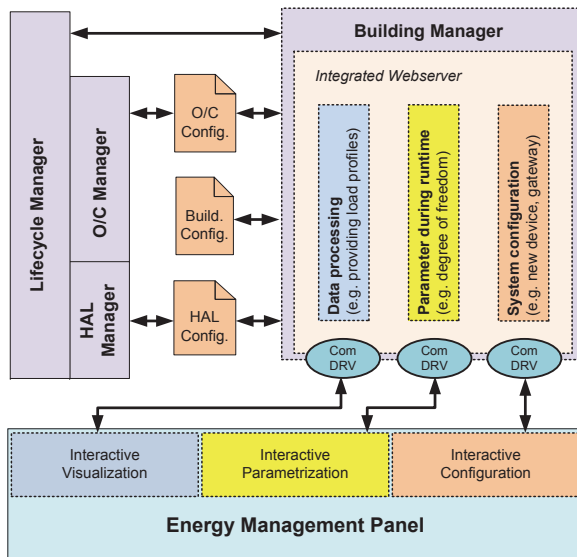


Abbildung 5.9: Building Manager

Die drei Module des EMP erzeugen verschiedene Anforderungen an die jeweilige Verarbeitung im Building Manager. Während für die interaktive Visualisierung der Fokus auf einer effizienten Datenbereitstellung und -vorverarbeitung liegt, greift das Modul zur interaktiven Parametrisierung schreibend auf die Prozesse des Energiemanagements zu und verteilt die

durch den Nutzer kommunizierten Parameter an die richtigen Stellen des Systems. Die Systemkonfiguration stellt den umfangreichsten Teil des Building Managers dar und ist größtenteils von der Laufzeit des Systems entkoppelt. In diesem Bereich des Building Managers werden insbesondere die bereits in Abschnitt 3.4.6 vorgestellten Konfigurationen der Hardwareabstraktionsschicht (*HAL Config*) und der Observer/Controller Schicht (*O/C Config*) erstellt und bei Bedarf angepasst. Diese werden schließlich vom HAL Manager bzw. vom O/C Manager in das System integriert. Hinzu kommt eine Konfiguration für das Gebäude, in der z. B. die Anordnung der Räume sowie die Zuordnung zu Sensoren und Aktoren vorgehalten wird. Zusätzlich hat der Building Manager für die Systemkonfiguration Zugriff auf den *Lifecycle Manager* des OSH, um z. B. neu hinzugefügte Treiber zu laden (vgl. Abschnitt 3.4.6). Der Lifecycle Manager ist innerhalb des OSH für die Initialisierung aller Komponenten im *Boot-Prozess*, für die Überwachung aller Abläufe während des Betriebs, bis hin zum kontrollierten *Shutdown-Prozess* des Gebäude-Energiemanagements zuständig. Zur Aktivierung wesentlicher Veränderungen in der Systemkonfiguration durch das EMP ist daher der Austausch zwischen Lifecycle Manager und Building Manager eine wichtige Voraussetzung für die Integration der Nutzerinteraktion. Im Folgenden werden die drei Komponenten des Building Managers im Detail vorgestellt.

5.4.1 Interaktive Visualisierung

Zur Visualisierung von Informationen sehr unterschiedlicher Abstraktionsebenen durch das EMP ist der Zugriff auf zahlreiche Objekte innerhalb des OSH erforderlich. Die Visualisierungskomponente des Building Managers übernimmt die Integration, Vorverarbeitung sowie die Bereitstellung dieser Informationen über eine geeignete Schnittstelle. Dabei muss insbesondere zwischen der Bereitstellung von statischen Daten, die zum Aufbau der Grundstruktur des EMP benötigt werden, und dynamischen Inhalten, die über asynchrone JavaScript-Aufrufe (vgl. Abschnitt 5.2) aktualisiert werden, unterschieden werden. Während erstere durch eine statische Webserver-Ressource im OSH realisiert ist, werden die dynamischen Daten mit einem REST-Server (vgl. Abschnitt 5.2) durch den Building Manager zur Verfügung gestellt.

In Abbildung 5.10 ist der Aufbau der Komponente des Building Managers zur interaktiven Visualisierung schematisch und exemplarisch dargestellt. Die wesentlichen Informationsquellen zur Visualisierung sind die O/C-Registry, die Treiber-Registry (DRV Registry) sowie verschiedene Datenbanken unterschiedlichen Typs, die im System integriert sind. Solche Informationen, die weniger häufig aktualisiert werden (z. B. die Leistungsprofile einiger Geräte, die Systemzustände sowie zeitvariable Stromtarife des Energieversorgers) stehen direkt im OSH zur Verfügung und können durch den Building Manager über die O/C-Registry abgerufen werden. Informationen, die sehr häufig aktualisiert werden (z. B. die aktuellen Leistungsdaten eines Gerätes) können durch die vertikale Integration des Building Managers und dem daraus resultierenden Zugriff auf die Treiber-Registry direkt durch den Kommunikationstreiber des Building Managers vom Treiber des jeweiligen Gerätes abgerufen werden.

Zusätzlich ist die Visualisierung von Zeitreihen ein wichtiger Bestandteil des EMP. Die dazu benötigten Daten müssen teilweise aus verschiedenen Quellen abgerufen und für eine effiziente Übertragung zum EMP sowie auch zur Visualisierung selbst vorverarbeitet werden (vgl. Abschnitt 5.3). Historische Daten z. B. zur Darstellung von Leistungsverläufen individuell ausgewählter Geräte und Zeiträume enthalten häufig sehr viele Datenpunkte, die zur Visualisierung in dieser Form nicht geeignet sind. In diesem Fall werden entsprechende Aggregationen im Building Manager erzeugt und an der Schnittstelle zum EMP bereitgestellt. Sind die Zeiträume für die Darstellung der Diagramme nicht frei wählbar, sondern vorab definiert (vgl. Abschnitt 4.4.1), können so genannte Round Robin Databases (vgl. Abschnitt 5.3) verwendet werden. In diesem Fall werden die entsprechenden Daten direkt in der vordefinierten Aggregation abgerufen und bereitgestellt. Wie in Abbildung 5.10 dargestellt, erfolgt die Entscheidung darüber, aus welcher Quelle die für die Visualisierung benötigten Daten abgerufen werden, durch den *Data Manager* innerhalb des Building Managers. Die Berechnung von Aggregationen sowie weitere Vorverarbeitungen sind die Aufgabe des *Data Processor*, der sich ebenfalls im Building Manager befindet.

Alle zur Visualisierung benötigten Informationen werden schließlich vom *Aggregator* konsolidiert und über den Kommunikationstreiber des

Building Managers bereitgestellt. Der Nachrichtenaustausch zum EMP ist schließlich durch geeignete Austauschobjekte (Visualization Exchange, *Vis EX*) definiert. Auf diese Weise wird die Interaktion zwischen Building Manager und EMP in beide Richtungen realisiert.

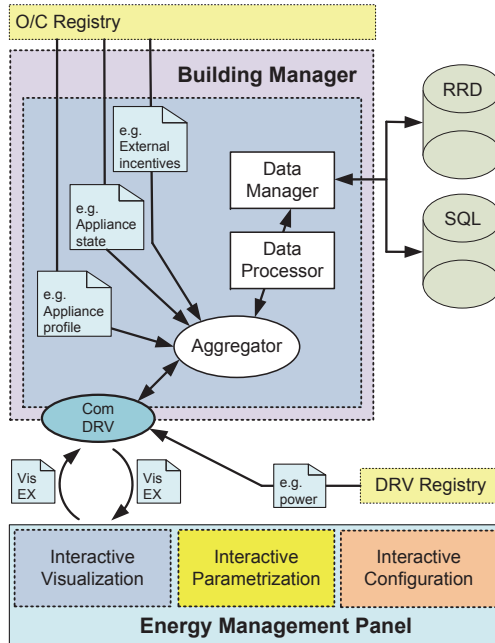


Abbildung 5.10: Building Manager - Interaktive Visualisierung

5.4.2 Interaktive Parametrisierung

Zusätzlich zur Visualisierung der Gerätezustände und Energieflüsse im Gebäude ermöglicht das EMP die individuelle Parametrisierung der Vorgänge, die durch das Gebäude-Energiemanagement koordiniert werden (vgl. Abschnitt 4.4.2). Im Unterschied zur Konfiguration (vgl. Abschnitt 5.4.3) findet die Parametrisierung zur Laufzeit des Systems statt.

Durch die Parametrisierung hat der Nutzer die Möglichkeit, seine individuellen Präferenzen anzugeben, die vom System unmittelbar nach der Eingabe berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang ist ein interaktiver Prozess zum Austausch von Informationen zwischen dem Gebäude-Energiemanagementsystem und dem Nutzer essentiell, um den Nutzer unmittelbar hinsichtlich der Veränderungen, die seine Eingaben verursacht haben, zu informieren.

Während die Konfigurationskomponente des Building Managers auf wesentliche Veränderungen hinsichtlich der Gebäudekonfiguration abzielt, dient die Parametrisierungskomponente vorwiegend der Anpassung von Systemsentscheidungen an die individuellen Präferenzen des Nutzers. In Abschnitt 4.4.2 wurden insbesondere folgende Parametrisierungsvorgänge exemplarisch beschrieben, die durch das EMP implementiert sind:

- Definition von Geräte-Freiheitsgraden, die Einfluss auf das automatische Lastmanagement flexibler Geräte haben
- Definition des globalen Optimierungsziels (z. B. Optimierung hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Einsatz regenerativer Energiequellen oder Autarkie), das die Auswahl des globalen Controllers innerhalb des OSH beeinflusst
- Anpassung des Geräteeinsatzes durch die interaktive Prognose
- Anpassung der Solltemperatur in einzelnen Räumen (Auswirkungen auf Heizungssteuerung und Klimatisierung)
- Elektrofahrzeug: Anpassung der minimalen Reichweite und des nächsten Abfahrtszeitpunktes, die Einfluss auf die Einplanung des Ladevorganges haben

Die Parametrisierungskomponente des Building Managers ermöglicht den Austausch von Informationen für diese Parametrisierungsvorgänge zwischen dem EMP und dem OSH. Zusätzlich werden manuelle Zugriffe des Nutzers, die durch das EMP ausgelöst werden (z. B. manueller Gerätestart, obwohl das Gerät zu einem anderem Zeitpunkt eingeplant war), durch den Building Manager gekapselt und an die entsprechende Komponente des OSH vermittelt.

In Abbildung 5.11 ist der Aufbau der Parametrisierungskomponente des Building Managers dargestellt. Auch hier ermöglicht die vertikale Anordnung des Building Managers im OSH den Zugriff sowohl auf die O/C-Registry als auch auf die Treiber-Registry. Dies erlaubt die Übermittlung von Parametern auf alle Ebenen des OSH. Zusätzlich sind in Abbildung 5.11 exemplarisch die Datenaustauschobjekte aufgeführt, die zur Definition eines Geräte-Freiheitsgrades zwischen EMP und Building Manager ausgetauscht werden.

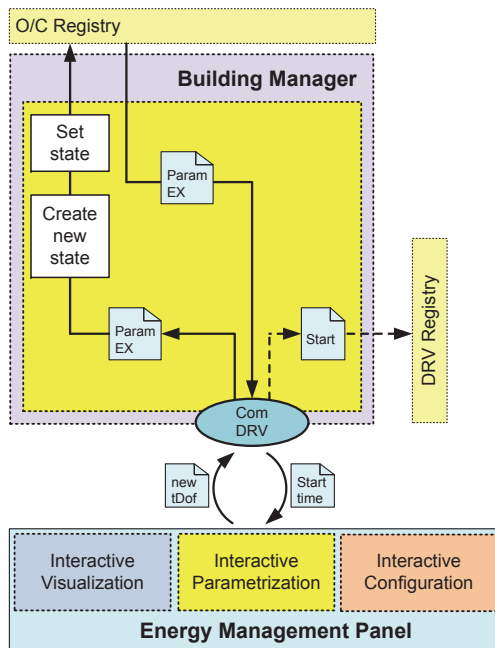


Abbildung 5.11: Building Manager - Interaktive Parametrisierung

Die Anbindung des EMP erfolgt über einen separaten Kommunikationstreiber (Com DRV) des Building Managers, der die durch den Nutzer definierten Parameter vom EMP entgegennimmt. Technisch ist diese Schnittstelle als REST-Server implementiert, so dass eine flexible Übermittlung

von Nachrichten in beide Richtungen möglich ist. Der Kommunikationstreiber erzeugt intern geeignete Austauschobjekte (Parametrization Exchange, *Param EX*), die durch die Hardwareabstraktionsschicht zum Kommunikationsmanager des Building Managers transportiert werden.

Im dargestellten Beispiel wird durch das EMP ein Parameter erzeugt, der einen neuen zeitlichen Geräte-Freiheitsgrad (*new tDof*) enthält. Dieser wird über den Kommunikationstreiber als Austauschobjekt kommuniziert, der ein konkretes Statusobjekt für den neuen Geräte-Freiheitsgrad erzeugt. Daraus wird schließlich ein entsprechender Befehl an die O/C-Registry übermittelt und vom zuständigen lokalen Controller des betroffenen Gerätes entgegengenommen. Die globale Optimierung des OSH berechnet schließlich den hinsichtlich aller Randbedingungen optimalen Startzeitpunkt (*Start time*) des Gerätes. Dieser wird von der O/C-Registry zum Kommunikationstreiber des Building Managers übermittelt und durch das entsprechende Modul des EMP dargestellt. Der Nutzer kann nun entscheiden, ob er diesen Startzeitpunkt akzeptiert oder das Gerät manuell sofort starten möchte. Im letzten Fall wird ein Parameter durch das EMP an den Kommunikationstreiber des Building Managers übermittelt, der unmittelbar einen Start-Befehl für das entsprechende Gerät an die Treiber-Registry übermittelt, der vom lokalen Controller des Gerätes entgegengenommen wird.

Insgesamt stellt die Parametrisierungskomponente des Building Managers also die Schnittstelle zwischen dem OSH und dem EMP für den Austausch von Informationen zur interaktiven Parametrisierung des Systems sowie zur Veränderung von Abläufen im Gebäude-Energiemanagementsystem dar, die durch die definierten Parameter durch den Nutzer hervorgerufen wurden. Auf diese Weise ist der Nutzer in der Lage, seine individuellen Präferenzen zur Laufzeit in das System einzubringen sowie deren Auswirkungen unmittelbar zu erfassen und nachzuvollziehen.

5.4.3 Interaktive Konfiguration

Zusätzlich zur Visualisierung sowie zur Parametrisierung stellt auch die dritte Komponente des Building Managers zur interaktiven Kon-

figuration des Systems eine essentielle Schnittstelle für das Gebäude-Energiemanagementsystem dar. Insbesondere ist die Konfiguration zur initialen Anpassung eines generischen Gebäude-Energiemanagementsystems („out-of-the-box“) an die jeweilige Umgebung und die verfügbaren Komponenten im Gebäude erforderlich. Die Konfiguration beschreibt dabei z. B. Verknüpfungen verschiedener Komponenten, die zusätzlich zum Gebäude-Energiemanagement auch einen Mehrwert für die Gebäude-Automation darstellen können. Im Unterschied zur Parametrisierung erfolgt die Aktivierung der Konfiguration im System nicht synchron zur Laufzeit des Systems. Nach der initialen Konfiguration oder nach dem Abschluss einer nachträglichen Änderung der Konfiguration wird ein Prozess zur Aktivierung der neuen Konfiguration im Lifecycle Manager ausgelöst. Dies geschieht asynchron zur Laufzeit des Systems durch den Building Manager.

In der in [All14] beschriebenen Version des OSH gibt es bereits die Konfiguration der Hardwareabstraktionsschicht (HAL Config) und die Konfiguration der globalen Observer/Controller-Schicht (O/C Config). Während die HAL-Konfiguration insbesondere Informationen über die verfügbaren Komponenten im Gebäude sowie deren Gerätetreiber enthält, speichert die O/C-Konfiguration insbesondere globale Informationen des Gebäude-Energiemanagementsystems (z. B. spezifische Informationen zum eingesetzten globalen Observer sowie zum globalen Controller und damit die individuelle Konfiguration der globalen Optimierungsziele). Sowohl die HAL-Konfiguration als auch die O/C-Konfiguration mussten bislang manuell durch einen Programmierer erstellt und entsprechend den Veränderungen im Gebäude bzw. im System angepasst werden. Mit dem entsprechenden Modul des EMP ist die Erstellung der HAL-Konfiguration und der O/C-Konfiguration durch den Nutzer selbst oder durch einen Installateur ohne Programmierkenntnisse möglich. Die Konfigurationskomponente des Building Managers erlaubt den Zugriff auf diese beiden Konfigurationen des OSH und führt mit der Gebäude-Konfiguration (Build. Config) eine dritte Konfiguration zur Adaption des Gebäude-Energiemanagements an die jeweilige Umgebung ein.

In Abbildung 5.12 ist die Konfigurationskomponente des Building Managers exemplarisch für den Prozess zur Integration einer neuen

Komponente ins Gebäude-Energiemanagementsystem dargestellt. Dieser Prozess wird zusätzlich in Abschnitt 6.3 mit einem konkreten Beispiel beschrieben. Die drei Konfigurationen des OSH zur O/C-Konfiguration (O/C Config), zur Gebäude-Konfiguration (Build. Config) und zur Konfiguration der Hardwareabstraktionsschicht (HAL Config) sind im linken Teil der Darstellung zu erkennen. Im rechten Teil ist die Verbindung des Building Managers zu den OSH-Komponenten HAL Manager und Lifecycle Manager aufgezeigt. Das Hinzufügen der neuen Komponente wird zunächst durch die Treiber-Registry detektiert. Diese schickt eine entsprechende Information (*new device*) über den zugehörigen Kommunikationsmanager an den Building Manager. An dieser Stelle beginnt ein interaktiver Prozess, der eine umfangreiche Einbindung des Nutzers (vgl. Abschnitt 4.4.3) erfordert. Zunächst wird der Gerätetyp festgestellt (*Device Type detection*). Diese Information kann bereits durch das Gerät selbst zur Verfügung gestellt werden. Ist dies nicht der Fall, so wird durch die Übermittlung eines entsprechenden Datenaustauschobjekts (Conf EX) ein interaktiver Dialog mit dem Nutzer über das EMP initiiert. Die Kommunikation erfolgt dabei über den Kommunikationstreiber des Building Managers.

Im Anschluss werden die für die Systemkonfiguration erforderlichen Parameter (z. B. der Name und der Ort der neuen Komponente im Gebäude, *Parameter association*) entweder system-intern oder durch eine entsprechende Interaktion zum Nutzer festgestellt. Besondere Bedeutung für die Integration der neuen Komponente in das OSH haben die Zuweisung eines entsprechenden Gerätetreibers (*DRV association*) sowie die Zuweisung einer lokalen Observer/Controller-Einheit (*Local O/C association*). Die Kompatibilität der zugeordneten Treiber sowie der O/C-Einheit wird im Building Manager sichergestellt. In Abschnitt 4.4.3 sind die zugehörigen Prozesse zur Nutzerinteraktion im EMP dargestellt und beschrieben. Die Konfigurationskomponente des Building Managers stellt in diesem Zusammenhang die Schnittstelle zwischen dem OSH und der Nutzerinteraktion im EMP dar. Die räumliche Zuordnung der neuen Komponente findet ebenfalls in diesem Prozess statt. Sind alle Informationen zur neu hinzugefügten Komponente vollständig, so wird die Konfiguration zur Hardwareabstraktionsschicht neu geschrieben, die eine wesentliche Basis für den Zugriff und den Einsatz der im OSH integrierten Komponenten

darstellt. Nachdem die Konfiguration geschrieben wurde, wird sie durch den *Lifecycle Manager* asynchron zum tatsächlichen Systembetrieb geladen. Damit wurde die neue Komponente vollständig in das OSH integriert. Entsprechend entsteht eine neue Liste verfügbarer Geräte, die vom HAL Manager über den Kommunikationstreiber des Building Managers an das Konfigurationsmodul des EMP kommuniziert wird. Auf diese Weise kann die neue Komponente unmittelbar nach der interaktiven Konfiguration im EMP dargestellt und verwendet werden.

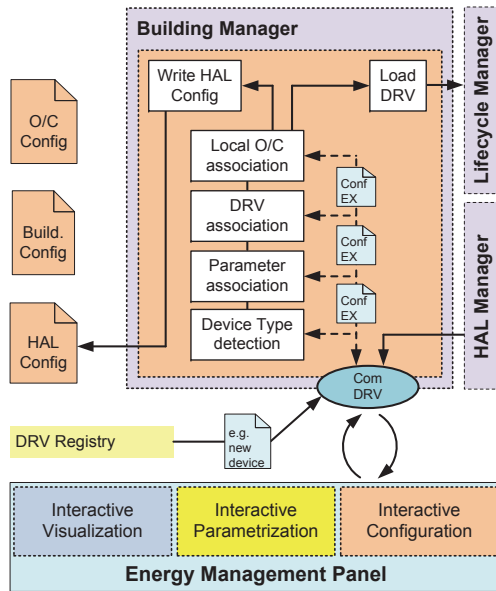


Abbildung 5.12: Building Manager - Interaktive Konfiguration

Über den beschriebenen Prozess hinaus wird durch diese Komponente des Building Managers auch die Konfiguration von Kommunikationstreibern selbst, z. B. zur Integration von externen Tarifsignalen, durchgeführt. Nachdem die Konfiguration aller Komponenten vollständig erfolgt ist, werden zudem für das Gebäude-Energiemanagementsystem relevante Verknüpfungen zwischen einzelnen Komponenten (z. B. Gerät und Smart

Plug) durch diese Komponente ermöglicht. Ein Beispiel zur Verknüpfung von Komponenten durch das EMP wird in Abschnitt 4.4.3 beschrieben.

Die Konfigurationskomponente des Building Managers stellt also die Schnittstelle zwischen dem EMP-Modul zur Systemkonfiguration und dem OSH dar. Dies ermöglicht insbesondere die Integration und Konfiguration neuer Komponenten mit den für das Gebäude-Energiemanagement relevanten Informationen sowie auch die Kombination von Komponenten und die Definition von Kommunikationstreibern zur Kommunikation mit externen Entitäten. Sie stellt damit einen unverzichtbaren Beitrag zur Adaption eines generischen „out-of-the-box“-Systems auf Basis des OSH an die jeweilige Gebäude-Umgebung dar.

In diesem Kapitel wurde die exemplarische Integration des EMP in ein Gebäude-Energiemanagementsystem vorgestellt. Dazu wurde das Organic Smart Home (vgl. [All14]) um den Building Manager erweitert, der das Verbindungsglied zwischen EMP und Organic Smart Home repräsentiert. Durch die Verknüpfung von Nutzer und System stellt der Building Manager einen wesentlichen Baustein des Interaktiven Gebäude-Energiemanagements dar. Die Kopplung der drei Komponenten des EMP zur Visualisierung, zur Parametrisierung sowie zur Konfiguration wurde im Building Manager separat modelliert. Neben einer geeigneten Softwarearchitektur stellt der Building Manager insbesondere Methoden zur Kommunikation (z. B. der Austausch von Daten zwischen dem AJAX-Server und der Treiber-Registry) sowie zur Datenhaltung zwischen dem Organic Smart Home und dem EMP zur Verfügung. Zur Erprobung des integrierten Systems aus Gebäude-Energiemanagement und EMP wurde im Rahmen der Arbeit eine prototypische Implementierung erzeugt, die unter realen Bedingungen in der Evaluationsumgebung des FZI House of Living Labs eingesetzt werden konnte. Die praktische Anwendung des Zusammenspiels aus Organic Smart Home, Building Manager und EMP wird im folgenden Kapitel vorgestellt.

KAPITEL 6

EVALUATION UND INTEGRATIONSSZENARIEN

Das Energy Management Panel (EMP) stellt die Schnittstelle zur Interaktion zwischen dem Nutzer und dem Gebäude-Energiemanagementsystem dar. Die Nutzerinteraktion wird durch die drei Module des EMP zur Visualisierung, zur Parametrisierung sowie zur Konfiguration realisiert (vgl. Kapitel 4). Durch die Erweiterung des Organic Smart Home (OSH) um den Building Manager und die Kopplung mit dem EMP (vgl. Kapitel 5) entsteht das Interaktive Gebäude-Energiemanagement. Im Rahmen dieser Arbeit wurde das Interaktive Gebäude-Energiemanagement in realen Umgebungen eingesetzt, um die vorgestellten Verfahren zu erproben und zu evaluieren. Dazu wurden zwei Evaluations- und Demonstrationsumgebungen für Energiemanagementsysteme aufgebaut. In beiden Umgebungen stellt das EMP die Schnittstelle zwischen dem Gebäude-Energiemanagementsystem und den Nutzern dar. Durch kontinuierliche Beobachtungen und Befragungen konnte zusätzliches Potential für die Nutzerinteraktion identifiziert und durch entsprechende Erweiterungen des EMP in zahlreichen Evaluationszeiträumen evaluiert werden.

Im Folgenden werden beide Evaluations- und Demonstrationsumgebungen beschrieben, für die jeweils eine Version des EMP realisiert und im Zusammenspiel mit dem jeweiligen Gebäude-Energiemanagement im realen Betrieb erprobt wurde. Im Anschluss werden die Ergebnisse aus vier Evaluationszeiträumen im *Energy Smart Home Lab* insbesondere in Bezug auf die EMP-Module *Visualisierung* und *Parametrisierung* dargestellt. Im Vordergrund dieser Untersuchungen steht die Auswertung hinsichtlich der eingesetzten Methoden und bevorzugt abgerufenen Informationen. Untersuchungen zur Bedienbarkeit, zur Nutzerfreundlichkeit des EMP und in diesem Zusammenhang auch zur Anordnung der grafischen Elemente durch das EMP stehen explizit nicht im Vordergrund der Untersuchungen, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit durchgeführt wurden.

Die vorgestellten Ergebnisse basieren größtenteils auf Untersuchungen, die in den Projekten MeRegioMobil und iZEUS durchgeführt wurden (vgl. [ABS10], [PBFS11] und [PKJF12]). Anhand ausgewählter Beispielszenarien im *FZI House of Living Labs* werden in Abschnitt 6.2 zudem Ergebnisse aus Untersuchungen zum Mehrwert für die interaktive *Konfiguration* von Gebäude-Energiemanagementsystemen durch das EMP vorgestellt.

6.1 Evaluations- und Demonstrationsumgebungen

Begleitend zur vorliegenden Arbeit wurden zwei Evaluations- und Demonstrationsumgebungen aufgebaut. Während das Energy Smart Home Lab (ESHL) am *Karlsruher Institut für Technologie* (KIT) eine 3-Zimmer Wohnung repräsentiert, stellt das FZI House of Living Labs des *FZI Forschungszentrum Informatik am KIT* eine Kombination von Bürogebäuden und zahlreichen Laboren dar. In beiden Umgebungen wurden verschiedene elektrische sowie thermische Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Automationssysteme installiert und in ein Gebäude-Energiemanagementsystem integriert. Das EMP stellt in beiden Umgebungen auf unterschiedlichen Geräten die Schnittstelle zur Interaktion zwischen dem Energiemanagementsystem und den Nutzern dar. Auf diese Weise

konnte die Funktionalität sowohl in privat als auch kommerziell genutztem Umfeld praxisnah getestet und der Einsatz des Systems evaluiert werden.

6.1.1 EMP im Energy Smart Home Lab

In Abschnitt 3.4.1 wurde der Feldtest im Projekt *MeRegio* beschrieben. Etwa 1000 Kunden in einer ländlichen Region wurden mit intelligenten Stromzählern ausgestattet, die in der Lage waren, den Stromverbrauch in Kombination mit einem mehrstufigen zeitvariablen Stromtarif zu erfassen. Zusätzlich wurden die Haushalte im Feldtest mit der *EnBW StromAmpel* ausgestattet, die die Kunden über den aktuellen Strompreis sowie den Verlauf des Stromtarifs während der nächsten 24 Stunden informierte. Die Kunden hatten somit einen wirtschaftlichen Anreiz, ihren Stromverbrauch in die Zeiten zu verlagern, in denen der Strompreis besonders günstig war. Die Laständerung betrug beim Wechsel der Tarifstufen in den ersten Monaten bis zu 35% beim Wechsel von der roten zur grünen Tarifstufe (vgl. [EnB13]). In privaten Haushalten ist also wesentliches Potential für ein Lastmanagement vorhanden, das zu großen Teilen bereits durch manuelle Gerätesteuerung und entsprechende Anreize genutzt werden kann. Nach diesen ersten drei Monaten nahm die Reaktion auf die Übergänge aller Tarifstufen jedoch signifikant ab (7-12% Lastreduzierung bei Wechsel von roter Tarifstufe zu grüner Tarifstufe, vgl. [EnB13]). Obwohl weiterhin hohes Flexibilitätspotential vorhanden war, sank also die Bereitschaft der Testkunden zur manuellen Lastverlagerung nach der anfänglichen Motivation bereits nach drei Monaten deutlich. Zur langfristigen Nutzung des Flexibilitätspotentials im Stromnetz sind daher automatisierte Lösungen erforderlich, die den Nutzer entlasten.

Während im Projekt *MeRegio* relativ einfache Steuerungsmechanismen entwickelt und mit einer großen Anzahl von Kunden im Feldtest erprobt werden konnten, wurde im Projekt *MeRegioMobil*¹ ab dem Jahr 2010 das KIT Energy Smart Home Lab (ESHL) aufgebaut, um die Möglichkeiten eines automatisierten Energiemanagementsystems in einem technologisch

¹<http://meregimobil.forschung.kit.edu/>

sehr umfangreich ausgestatteten Gebäude zu untersuchen. Im Projekt iZEUS² wurden diese Ansätze und damit auch das ESHL weiterentwickelt. Das ESHL stellt dabei eine 60 qm große Wohnung dar, im Vordergrund der Untersuchungen stehen also Energiemanagementsysteme für private Haushalte. In Abbildung 6.1 ist der Grundriss der Wohnung und des direkt angrenzenden Technikraums dargestellt.

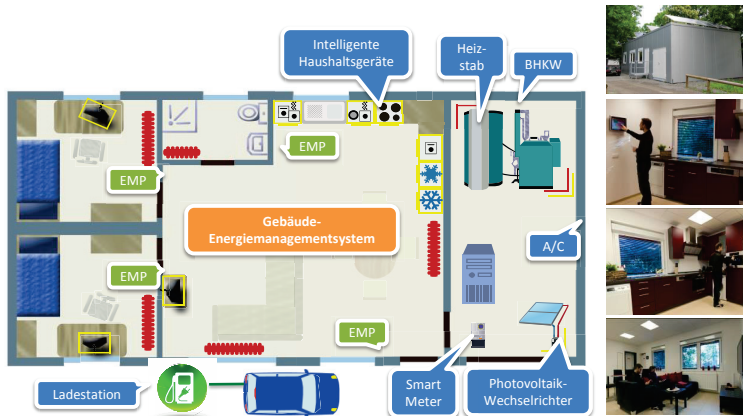


Abbildung 6.1: Energy Smart Home Lab

Die Wohnung besteht aus zwei Schlafzimmern, einem Bad sowie einem kombinierten Wohn- und Küchenbereich. Alle Steckdosen und elektrischen Geräte sind mit umfangreicher Mess- und Steuerungstechnologie verbunden, so dass z. B. feingranular aufgelöste Leistungsprofile erfasst und die Stromversorgung von jedem Gerät separat zu- oder abgeschaltet werden kann. Die Küche ist mit intelligenten (kommunikationsfähigen) Haushaltsgeräten aus der Produktreihe *Miele@home* sowie mit einem Kommunikationsgateway ausgestattet. Auf diese Weise kann jederzeit der Zustand aller Geräte erfasst und der Betrieb ausgewählter Geräte (nach einer entsprechenden Vorbereitung durch den Nutzer) ferngesteuert werden. Da in den Projekten MeRegio und iZEUS insbesondere auch zukünftige Mobilitätskonzepte untersucht wurden, stehen mehrere zum

²<http://www.izeus.kit.edu/>

Teil rückspeisefähige Elektrofahrzeuge zur Verfügung, die über geeignete Ladestationen mit dem ESHL verbunden werden können. Der Gesamtstromverbrauch wird u. a. durch einen Smart Meter erfasst, über den auch das in Abschnitt 3.4.1 bereits beschriebene *MeRegio Cockpit* im ESHL zur Verfügung steht.

Im Technikraum des ESHL befindet sich ein Blockheizkraftwerk (BHKW), das mit Erdgas betrieben wird und gleichzeitig thermische sowie elektrische Energie bereitstellt. Der mit dem BHKW verbundene thermische Speicher ist zudem mit einem Heizstab ausgestattet, so dass Wärme bei Bedarf auch elektrisch erzeugt werden kann. Auf dem Dach des ESHL befinden sich Photovoltaik-Panels, die mit einem dreiphasigen Wechselrichter im Technikraum verbunden sind. Der erzeugte Strom wird entweder in der Wohnung genutzt oder ins Netz eingespeist. Die separate Erfassung aller elektrischen Energieflüsse (einzelne Verbraucher, BHKW, Photovoltaik-Anlage, u. v. m.) im Gebäude erfolgt zusätzlich zum Smart Meter durch Messequipment, das sich ebenfalls im Technikraum befindet. Das ESHL ist mit einer Kühldecke ausgestattet, die Kälte wird durch eine elektrische Kältemaschine erzeugt. Durch die Speicherkapazität der Kühldecke und einen zusätzlichen Kältespeicher sind Erzeugung und Verbrauch teilweise entkoppelt. Zusätzlich steht im Technikraum des ESHL geeignete Informations- und Kommunikationstechnologie für den Betrieb des Gebäude-Energiemanagementsystems sowie für eine umfangreiche Datenerfassung zur Verfügung. Durch einen Vierquadrantensteller³ können beliebige Zustände des Stromnetzes am Netzanschluss des Gebäudes auf realer Hardware simuliert werden. Auf diese Weise kann z. B. die Bereitstellung von Systemdienstleistungen als Reaktion auf einen kritischen Netzzustand mit dem ESHL praxisnah erprobt werden. Beliebige Erzeugungsprofile der Photovoltaik-Anlage können zudem durch eine geeignete Leistungselektronik im ESHL nachgebildet werden.

In allen Räumen der Wohnung steht das EMP auf interaktiven Displays sowie auf mobilen Geräten zur Verfügung. Die im ESHL eingesetzte Version (vgl. [BKS12]) ist ähnlich zu der in Kapitel 4.4 beschriebenen Version des EMP. Letztere stellt eine Weiterentwicklung des EMP dar,

³Leistungselektronische Komponente, um Wechselspannungen variabler Frequenz, Pulsbreite, Spannung sowie Phasenlage zu erzeugen.

die im FZI House of Living Labs eingesetzt und in Abschnitt 6.1.2 beschrieben wird. Zum Vergleich der unterschiedlichen Technologien werden beide Versionen in den Labs betrieben, das zugrunde liegende Energiemanagementsystem (OSH) ist dabei zu großen Teilen identisch. Parallel zur Weiterentwicklung der Funktionalität des Gebäude-Energiemanagements im ESHL in den Projekten MeRegio und iZEUS wurde im Rahmen dieser Arbeit sukzessive auch die Funktionalität des EMP erweitert, um neue Verfahren zur Interaktion im ESHL zu erproben. Durch den Fokus des ESHL auf eine private Nutzung des Systems in Verbindung mit realen Bewohnern (im Folgenden als Probanden bezeichnet) konnte der Einsatz des EMP während mehrerer Evaluationszeiträume im Alltag verschiedener Nutzergruppen in technischer sowie sozioökonomischer Hinsicht untersucht und evaluiert werden. Im Fokus der vorliegenden Arbeit steht die Untersuchung der technischen Aspekte des EMP.



Abbildung 6.2: EMP im Energy Smart Home Lab [BKS12]

Auf der in Abbildung 6.2 dargestellten Übersicht werden die elektrischen Energieflüsse zwischen den wesentlichen Komponenten im ESHL durch das EMP visualisiert. Im dargestellten Beispiel sind dies insbesondere die

Erzeugung durch die Photovoltaik-Anlage (ca. 2,5 kW) und das BHKW, der Verbrauch durch die elektrische Kältemaschine und den Heizstab im thermischen Pufferspeicher sowie der Verbrauch und die Rückspeisung des bidirektional angeschlossenen Elektrofahrzeugs. Eine Visualisierung der thermischen Energieflüsse erfolgte in dieser Version des EMP noch nicht, dies stellt eine Erweiterung der in Kapitel 4.4 vorgestellten Version des EMP dar. Farblich wird zwischen erzeugenden (grün) und verbrauchenden (rot) Komponenten unterschieden, zudem wird das Verhältnis von Erzeugung und Verbrauch im gesamten ESHL sowie der Bezug aus dem Stromnetz (ca. 2 kW) bzw. die Rückspeisung in das Stromnetz visualisiert.

Eine wichtige Komponente des EMP für die unten beschriebenen Evaluationszeiträume ist die Visualisierung der eingesetzten externen Signale, die die Anreize für das Lastmanagement darstellen. In Abbildung 6.3 ist eine Übersicht des EMP aufgezeigt, die den Verlauf des eingesetzten zeitvariablen Stromtarifs (hier zwischen 10 und 40 Cent/kWh in drei Stufen) über die nächsten 24 Stunden in einem Diagramm sowie den aktuellen Strompreis (25 ct/kWh) visualisiert. Zusätzlich wird in diesem Diagramm auch der Verlauf des Lastbegrenzungssignals (hier eine konstante Grenze in Höhe von 20 kW) dargestellt. Der Nutzer erhält auf diese Weise einen Anreiz, Strom insbesondere in den Niedertarifzeiten zu konsumieren und dabei insgesamt die Leistungsgrenze nicht zu überschreiten. Nach den in Abschnitt 6.2.4 ausführlich beschriebenen Rückmeldungen der verschiedenen Probanden des ESHL während der Evaluationszeiträume wurde das EMP im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen um diese Vorschau auf den Verlauf der Tarife und Signale erweitert.

In einem zweiten Diagramm wird das elektrische Leistungsprofil des ESHL der letzten 24 Stunden durch das EMP visualisiert. Insbesondere sind im dargestellten Beispiel zwei Lastspitzen jeweils am Morgen sowie am Abend zu erkennen, die durch den Einsatz von Haushaltsgeräten hervorgerufen wurden. Auffällig ist zudem die Einspeisung durch den Betrieb des BHKW am Nachmittag und am frühen Abend. Zusätzlich ist in diesem Diagramm der Verlauf des zeitvariablen Stromtarifs während der letzten 24 Stunden dargestellt, so dass der Nutzer vergleichen kann, ob das Verbrauchsprofil zum Stromtarif passt.

Der aktuelle Leistungsbedarf im ESHL wird darunter angezeigt und durch eine Balkendarstellung mit der aktuellen Leistungsgrenze in Beziehung gesetzt. Der Nutzer kann also das Potential zur Erhöhung der Leistung bis zum Erreichen der Leistungsgrenze sowie auch eine etwaige Überschreitung der Leistungsgrenze ablesen. Durch die transparente Visualisierung dieser beiden Signale ist der Nutzer jederzeit über die Entwicklung der entsprechenden Anreizsysteme informiert und kann selbst entscheiden, zu welcher Zeit er welche Geräte und Systeme im Gebäude einsetzt.

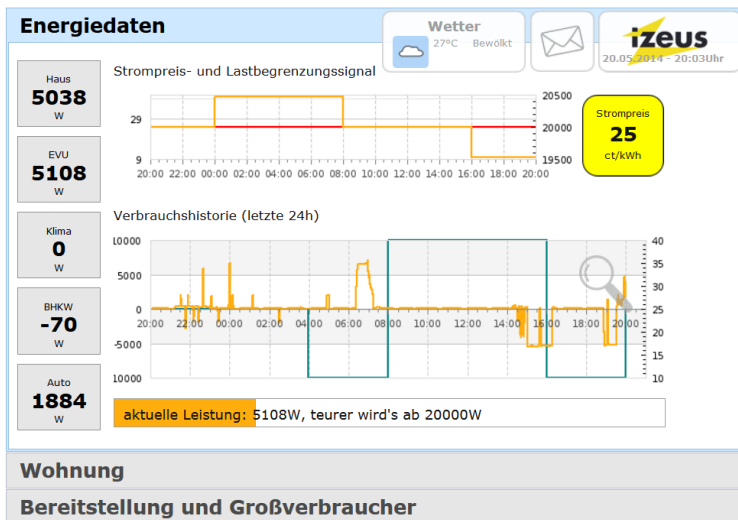


Abbildung 6.3: EMP im Energy Smart Home Lab

Die Haushaltsgeräte im ESHL sind über ein Kommunikationsgateway mit dem Energiemanagementsystem verbunden. Das EMP visualisiert zunächst die Zustände aller verfügbaren Haushaltsgeräte. In Abbildung 6.4 ist dies am Beispiel des Trockners exemplarisch dargestellt. Insbesondere werden das ausgewählte Programm, die verbleibende Restlaufzeit sowie die aktuell benötigte Leistung des Gerätes angezeigt. Einige Geräte können durch das Energiemanagementsystem ferngesteuert werden. Mit dem EMP ist der Nutzer in der Lage, z. B. die zeitlichen Freiheitsgrade (Degree

of Freedom, DoF) der automatisierten Einplanung durch das Energiemanagementsystem zu parametrisieren. Danach wird der Nutzer über den Zeitpunkt der automatisierten Einplanung informiert. Unternimmt der Nutzer nichts weiter, wird die automatische Einplanung akzeptiert und das Gerät zum dargestellten Zeitpunkt automatisch gestartet. Alternativ kann der Nutzer das Gerät über eine entsprechende Interaktionskomponente des EMP sofort starten (vgl. Abschnitt 4.4.2). Auf diese Weise ist sichergestellt, dass kein Nachteil gegenüber dem manuellen Einsatz von Haushaltsgeräten für den Nutzer entsteht.

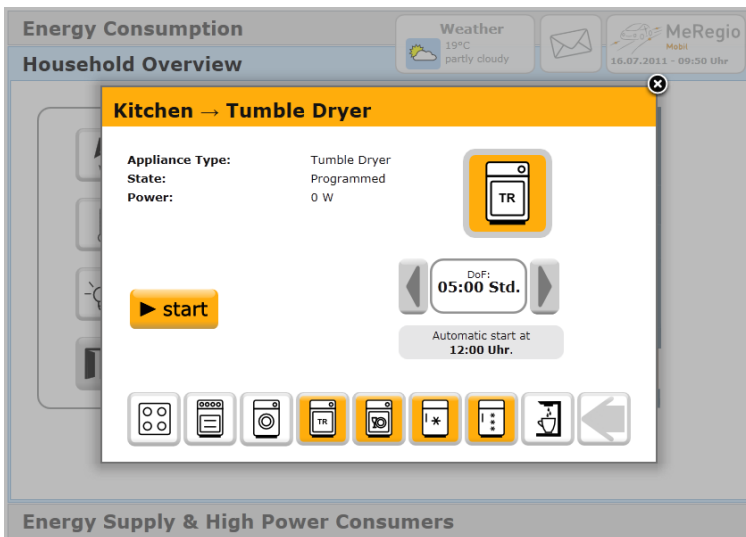


Abbildung 6.4: EMP im Energy Smart Home Lab [BKS12]

Im ESHL standen in den Projekten MeRegioMobil und iZEUS mehrere Fahrzeuge zur Verfügung, die teilweise auch von den Probanden genutzt werden konnten. Die Ansteuerung der Ladevorgänge erfolgte durch das Gebäude-Energiemanagementsystem. Dabei konnte nicht nur die Ladung koordiniert werden, sondern bei Bedarf auch die Rückspeisung ins Stromnetz. Damit diese Koordination im Sinne des Nutzers erfolgte, wurde eine entsprechende Komponente des EMP eingesetzt, um die Interaktion

zwischen dem Nutzer und dem Energiemanagementsystem zu realisieren und dem Nutzer damit eine intuitive Schnittstelle zur Parametrisierung des Lade- und Rückspeisemanagements bereitzustellen.

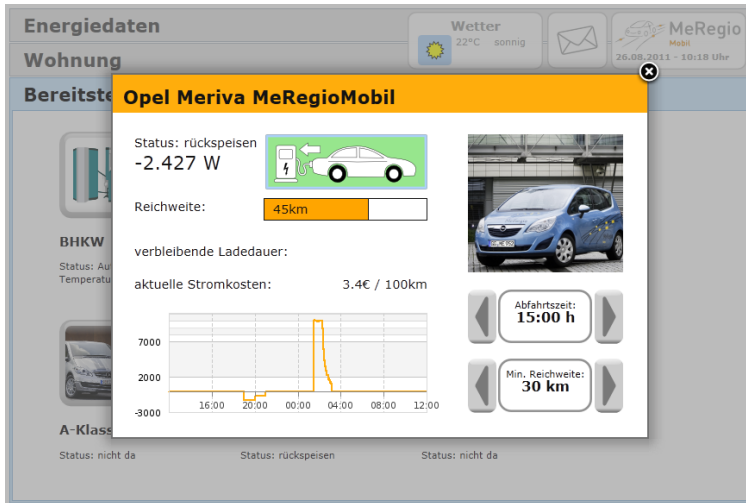


Abbildung 6.5: EMP im Energy Smart Home Lab [BKS12]

Die Detailansicht des EMP im ESHL zum *Opel Meriva MeRegioMobil* ist in Abbildung 6.5 dargestellt. Über eine entsprechende Symbolik wird zusätzlich zum aktuellen Leistungswert des Lade- oder Rückspeisevorgangs visualisiert, ob das Fahrzeug angeschlossen ist (rot oder grün) und ob es aktuell aufgeladen wird, ins Stromnetz zurückspeist oder auf ein entsprechendes Signal vom Energiemanagementsystem wartet (blau). Der aktuelle Ladezustand (State of Charge, SuC) wird zusammen mit der daraus resultierenden Reichweite und der verbleibenden Ladedauer angegeben. Auf Basis des aktuellen Strompreises wird der Nutzer zudem über die jeweiligen Energiekosten informiert. Die Parametrisierung erfolgt durch zwei Interaktionskomponenten des EMP: Über die Abfahrtszeit legt der Nutzer fest, wann das Fahrzeug vollständig geladen sein soll. Zusätzlich kann der Nutzer die minimale Reichweite angeben, die grundsätzlich sichergestellt werden soll. Unabhängig vom Stromtarif

und von den übrigen Verbrauchern und Erzeugern im Gebäude startet der Ladevorgang sofort, bis die parametrisierte minimale Reichweite zur Verfügung steht. In einem Diagramm wird zudem der Leistungsverlauf der Lade- und Rückspeisevorgänge visualisiert. Durch das EMP ist der Nutzer im ESHL jederzeit über den Zustand seines Fahrzeuges informiert, er erhält einen Überblick über die benötigte und bereitgestellte Leistung und kann das Verhalten des Energiemanagements durch eine geeignete Parametrisierung an seine individuellen Bedürfnisse anpassen.

6.1.2 EMP im FZI House of Living Labs

Zusätzlich zum ESHL stand mit dem FZI House of Living Labs (HoLL) eine weitere Umgebung zur Verfügung, in der das EMP integriert und die verwendeten Methoden evaluiert werden konnten. Das HoLL stellt auf zwei Etagen eine Kombination aus einer Forschungs-, Evaluations- und Demonstrationsplattform mit zahlreichen Living Labs sowie gewöhnlichen Büroräumen zur Verfügung. Im Gegensatz zum ESHL handelt es sich beim HoLL also nicht um einen ausschließlich privat genutzten Haushalt, die Nutzung des Gebäudes ist weitestgehend mit einem Bürokomplex mittlerer Größe vergleichbar. Daraus ergeben sich für die eingesetzten Geräte- und Anlagen, für das Gebäude-Energiemanagementsystem sowie auch für den Einsatz des EMP zum Teil ganz andere Anforderungen als im ESHL. Verschiedene Integrationsszenarien des EMP wurden im Zusammenhang mit diesen Anforderungen im HoLL untersucht. Im Folgenden wird zunächst die Umgebung des *FZI Living Labs smartEnergy* beschrieben, die eine integrierende Komponente über das gesamte Gebäude hinweg darstellt. Anschließend wird die Vernetzung der Komponenten und die Rolle des EMP in diesem Zusammenhang beschrieben. Zusätzlich wird die Rolle des EMP im Smart Home des HoLL vorgestellt. Die in Abschnitt 6.3 dargestellten Beispiele zur interaktiven Konfiguration von Gebäude-Energiemanagementsystemen mit dem EMP basieren auf der Forschungsplattform des HoLL.

Das gesamte Gebäude des HoLL wurde mit dezentralen Erzeugern, Verbrauchern und Speichersystemen ausgestattet, die in den realen Betrieb des Gebäudes eingebunden sind. Insbesondere werden elektrische und

thermische Komponenten durch ein Gebäude-Energiemanagementsystem integriert, um Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Energieträgern berücksichtigen zu können. In Abbildung 6.6 ist eine Auswahl dieser Komponenten dargestellt. Im Heizungskeller erzeugen ein Blockheizkraftwerk (BHKW, $12 \text{ kW}_{\text{th}}$) sowie ein Brennwertgerät ($100 \text{ kW}_{\text{th}}$) die Wärme für die Beheizung des gesamten Gebäudes. Erzeugung und Verbrauch sind dabei teilweise durch den Einsatz thermischer Speicher entkoppelt. Durch den Einsatz der Adsorptionskältemaschine wird das BHKW zudem auch im Sommer betrieben, um Strom ($5,5 \text{ kW}_{\text{el}}$) zu erzeugen und die bereitgestellte Wärme in Kälte umzuwandeln, die wiederum zur Kühlung des Gebäudes verwendet wird. Die Koordination der Heizungsanlage übernimmt dabei ein integrierter Systemcontroller, der den Betrieb der Komponenten im Heizungskeller auf Basis zahlreicher Sensoren koordiniert. Weitere Informationen über den Zustand der übrigen Komponenten im Gebäude, über den Zustand des Stromnetzes sowie über bestimmte Verhaltensmuster bleiben durch den Systemcontroller jedoch unberücksichtigt.

Die Photovoltaik-Anlage erzeugt mit einer Leistung von 15 kW_p elektrischen Strom, der mittels dreier jeweils einphasig angeschlossener Wechselrichter entweder lokal im Gebäude genutzt oder ins Stromnetz eingespeist werden kann. Zudem ist ein elektrischer Speicher installiert, in dem bis zu 30 kWh des durch die Photovoltaik-Anlage erzeugten Stroms zwischengespeichert und später im Gebäude genutzt werden können. Die Koordination des Zusammenspiels von Erzeugung, lokalem Verbrauch und Speichersystem erfolgt im ersten Schritt durch die Wechselrichter selbst und schließlich durch das Gebäude-Energiemanagement. Insgesamt kann der Zusammenschluss von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern innerhalb des Gebäudes bereits als *Micro Grid* betrachtet werden (vgl. Abschnitt 2.3). Die Einbindung in die Koordination des Stromnetzes erfolgt durch eine entsprechende Schnittstelle des Micro Grids bzw. des Gebäudes. Externe Vorgaben an das Micro Grid (z. B. der temporäre lokale Ausgleich innerhalb des Gebäudes oder die Realisierung eines bestimmten Leistungsprofils) können durch das Gebäude-Energiemanagement erfüllt werden, ohne direkten externen Zugriff auf einzelne Anlagen zu erlauben.



Abbildung 6.6: FZI Living Lab smartEnergy

Zusätzlich wurden im HoLL zwei separate Gebäude-Automationsysteme installiert. Ein auf dem Kommunikationsbus KNX basierendes System ermöglicht die Automatisierung der Komponenten im Smart Home, während ein zweites System auf dem so genannten HabiTEQ-System aufsetzt und die Komponenten in ausgewählten Büroräumen des Gebäudes automatisiert. Weiterhin sind im Smart Home Haushaltsgeräte unterschiedlicher Hersteller installiert, deren Leistungsprofile mit so genannten *Smart Plugs* (Zwischenstecker zum Schalten und Messen) erfasst werden. Einige Haushaltsgeräte sind zusätzlich mit Kommunikationsschnittstellen ausgestattet. Sowohl die Smart Plugs als auch die Geräteschnittstellen sind über das funkbasierte Kommunikationsprotokoll Zigbee mit einem Gateway im Smart Home verbunden.

Durch die Bereitstellung dieses äußerst heterogenen Geräteumfeldes für den Einsatz im Gebäude-Energiemanagementsystem bietet das HoLL eine ideale Plattform für den Einsatz des EMP zur Systemkonfiguration. In Abschnitt 6.3 werden diese Prozesse anhand mehrerer Beispiele erläutert.

In Abbildung 6.7 sind die unterschiedlichen Kommunikationsprotokolle dargestellt, die zur Vernetzung der Komponenten berücksichtigt werden müssen. Dabei kommen unterschiedliche Abstraktionsstufen zum Einsatz. Durch das EMP wird im Gebäude-Energiemanagementsystem ein geeigneter Treiber zur Kopplung der jeweiligen Komponente konfiguriert. Wie in Abschnitt 3.4.6 beschrieben, stellt der *Hardware Abstraction Layer* dabei die Schnittstelle zwischen Treiber und System dar. Zudem wird die Kommunikation einiger Komponenten durch entsprechende Gateways abstrahiert. Die Kommunikation der Haushaltsgeräte im Smart Home des HoLL erfolgt beispielsweise über ein Gateway, das den so genannten EEBus⁴ implementiert. In diesem Fall wird durch das EMP sowohl die Kommunikation zwischen dem EEBus-Gateway und dem Gebäude-Energiemanagementsystem als auch die Integration der mit dem EEBus-Gateway verbundenen Komponenten konfiguriert.

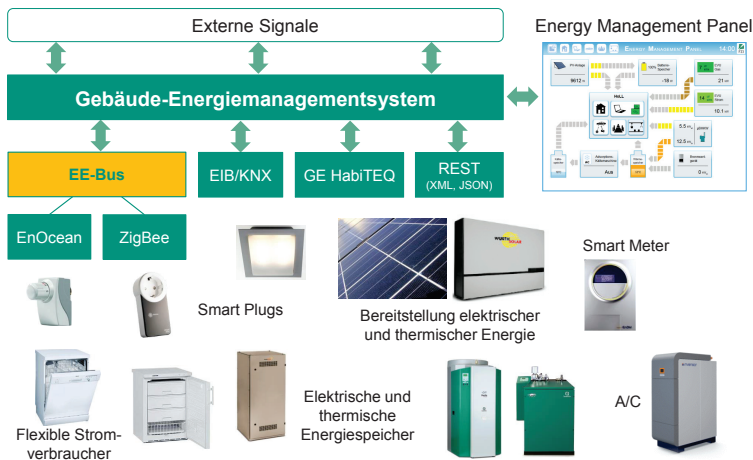


Abbildung 6.7: Vernetzung im FZI House of Living Labs

Das EMP visualisiert insbesondere die elektrischen und thermischen Energieflüsse zwischen den verschiedenen Komponenten im HoLL (vgl. Abschnitt 4.4.1). Die zugehörige Ansicht des EMP ist nochmals in Abbil-

⁴<http://www.eebus.org/eebus-initiative-ev/>

dung 6.8 dargestellt. Das EMP steht in zahlreichen Anwendungsdomänen des HoLL zur Verfügung. Die technische Realisierung zur interaktiven Darstellung des EMP erfolgte im HoLL mittels iPads. Aufgrund der Realisierung als generische Weboberfläche (vgl. Abschnitt 5.1) ist darüber hinaus auch die Darstellung auf anderen Plattformen möglich.

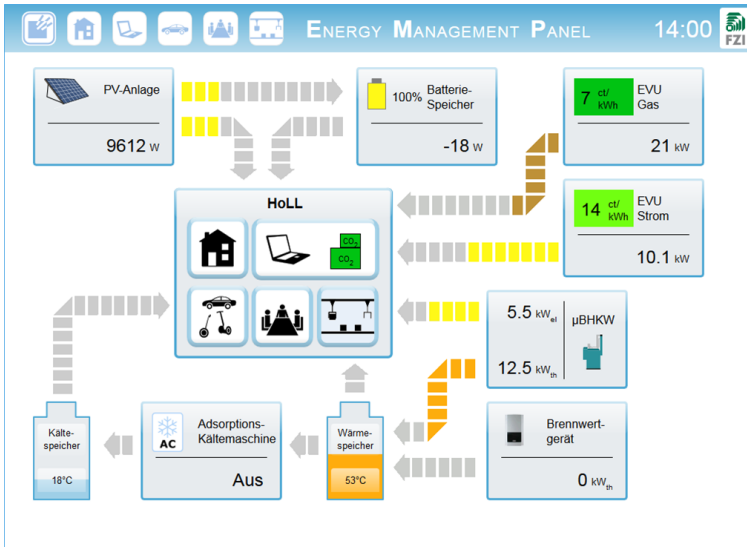


Abbildung 6.8: EMP im FZI House of Living Labs

Anders als im ESHL zielt das Gebäude-Energiemanagementsystem im HoLL insbesondere auf die Koordination von Geräten und Anlagen in einem Bürogebäude ab. In vielen Bürogebäuden werden Kühl- und Klimatisierungsanlagen eingesetzt, die über weitreichendes Potential für ein automatisiertes Lastmanagement verfügen. Im HoLL wird die Adsorptionskältemaschine genutzt, um Kälte zu erzeugen. Über einen Kaltwasserspeicher gelangt diese in die Umluftkühler eines Besprechungsraumes. Die entsprechende Ansicht des EMP wurde bereits in Abschnitt 4.4.2 mit Abbildung 4.15 eingeführt. Insbesondere wird der geplante Belegungsplan des Raumes durch das EMP visualisiert, um den Zustand der Kühlung im Besprechungsraum nachvollziehen zu können. Zusätzlich sind

die Nutzer in der Lage, die Soll-Temperatur zu parametrisieren, die zur Einplanung der für die Kühlung erforderlichen Komponenten durch das Gebäude-Energiemanagementsystem berücksichtigt wird.

Im HoLL wird eine zusätzliche Ansicht des EMP für den Einsatz in Büroräumen eingeführt. Damit wird insbesondere der Zustand des in ausgewählten Büroräumen eingesetzten Gebäude-Automatonsystems (z. B. Temperatur, Zustand der Heizung, Lichtsteuerung, Steuerung der Jalousien, Zustand der Fenster, etc.) visualisiert. Zusätzlich kann die Ansteuerung dieser Komponenten durch das Gebäude-Energiemanagementsystem parametrisiert werden. Auf diese Weise ist das System in der Lage, Handlungsempfehlungen an den Nutzer (z. B. Lüften auf Basis des CO₂-Messwertes) zu übermitteln.



Abbildung 6.9: Smart Home im HoLL

Anders als im ESHL wurde das Smart Home des HoLL mit Geräten unterschiedlicher Hersteller ausgestattet, um ein möglichst heterogenes Geräteumfeld für die Untersuchung von Integrations- und Konfigurationsaspekten durch das EMP herzustellen. Die Abbildung 6.9 zeigt einige Geräte im Smart Home. Ähnlich wie im ESHL wird der Geräteinsatz durch

das EMP parametrisiert, in dem z. B. Freiheitsgrade für die Einplanung angegeben werden. Zusätzlich ist die Fernsteuerung einiger Komponenten und Geräte (z. B. Beleuchtung und Trockner) möglich. Obwohl die Art der Parameter, die durch das EMP zur Gerätekoordination im Smart Home eingestellt werden können, ähnlich zu denen im ESHL ist, unterscheiden sich die Integrationsszenarien aufgrund der unterschiedlichen Schnittstellen und Protokolle wesentlich. Die Integration von Gateways und Komponenten in das Gebäude-Energiemanagementsystem durch das EMP konnte auf diese Weise im Smart Home des HoLL getestet und evaluiert werden.

Im ESHL stand neben der technischen Integration auch der Einsatz des EMP durch reale Nutzer im Vordergrund der Untersuchungen. Obwohl das EMP auch im HoLL von den Mitarbeitern zur Visualisierung und Parametrisierung der Anlagensteuerung eingesetzt wurde und durch entsprechendes Feedback sukzessive erweitert werden konnte, wurden im HoLL insbesondere Aspekte zur Konfiguration von Gebäude-Energiemanagementsystemen untersucht. Durch das heterogene Geräteumfeld stellt das HoLL eine ideale Plattform dazu dar.

6.2 Realer Einsatz des EMP im Energy Smart Home Lab

In den Projekten MeRegionMobil und iZEUS wurde das in Abschnitt 6.1.1 beschriebene ESHL aufgebaut und zur Erprobung von technischen Realisierungen sowie auch für Untersuchungen zur Interaktion zwischen dem Nutzer und dem Energiemanagementsystem eingesetzt. Dazu wohnten während mehrerer Evaluationszeiträume unterschiedliche Nutzer (im Alter zwischen 22 und 31 Jahren) über mehrere Wochen im ESHL und nutzen die bereitgestellten Technologien und das Interaktive Gebäude-Energiemanagement im Alltag. Während aller Evaluationszeiträume stellte das EMP die Schnittstelle zwischen dem Nutzer und dem Gebäude-Energiemanagement dar. Durch Befragungen der Nutzer sowie durch Auswertungen des Nutzerverhaltens konnte insbesondere der Beitrag des EMP für das Interaktive Gebäude-Energiemanagement evaluiert werden.

In Tabelle 6.1 sind die Untersuchungsziele sowie auch der zentrale Einsatz des EMP während der vier Evaluationszeiträume dargestellt, die während der Jahre 2010 bis 2013 im ESHL durchgeführt wurden. Im Folgenden wird zunächst die Gestaltung der vier Evaluationszeiträume beschrieben. Im Anschluss erfolgt die Auswertung des Einsatzes und des Nutzens vom EMP während der Evaluationszeiträume. Die Auswertung basiert auf den Resultaten von [PKJF11], [PBFS11] und [PKJF12] sowie auf zusätzlichen Befragungen der Probanden von T4, die innerhalb des Projekts iZEUS durchgeführt wurden. Die Beschreibung des technischen Mehrwertes durch das EMP erfolgt separat in Abschnitt 6.3. Wie bereits erwähnt stehen Untersuchungen zur Bedienbarkeit oder zur Nutzerfreundlichkeit des EMP explizit nicht im Vordergrund der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen.

Tabelle 6.1: Einsatz des EMP während der Evaluationszeiträume (angelehnt an [PKJF12])

Modul	EMP-Komponenten	T1	T2	T3	T4
Transparenz & Feedback	Visualisierung Energieflüsse und Zustände im Gebäude	x	x	x	x
Dynamische Tarife	Visualisierung zeitvariabler Stromtarife und Leistungsgrenzen	-	x	x	x
Automatisiertes Lastmanagement	Visualisierung Geräteeinplanung, Parametrisierung EMS durch Freiheitsgrade, Interaktion mit EMS zur manuellen Steuerung	-	x	x	x
Elektromobilität	Visualisierung Lade- und Rückspeisevorgänge, Fahrzeug-Parametrisierung zum Lade- und Rückspeisemanagement durch das EMS	-	-	x	x

Der erste Evaluationszeitraum (T1, 4 Wochen) war über vier Wochen angelegt, im ESHL wohnten in dieser Zeit zwei technikaffine Studenten.

Im Vordergrund von T1 stand die Überprüfung der technischen Integration der verschiedenen Komponenten des ESHL. Das EMP wurde auf vier Touch-Displays, die jeweils im Eingangsbereich, in der Küche sowie in beiden Schlafzimmern an der Wand befestigt waren, und einem mobilen Gerät eingesetzt. Zur Kontrolle der Mess- und Steuerungstechnik im ESHL wurden zunächst die Energieflüsse zwischen den Geräten im ESHL durch das EMP dargestellt. Durch dieses Feedback waren die Probanden bereits in der Lage, Leistungsprofile einzelner Geräte zu untersuchen und damit unnötige Stromverbraucher zu identifizieren. Zusätzlich konnte die Geräteintegration ins Gebäude-Energiemanagement durch die Visualisierung der entsprechenden Zustände mit dem EMP getestet werden. (vgl. [PBFS11])

Während des zweiten Evaluationszeitraums (T2, 8 Wochen) kamen verschiedene zeitvariable Tarife zum Einsatz, die mit dem EMP visualisiert wurden. Die Preisspreizung reichte von 7 bis 37 Cent und war damit z. B. im Vergleich zum Stromtarif im Projekt MeRegio (vgl. Abschnitt 3.4.1) bewusst hoch gewählt. Dadurch konnten die Nutzer den aktuellen Strompreis und dessen Verlauf über die nächsten 24 Stunden abrufen. Der Evaluationszeitraum T2 dauerte 8 Wochen lang an und bestand aus den in Tabelle 6.1 aufgeführten Phasen. In den letzten Wochen von T2 wurde eine erste Version des automatisierten Lastmanagements durch das OSH (vgl. Abschnitt 3.4.6) eingesetzt und erprobt. Die Nutzer waren in der Lage, das Energiemanagement z. B. mit entsprechenden Freiheitsgraden für die automatisierte Geräteeinplanung zu parametrisieren. Erstmals konnte also die manuelle Einplanung durch den Nutzer mit der automatisierten Einplanung durch das Energiemanagementsystem auf Basis zeitvariabler Stromtarife erprobt und analysiert werden. (vgl. [PBFS11])

Für den Einsatz während des dritten Evaluationszeitraums (T3, 5 Wochen) wurde das Gebäude-Energiemanagement durch zusätzliche Komponenten des OSH wesentlich erweitert. Insbesondere kamen die in [APSS12] vorgestellten Verfahren zur Optimierung der Geräte- und Anlagenkoordination im Gebäude durch Evolutionäre Algorithmen zum Einsatz. Während in den ersten Wochen die Geräteeinplanung auch hier manuell erfolgte, wurde während der letzten zwei Wochen ein automatisiertes Lastmanagement mit diesen Verfahren eingesetzt und evaluiert. Als ex-

terne Anreizsysteme wurden TOU- und RTP-Tarife (vgl. Abschnitt 4.4.1) eingesetzt. Der durchschnittliche Strompreis der Tarife betrug 22 ct/kWh. Zusätzlich zur Visualisierung der Preissignale und der Energieflüsse im Gebäude diente das EMP dabei weiterhin zur Parametrisierung des Energiemanagementsystems sowie zur Visualisierung der automatisch gefällten Entscheidungen hinsichtlich der Anlagenkoordination.

Zusätzlich zum zeitvariablen Stromtarif wurde in T3 ein Lastbegrenzungssignal eingesetzt, das ebenfalls durch das EMP visualisiert wurde (vgl. Abbildung 6.3). Die Probanden waren dadurch in der Lage, die aktuelle Leistung mit der Lastgrenze zu vergleichen. Insbesondere wurden die Probanden hinsichtlich der Einhaltung der jeweiligen Lastgrenze und des Einflusses der verschiedenen Verbraucher und Erzeuger auf die Lastgrenze sensibilisiert. Eine Überschreitung der Leistungsgrenze wurde mit Strafpunkten belegt, so dass für die Probanden ein Anreiz bestand, die Leistungsgrenze einzuhalten. Erstmals war während des Evaluationszeitraums T3 auch Elektromobilität integriert. Ein rückspeisefähiges Elektrofahrzeug war mit dem Gebäude verbunden. In diesem Zusammenhang diente das EMP zur Parametrisierung der Lade- und Rückspeisevorgänge sowie zur Visualisierung des Fahrzeugzustands. Insgesamt bewohnten während des Evaluationszeitraums T3 zwei Probanden über 6 Wochen das ESHL. (vgl. [PKJF12])

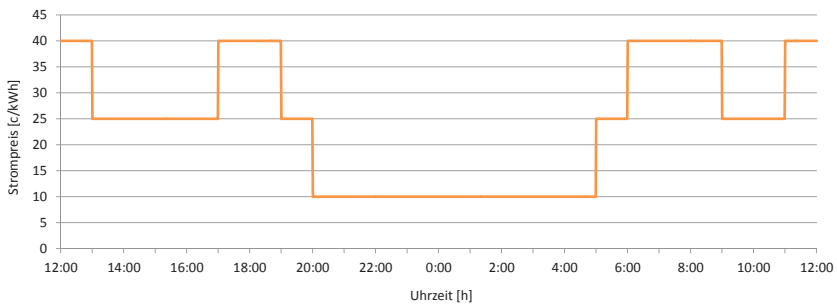


Abbildung 6.10: Beispielhafter zeitvariabler Tarif im ESHL

In Bezug auf die eingesetzten Module des EMP unterscheidet sich der vierte Evaluationszeitraum (T4, 9 Wochen) nur kaum von T3. Der zeitva-

riable Tarif variierte zwischen 10 und 40 Cent. Ein beispielhafter Verlauf ist in Abbildung 6.10 dargestellt. Zwei Probanden wohnten während des Evaluationszeitraums T4 insgesamt 9 Wochen lang im ESHL. Aus technischen Gründen stand in T4 keine PV-Anlage zur Verfügung, wohl aber die lokale Erzeugung des BHKW. Erstmals waren in T4 die in [All14] vorgestellten Verfahren zur Geräte- und Anlagenkoordination durch das OSH vollständig implementiert. Da der Evaluationszeitraum im Winter stattfand, konnte das Zusammenspiel von Haushaltsgeräten, den Ladevorgängen zweier Elektrofahrzeuge sowie dem Blockheizkraftwerk untersucht werden.

Während der Evaluationszeiträume wurden jeweils zwei Feedbacksysteme über den gesamten Zeitraum eingesetzt: Durch das EMP erhielten die Probanden jederzeit eine direkte Rückmeldung über den aktuellen Stromverbrauch und die aktuelle Erzeugung im Gebäude sowie über die jeweilige Stufe des Stromtarifs und über das Erreichen von Leistungsgrenzen. Zusätzlich bekamen die Probanden wöchentlich eine indirekte Rückmeldung in Form einer fiktiven Stromrechnung. Anreize zur Minimierung des Rechnungsbetrages wurden in Form eines Bonus-Malus-Punktesystems erreicht. (vgl. [PKJF11])

6.2.1 Transparenz & Feedback

Während aller vier Evaluationszeiträume wurde das EMP eingesetzt, um die Energieflüsse im Gebäude transparent darzustellen und direktes Feedback zum jeweiligen Verhalten zu geben. Während der ersten Tage jedes Evaluationszeitraums konnte ein verstärkter Einsatz des EMP durch die Probanden festgestellt werden, um das Zusammenspiel der eingesetzten Komponenten im ESHL zu verstehen [PKJF12]. Zu jeder Zeit standen elektrische Energieflüsse im Vordergrund. Obwohl den Probanden keine spezielle Anleitung zur Bedienung des EMP zur Verfügung gestellt wurde, kamen sie intuitiv mit dem EMP zurecht und hatten bereits nach wenigen Tagen einen vollständigen Überblick über die bereitgestellte Funktionalität. Alle Probanden nutzen das EMP nach einer Eingewöhnungszeit aus eigenem Interesse intensiv zur Analyse der Energieflüsse im Gebäude. Insbesondere wurden Leistungsprofile einzelner Geräte und das Verhältnis von lokaler Erzeugung zum Verbrauch untersucht.

Hinsichtlich der zeitvariablen Stromtarife wurde das EMP von den Probanden eingesetzt, um den Zusammenhang von Energieflüssen und Stromkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Tarifstufe nachvollziehen zu können. Obwohl die Preisspreizung des eingesetzten Tarifs z. B. im Verhältnis zum Feldtest des Projekts MeRegio sehr hoch war, waren die Probanden zunächst kaum in der Lage, den konkreten Einfluss der Tarifstufen auf die absolute Stromrechnung vorherzusehen. Während der Evaluationszeiträume konnten die Bewohner durch das EMP die Auswirkungen des manuellen und automatisierten Lastmanagements im Gebäude auf die Stromkosten quantitativ erfassen.

Alle Probanden setzten sich mehrfach täglich mit dem EMP auseinander – teilweise deutlich über eine Stunde pro Tag. Dabei stand die Analyse der Energieflüsse im Gebäude während verschiedener Wetterbedingungen und Tarifstufen sowie im Zusammenhang mit den jeweils aktiven elektrischen Verbrauchern im Vordergrund. Besonders wichtig war den Probanden eine hohe Aktualisierungsrate bei der Darstellung der jeweiligen Messwerte. War die Darstellung zu träge, wurde der unmittelbare Zusammenhang zwischen den angezeigten Energieflüssen und dem Verhalten bzw. einer Verhaltensänderung nicht ausreichend deutlich. Weniger wichtig war den Probanden dabei, ob das Gerät, auf dem das EMP dargestellt wird, fest (z. B. an der Wand) installiert ist oder mobil zur Verfügung steht. Einige Probanden hätten das EMP gerne auch außerhalb des Gebäudes (z. B. von der Arbeitsstelle aus) genutzt. Der Fernzugriff auf das EMP war während der Evaluationszeiträume im ESHL aus Sicherheitsgründen deaktiviert. Dass das EMP nicht als native Android- oder iOS-Anwendung, sondern als Webanwendung implementiert war, fand kaum Aufmerksamkeit bei den Probanden.

Besonders intensiv wurde das EMP eingesetzt, um die Leistungsprofile von energieintensiven Geräten im Gebäude zu beobachten und zu analysieren. Alle Probanden nutzten dazu mehrfach täglich die Aufzeichnung der Leistungsprofile einzelner Geräte und waren insbesondere beim Vergleich einiger Geräte (z. B. Kaffeevollautomat vs. Fernseher) zum Teil überrascht. Nachdem zeitvariable Stromtarife eingesetzt wurden, koordinierten die Probanden ihre Anlagen (zunächst manuell), so dass zumindest die Peaks des jeweiligen Leistungsprofils in die günstigen Phasen

des Energietarifs fielen. Um ein Verständnis für den Energieverbrauch der Geräte zu erzeugen, sind die Erfassung sowie eine geeignete Visualisierung von Leistungsprofilen einzelner Geräte also eine wichtige Voraussetzung. In diesem Zusammenhang stellt die Visualisierung des EMP einen wesentlichen Mehrwert im Vergleich zu herkömmlichen Smart Meter Lösungen (vgl. Abschnitt 3.4.1) dar.

Zusätzlich waren sich alle Probanden einig darüber, dass der Einsatz von zeitvariablen Tarifen eine entsprechende Voraussicht erfordert. Das EMP stellte beispielsweise den Verlauf des Stromtarifs über die nächsten 24 Stunden dar. Auf diese Weise konnten die Probanden bereits manuell planen, wann sie welche Geräte einsetzen. Insbesondere wurde der Betrieb flexibler Verbraucher in die Abendstunden und in die Nacht verlagert, wenn der Strom dort günstiger war. Die Art der Darstellung wurde akzeptiert und nicht weiter bewertet. Der Verlauf von Leistungsgrenzen wurde zunächst nicht durch das EMP dargestellt. So war den Probanden immer nur die aktuelle Leistungsgrenze bekannt. Hier wünschten sich alle Probanden eine ähnliche vorausschauende Darstellung wie beim Stromtarif, um den Geräteeinsatz und teilweise sogar ihren eigenen Tagesverlauf entsprechend abstimmen zu können.

Alle Probanden setzten das EMP insbesondere zu Beginn intensiv zur Analyse von Erzeugung und Verbrauch ein. Dennoch konnten während keines Evaluationszeitraums Einspareffekte identifiziert werden [PKJF12]. Dies war auch nicht das Ziel des eingesetzten Energiemanagements. Vielmehr sollte die Verlagerung des Stromverbrauchs in Zeiten mit besonders niedrigem Verbrauch oder hoher Erzeugung im Stromnetz erreicht werden. Durch die alleinige Visualisierung der Energieflüsse (ohne dynamische Tarife) konnten kaum Lastverlagerungseffekte erzielt werden. Insbesondere fand ohne den Anreiz durch dynamische Tarife kaum eine Verlagerung des Verbrauchs in Zeiten mit hoher (eigener) Erzeugung statt. Die transparente Darstellung von Energieflüssen im Gebäude ist also insbesondere dann sinnvoll, wenn sie mit entsprechenden Anreizmechanismen zur Lastverlagerung verbunden ist.

Mit der Einführung von dynamischen Tarifen und der entsprechenden Visualisierung des Verlaufs durch das EMP konnten die Probanden motiviert werden, den Betrieb bestimmter Verbraucher in Zeiten nied-

riger Tarifstufen zu verlagern. In [PKJF11] wurden die Leistungsprofile insbesondere während des insgesamt 8 Wochen andauernden Evaluationszeitraums T2 analysiert. Demnach ist eine Lastverschiebung nach Einführung der dynamischen Tarife unabhängig von der Automatisierung deutlich erkennbar. Die Stromnachfrage pendelt sich erst nach ca. 3 Wochen auf ein stabiles Niveau ein. Dies lässt sich durch die Eingewöhnungszeit begründen. Nach dieser Phase wurden in der niedrigsten Stufe des Stromtarifs 15 % bis 25 % mehr Strom als im Durchschnitt verbraucht. Ein zweistufiger Tarif wurde von den Probanden bei manueller Lastverlagerung bevorzugt. Tarife mit mehr Stufen erzeugten bereits unverhältnismäßigen Aufwand für die manuelle Steuerung der Geräte. Als besonders interessant nahmen die Probanden den durch das EMP dargestellten Zusammenhang von Erzeugung durch die Photovoltaik-Anlage und das BHKW mit dem übrigen Verbrauch im Haushalt wahr. Den Probanden gelang es jedoch kaum, ihre Lasten manuell in die Zeiten zu verlagern, in denen PV-Strom zur Verfügung stand. Hierfür gab es allerdings auch keine Anreize in Bezug auf das Punktesystem. In [PKJF11] wird betont, dass die Probanden „für den langfristigen Einsatz [...] das automatisierte Lastmanagement als hilfreiche Möglichkeit empfanden, sich variablen Tarifen im Tagesverlauf anpassen zu können“.

In Abbildung 6.11 ist ein realer Lastgang über drei beispielhafte Tage aus dem Evaluationszeitraum T4 des ESHL dargestellt. Zusätzlich ist der zeitvariable Stromtarif abgebildet. Im dargestellten Zeitraum wurden die Lastflüsse im Gebäude sowie der Stromtarif durch das EMP visualisiert. Das Lastmanagement erfolgte in diesem Zeitraum automatisiert durch ein Gebäude-Energiemanagementsystem. Insbesondere wurde das EMP von den Probanden genutzt, um die automatisierten Entscheidungen des Gebäude-Energiemanagements nachvollziehen zu können. Ausgewählte Ereignisse sollen im Folgenden anhand der in Abbildung 6.11 markierten Verläufe erläutert werden. In (A) ist zu erkennen, dass der Ladevorgang des Elektrofahrzeugs zum Anfang einer Niedrigpreisphase eingeplant und gestartet wurde. Aufgrund der elektrochemischen Eigenschaften der Batterie, beginnt der Ladevorgang zunächst mit nahezu konstanter Leistung und wird am Ende schließlich reduziert. In (B) ist das typische Lastprofil einer Spülmaschine zu erkennen, die während eines mittleren Stromtarifs automatisiert gestartet wurde, um die Restriktionen zu erfüllen, mit

denen der Nutzer das Gebäude-Energiemanagement zuvor parametrisiert hatte. Während einer weiteren Niedrigpreisphase erfolgte in (C) zeitgleich der Ladevorgang des Elektrofahrzeugs sowie der erneute Betrieb der Spülmaschine. Durch das EMP konnten die Probanden diese automatisierte Gerätekoordination nachvollziehen und überprüfen. Der Ladevorgang des Elektrofahrzeugs (D) während einer Hochpreisphase wäre ohne das EMP beispielsweise kaum nachvollziehbar gewesen. Die Hochpreisphase wurde durch den Start des BHKWs und die damit erzeugte elektrische Leistung kompensiert, so dass kaum Strom aus dem Netz bezogen werden musste. Ohne eine geeignete Visualisierung wären die Probanden möglicherweise von einer fehlerhaften Einplanung ausgegangen und hätten somit das Vertrauen in das Gebäude-Energiemanagement verloren.

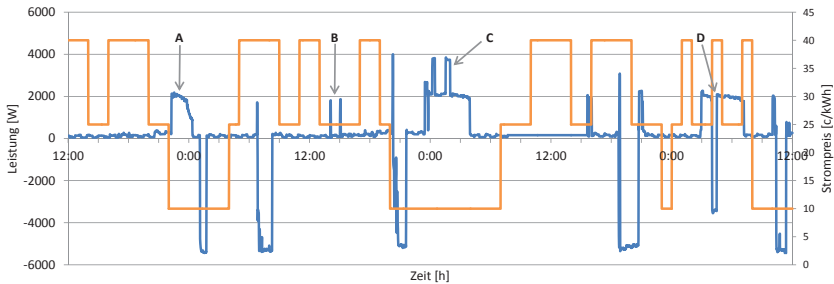


Abbildung 6.11: ESHL - Beispielhafter Lastgang mit zeitvariablem Tarif

In [NBT⁺14] wird der Einsatz so genannter *In-Home-Displays* im Zusammenhang mit Energiemanagementsystemen durch die folgenden drei Aspekte motiviert:

- Neugier und Interesse
- Kostenreduktion (z. B. durch Einsparung von Energie oder durch Verlagerung auf Basis entsprechender Tarife)
- Umweltaspekte (z. B. Nutzung regenerativ erzeugten Stroms)

Dies konnte durch die Analyse der Evaluationszeiträume im ESHL und den Einsatz des EMP bestätigt werden. Generell wurde der Anreiz zur Lastverlagerung stets durch monetäre Einsparungen gesetzt. Darüber

hinaus waren die Probanden gehalten, lokal erzeugten Strom zu nutzen. Zudem gaben die Probanden auch das innovative Umfeld als Motivation für den koordinierten Geräteinsatz an [PBFS11]. Eine Verlagerung des Energieverbrauchs durch manuelle Steuerung konnte nur auf Basis der Stromtarife und nicht in Abhängigkeit zur dezentralen Erzeugung festgestellt werden. Die monetäre Motivation überwiegt also und hängt dabei natürlich stark von der Preisspreizung ab [PKJF12].

Während der Evaluationszeiträume wurde das EMP von den Probanden als Planungswerkzeug für den Geräteinsatz sowie teilweise auch zur persönlichen Planung des Tagesablaufs eingesetzt. Morgens setzen die Probanden das EMP ein, um die Preisentwicklung für die nächsten 24 Stunden abzurufen und den Einsatz ihrer Geräte entsprechend über den Tag zu planen [PKJF12]. Insbesondere während des Einsatzes eines CPP-Tarifs gaben einige Probanden an, den eigenen Tagesablauf entsprechend anpassen zu können, wenn das Ereignis ausreichend im Voraus bekannt ist. Die Bereitschaft zur manuellen Lastverlagerung bzw. zur Anpassung des eigenen Tagesablaufs war aufgrund des hohen Innovationsgrades des Gesamtsystems am Anfang sehr hoch und nahm mit der Zeit erheblich ab. Da die beschriebenen Evaluationszeiträume maximal neun Wochen andauerten, konnte dieser Effekt kaum festgestellt werden. Im länger angelegten Feldtest im Projekt MeRegio wurde nach etwa drei Monaten ein deutlicher Rückgang der Bereitschaft zur Lastverlagerung festgestellt, die im Feldtest lediglich manuell stattfand [EnB13].

Das Lastverlagerungspotential in Privathaushalten verteilt sich auf einige Geräte und kann insbesondere durch monetäre Anreize genutzt werden. Die Eignung der Spülmaschine zur Lastverlagerung bewerteten die Probanden am besten und die der Kaffeemaschine sowie des Herds am schlechtestes [PKJF12]. Wird die Gerätesteuerung automatisiert, so muss berücksichtigt werden, wie stark der Komfort des jeweiligen Nutzers durch die automatisierte Ansteuerung eines bestimmten Gerätes eingeschränkt wird.

Je länger solche Systeme eingesetzt werden und je geringer die Preisspreizung zeitvariabler Stromtarife ist, desto geringer ist die Bereitschaft zur manuellen Anpassung des Geräteinsatzes: „As he didn't see too much potential for saving electricity at his house, he would need to go for

load-shifting for a monetary benefit. However manual adoptions would be too time-consuming and therefore he would need an automated EMS, too.“ [PKJF11]

Um langfristig eine Anpassung des Verbrauchs an die fluktuierende Erzeugung im Stromnetz durch regenerative Quellen erreichen zu können, ist also die Einführung automatisierter Energiemanagementsysteme erforderlich. Für eine größtmögliche Akzeptanz durch den Nutzer müssen diese Systeme individuell hinsichtlich der Gewohnheiten parametrisiert und für das jeweilige Geräte- und Anlagenumfeld konfiguriert werden.

6.2.2 Parametrisierung für automatisiertes Lastmanagement

Wie in Tabelle 6.1 dargestellt ist, wurden während der Evaluationszeiträume T2 bis T4 jeweils sowohl manuelles als auch automatisiertes Lastmanagement erprobt. Nach der Eingewöhnungsphase sollten die Probanden während dieser Evaluationszeiträume zunächst den Geräteeinsatz auf Basis zeitvariabler Stromtarife manuell koordinieren. Später wurde der Einsatzzeitpunkt ausgewählter Geräte automatisiert durch das Gebäude-Energiemanagementsystem bestimmt. Für das automatisierte Lastmanagement konnte insbesondere das EMP-Modul zur Parametrisierung des Energiemanagements erprobt werden. Zusätzlich wurde das EMP zur Kontrolle der automatisiert gefällten Entscheidungen eingesetzt.

Grundsätzlich unterscheiden sich die manuelle Lastverschiebung und das automatisierte Lastmanagement im Ergebnis über die Dauer aller Evaluationszeiträume nicht wesentlich. Dies hat insbesondere zwei Ursachen: Zunächst sind die Geräte, die für manuelles sowie für automatisiertes Lastmanagement eingesetzt wurden, identisch. Weiterhin sind die Nutzer mit entsprechendem Aufwand in der Lage, den Geräteeinsatz manuell so zu koordinieren, dass die gewünschte Lastverlagerung in Bezug auf die bereitgestellten Anreizsysteme erreicht wird. Während der relativ kurzen Evaluationszeiträume waren die Probanden bereit, erheblichen Aufwand für die Gerätekoordination aufzuwenden [PKJF12]. Die Probanden kamen jedoch „zur Einschätzung, dass es beinahe unmöglich wäre, den Grad

an Flexibilität auch langfristig im Alltag (durch manuelle Steuerung) aufrecht zu erhalten“ [PKJF11].

Insgesamt wird der Einsatz von Verfahren zum Lastmanagement in Haushalten langfristig nur erfolgreich sein, wenn entsprechende Automatismen eingesetzt werden. Diese Erkenntnis wird auch in [PKJF11] betont: „In our study the functionalities of the automated EMS didn't increase the amount of electricity shifted during the test period of two weeks, but ensured more convenience in doing so.“ In [PKJF12] wird eine ähnliche Aussage gemacht: „The automatic load-management ensured more convenience in shifting demand, especially in combination with dynamic electricity prices and load-limits.“ Dies konnte auch im Feldtest des Projekts MeRegio bestätigt werden, der über einen deutlich längeren Zeitraum lief (vgl. Abschnitt 3.4.1). Nach etwa drei Monaten nahm die Bereitschaft der Nutzer zur manuellen Steuerung der Geräte beim Wechsel von Tarifstufen wesentlich ab [EnB13].

Durch die Analyse der Evaluationszeiträume konnte weiterhin bestätigt werden, dass die Nutzerinteraktion beim Einsatz automatisierter Lastmanagementsysteme eine wichtige Komponente für die Akzeptanz dieser Systeme darstellt. Mit dem EMP parametrisierten die Probanden die Komponenten im Haushalt, die zum Lastmanagement eingesetzt wurden. Dazu gehörte insbesondere die Festlegung des Freiheitsgrades, innerhalb dessen die automatisierte Einplanung erfolgte. Teilweise brachten die Probanden erhebliche Skepsis gegenüber den automatisiert gefällten Entscheidungen des Gebäude-Energiemanagementsystems auf. Eine wichtige Aufgabe der Interaktionsmechanismen ist also die nachvollziehbare Darstellung aller automatisiert gefällten Entscheidungen des Systems.

„I usually set the automated EMS first and check if it delivers viable running times for the appliances. Otherwise, I stop it and set them again manually.“ [PKJF12]

Die größten monetären Einsparungen auf Basis von zeitvariablen Stromtarifen wurden während der Evaluationszeiträume mit einem dreistufigen Tarif und automatisiertem Lastmanagement erzielt, durch dessen Einsatz zudem eine „Stabilisierung der Nachfrage zu Niedrigpreiszzeiten“ festgestellt werden konnte [PKJF11]. Durch den Einsatz zusätzlicher

Lastbegrenzungssignale wurden die Komplexität des Lastmanagements und damit die Herausforderungen für den Nutzer nochmals gesteigert. Zur Einhaltung von geringen Leistungsgrenzen mussten die Verbraucher im Haushalt insbesondere auch in Abhängigkeit zum Betrieb der Erzeuger koordiniert werden. Dies ist manuell nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand möglich.

„Until 3.5 kW it's fairly manageable to use the appliances time-delayed, but beneath that it's impossible. The stove alone violates the limit. As long as there's no shortage, we can put up with the penalty.“ [PKJF12]

Während die anfänglich sehr motivierten und interessierten Probanden durch manuelles Lastmanagement also bereits eine gute Anpassung des elektrischen Leistungsprofils an den jeweiligen Stromtarif erreichten, war der Aufwand entsprechend hoch. Die meisten Nutzer sind jedoch nicht bereit, diesen Einsatz über einen längeren Zeitraum aufzubringen. Obwohl die meisten Probanden gegenüber innovativen Technologien sehr aufgeschlossen waren, zeigten sie erhebliche Skepsis gegenüber automatisiert gefällten Entscheidungen des Gebäude-Energiemanagementsystems und hohes Kontrollbedürfnis. Dies erfordert eine hohe Transparenz der Systementscheidungen im Zusammenhang mit den jeweiligen Zuständen aller Geräte im Gebäude. Dafür stellte das EMP eine wesentliche Komponente für die Nachvollziehbarkeit der Systementscheidungen und damit für die Akzeptanz des Energiemanagements dar. Zudem konnte bestätigt werden, dass Mechanismen zur Anpassung des Energiemanagements an die individuellen Bedürfnisse der Nutzer erforderlich sind. Entsprechende Verfahren zur Parametrisierung des Systems sind durch das EMP implementiert und fanden während der Evaluationszeiträume weitreichende Akzeptanz.

6.2.3 Parametrisierung für Elektromobilität

Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen stellen häufig einen flexiblen Verbrauch dar, der in Abhängigkeit zu den übrigen Verbrauchern sowie zur Verfügbarkeit lokaler Erzeugung durch das Gebäude-Energiemanagement-

system koordiniert werden kann. Während der Evaluationszeiträume im ESHL kamen die Nutzer ebenfalls zum Schluss, dass die automatisierte Steuerung von Ladevorgängen dauerhaft erforderlich ist.

„The automation would be ideal for an electric car. It could for example be charged in between two peaks of the washing machine. [...] The automation makes most sense for cars.“ [PKJF12]

Wenn der Nutzer abends nach Hause kommt und das Fahrzeug erst wieder am nächsten Morgen benötigt wird, ist der Flexibilitätsverlust durch eine automatisierte Einplanung bzw. durch die zeitliche Verlagerung des Ladevorgangs für den Nutzer sehr gering. Der nächste Abfahrtszeitpunkt wurde im Gebäude-Energiemanagementsystem mit dem EMP durch den Nutzer parametrisiert und bedeutete, dass das Fahrzeug zu diesem Zeitpunkt voll geladen sein sollte. Dennoch gab es Situationen, in denen das Fahrzeug spontan vorher benötigt wurde. Für diesen Fall stellt das EMP die Möglichkeit zur Parametrisierung einer minimalen Reichweite zur Verfügung, die unabhängig vom Stromtarif sowie von der lokalen Erzeugung schnellstmöglich zur Verfügung gestellt wird.

Die automatisierte Steuerung der Ladevorgänge durch das Gebäude-Energiemanagementsystem stand nicht immer zur Verfügung. Die manuelle Koordination der Ladevorgänge mit dem Stromtarif und der lokalen Erzeugung empfanden die Probanden als zu aufwändig. Teilweise erreichte der Stromtarif erst spät abends die niedrigste Stufe. Dann mussten die Nutzer zum Teil lange warten, um den Ladevorgang manuell zu starten. Einen Kompromiss erreichten die Probanden, indem sie den Ladevorgang bereits früher mit einer geringeren Ladeleistung starteten, um möglichst viel Energie während der niedrigen Tarifstufe zu späterer Stunde laden zu können. Teilweise war im Fahrzeug die Programmierung der Ladezeit möglich. Die Probanden kamen eindeutig zum Schluss, dass die Parametrisierung des Fahrzeugs für das automatisierte Lastmanagement am besten im Haus mit dem EMP durchgeführt wird.

6.2.4 Erweiterungen für das EMP

Der Einsatz des EMP im ESHL fokussierte auf die Interaktion zwischen dem Nutzer und dem Gebäude-Energiemanagement. Darüber hinaus betonten die Probanden, dass die Bereitstellung zusätzlicher Mehrwertdienste einen wesentlichen Anreiz zur Interaktion mit dem EMP dargestellt hat. Die Verbindung von Komfort- und Sicherheitsmechanismen mit dem Gebäude-Energiemanagement erhöhte die Motivation der Nutzer hinsichtlich des Einsatz und der Akzeptanz dieser Systeme. Die Auswertung der Evaluationszeiträume lieferte zusätzliche Anforderungen an das EMP, die sich teilweise ohne großen technischen Aufwand realisieren ließen und zusätzlich zum Energiemanagement einen Mehrwert für den Komfort der Nutzer darstellten. Ein Beispiel für einen sehr simplen Dienst, der nach entsprechender Rückmeldung durch die Probanden mit dem EMP implementiert wurde, ist die kombinierte Abschaltung von Beleuchtung sowie einiger Verbraucher durch eine entsprechende Aktion, die beim Verlassen des Gebäudes durch den Nutzer ausgelöst werden kann.

Die Einsatzplanung der flexiblen Haushaltsgeräte im ESHL (z. B. Waschmaschine, Trockner und Spülmaschine) erfolgte in der meisten Zeit während der Evaluationszeiträume T2 bis T4 durch das automatisierte Lastmanagement. Auf Basis von Freiheitsgraden, die individuell für jedes Gerät festgelegt wurden, wurde also ein Zeitpunkt für den jeweiligen Gerätestart durch das System bestimmt. Dieser wurde durch das EMP visualisiert. Zunächst wurde davon ausgegangen, dass der Nutzer mit dieser Einplanung einverstanden ist. Anhand der Rückmeldung der Probanden wurde jedoch schnell klar, dass die Probanden einen Mechanismus verlangten, mit dem sie die automatisierte Einplanung bei Bedarf mit dem EMP überschreiben können. Somit wurde ein Mechanismus implementiert, der den unmittelbaren Gerätestart unabhängig von der Einplanung durch das Gebäude-Energiemanagementsystem ermöglichte. Bei Bedarf kann der Nutzer das Gerät also – wie gewohnt – auch durch das EMP sofort starten. Obwohl dieser Mechanismus wenig genutzt wurde, stellt dies eine wichtige Komponente für die Nutzerakzeptanz dar. Trotz des automatisierten Lastmanagements behält der Nutzer auf diese Weise die endgültige Kontrolle über jede einzelne Komponente des Gebäudes.

Während der Phasen, in denen ein Lastbegrenzungssignal als zusätzliches Signal zur Adaption des eigenen Leistungsprofils eingesetzt wurde, beschränkte sich die Visualisierung zunächst auf die aktuelle Grenze. Zusätzlich wurde der aktuelle Leistungsbezug im Verhältnis zur Grenze grafisch dargestellt. In Folge dessen bemängelten die Probanden die fehlende Vorausschau in Bezug auf die Leistungsgrenze. Das EMP wurde um eine Komponente zur Vorausschau auf das Lastbegrenzungssignal äquivalent zum Stromtarif erweitert. Diese Rückmeldung bestätigt die Skepsis der Nutzer gegenüber den automatisiert gefällten Entscheidungen und unterstützt den Einsatz des EMP, um zu jeder durch das System ausgelösten Entscheidung bei Bedarf eine plausible Begründung für das Verständnis des Nutzers zu liefern.

Während des Evaluationszeitraums T4 wurde das automatisierte Lastmanagement und damit die Koordination zwischen BHKW und Haushaltsgeräten unter Berücksichtigung zeitvariabler Tarife mittels Evolutionärer Algorithmen eingesetzt. Aus den Befragungen der Nutzer folgte, dass das EMP mehrfach täglich eingesetzt wurde, um die Energieflüsse im Gebäude und die automatisierte Einplanung nachvollziehen zu können. Teilweise gab es Zusammenhänge, die das System bei der Geräteeinplanung berücksichtigt, die für den Nutzer aber intuitiv nicht verständlich waren.

Ein konkretes Beispiel konnte anhand der erfassten Daten rekonstruiert werden und ist in Abbildung 6.12 grafisch dargestellt. Um 18:41 Uhr wurde die Waschmaschine vom Nutzer eingeschaltet und programmiert. Daraufhin wurde der Start des Gerätes durch das automatisierte Lastmanagement um 20:19 Uhr eingeplant. Da ab 20:00 Uhr bis zum nächsten Morgen die niedrigste Tarifstufe angezeigt war, vertrauten die Probanden dem System und erwarteten den automatisierten Start des Waschvorgangs ab dieser Uhrzeit. Wie in Abbildung 6.12 erkennbar ist, startete die Waschmaschine jedoch bereits um 19:44 Uhr. Für das Vorwaschprogramm benötigte sie zwar während der ersten Stunde nur ca. 80 Watt elektrische Leistung. Dennoch hielten die Probanden die Entscheidung des Systems für falsch und schalteten das Gerät manuell ab, um es bei Eintritt der Niedrigpreisphase ab 20:00 Uhr manuell wieder einzuschalten. Der manuelle Eingriff war jedoch nicht nur mit zusätzlichem Aufwand verbunden, sondern auch energetisch nicht die richtige Entscheidung.

weit vorzuziehen, dass nur der energieintensive Heizvorgang (Lastspitze mit ca. 2 kW über ca. 20 Minuten, vgl. Abbildung 6.12) während der Niedrigpreisphase stattfindet. Ohne eine entsprechende Visualisierung wäre diese Entscheidung ebenfalls nicht nachvollziehbar gewesen. Unmittelbar nach dem abgeschlossenen Waschvorgang wurde im dargestellten Beispiel der Trockner eingesetzt – ebenfalls während der Niedrigpreisphase. Kurz nach Mitternacht wurde zudem automatisiert die Geschirrspülmaschine gestartet, so dass der Vorgang innerhalb der durch den Nutzer parametrisierten Zeit abgeschlossen werden konnte.

Das oben beschriebene Beispiel aus der Evaluation im ESHL zeigt, dass Nutzer automatisierte Systementscheidungen insbesondere dann akzeptieren, wenn sie diese in vollem Umfang nachvollziehen können. In diesem Fall hätte die in Abschnitt 4.4.2 vorgestellte Interaktive Prognose des EMP den Zusammenhang visualisiert und somit die automatisierte Entscheidung des Systems für den Nutzer transparent und nachvollziehbar dargestellt. Auf diese Weise hat der Nutzer jederzeit einen Überblick über die zukünftig eingeplanten Geräte im Zusammenhang mit zeitvariablen Stromtarifen und Lastbegrenzungssignalen sowie der lokalen Bereitstellung durch dezentrale Erzeugungsanlagen. Ist der Nutzer trotz dieser vorausschauenden Darstellung mit der Einplanung einzelner Geräte nicht einverstanden, ist er mit diesem Modul des EMP in der Lage, den automatisierten Start einzelner Geräte interaktiv zu verändern. Dieses Modul hat also einen wesentlichen Beitrag zur Transparenz in Bezug auf die automatisiert gefällten Entscheidungen des Gebäude-Energiemanagementsystems und ermöglicht dem Nutzer, bei Bedarf individuelle Anpassungen durchführen zu können.

In einigen Fällen stellten die Nutzer während der Evaluationszeiträume im ESHL zudem automatisierte Einplanungen fest, die teilweise nicht zu ihrem Verhalten passten. Dies führten sie auf Lernverfahren zurück, die bestimmte Unregelmäßigkeiten nicht berücksichtigen. Stellt der Nutzer beispielsweise an einem Tag seinen Wecker früher als sonst, ist es naheliegend, auch den Einsatz des BHKW für die Warmwasserbereitstellung entsprechend vorzulegen. Während der Evaluationszeiträume hatten die Probanden keinerlei Möglichkeit, derartige Abweichungen vom üblichen Tagesablauf zu parametrisieren. Die Rückmeldungen der Nutzer

zeigen jedoch, dass an dieser Stelle z. B. die Kombination von Wecker und Gebäude-Energiemanagement einen wesentlichen Mehrwert darstellen würde. Ebenso könnten beispielsweise auch Informationen aus dem Kalender des Nutzers in die Gerätekoordination mit einfließen. In diesem Zusammenhang wurde das bereits mehrfach erwähnte EMP-Modul zur Interaktiven Prognose zusätzlich um eine Möglichkeit ergänzt, bestimmte häufig wiederkehrende Ereignisse (z. B. Aufstehen, Weggehen, etc.) im Alltag zu definieren. Auf Basis dieser Informationen ist dann eine deutlich genauere Anpassung des automatisierten Lastmanagements an das tatsächliche Nutzerverhalten möglich und das System ist sogar in der Lage, Verhaltensmuster zu erlernen, die auf ein bestimmtes Ereignis folgen.

Durch den Einsatz Evolutionärer Algorithmen zur Koordination des Geräte- und Anlagenbetriebs im ESHL konnte es vorkommen, dass die Einsatzplanung entweder durch zusätzlich eingeplante Geräte oder durch ein verbessertes Optimierungsergebnis angepasst und damit verändert wurde. Diese Veränderungen während des Betriebs konnten die Probanden teilweise nicht nachvollziehen. Das EMP-Modul zur Interaktiven Prognose kann auch hier eingesetzt werden, um die Hintergründe der veränderten Einsatzplanung zu verstehen. Zusätzlich hätten einige Probanden gerne die Einplanung bestimmter Geräte fixiert, so dass die entsprechende Startzeit durch das System nach einmaliger Einplanung nicht mehr verändert werden kann. Dies kann durch eine entsprechende Erweiterung für das EMP-Modul zur Interaktiven Prognose realisiert werden, um die Integration von Gebäude-Energiemanagementsystemen in den Alltag der Nutzer zu verbessern.

Die Fernsteuerung des Gebäude-Energiemanagements durch das EMP außerhalb des ESHL wurde während der Evaluationszeiträume zugunsten von Sicherheit und Datenschutz nicht ermöglicht. Insbesondere für solche Nutzer, die bereit sind, ihren Tagesablauf an die Situation im Stromnetz bzw. an die entsprechenden Signale anzupassen, würde der Einsatz des EMP z. B. am Arbeitsplatz durchaus einen Mehrwert darstellen.

Durch die Analyse der Evaluationszeiträume konnte gezeigt werden, dass Interaktionsmechanismen eine wichtige Voraussetzung für den Einsatz von Gebäude-Energiemanagementsystemen sind. Durch die trans-

parente Darstellung der Energieflüsse zwischen dem Netzanschluss und den eigenen Erzeugern, Verbrauchern sowie Speichern ist der Nutzer in der Lage, den Zustand der Geräte und Anlagen in unterschiedlichen Netz-, Wetter- und Lebenssituationen zu verstehen. Durch die (natürliche) Skepsis, die die meisten Probanden gegenüber den automatisierten Systementscheidungen aufgebracht haben, ergeben sich hohe Anforderungen an die Nachvollziehbarkeit der Vorgänge, Entscheidungen und Zusammenhänge. Zudem sind Interaktionsmechanismen zur Anpassung des Systemverhaltens an die individuelle Situation des Nutzers essentiell für die Akzeptanz dieser Systeme.

Durch den Einsatz des EMP in Kombination mit einem realen Gebäude-Energiemanagementsystem und die entsprechende Analyse des Einsatzes konnte gezeigt werden, dass das EMP diese Anforderungen im Wesentlichen erfüllt und eine wichtige Rolle im Alltag der Probanden gespielt hat. Insbesondere das automatisierte Lastmanagement fand nur in Verbindung mit dem EMP die nötige Akzeptanz. Zusätzlich konnten durch das Feedback der Probanden Erweiterungen für einige Module des EMP identifiziert werden, die größtenteils bereits in Kapitel 4.4 mit der aktuellen Version des EMP vorgestellt und implementiert wurden.

6.3 Technischer Mehrwert für die Systemkonfiguration

Im Energy Smart Home Lab standen insbesondere die Visualisierungs- und Parametrisierungskomponenten des EMP und das Zusammenspiel mit den realen Probanden im Vordergrund. Zusätzlich zur Visualisierung und Parametrisierung wurde der Mehrwert, den das EMP und der Building Manager für die *Konfiguration* von Gebäude-Energiemanagementsystemen darstellen, in der Umgebung des FZI House of Living Labs (HoLL, vgl. Abschnitt 6.1.2) untersucht. Im HoLL steht eine Vielzahl sehr unterschiedlicher Geräte, Anlagen und Systeme zur Verfügung, die in ein Gebäude-Energiemanagementsystem integriert wurden. Für die Evaluation der im Rahmen dieser Arbeit realisierten Komponenten wurden technische Integrationsszenarien definiert und analysiert. Im Folgenden

werden die technischen Prozesse zur interaktiven Integration ausgewählter Komponenten in das Gebäude-Energiemanagement des HoLL vorgestellt. Die jeweilige Rolle des Building Managers und des EMP stehen dabei im Vordergrund.

6.3.1 Interaktive Integration eines Gerätes mit Gateway

Im Smart Home des HoLL sind Haushaltsgeräte sehr unterschiedlicher Hersteller integriert und über ein EEBus-Gateway⁵ mit dem Gebäude-Energiemanagement gekoppelt. Das EMP wird im Smart Home des HoLL insbesondere eingesetzt, um die Leistungsprofile der verschiedenen Geräte zu visualisieren, um den Nutzer hinsichtlich des Stromverbrauchs der verschiedenen Geräte zu sensibilisieren und den Zusammenhang zur dezentralen Erzeugung im Gebäude zu erkennen. Zusätzlich ist der Nutzer mit dem EMP in der Lage, den Betrieb der Geräte (z. B. durch die Eingabe von Geräte-Freiheitsgraden) zu parametrisieren. Um diese Funktionalität nutzen zu können, müssen die verschiedenen Geräte zunächst in das System integriert und entsprechend konfiguriert werden. Im Folgenden werden anhand der konkreten Darstellung des Prozesses zur Integration einer Waschmaschine in das Gebäude-Energiemanagement des HoLL die dazu erforderlichen Schritte beschrieben.

Dieser Prozess ist in Abbildung 6.13 anschaulich dargestellt. Zunächst informiert die Waschmaschine das Gateway (im konkreten Fall ein EEBus-Gateway, das den Zigbee-Funkstandard nutzt) darüber, dass ein neues Gerät des Typs „Waschmaschine“ vorhanden ist. Das Gateway registriert das neue Gerät und vergibt eine eindeutige ID (hier: EEBus-ID). Zusammen mit der Information, über welches Gateway das neue Gerät erreichbar ist und der ID des Gerätes wird im nächsten Schritt das Gebäude-Energiemanagement informiert, welches im konkreten Fall mit der Software-Architektur des OSH realisiert wurde. Diese verfügt bereits über die im Rahmen dieser Arbeit realisierte neue Komponente des Building Managers.

Die Visualisierungskomponente des Building Managers verfügt insbesondere über eine ständig aktualisierte Liste der im Gebäude verfügbaren

⁵<http://www.eebus.org/eebus-initiative-ev/>

Geräte. Unmittelbar nachdem diese durch das EMP abgerufen wurde, wird vom EMP das neue Gerät erkannt.

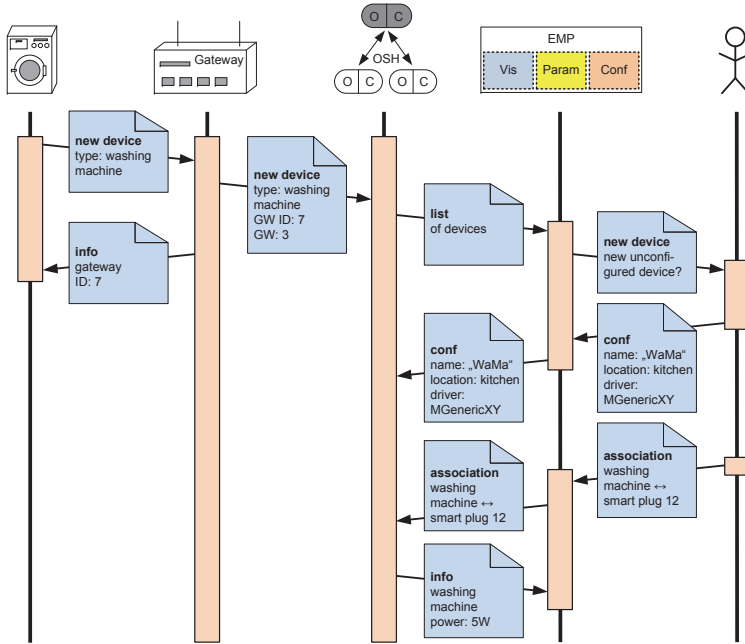


Abbildung 6.13: Initialisierung eines Haushaltsgerätes mit Gateway

Die Konfigurationskomponente des EMP erstellt nun einen Dialog zum Nutzer, der die zur Konfiguration des Gerätes relevanten Informationen (z. B. Bezeichnung des Gerätes, Raumzuordnung, Treiberzuordnung, etc.) durch das EMP eingibt. Diese Information wird vom EMP an die Konfigurationskomponente des Building Managers kommuniziert, so dass die Informationen über das neue Gerät innerhalb des OSH verarbeitet werden können. Insbesondere wird an dieser Stelle auch die Gebäude-Konfiguration um das neue Gerät erweitert (vgl. Abschnitt 5.4.3). Zusätzlich wird mit den Informationen des Nutzers ein so genannter *EA-Problem Part* (EAP) für das konkrete Gerät erzeugt, der eine wichtige Basis für die Evolutionäre Optimierung innerhalb des OSH darstellt und im Folgenden anhand der Initialisierung der PV-Anlage erläutert wird.

Der Nutzer ist durch die Bedienelemente des EMP zusätzlich in der Lage, jedem Gerät einzelne Messstellen (z. B. Smart Plugs) zuzuordnen (vgl. Abschnitt 4.4.3). Konkret geschieht dies durch die Verknüpfung bereits integrierter Geräte und Messstellen anhand entsprechender Listen. Im konkreten Beispiel wird der Waschmaschine ein Smart Plug zugeordnet. Diese neue Assoziation wird durch die Konfigurationskomponente des EMP an das Energiemanagement übermittelt. Nach der Verarbeitung dieser Information durch die Konfigurationskomponente des Building Managers und insbesondere nach der Aktualisierung der HAL-Konfiguration (vgl. Abschnitt 5.4.3) werden die durch die Visualisierungskomponente des Building Managers bereitgestellten Informationen zur Waschmaschine um die zugehörigen Messdaten ergänzt.

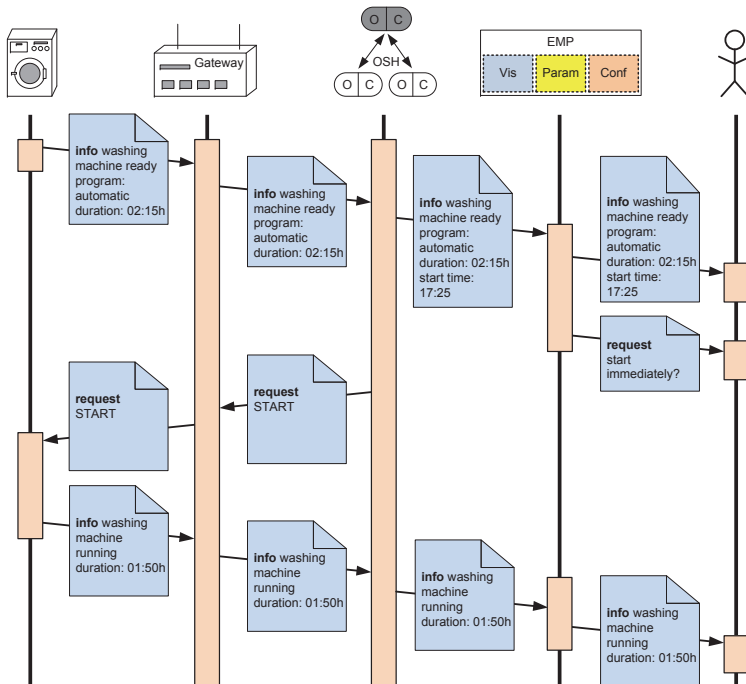


Abbildung 6.14: Startvorgang eines Haushaltsgerätes mit Gateway

Zusätzlich zum Prozess der Integration eines Haushaltsgerätes in das Energiemanagement sind in Abbildung 6.14 die Prozesse für den Startvorgang eines Haushaltsgerätes dargestellt. Auch hier liegt der Fokus auf dem Beitrag durch das EMP und den Building Manager.

Nachdem der Nutzer die Waschmaschine beladen und das gewünschte Waschprogramm ausgewählt hat, meldet das Gerät diese Informationen über das eingesetzte Gateway (hier: EEBus-Gateway) an das Energiemanagement und ergänzt zusätzlich eine Information über die voraussichtliche Dauer des Waschprogramms. Das Energiemanagement erstellt kontinuierlich einen Ablaufplan (vgl. [All14]) aller für das automatisierte Lastmanagement freigegebenen Geräte auf Basis der jeweils verfügbaren Informationen (z. B. Tarife des Energieversorgers, Prognosen über die lokale Erzeugung und durch den Nutzer definierte Geräte-Freiheitsgrade). Die Informationen zum Start der Waschmaschine werden um die voraussichtliche Startzeit ergänzt und an die Visualisierungskomponente des EMP weitergeleitet. Der Nutzer wird durch das EMP über den geplanten Startzeitpunkt sowie über die Laufzeit und das ausgewählte Programm informiert. Zusätzlich hat der Nutzer die Option, das Gerät unabhängig vom eingeplanten Zeitpunkt manuell sofort zu starten.

Verzichtet der Nutzer auf den manuellen Eingriff, sendet das Energiemanagement zum geplanten Zeitpunkt das Startsignal über das Gateway zur Waschmaschine. Diese beginnt daraufhin den Waschprozess und übermittelt eine entsprechende Information über das Gateway an das Energiemanagement. Darin kann z. B. die zunächst geplante Dauer des Waschprogramms entsprechend der individuellen Bedingungen des Startvorgangs enthalten sein. Durch die Visualisierungskomponente des EMP wird diese Information für den Nutzer transparent dargestellt, so dass dieser über die Vorgänge des automatisierten Lastmanagements im Gebäude informiert ist.

6.3.2 Interaktive Integration einer PV-Anlage

Einige Geräte werden nur indirekt über bereits mit dem Energiemanagement verbundene Gateways integriert. Auf diese Weise wird z. B. die

Detektion neuer Geräte durch das Energiemanagement vereinfacht, da diese Information bereits durch das Gateway bereitgestellt wird. Zusätzlich gibt es jedoch auch Geräte, die z. B. über eine netzwerkfähige Schnittstelle verfügen und somit direkt in das Energiemanagement integriert werden müssen. Hinsichtlich der Integration von Gateways kann das gleiche Verfahren wie für netzwerkfähige Geräte eingesetzt werden. Im Folgenden wird die konkrete Integration eines PV-Wechselrichters im HoLL in das Gebäude-Energiemanagementsystem im Zusammenhang mit dem EMP und dem Building Manager beschrieben. Dieser Prozess ist in Abbildung 6.15 dargestellt.

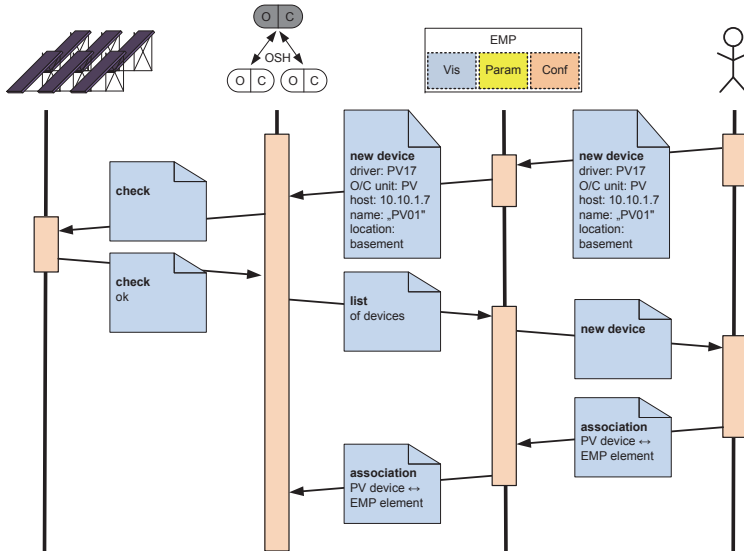


Abbildung 6.15: Initialisierung eines PV-Wechselrichters

Anders als beim Integrationsszenario ohne Gateway erfolgt die Initiative zur Integration des PV-Wechselrichters in diesem Fall durch den Nutzer selbst. Mittels der Konfigurationskomponente des EMP (vgl. Abschnitt 5.4.3) definiert der Nutzer die zur initialen Integration erforderlichen Informationen über den PV-Wechselrichter. Dazu gehören

insbesondere die Netzwerkadresse, der Gerätetreiber sowie die zugehörige Observer/Controller-Einheit im OSH (vgl. Abschnitte 3.4.6 und 5.4.3). Diese Informationen werden an die Konfigurationskomponente des Building Managers im OSH weitergereicht, der nach einer Überprüfung der angegebenen Daten durch den Aufbau einer Kommunikationsverbindung zur neuen Komponente insbesondere die HAL-Konfiguration aktualisiert. An dieser Stelle wird zusätzlich ein EA-Problem Part für die konkrete PV-Anlage durch das OSH erzeugt. Diese essentielle Komponente wird in Abbildung 6.16 ausführlich beschrieben.

Die Visualisierungskomponente des Building Managers kommuniziert im Anschluss die ergänzte Geräteliste an das EMP, so dass dieses fortan in der Lage ist, das neue Gerät darzustellen. Die Art der Darstellung wurde ebenfalls durch den Nutzer mit der Konfigurationskomponente des EMP festgelegt. Nachdem diese Informationen in der Gebäude-Konfiguration des Energiemanagements gespeichert wurden, ist die Integration des PV-Wechselrichters bzw. des netzwerkfähigen Gerätes oder Gateways abgeschlossen.

Die Optimierung im OSH basiert auf Evolutionären Algorithmen und setzt dabei ein teilproblembasiertes Verfahren ein (vgl. Abschnitt 3.4.6). Eine wichtige Voraussetzung dafür ist die Generierung von spezifischen *Teilproblemen* für die einzelnen Komponenten, die an der Optimierung teilnehmen. Diese Teilprobleme werden als EA-Problem Parts (EAP) bezeichnet. Jeder EAP wird vom lokalen Controller der jeweiligen Komponente (z. B. der PV-Anlage) erzeugt und besteht insbesondere aus einem Bitvektor der Länge k , einer Bewertungsfunktion sowie einer Methode zur Rücktransformation [All14]. Während die Bewertungsfunktion ein mögliches resultierendes Lastprofil bzw. einen Vektor mit Profilen je optimierter Ressource bereitstellt, berechnet die Methode zur Rücktransformation eine konkrete Lösung für das Teilproblem. Die Konkatenation der einzelnen Teilprobleme wird schließlich von der Fitness-Funktion im globalen Controller des OSH bewertet.

Sowohl die Ausprägung der Bewertungsfunktion als auch die der Methode zur Rücktransformation im EAP enthalten ein konkretes Modell (z. B. das Lastprofil eines Haushaltsgerätes oder die thermischen Eigenschaften einer Heizungsanlage) der zu optimierenden Komponente und werden

dadurch wesentlich von der konkreten Gestaltung dieser Komponente geformt. Zusätzlich ist die Länge des Bitvektors wesentlich von Art und Anzahl der zu optimierenden Parameter abhängig. Ein Bitvektor für ein Haushaltsgerät repräsentiert im einfachsten Fall den optimierten Startzeitpunkt, während der Bitvektor einer Heizungsanlage die Ansteuerung des komplexen Betriebs dieser Anlage durch das OSH abbildet.

Im dargestellten Prozess zur Initialisierung eines PV-Wechselrichters (vgl. Abbildung 6.15) erfolgt die Auswahl der lokalen O/C-Einheit durch den Nutzer mittels des EMP. Im dargestellten Beispiel wird durch den Nutzer jedoch lediglich definiert, dass es sich um eine PV-Anlage handelt. Der Nutzer hat auf diese Weise der hinzugefügten Komponente eine *generische* lokale O/C-Einheit zugewiesen, die im nächsten Schritt an die konkrete Anlage angepasst werden muss. Dabei werden die Eigenschaften der *generischen* O/C-Einheit an die *konkrete* O/C-Einheit vererbt, so dass die konkrete O/C-Einheit grundsätzlich über die Eigenschaften der generischen O/C-Einheit verfügt. Insbesondere zur spezifischen Modellierung des EAP für die konkrete PV-Anlage im Gebäude durch den lokalen Controller der entsprechenden Komponente im OSH sind weitere Informationen über die konkrete Anlage erforderlich. In Abbildung 6.16 ist der Prozess zur Generierung eines spezifischen EAP⁶ für die konkrete PV-Anlage schematisch aufgezeigt.

Es kann eine generische O/C-Einheit für PV-Anlagen existieren, die durch den Nutzer für die Initialisierung der neuen Komponente ausgewählt wurde. Diese generische O/C-Einheit enthält bereits einen generischen EAP für PV-Anlagen. Durch die Angabe von weiteren spezifischen Informationen zur hinzugefügten PV-Anlage (z. B. die Peak-Leistung, die maximale Ladeleistung des elektrischen Speichers des PV-Systems, Ansteuerbarkeit des Leistungsfaktors der Anlage, etc.) durch den Nutzer wird im OSH eine spezifische lokale O/C-Einheit für die konkrete PV-Anlage erzeugt. Der lokale Controller dieser Einheit modelliert wiederum einen spezifischen EAP, der insbesondere über eine spezifische Evaluierungsfunktion sowie einen spezifischen Bitvektor zur Optimierung der konkreten Anlage verfügt.

⁶Im Folgenden wird ein vereinfachtes EAP dargestellt, da die Interaktion zwischen Nutzer und Energiemanagement und weniger die konkrete Gestaltung des EA im Fokus der Ausführungen steht.

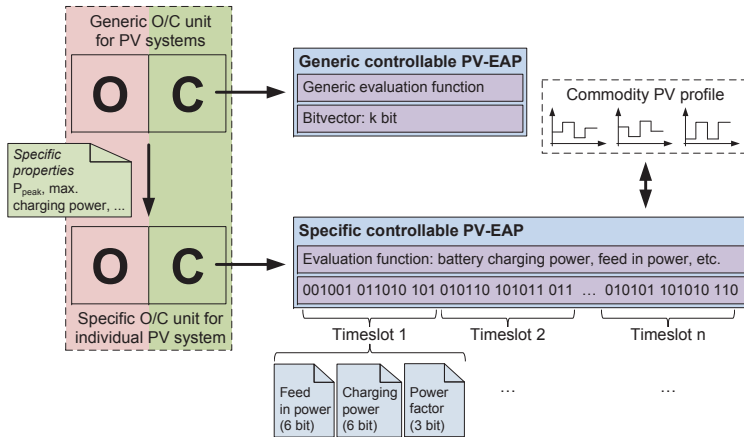


Abbildung 6.16: EAP einer spezifischen O/C-Einheit für eine PV-Anlage

Für das oben dargestellte, vereinfachte Teilproblem einer PV-Anlage wird der Optimierungshorizont (z. B. 12 Stunden) zunächst in n Zeitschlitze konstanter Länge (z. B. 15 Minuten) unterteilt. Für den beispielhaften Optimierungshorizont ergeben sich somit insgesamt 48 Zeitschlitze, in denen die Anlage individuell parametrisiert werden kann. Jedem Zeitschlitz wird ein Bitvektor gleicher Länge zugeteilt, der Informationen über alle zu optimierenden Parameter der Anlage (z. B. die Einspeiseleistung, die Ladeleistung des elektrischen Speichers sowie der Leistungsfaktor der Anlage) enthält. Diese Parameter sind für den zugehörigen Zeitschlitz konstant. Die Kodierung dieser Informationen kann unterschiedlich lang sein. Die Konkatenation der Bitvektoren aller Parameter und Zeitschlitze über den Optimierungshorizont ergibt den oben genannten Bitvektor der Länge k für die gesamte PV-Anlage (vgl. [All14]). Die Evaluationsfunktion des EAP gibt schließlich für jede zu optimierende Ressource der Anlage (z. B. Wirkleistung oder Blindleistung) ein resultierendes Profil (Commodity Profile) aus. Schließlich ist es die Aufgabe des globalen Controllers im OSH mit einem geeigneten Evolutionären Algorithmus einen Bitvektor je Anlage zu finden, so dass das Gesamtziel des Energiemanagements möglichst gut erfüllt wird. Durch das interaktive Zusammenspiel zwischen Building Manager und EMP während der Geräteinitialisierung ist das OSH in der Lage, spezifische O/C-Einheiten und EAPs für die

konkrete Anlage zu generieren, die damit die Grundlage zur Optimierung durch den Evolutionären Algorithmus darstellen.

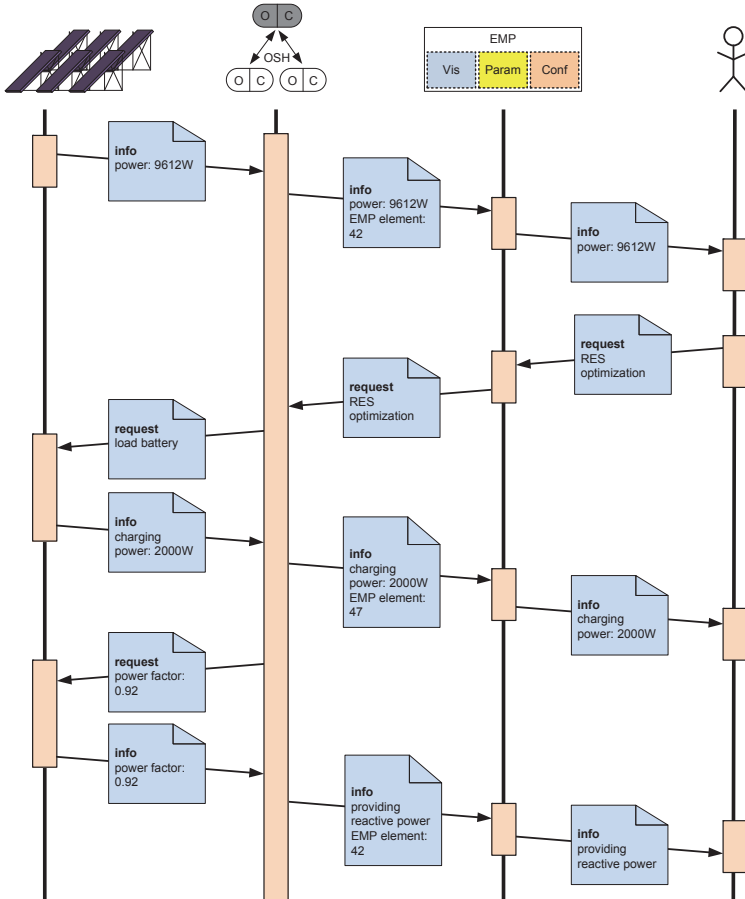


Abbildung 6.17: Parametrisierung eines PV-Wechselrichters

Zusätzlich zur Integration einer netzwerkfähigen Komponente in das Energiemanagement wird im Folgenden die Parametrisierung einer solchen Komponente erneut am Beispiel des PV-Wechselrichters im HoLL be-

schrieben. Der PV-Wechselrichter im HoLL eignet sich für dieses Szenario besonders gut, da dieser über eine Schnittstelle verfügt, die weitreichende Parametrisierungen der Komponente erlaubt. In Abbildung 6.17 ist dieser Prozess exemplarisch dargestellt.

Der Wert der aktuellen Einspeiseleistung (hier: 9621 Watt) wird direkt vom PV-Wechselrichter an das Energiemanagement kommuniziert. Die Visualisierungskomponente des Building Managers ordnet diesem Wert das entsprechende Darstellungsobjekt im EMP zu und übermittelt diese Information an das EMP, so dass dem Nutzer die aktuelle Einspeiseleistung visualisiert wird. Der Nutzer ist im Rahmen der Parametrisierung (vgl. Abschnitt 5.4.2) durch das EMP in der Lage, das Optimierungsziel des Gesamtsystems zu bestimmen (hier: Maximierung des Einsatzes Erneuerbarer Energien). Diese Information wird an die Parametrisierungskomponente des Building Managers kommuniziert, der die zur Erfüllung der Zielvorgabe erforderlichen Maßnahmen ermittelt (hier: Start des Batterie-Ladevorgangs). Die durchgeführte Maßnahme wird wiederum durch das EMP visualisiert, so dass der Nutzer über den Ablauf im Gebäude informiert ist.

Darüber hinaus gibt es Situationen, in denen das Energiemanagement selbstständig ohne die explizite Anforderung des Nutzers eine Parametrisierung des PV-Wechselrichter vornimmt (hier: Anpassung des Leistungsfaktors). Dies kann z. B. zur automatisierten Erbringung von Systemdienstleistungen in Abhängigkeit vom jeweiligen Netzzustand erfolgen. In diesem Fall wird der Nutzer lediglich über die Art der Maßnahmen und – soweit verfügbar – auch über das Ziel der Maßnahme (hier: Bereitstellung von Blindleistung als Beitrag zur Spannungshaltung) informiert.

Durch die technische Integration zahlreicher unterschiedlicher Komponenten in das Gebäude-Energiemanagementsystem im HoLL konnte gezeigt werden, dass der Einsatz des Building Managers als Erweiterung des OSH eine wesentliche Komponente zur Verbindung von Energiemanagement und EMP darstellt, die in der Lage ist, eine initiale Konfiguration zu erstellen sowie Anpassungen an der Konfiguration durchzuführen. Die verschiedenen Komponenten des EMP wurden dabei zusätzlich zur Visualisierung der Gerätezustände und Energieflüsse im Gebäude sowie zur

Parametrisierung durch die Angabe von Nutzerpräferenzen insbesondere auch zur interaktiven Systemkonfiguration eingesetzt.

Durch die Kopplung des EMP mit dem Building Manager wird das Gebäude-Energiemanagementsystem zusammen mit den verfügbaren Geräteschnittstellen und Gateways als Blackbox betrachtet. Auf diese Weise benötigt der Nutzer für die Konfiguration von bestehenden und neuen Geräten und Anlagen kein Expertenwissen über das System. Die vorgestellten Komponenten stellen in diesem Zusammenhang also eine vollständige Lösung zur Anpassung eines generischen Systems an die tatsächliche Umgebung durch den Nutzer dar.

Im HoLL wird das EMP an verschiedenen Stellen eingesetzt. Insbesondere visualisiert das EMP die Energieflüsse und Gerätezustände der Komponenten im Gebäude. Dabei wird auch der Zusammenhang von elektrischen und thermischen Energieflüssen durch das EMP aufgezeigt. Die Erzeugung der PV-Anlage wird zudem erfasst und in entsprechenden Diagrammen dargestellt. Im Smart Home des HoLL wird das EMP eingesetzt, um die Gerätefreiheitsgrade zu parametrisieren und ausgewählte Geräte direkt anzusteuern. Ein Besprechungsraum ist mit dem EMP ausgestattet, um die Raumebelegung sowie die damit verbundene automatisierte Ansteuerung der Klimatisierung zu visualisieren. Zusätzlich sind die Nutzer dieses Raumes mit dem EMP in der Lage, die Klimatisierung dieses Raumes zu parametrisieren. Die Auswirkungen auf die Adsorptionskältemaschine und das BHKW können über eine entsprechende Visualisierung des EMP durch den Nutzer nachvollzogen werden. Zusätzlich zu den Komponenten im Smart Home werden auch die Sensordaten (z. B. Temperatur- und CO₂-Werte sowie der Zustand der Fenster) durch das EMP visualisiert. Im Vordergrund der Untersuchungen im HoLL standen jedoch die in diesem Abschnitt beschriebenen Integrationszenarien und das damit verbundene Zusammenspiel von Building Manager und EMP.

KAPITEL 7

ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die folgenden Abschnitte fassen die wesentlichen Herausforderungen, Lösungen, Werkzeuge und Erkenntnisse der vorliegenden Arbeit für das *Interaktive Gebäude-Energiemanagement* zusammen und beschreiben dazu die Hauptmerkmale der entwickelten Lösungen. Die Interaktionskomponenten werden insbesondere anhand des *Energy Management Panels* sowie dessen Integration ins Gebäude-Energiemanagement am Beispiel des *Organic Smart Home* (vgl. [All14]) durch den *Building Manager* vorgestellt. Zudem werden die wesentlichen Erkenntnisse aus dem Einsatz dieser Komponenten in realen Evaluations- und Demonstrationsumgebungen beschrieben. Das Kapitel schließt mit einem Ausblick auf offene Forschungsfragen, die auf die vorliegende Arbeit aufbauen können.

7.1 Zusammenfassung

Dezentral verteilte Gebäude-Energiemanagementsysteme werden in zukünftigen elektrischen Verteilnetzen hinsichtlich der Herausforderungen

für die bevorstehende Energiewende einen wesentlichen Beitrag leisten können. Eine Vielzahl von Endverbrauchern wird durch diese Systeme derart koordiniert, dass fluktuierende Erzeugung sinnvoll genutzt werden kann. Durch die übergeordnete Koordination von Gebäude-Energiemanagementsystemen wird darüber hinaus bei Bedarf ein lokaler Ausgleich von unterschiedlich großen Netzsegmenten erreicht werden können. Auf diese Weise wird es zusätzlich möglich sein, den Betrieb der übergeordneten Netzebenen durch eine flexible Anpassung der individuellen Fahrpläne einzelner Komponenten oder ganzer Netzsegmente zu unterstützen. Gebäude-Energiemanagementsysteme sind zudem in der Lage, durch die Erfassung lokaler Daten direkt im Verteilnetz die Prognosegüte von Erzeugung und Verbrauch deutlich zu verbessern und damit wesentliche Voraussetzungen für den effizienten Einsatz volatiler Energiequellen im zukünftigen Stromnetz zu schaffen. Durch eine geeignete Koordination der Systeme können zusätzlich Systemdienstleistungen dezentral in den Verteilnetzen bereitgestellt werden und damit einen wichtigen Beitrag für die Netzstabilität leisten.

Mit der vorliegenden Arbeit wurde das Interaktive Gebäude-Energiemanagement vorgestellt, das einen wesentlichen Schwerpunkt auf die Integration des Nutzers in das System setzt. Das erfolgreiche Zusammenspiel zwischen dem Nutzer und dem System ist eine essentielle Voraussetzung für den großflächigen Einsatz von Gebäude-Energiemanagementsystemen und die effektive Nutzung von Last- und Erzeugungsflexibilität in den Verteilnetzen. Diese beiden Aspekte stellen einen wesentlichen Baustein zur Realisierung der Energiewende dar. Insbesondere wurden geeignete Software-Architekturen und Methoden sowie konkrete Implementierungen von Anwendungen für die Nutzerinteraktion von Gebäude-Energiemanagementsystemen erarbeitet, die am Beispiel des Energy Management Panels vorgestellt wurden. Zusätzlich wurde mit dem Building Manager eine Komponente entworfen und implementiert, die die effiziente Integration von Interaktionsmechanismen in generische Energiemanagementsysteme ermöglicht. Die vorgestellten Systeme wurden in zwei verschiedenen realen Evaluations- und Demonstrationsumgebungen für das Interaktive Gebäude-Energiemanagement mit einer Vielzahl von Komponenten getestet und evaluiert.

Zur Einordnung in den Gesamtzusammenhang der Energiewende wurden zunächst die politischen Ziele für das zukünftige Energiesystem auf nationaler sowie europäischer Ebene vorgestellt. Einerseits stellt der geplante Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und die damit verbundene Volatilität den Netzbetrieb vor immer größere Herausforderungen. Durch einen koordinierten Einsatz sind diese Technologien jedoch insbesondere in der Lage, den Betrieb der Verteilnetze gezielt zu unterstützen. In diesem Kontext wurden Gebäude-Energiemanagementsysteme im Zusammenhang mit weiteren Schlüsseltechnologien für das Smart Grid vorgestellt, um vorhandenes Flexibilitätspotential zu identifizieren und gezielt abzurufen sowie Systemdienstleistungen bereitzustellen.

In Kapitel 3 wurde der Beitrag von Gebäude-Energiemanagementsystemen für die Energiewende herausgestellt. Neben den Möglichkeiten durch den Zusammenschluss einer großen Anzahl solcher Systeme wurde der Mehrwert aus der Verbindung bestehender Gebäude-Automationsysteme mit Gebäude-Energiemanagementsystemen beleuchtet, um vorhandenes Potential zu nutzen. Dazu wurden ausgewählte Systeme, die bereits auf dem Markt verfügbar sind, sowie verwandte wissenschaftliche Arbeiten im Detail analysiert. Insbesondere wurde das Organic Smart Home (vgl. [All14]) als wissenschaftlicher Ansatz für Gebäude-Energiemanagementsysteme vorgestellt. Das Organic Smart Home stellt eine wichtige Basis für die Integration der Nutzerinteraktion im Rahmen dieser Arbeit dar.

Lösungsansätze für ein Interaktives Gebäude-Energiemanagement sowie die konkrete Implementierung einer Anwendung wurden schließlich in Kapitel 4 vorgestellt. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde das Energy Management Panel (EMP) konzipiert und entwickelt, das eine vollständige Lösung zur Nutzerinteraktion für Gebäude-Energiemanagementsysteme darstellt. Insbesondere kombiniert das EMP drei Aspekte zur Interaktion: Zunächst erfolgt die übersichtliche Visualisierung der Lastflüsse sowie der Systemzustände aller koordinierten Komponenten im Gebäude. Durch die Parametrisierung ist der Nutzer in der Lage zur Laufzeit seine individuellen Präferenzen an das System zu übermitteln. Durch eine entsprechende Rückmeldung wird der Nutzer umgehend über die Auswirkungen der Parametrisierung auf die Systementscheidungen

informiert. Die Konfiguration ermöglicht schließlich die Anpassung des Systems an die tatsächliche Umgebung und die verfügbaren Komponenten im Gebäude. Mit dem EMP ist ein Nutzer ohne Expertenwissen in der Lage, ein generisches Gebäude-Energiemanagementsystem „out-of-the-box“ an seine Bedürfnisse und an seine Umgebung anzupassen.

Die Interaktionskomponente alleine stellt noch keine hinreichende Systemlösung für ein Interaktives Gebäude-Energiemanagement dar. Zusätzlich ist die Integration dieser Komponente in das System eine wichtige Voraussetzung. Zunächst wurden dazu die Grundlagen zur verwendeten Architektur, zur Kommunikation zwischen Interaktionskomponente und Energiemanagement sowie zur Datenhaltung im Energiemanagement selbst untersucht und geeignete Lösungen beschrieben. Der im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte Building Manager stellt eine umfangreiche Interaktionskomponente für das Organic Smart Home zur Kopplung mit dem EMP dar. Entsprechende Lösungsansätze sowie eine konkrete Implementierung des Building Managers wurden in Kapitel 5 beschrieben. Hinsichtlich der Kopplung wird auch hier zwischen der Visualisierung, der Parametrisierung zur Laufzeit des Systems und der Systemkonfiguration unterschieden.

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelten Lösungen zur Nutzerinteraktion sowie deren Integration in das Gebäude-Energiemanagement konnten anhand der konkreten Implementierungen des Energy Management Panels sowie des Building Managers in zwei verschiedenen Evaluations- und Demonstrationsumgebungen getestet und evaluiert werden. Während mehrerer Evaluationszeiträume mit realen Probanden im Energy Smart Home Lab stellte das Energy Management Panel die Interaktionsschnittstelle zwischen den realen Nutzern und dem Energiemanagement dar. Insbesondere betonten die Nutzer, dass das Energy Management Panel eine essentielle Bedeutung für die Nachvollziehbarkeit der automatischen Systementscheidungen dargestellt hat. In Kapitel 6 wurde weiterhin der technische Mehrwert bezüglich der interaktiven Konfiguration am Beispiel der Komponenten im FZI House of Living Labs erläutert und bewertet. Hier standen Konfigurationsaspekte im Zusammenhang mit der Nutzerinteraktion im Vordergrund.

Mit der vorliegenden Arbeit wurden verschiedene Aspekte des Interaktiven Gebäude-Energiemanagements detailliert beleuchtet und geeignete

technische Lösungen vorgestellt. Im Vordergrund stand dabei die Interaktion zwischen dem Nutzer und dem System hinsichtlich der Visualisierung, Parametrisierung und der Systemkonfiguration. Mit dem Energy Management Panel und dem Building Manager wurde auf Basis des in [All14] vorgestellten Organic Smart Home ein entsprechendes System implementiert, das in zwei realen Umgebungen für verschiedene Szenarien eingesetzt und evaluiert werden konnte.

7.2 Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde ein technisches System für die Interaktion zwischen dem Nutzer und dem Energiemanagement vorgestellt. Der Fokus lag dabei zunächst auf der Analyse der für das Interaktive Gebäude-Energiemanagement erforderlichen funktionalen Methoden und technischen Komponenten. Insbesondere wurden softwaretechnische Aspekte zur Integration der Nutzerinteraktion in das Energiemanagement untersucht.

Zusätzlich bietet die Berücksichtigung sozialer Aspekte grundlegendes Potential zur Erweiterung der vorgestellten Systeme. Die Einführung von Nutzerrollen würde z. B. flexible Einschränkungen hinsichtlich der *intrafamiliären Überwachung* durch das Energiemanagement ermöglichen. Zusätzlich zum Schutz vor externem Zugriff auf das System könnten auch den Nutzern innerhalb eines Haushaltes bestimmte Rechte für den Zugriff auf die erfassten Daten (z. B. Leistungsprofile bestimmter Räume) zugewiesen werden. Unabhängig von Sicherheitsaspekten kann die Integration von Nutzerrollen auch den Komfort hinsichtlich der Nutzung des EMP steigern, in dem z. B. die verschiedenen Sichten personalisiert werden.

Die Rolle von Energiemanagement, Smart Meter und EMP im Gebäude sowie deren Schnittstellen zum Energieversorger oder zum Netzbetreiber sind auch hinsichtlich der aktuellen Regulation und deren weiteren Entwicklung wesentlich für den realen Einsatz von Gebäude-Energiemanagementsystemen im Stromnetz. Dabei lassen z. B. auch die Anpassung an die Vorgaben des BSI-Schutzprofils und die damit verbundenen Entscheidungen für die Kommunikation zwischen den einzelnen Systemen Raum

für weitere Forschungsfragen. Die Erweiterung der vorgestellten Komponenten um geeignete *Sicherheitsaspekte* stellt zudem eine notwendige Voraussetzung für den großflächigen Einsatz dar.

Besonders großes Potential bietet auch die Erweiterung des Interaktiven Gebäude-Energiemanagements um so genannte *Community-Aspekte*, die die Vorteile moderner sozialer Netzwerke nutzen (vgl. [OK13]). Eine *Smart Energy Plattform* kann z. B. folgende Dienste für benachbarte Energiemanagementsysteme anbieten:

- Vergleich von Verbrauchs- und Erzeugungsprofilen
- Wettbewerb z. B. hinsichtlich der Eigenstromnutzung
- Austausch von Gebäudekonfigurationen
- Benchmark von Optimierungsstrategien
- Austausch initialer Konfigurationen für Evolutionäre Algorithmen
- Lokaler Ausgleich von Erzeugung und Bedarf innerhalb der Community

In [NPP⁺13] werden *spieltheoretische Aspekte* vorgestellt, in dem die jeweiligen Nutzer u. a. ihren aktuellen Energieverbrauch oder die Eigenstromnutzung miteinander vergleichen. Die Teilnahme an solchen Systemen stellt zusätzlich soziale Anreize zur Veränderung des jeweiligen Energieprofils dar, die zum Teil gewichtiger als monetäre Anreize wahrgenommen werden können. Sowohl das EMP als auch der Building Manager im Organic Smart Home können zusätzlich um solche „Community-Aspekte“ erweitert werden, um den Nutzer noch näher in das System einzubinden.

Im Zusammenhang mit der in Kapitel 4 vorgestellten Interaktiven Prognose kann weiterhin zusätzliches Potential im Building Manager bzw. im Organic Smart Home hinsichtlich der automatischen Erkennung von Geräteprofilen und der Verknüpfung mit entsprechenden Verhaltensmustern genutzt werden. Durch den Einsatz geeigneter Lernverfahren könnte das Modul des Energy Management Panels zur Interaktiven Prognose zusätzlich verbessert werden. Werden innerhalb des Gebäudes sehr große Daten

durch die Messeinrichtungen und Sensoren erfasst, ist die Kombination moderner *Big-Data-Technologien* mit dem Gebäude-Energiemanagement eine mögliche Erweiterung der vorgestellten Systeme. Durch die Erkennung von Verbrauchsmustern können auf diese Weise z. B. zusätzliche Handlungsempfehlungen für den Nutzer generiert werden.

LITERATUR

- [ABS10] Florian Allerding, Birger Becker, and Hartmut Schmeck. Integration intelligenter steuerungskomponenten in reele smart-home-umgebungen. In Bogdan Franczyk Klaus-Peter Fähnrich, editor, *Informatik 2010 Service Science - Neue Perspektiven für die Informatik*, volume P-175 of *Lecture Notes in Informatics (LNI)*, pages 455–460, Bonn, September 2010. Gesellschaft für Informatik e.V. (GI), Köllen Druck+Verlag GmbH.
- [All14] Florian Allerding. *Organic Smart Home - Energiemanagement für Intelligente Gebäude*. PhD thesis, Karlsruher Institut für Technologie, 2014.
- [APSS12] Florian Allerding, Marc Premm, Pradyumn Kumar Shukla, and Hartmut Schmeck. Electrical Load Management in Smart Homes Using Evolutionary Algorithms. In Jin-Kao Hao and Martin Middendorf, editors, *Proceedings of the main European events on Evolutionary Computation*, number 7245 in LNCS, Malaga, Spain, April 2012. Springer.

- [AS11] Florian Allerding and Harmut Schreck. Organic smart home - architecture for energy management in intelligent buildings. In *Workshop Organic Computing as part of ICAC 2011*, 2011.
- [Bec09] Birger Becker. Steuerung von smart-home-Architekturen unter Einbindung intelligenter elektrischer Verbraucher und mobiler Speicher, Oktober 2009. Diplomarbeit, Karlsruher Institut für Technologie.
- [BKS12] Birger Becker, Anna Kellerer, and Hartmut Schreck. User Interaction Interface for Energy Management in Smart Homes. In *Proceedings of the 3rd IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Washington, Januar 2012. IEEE PES, IEEE.
- [Böm11] Jens Bömer. Maßnahmen zur Vermeidung von großflächigen Netzausfällen: Abschaltung dezentraler Erzeugungsanlagen in Deutschland bei 50,2 Hertz und 49,5 Hertz. In *16. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik*, 2011.
- [Bun11a] Bundesnetzagentur. Eckpunkt Papier „Smart Grid“ und „Smart Market“. 2011.
- [Bun11b] Bundesnetzagentur. Smart Grid und Smart Market - Eckpunkt Papier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Dezember 2011.
- [Bun12] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Die Energiewende in Deutschland - Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050. Sonderheft Schlaglichter der Wirtschaftspolitik, Februar 2012.
- [Bun13a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Juli 2013.

-
- [Bun13b] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Stromerzeugungskapazitäten und Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, August 2013.
- [Bun13c] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. BDEW-Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. 2013.
- [Deu10] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, Februar 2010.
- [Deu14] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Februar 2014.
- [EnB13] EnBW Energie Baden-Württemberg. Bericht zum Forschungsprojekt MeRegio, Juli 2013.
- [Eur13] European Energy Exchange AG. EEX-Transparenzplattform. online, 2013. <http://www.transparency.eex.com/de/>.
- [Far10] Hassan Farhangi. The Path of the Smart Grid. *IEEE power & energy magazine*, 1540-7977/10:18–28, 2010.
- [FP09] Peter Fox-Penner. Smart Power – Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities. Island Press, 2009.
- [Fra13a] Fraunhofer IBP. Energetische Gebäudesanierung in Deutschland, Studie Teil I: Entwicklung und energetische Bewertung alternativer Sanierungsfahrpläne, Juli 2013.
- [Fra13b] Fraunhofer IWES. OGEMA Technology in Brief, 2013.
- [Fra13c] Fraunhofer IWES. Open Gateway Energy Management Alliance, 2013. <http://www.ogema.org/> (Zugriff am 11.02.2014).

- [Fre06] Hellmuth Frey. Strompreissignal an der Steckdose - effiziente Laststeuerung durch variable Tarife. In *Elftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik - Informations- und Kommunikationstechnologien für die Energieversorgung von morgen*, 2006.
- [GBK⁺11] Sebastian Grässle, Birger Becker, Thomas Knapp, Florian Allerding, Hartmut Schmeck, and Andreas Wagner. Intelligent Control System for CHP-equipment in Smart-homes. In *Proceedings of the 2nd International Conference on Microgeneration and Related Technologies*, 2011.
- [Gel85] Clark W. Gellings. The concept of demand-side management for electric utilities. In *Proceedings of the IEEE*, volume 73, pages 1468 – 1470, 1985.
- [GRK13] Daphne Geelen, Angèle Reinders, and David Keyson. Empowering the end-user in smart grids: Recommendations for the design of products and services. *Energy Policy*, 61:151–161, October 2013.
- [HAvE⁺12] Roland Hierzinger, Mihaela Albu, Henk van Elburg, Alastair J. Scott, Artur Lazicki, Lauri Penttinen, Francisco Puen-te, and Hanne Saele. European Smart Metering Landscape Report 2012, Oktober 2012.
- [Hub12] Sebastian Hubschneider. Untersuchung des Potentials von Wechselrichtern zur gesteuerten Einspeisung in Niederspannungsnetzen. Bachelor Thesis, KIT, Mai 2012.
- [Jun12] Andreas Jung. Smart-Metering in deutschen Haushalten - Status und Entwicklungsperspektiven. BITKOM Akademie, Köln, Oktober 2012.
- [Kre13] Kai Kreuzer. openHAB Architecture, 2013. <http://code.google.com/p/openhab/wiki/Architecture?tm=6> (Zugriff am 10.02.2014).
- [Kre14] Kai Kreuzer. Eclipse Smart Home, 2014. <http://eclipse.org/proposals/technology.smarthome/> (Zugriff am 12.02.2014).

-
- [MDHG99] San Murugesan, Yogesh Deshp, Steve Hansen, and Athula Ginige. Web engineering: A new discipline for development of web-based systems. In *Proceedings of the First ICSE Workshop on Web Engineering, International Conference on Software Engineering*, 1999.
- [Mod13] Modellstadt Mannheim. moma-App. online, 2013. <http://www.androidpit.de/app/de.bit.mvv.moma.mobile>.
- [NBT⁺14] Andreas Nilsson, Cecilia Jakobsson Bergstad, Liane Thuvander, David Andersson, Kristin Andersson, and Pär Meiling. Effects of continuous feedback on households' electricity consumption: Potentials and barriers. *Applied Energy*, 122:17–23, 2014.
- [Nes07] David Nestle. *Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung*. PhD thesis, kassel university press, 2007.
- [Nes08] David Nestle. Dezentrales Energiemanagement im elektrischen Verteilnetz – Was kann die Gebäudeautomation beitragen? *FVEE Themen 2008*, 2008.
- [NPP⁺13] Esa Nykänen, Kalevi Piira, Kaspar Pae, Dan Hildebrandt, and Sergio Leal. EEPOS End-User Collaboration Tool Specification Report. Technical report, VTT, Caverion, Ennovatis, and AIT, 2013.
- [OK13] Eiji Oga and Akihiro Kabasawa. Social System Demonstration of Dynamic Pricing in the Kitakyushu Smart Community Creation Project. *Fuji Electric Review*, 59(3):152–159, September 2013.
- [PBFS11] Alexandra-Gwyn Paetz, Birger Becker, Wolf Fichtner, and Hartmut Schmeck. Shifting Electricity Demand with Smart Home Technologies - An Experimental Study on User Acceptance. In *Proceedings of the 30th USAEE / IAEE North American Conference*, Washington, Oktober 2011. Online.

- [PD11] Peter Palensky and Dietmar Dietrich. Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. In *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, volume 7, August 2011.
- [PKJF11] Alexandra-Gwyn Paetz, Thomas Kaschub, Patrick Jochem, and Wolf Fichtner. MeRegioMobil AP 522: Test von Anreizsystemen (insbesondere Tarifmodelle) zur Beeinflussung von Lastgängen. Technical report, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, IIP, KIT, 2011.
- [PKJF12] Alexandra-Gwyn Paetz, Thomas Kaschub, Patrick Jochem, and Wolf Fichtner. Demand Response with Smart Homes and Electric Scooters - An Experimental Study on User Acceptance. In *ACEEE Summer Study Proceedings*, 2012.
- [Qua13] Volker Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*. Hanser, 2013.
- [Ric09] Urban Richter. *Controlled Self-Organisation Using Learning Classifier Systems*. Phdthesis, PhD thesis at the Universität Karlsruhe (TH), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2009.
- [RMB⁺06] Urban Richter, Moez Mnif, Jürgen Branke, Christian Müller-Schloer, and Hartmut Schmeck. Towards a generic observer/controller architecture for organic computing. In Christian Hochberger and Rüdiger Liskowsky, editors, *INFORMATIK 2006 - Informatik für Menschen!*, volume P-93 of *LNI*, pages 112–119. Bonner Köllen Verlag, Oktober 2006.
- [RWE13] RWE Effizienz GmbH. RWE SmartHome. online, April 2013. <http://www.rwe-smarthome.de/web/cms/de/448330/smarthome/> (Zugriff am 24.04.2014).

- [Sch05] Hartmut Schreck. Organic computing: A new vision for distributed embedded systems. In *Proceedings Eighth IEEE International Symposium on Object-Oriented Real-Time Distributed Computing (ISORC 2005)*, pages 201–203. IEEE Computer Society, 2005.
- [Sch09] Ingo Schönberg. Modellstadt Mannheim. In Arnold Picot and Karl-Heinz Neumann, editors, *E-Energy*, pages 69–71. Springer Berlin Heidelberg, 2009.
- [Sma11] Smarthome Initiative Deutschland e.V. SmartHome Positionspapier, September 2011.
- [SMA12] SMA Solar Academy. Neue Regelungen in VDE-Anwendungsregel (VDE-AR-N 4105), Oktober 2012.
- [Sta13] Statistisches Bundesamt. Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2011 bis 2013, Dezember 2013.
- [Suh05] Woojong Suh. *Web Engineering Principles and Technique*. Idea Group Publishing, 2005.
- [Wei07] Karsten Weicker. *Evolutionäre Algorithmen (2. Auflage)*. Teubner, 2007.
- [WHBSW09] Bernhard Wille-Hausmann, Rainer Becker, Christian Sauer, and Christof Wittwer. Bewertung von Kommunikationskonzepten zum dezentralen Energiemanagement an einem Beispiel. In *IT-Solutions in der Elektrizitätserzeugung - 4. ETG-Fachtagung*, 2009.

Gebäude-Energiemanagementsysteme stellen durch die dezentrale Koordination von Geräten, Anlagen und Systemen in elektrischen Verteilnetzen großes Potential dar, um den Herausforderungen der Energiewende effizient zu begegnen. Insbesondere sind solche Systeme in der Lage, Flexibilität zu identifizieren, um damit einen lokalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu ermöglichen, Prognosen zu generieren sowie zusätzliche Systemdienstleistungen bereitzustellen, die für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sind.

Der Nutzer muss dabei die Entscheidungsgewalt über alle Komponenten und Abläufe des Gebäude-Energiemanagements behalten, während ein Großteil der Steuerung automatisch erfolgt. Für eine weitreichende Verbreitung werden zudem Systeme benötigt, die sich „out-of-the-box“ an die tatsächliche Umgebung der Gebäude anpassen lassen.

Das Energy Management Panel stellt dazu eine umfangreiche Anwendung für die Interaktion zwischen dem Nutzer und dem Gebäude-Energiemanagement dar. Der Building Manager erweitert ein konkretes Gebäude-Energiemanagementsystem zur Integration der Nutzerinteraktion in das System. Durch die Kopplung dieser beiden Komponenten entsteht das Interaktive Gebäude-Energiemanagement, welches drei wesentliche Bausteine kombiniert: Visualisierung, Parametrisierung und Systemkonfiguration.

ISBN 978-3-7315-0279-1



9 783731 502791 >