

Jan Ringelstein

**Betrieb eines übergeordneten dezentral
entscheidenden Energiemanagements
im elektrischen Verteilnetz**

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz
Renewable Energies and Energy Efficiency
Band 16 / Vol. 16

Herausgegeben von / Edited by
Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid, Universität Kassel

Jan Ringelstein

Betrieb eines übergeordneten dezentral entscheidenden
Energiemanagements im elektrischen Verteilnetz

Die vorliegende Arbeit wurde vom Fachbereich Elektrotechnik / Informatik der Universität Kassel als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) angenommen.

Erster Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. Peter Zacharias

Zweiter Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid

Tag der mündlichen Prüfung

26. Februar 2010

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar

Zugl.: Kassel, Univ., Diss. 2010

ISBN print: 978-3-86219-008-9

ISBN online: 978-3-86219-009-6

URN: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0002-30092>

© 2010, kassel university press GmbH, Kassel

www.upress.uni-kassel.de

Printed in Germany

Danksagung

Ich möchte an dieser Stelle allen danken, die mich auf dem Weg zur Entstehung dieser Arbeit begleitet und daran mitgewirkt haben.

An erster Stelle möchte ich meinen Dank an Herrn Prof. Zacharias wenden, der die Arbeit als Erstgutachter betreut hat. Die wissenschaftliche Anleitung und die inhaltlichen Anregungen in fachlichen Gesprächen mit ihm haben mich immer wieder dazu gebracht, den Stand meiner Arbeit zusammenzufassen, neu zu bewerten und meine Arbeitsweise zu hinterfragen. Mein besonderer Dank gilt ebenfalls meinem Zweitgutachter Herrn Prof. Schmid, der auch durch seinen Einsatz für die Entstehung des „ISET-Promotionsstipendiums“ die Grundlage für diese Arbeit gelegt hat. Dies gab mir die Möglichkeit, während meiner Arbeit große Freiräume zu nutzen. Herrn Prof. David und Herrn Dr. Ayeb danke ich für ihre Mitwirkung in der Prüfungskommission.

Höchsten Dank möchte ich auch an Herrn Dr. Bendel und Herrn Dr. Nestle richten. Herr Dr. Bendel hat über seine aktive Zeit am ISET¹ hinaus meine Arbeit fachlich und inhaltlich mit großem Engagement betreut. Für mich ist er bis heute ein bleibendes Vorbild für Kreativität und Motivation. Herr Dr. Nestle war der erste Mitarbeiter des ISET, mit dem ich Kontakt aufgenommen habe. Er hat mich seitdem in allen fachlichen und dienstlichen Belangen unterstützt und nicht zuletzt mit seiner eigenen Arbeit eine inhaltliche Grundlage geschaffen, auf die ich aufbauen konnte. Die intensive inhaltliche Zusammenarbeit mit beiden hat mich stets dazu gebracht, meine Ansätze zu hinterfragen und neue Ideen zu entwickeln.

Mein Dank gilt ebenfalls allen Kollegen am ISET. Ich danke Herrn Dr. Bendel, Herrn Dr. Nestle, Herrn Dr. Braun, Herrn Selzam und Herrn Koch für das Korrekturlesen sowie Herrn Dr. Strauß, Herrn Schäfer, Herrn Dallinger und allen Kollegen für anregende Diskussionen zu verschiedenen Themen. Ihnen allen habe ich außerdem zu verdanken, dass am Institut

¹Heutiges Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

immer eine höchst angenehme und motivierende Arbeitsatmosphäre geherrscht hat und bis heute herrscht.

Auch außerhalb Kassels gibt es Personen, ohne die diese Arbeit nicht möglich gewesen wäre. Dabei möchte ich insbesondere Herrn Prof. Verstege danken. Während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung an der Universität Wuppertal hat er es mir ermöglicht, mich als technischem Informatiker der Welt der Energietechnik fachlich überhaupt erst zu nähern.

Schließlich gilt mein besonderer Dank meiner Familie, insbesondere meinen Eltern, die mich stets unterstützt und meine Entscheidungen bestärkt und mit getragen haben.

Zusammenfassung

Seit der Einführung des Gesetzes zum Vorrang erneuerbarer Energien im Jahre 2000 werden in Deutschland vermehrt dezentrale Anlagen zur Stromerzeugung (DEA) im elektrischen Energieversorgungssystem einschließlich des Niederspannungsnetzes installiert. Die Einspeisung dieser Anlagen sowie der Netzzustand des Niederspannungsnetzes kann vom Netzbetreiber mangels kommunikations- und leittechnischer Einrichtungen nicht aktuell beobachtet werden. Andererseits existiert im Niederspannungsnetz ein hohes Potenzial zum Management von elektrischen Lasten. Dieses könnte in Kombination mit steuerbaren DEA mittels eines Energiemanagementsystems zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung eingesetzt werden. Bislang bleibt dieses Potenzial aber größtenteils ungenutzt.

Im Forschungsprojekt „Dezentrale Energieerzeugungsanlagen: technische und wirtschaftliche Integration in den Netzbetrieb und Anpassung von Rahmenbedingungen“ (DINAR) wurde am Institut für solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V.¹ ein Energiemanagementsystem mit dezentraler Entscheidung über den optimierten Betrieb von DEA und Lasten im elektrischen Niederspannungsnetz entwickelt und mit dem bidirektionalen Energiemanagement-Interface (BEMI) umgesetzt. Aufbauend darauf leistet vorliegende Arbeit drei Beiträge zur Entwicklung eines übergeordneten dezentral entscheidenden Energiemanagements.

Erstens wird eine konzeptionelle Beschreibung entwickelt, die die Rolle des Energiemanagements im Umfeld des liberalisierten Energiemarktes und eine wirtschaftliche Abschätzung aus technischer Sicht umfaßt. Es werden Betriebszustände definiert und technische Anwendungen des Gesamtsystems klassifiziert sowie mögliche Mechanismen zur Umsetzung der Anwendungen identifiziert.

Zweitens wird ein Simulationswerkzeug entwickelt, mit dem es erstmals möglich ist, den Betrieb von BEMIs im elektrischen Verteilnetz zu modellieren und zu untersuchen. Das Werkzeug ermöglicht eine geschlossene Simulation unter Verwendung der Energiemanagement-Algorithmen des realen BEMI und die Netzsimulation durch eine Schnittstelle zu einer professionellen Netzberechnungssoftware.

¹Heutiges Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

Drittens wird dieses Simulationswerkzeug eingesetzt, um einen Algorithmus für das übergeordnete Energiemanagement zu entwickeln und zu testen, der eine anreizbasierte kurzfristige Wirkleistungsänderung erlaubt. Schließlich wird unter Verwendung dieses Algorithmus ein neues Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung im Verteilnetz entwickelt, um eine der identifizierten Anwendungen umzusetzen. Das Verfahren wird mittels Simulation als auch im Labor getestet und wurde im Rahmen der Arbeit zum Patent angemeldet.

Abstract

Since the German renewable energy sources act was introduced in the year 2000, there has been increasing installation of distributed generation (DG) within the electric energy supply system including the low-voltage network. Due to missing communication and control systems, the current power infeed of DG as well as the operation state of the low voltage network can not be observed on-line by grid operators. On the other hand, high potential for management of electric loads exists in the low-voltage network. Combined with controllable DG, this could be utilized by an energy management system for balancing fluctuating power infeed from renewable sources and providing ancillary services for DG integration. Still, up to now this potential is unused for the most part.

In the research project DINAR - decentralized renewable generators: technical and economical integration into grid operation and regulatory adjustments - an energy management system with decentralized decision on the optimal operation of DG and loads in the low-voltage grid was developed. The concept was implemented by the bidirectional energy management interface (BEMI) at the Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V.². Based on the results of this project, the thesis at hand contributes to the development of a higher-level energy management system with decentralized decision by the following points:

First a concept is developed which describes the role of the energy management system in the context of the liberalized energy market and covers an economical estimation from a technical perspective. Operational states and applications of the overall system are defined and classified. Possible mechanisms for implementation of these applications are identified.

Secondly a simulation tool is developed which for the first time allows for modelling and investigating the behavior of BEMIs in the electric distribution network. The tool uses the energy management algorithms of the real-hardware BEMI and interfaces to a professional network calculation software for modelling the distribution grid.

Thirdly this simulation tool is used for developing and testing an algorithm for the higher-level energy management system which allows for an incentive based short-time change of

²Institute for solar energy supply technology, Kassel, Germany; Today Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology IWES

power flows. This algorithm again is used for implementing one of the identified applications: a new method for incentive based voltage control in the distribution grid. This method is tested both by simulation as well in a laboratory test and was applied for a patent.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Motivation	6
1.1	Elektroenergieversorgung und erneuerbare Energien	6
1.2	Elektrischer Energieverbrauch im Niederspannungsnetz	7
1.3	Dezentrale Erzeugung von elektrischer Energie im Niederspannungsnetz .	9
1.4	Energiemanagement	10
1.4.1	Zentral organisierte Energiemanagementsysteme	12
1.4.2	Dezentral organisierte Energiemanagementsysteme	15
1.4.3	Lokal organisierte Energiemanagementsysteme	17
1.5	Motivation	18
1.6	Inhalt und Aufbau der Arbeit	19
2	Dezentrale Entscheidung aufgrund zentraler und dezentraler Information - Konzept und Umsetzung	21
2.1	Konzeptioneller Ansatz und Voraussetzungen	21
2.2	Technische Umsetzung: das Bidirektionale Energiemanagement-Interface	22
2.2.1	Logische Kernfunktionen und Hardware des BEMI	23
2.2.2	Energiemanagement-Algorithmen des BEMI	26
2.2.3	Algorithmen zur Vorhersage der Kundenreaktion	28
2.2.4	Marktorganisation und Anwendungen	30
2.2.5	Betriebserfahrungen	31
2.3	Konzept „Pool-BEMI“ und das BEMI-System	32
3	Marktintegration des BEMI-Systems aus technischer Sicht	35
3.1	These zur Marktintegration	35

3.2	Kernaussagen für Marktumfeld und Geschäftsmodell aus technischer Sicht	39
3.3	Abgrenzung	40
3.4	Grafische Darstellung des Marktumfelds	41
3.5	Bedeutung von Marktumfeld und Geschäftsmodell	41
3.6	Bewertungskriterien	42
3.7	Grundlagen des heutigen Energiemarkts	44
3.7.1	Funktionen der Marktteilnehmer	45
3.7.2	Werteflüsse	49
3.8	Marktumfeld für das BEMI-System aus technischer Sicht	50
3.8.1	Annahmen und Grundlagen	50
3.8.2	Modell VNB	53
3.8.3	2-Leitstellen-Modell	57
3.8.4	Modell neutrales Pool-BEMI	59
3.8.5	Modell EH	62
3.8.6	Auswahl einer Variante zur weiteren Betrachtung	64
3.9	Geschäftsmodell für den Energiedienstleister aus technischer Sicht	65
3.9.1	Produkte des EDL	65
3.9.2	Grundlagen des Börsenhandels durch den EDL	65
3.9.3	Grundlagen der Bereitstellung von Minutenreserveleistung durch den EDL	67
3.9.4	Verteilnetz-Dienstleistungen	69
3.10	Wirtschaftliche Abschätzung	74
3.10.1	Annahmen und Parameter eines exemplarischen BEMI-Systems	74
3.10.2	Potenzialkennwerte für das Lastmanagement	77
3.10.3	Ergebnisse zur Spotmarktteilnahme	78
3.10.4	Minutenreserveleistung	85
3.10.5	Spitzenlastkappung	90
3.10.6	Gegenseitige Beeinflussung der Anwendungen	95
3.10.7	Ergebnisse zur Kombination der Anwendungen	96
3.10.8	Weitere Erlöspotenziale und exemplarischer Vergleich von Kosten und Erlösen	99

4.1	Definition von Betriebszuständen des BEMI-Systems	102
4.1.1	Betriebszustände des BEMI-Systems aus Sicht des EDL	104
4.2	Zuordnung zwischen Anwendungen und Betriebszuständen	109
4.3	Mechanismen und algorithmische Kernkonzepte im BEMI-Pool	110
4.3.1	Mögliche Mechanismen	112
4.3.2	Algorithmische Kernansätze	117
4.3.3	Datenschnittstellen und Datenübertragung im BEMI-System	117
5	Simulation des BEMI-Systems im Verteilnetz	124
5.1	Anforderungen an die Simulation	124
5.2	Verwendete Vorarbeiten	125
5.3	Architektur und Module der Simulation	126
5.4	Eigenschaften der Simulation	128
5.5	Konfiguration und Ausgabe der Ergebnisse	128
5.6	Geräte-, Kunden- und BEMI-Simulation „BEMISim“	129
5.6.1	Modellierung von Kühlgeräten	130
5.6.2	Modellierung von FPS-Geräten	135
5.6.3	Lasten außerhalb des Energiemanagements	140
5.6.4	PV-Anlagen	142
5.6.5	KWK-Anlagen	143
5.6.6	BEMI	146
5.6.7	Simulationsdatennetz	149
5.6.8	Programmablauf von BEMISim	152
5.7	Verteilnetz-Simulation	154
5.7.1	Netzsimulationssoftware	154
5.7.2	Schnittstelle zu BEMISim	156
5.8	Benutzeroberfläche und Pool-BEMI	158
5.8.1	Grafische Benutzeroberfläche	158
5.8.2	Pool-BEMI	160
5.9	Anwendungsmöglichkeiten der Simulation	161

6	Anwendung der Simulation zur Algorithmenentwicklung	162
6.1	Für den Netzbetrieb relevantes Verhalten von BEMIs	162
6.1.1	Synchrones Verhalten von SOC-Geräten	162
6.1.2	Senkung des Gleichzeitigkeitsfaktors durch Mikropreisänderungen	164
6.1.3	SOC-Schwingungen	166
6.2	Verfahren zur kurzzeitigen Leistungsänderung im BEMI-System	168
6.2.1	Bedeutung	168
6.2.2	Anreizbasierte kurzfristige Leistungsänderung	168
6.2.3	Potenziale und Potenzialabschätzung durch Prognose	171
6.2.4	Potenzialabschätzung durch Abfrage von BEMIs	175
6.2.5	Kurzfristige Leistungsanpassung durch Tarifierreize mit Abfrage von BEMIs	177
6.3	Anwendung für ein Verfahren zur Spannungshaltung im Niederspannungs- netz durch anreizbasierte Wirkleistungsänderung	184
6.3.1	Grundsätzliches zur statischen Spannungshaltung	184
6.3.2	Einfluss verteilter Erzeugung auf die Spannung	185
6.3.3	Spannungshaltung bei hohem Anteil verteilter Erzeugung	187
6.3.4	Verfahrensprinzip und Verfahrensablauf	188
6.4	Simulation des Verfahrensablaufs	193
6.4.1	Beispielszenario	193
6.4.2	Plausibilitätsbetrachtung	197
6.4.3	Simulationsergebnisse	201
6.4.4	Fazit	211
7	Labortest zum Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung	213
7.1	Szenario	213
7.2	Versuchsordnung	216
7.2.1	Elektrisches Netz, Netzbildner und durch zgVK gesteuerte dezentrale Energieeinheiten	216
7.2.2	Haushalte innerhalb des BEMI-Systems	217
7.2.3	Informations- und Kommunikationstechnik des zgVK	219

7.2.4	Informations- und Kommunikationstechnik des BEMI-Systems . . .	219
7.2.5	Durchgeführte Experimente	222
7.3	Voruntersuchung	222
7.4	Versuchsergebnisse	224
7.5	Fazit	229
8	Zusammenfassung und Forschungsbedarf	231
8.1	Zusammenfassung	231
8.2	Ausblick und Forschungsbedarf	233
8.2.1	Umsetzung des BEMI-Systems und geplante Feldtests	233
8.2.2	Datenübertragung	234
8.2.3	Konzeptionelle Weiterentwicklung	234
8.2.4	Wirtschaftliche Betrachtung und Rahmenbedingungen	235
8.2.5	Weiterentwicklung des Simulationswerkzeugs	236
8.2.6	Umsetzung neuer Anwendungen	236
A	Für Simulationen verwendete Geräteparametersätze	237
A.1	Kühlgeräte	237
A.2	FPS-Geräte	237
	Abbildungsverzeichnis	238
	Tabellenverzeichnis	242
	Literaturverzeichnis	245
	Abkürzungsverzeichnis	257

Kapitel 1

Einleitung und Motivation

1.1 Elektroenergieversorgung und erneuerbare Energien

Im Jahr 1891 wurde zur Eröffnung der Internationalen Elektrotechnischen Ausstellung in Frankfurt erstmals elektrische Energie mit hochgespanntem Drehstrom übertragen [1]. In heutigen Industriestaaten ist der Einsatz dieser Energieform in den meisten Bereichen des täglichen Lebens nicht mehr wegzudenken. Bei der großtechnischen Stromerzeugung durch Umwandlung von Primärenergie wurde viel Wert auf hohe Wirtschaftlichkeit gelegt. Dadurch waren niedrige Energiepreise möglich. Mit Hilfe der Drehstromtechnik entstanden Netze, die elektrische Energie jederzeit und in hoher Qualität verfügbar machten. In der Konsequenz ist die heutige westliche Gesellschaft von einem Lebensstil geprägt, der von ständiger Verfügbarkeit von elektrischer Energie abhängig ist.

Das schnelle Wirtschaftswachstum der Industrieländer und die weltweite Zunahme der Energienachfrage durch Schwellenländer wie China oder Indien führt jedoch zu einer Verknappung fossiler Primärenergieträger und damit zu einer langfristigen Verteuerung von Primär- als auch Sekundärenergie. Der Preisanstieg wird sich mittel- bis langfristig insbesondere durch das erwartete Erreichen des Fördermaximums für Erdöl („Peak-Oil“) fortsetzen, wobei der Zeitpunkt dieses Ereignisses umstritten ist [2][3]. Steigende Energiepreise betreffen alle Produkte, die unter Energieeinsatz hergestellt oder transportiert werden - seien es Nahrungsmittel, Gebrauchsgegenstände oder Dienstleistungen. Die langfristige Sicherstellung günstiger Energiequellen ist daher für die Industriestaaten von zentraler Bedeutung.

Verstärkt wird das Bewusstsein für die Notwendigkeit einer nachhaltigen Energieversor-

gung durch die medienöffentliche Darstellung des Klimawandels. Von wissenschaftlicher Seite gilt es als sehr wahrscheinlich, dass anthropogene Ursachen dafür eine Hauptrolle spielen [4]. Jedoch ist nicht geklärt, wie hoch der Einfluss dieser Ursachen genau ist. Obwohl die genau zu erwartenden Auswirkungen schwer vorherzusehen sind, geht man allgemein davon aus, dass die Folgen des Klimawandels einen beträchtlichen volkswirtschaftlichen Schaden verursachen werden [5]. Die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, dass bereits die Hypothese über die anthropogene Verursachung des Klimawandels zu einer Verstärkung von ökologischen Bewegungen in der Gesellschaft als auch zu starken politischen Anstrengungen zum Klimaschutz und zur nachhaltigen Energieversorgung geführt hat.

Im Zuge dessen hat sich ein Technologiezweig entwickelt, der die Entwicklung und den Einsatz moderner Technologie zu Zwecken des Ressourcen- und Umweltschutzes verfolgt. Dazu zählen Energieumwandlungsanlagen, die die Nutzung erneuerbarer Primärenergiequellen erlauben. Der Betrieb dieser Anlagen wird in Deutschland seit dem Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert, wobei die finanziellen Aufwendungen der Förderung auf alle Stromkunden umgelegt werden. Dadurch ist der Anteil erneuerbarer Energien in den letzten Jahren in Deutschland stetig gewachsen [6]. Gleiches gilt für Energieumwandlungsanlagen, die durch Erhöhung des Primärenergienutzungsgrads zur Ressourcenschonung beitragen, wie z.B. die durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) geförderten Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen. Diese können durch die Umwandlung von Primärenergie in thermische als auch elektrische Nutzenergie Nutzungsgrade¹ um 90 % erreichen [7].

1.2 Elektrischer Energieverbrauch im Niederspannungsnetz

Das klassische elektrische Energieversorgungssystem ist auf die Deckung des Bedarfs einer hohen Zahl von räumlich weit verteilten Verbrauchern ausgelegt. Die Stromerzeugung erfolgt durch verbraucherferne, regelbare Kraftwerke, deren Anzahl um mehrere Größenordnungen unter der Anzahl der Verbraucher liegt. Für den möglichst sicheren und verlustarmen Energietransport zu den Verbrauchern werden Übertragungs- und Verteilnetze ein-

¹Das Verhältnis zwischen der Summe aus thermischer und elektrischer Nutzenergie und eingesetzter Primärenergie wird hier als Nutzungsgrad, das Verhältnis zwischen elektrischer Nutzenergie und eingesetzter Primärenergie aber als Wirkungsgrad bezeichnet.

gesetzt, die für diese Bedingungen speziell ausgelegt sind. Die Netze sind dabei nicht in der Lage, größere elektrische Energiemengen zu speichern. Der elektrische Energieverbrauch

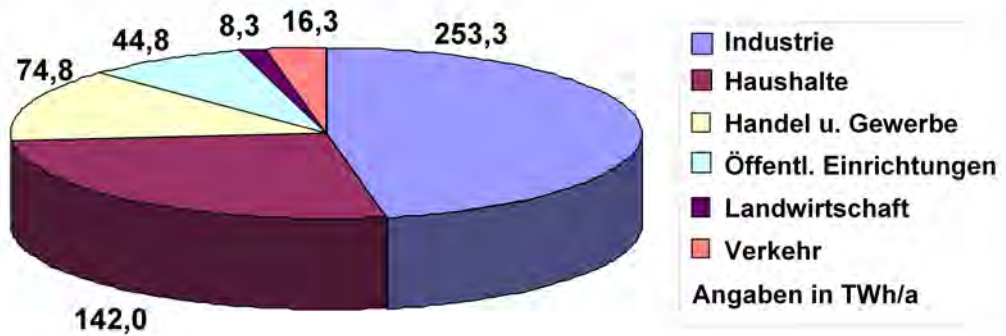


Abbildung 1.1: Elektrischer Energieverbrauch in Deutschland 2006 nach Sektoren. Eigene Darstellung nach [8].

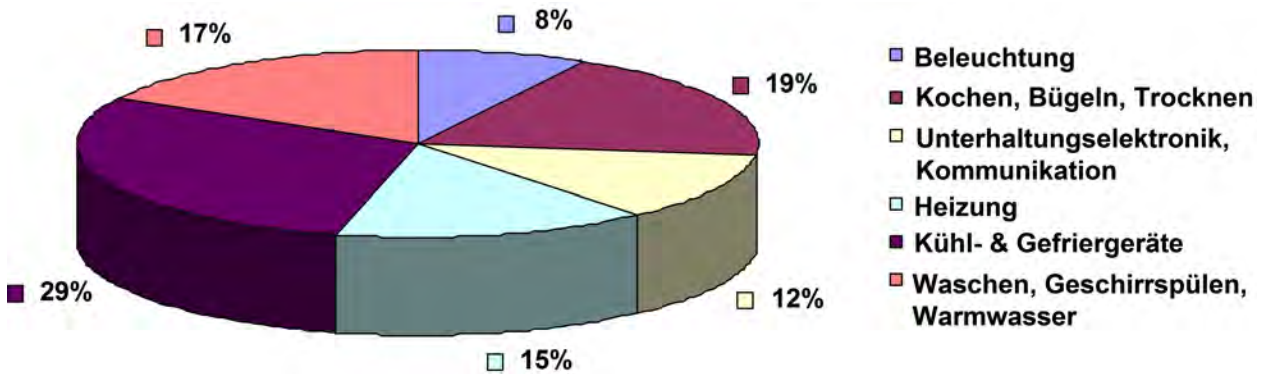


Abbildung 1.2: Elektrische Energienutzung in Haushalten nach Anwendungen. Eigene Darstellung nach [9].

steigt in Deutschland seit 1991 jährlich um durchschnittlich 1,2 % an [8]. Das elektrische Niederspannungsnetz (NSN) hat dabei in Bezug auf die Verbrauchsstruktur große Bedeutung. Aufgrund der Zuordnung des Stromverbrauchs zu Sektoren laut Abb. 1.1 kann man schätzen, dass in Deutschland etwa 50% des elektrischen Energiebedarfs auf Verbraucher entfallen, die im NSN angeschlossen sind. Etwa die Hälfte davon entfällt wiederum auf die vollständig in dieser Netzebene angeschlossenen Haushalte, deren Anzahl in Deutschland im Jahr 2007 etwa 40 Millionen betrug [10]. Eine Parallele existiert hier beim thermischen Verbrauch: die Haushalte beanspruchen bereits mehr als 50% des themischen Energiebedarfs in Deutschland [11]. Die Nutzung elektrischer Energie in Haushalten verteilt sich weiter auf verschiedene Anwendungen (vgl. Abb. 1.2). Der zeitliche Verlauf des elektrischen Verbrauchs eines einzelnen Haushalts ist dabei nicht nur von den dort installierten

Geräten, sondern maßgeblich von den Haushaltsnutzern, deren Anzahl, Alter und sozialer Situation abhängig [12]. Er kann jedoch durch Vorgabe geeigneter Anreize an die Nutzer in gewissen Grenzen beeinflusst werden. Ein hierfür geeignetes und in der Praxis mehrfach erprobtes Instrument sind Preisanreize [13][14]. Im Industriellen und auch gewerblichen Bereich ist der zeitliche Verlauf des Verbrauchs durch Produktionsprozesse bestimmt und kann ebenfalls durch Preisanreize geändert werden [15].

1.3 Dezentrale Erzeugung von elektrischer Energie im Niederspannungsnetz

Die Anzahl der im NSN installierten Erzeugungsanlagen ist bis vor wenigen Jahren noch ohne Bedeutung gewesen. Seit Einführung des EEG im Jahre 2000 hat sich die Zunahme von dezentralen Anlagen zur Stromerzeugung (DEA) im elektrischen Energieversorgungssystem aber als anhaltender Trend erwiesen. Die Unterscheidung zu zentraler Erzeugung kann dadurch getroffen werden, dass sich der Netzanschlusspunkt von DEA im Verteilnetz befindet, während zentrale Kraftwerke ins Übertragungsnetz einspeisen [16]. Häufig sind DEA außerdem in Verbrauchernähe installiert. Die Gründe für deren Verbreitung sind neben der durch EEG und KWKG gesicherten Wirtschaftlichkeit ein wachsendes ökologisches Bewusstsein in der Bevölkerung, die politische Unterstützung entsprechender Anlagenneubauten und die kontinuierliche Weiterentwicklung der DEA-Technologien. Daneben ist aktuell bei Privatpersonen als auch Kommunen ein wachsendes Bestreben nach mehr Autonomie in der eigenen Energieversorgung zu erkennen, um den steigenden Energiepreisen in der öffentlichen Versorgung zu entgehen. Mehrere Kommunen versuchen, den eigenen thermischen und elektrischen Energiebedarf aus lokalen und regenerativen Quellen zu decken [17]. Dieses Ziel ist auch Gegenstand aktueller Forschungsprojekte. So widmet sich das Projekt „100% Erneuerbare-Energien Region“ unter Koordination des Kompetenznetzwerks Dezentrale Energietechnologien (deENet) [18] der wissenschaftlichen Begleitung von Ortsteilen und Kommunen in Nordhessen, die sich eine Vollversorgung aus erneuerbaren Energiequellen zum Ziel gesetzt haben. Dieses Ziel verfolgt auch das österreichische Projekt „ADRES - Autonome Dezentrale Regenerative Energie Systeme“ [19], bei dem der Schwerpunkt auf der autarken Energieversorgung einer Region liegt. Zur Energieumwandlung werden im NSN verschiedene Typen von DEA eingesetzt. Wegen

der begrenzten Strombelastbarkeit der Niederspannungsnetze haben diese DEA typischerweise elektrische Leistungen, die unter 500 kW liegen. Dazu zählen:

- Photovoltaikanlagen, teils mit Batteriespeichern
- Klein- und Mikro-KWK-Anlagen verschiedener Ausprägung, z.B. Mikrogasturbinen und Brennstoffzellenanlagen
- kleine Windkraftanlagen
- kleine Wasserkraftwerke
- Biomasseanlagen
- Notstromaggregate

Diese Anlagen werden in verschiedenen Umgebungen eingesetzt:

- Ein- und Mehrfamilienhäuser
- Landwirtschaftliche Betriebe
- Öffentliche Einrichtungen, z.B. Rathäuser, Schwimmbäder, Schulen
- Gewerbe und Industrie

Typisch für den Einsatz von DEA in Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie öffentlichen Einrichtungen (etwa Schulen oder Rathäusern) ist es, dass sich kein geschultes Betriebspersonal permanent vor Ort befindet. Bei landwirtschaftlich oder gewerblich genutzten Einrichtungen, die Biomasseanlagen oder Eigenerzeugungsanlagen betreiben, ist technisch geschultes Personal zumindest zeitweise vor Ort.

1.4 Energiemanagement

Im Unterschied zu zentralen Kraftwerken müssen Betreiber von DEA keine Leistungsfahrpläne einhalten, sondern können elektrische Energie freizügig in das Netz einspeisen, solange die Anschlussbedingungen erfüllt sind [20]. Die Netzbetreiber sind laut EEG verpflichtet, auch die Einspeiseleistung von dargebotsabhängigen DEA wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen vollständig abzunehmen. Diese Leistung fluktuiert und kann vom Netzbetreiber zwar prognostiziert, im Normalbetrieb aber nicht beeinflusst werden. Eine Aus-

nahme ist laut dem im Januar 2009 aktuellen EEG nur für Anlagen mit mehr als 100 kW Nennleistung und nur bei drohenden Netzengpässen vorgesehen. Insbesondere für DEA mit Anschluss im NSN ist aber häufig die zur Steuerung nötige Leittechnik noch nicht vorhanden.

Es ist unter Experten unstrittig, dass der sichere und technisch sowie wirtschaftlich optimale Betrieb der Netze gefährdet ist, wenn der Anteil von DEA an der Gesamterzeugung unter diesen Bedingungen zu hoch wird (z.B. [21]). Denn die existierenden elektrischen Netze sind auf die Anforderungen ausgelegt, die dezentraler Verbrauch und zentrale Erzeugung - nicht aber dezentrale Erzeugung - mit sich bringen. Die entstehenden technischen Probleme können nur bis zu einem gewissen Anteil verteilter Erzeugung mit klassischen Methoden, wie der Erzeugungsprognose und dem Einsatz von Regelenergie, bewältigt werden. Die genaue Höhe dieses Anteils sowie die Art der auftretenden technischen Probleme ist allerdings stark von den Parametern des jeweiligen Netzes abhängig, die unter anderem die Leistungen und Anschlusspunkte von Lasten und Erzeugern und die Parameter der Netzbetriebsmittel umfassen. Bestimmte Probleme, wie z.B. ein erschwerter Netzwiederaufbau aufgrund unkontrollierter Zuschaltung von DEA, treten aber bereits heute in der Praxis des Netzbetriebs auf. Eine Übersicht über diese technischen Probleme gibt [22]. Eine Übersicht über Problemstellungen, die für den Verteilnetzbetrieb relevant sind, ist Teil des Abschnitts 3.9.4.

In der Wissenschaft werden Verfahren zur Lösung dieser Problemstellungen untersucht. Diese Verfahren sollen allgemein die wirtschaftlich effiziente und technisch sichere Integration einer großen Anzahl von DEA in das elektrische Energieversorgungssystem ermöglichen. Sie finden ihre technische Umsetzung in Form von Energiemanagementsystemen. Dabei handelt es sich um eine technische Einrichtung zur Optimierung von Energieflüssen zwischen Lasten, DEA und/oder elektrischen Speichern, wobei verschiedene Optimierungsziele verfolgt werden. Betrifft die Optimierung Lasten, spricht man auch von „Last-“, im Falle von Erzeugern von „Erzeugungsmanagement“. Zur Begriffsklärung wird im Rahmen dieser Arbeit gemäß [23] der Begriff der „Dezentralen Energieeinheit“ definiert:

Eine *Dezentrale Energieeinheit (DEE)* ist entweder eine dezentrale Anlage zur Stromerzeugung, eine dezentrale elektrische Last oder ein dezentraler elektrischer Speicher.

Wegen der Vielfalt der möglichen Optimierungsziele und Verfahren für Energiemanage-

mentensysteme existieren verschiedene prinzipielle Ansätze, die im Rahmen dieser Arbeit in drei Gruppen eingeteilt werden:

- Ein Energiemanagementsystem heisst „zentral organisiert“, wenn es eine Zentrale umfasst, die:
 - Zugriff auf technische Daten und aktuelle Betriebszustände von DEE hat,
 - den aktuellen oder zukünftigen Betrieb dieser DEE mittels Fahrplänen festlegt und
 - die Fahrpläne an diese DEE verteilt, wobei die Fahrpläne von den DEE eingehalten werden sollen.
- Ein Energiemanagementsystem heisst „dezentral organisiert“, wenn es entweder:
 - über eine Zentrale verfügt, die nicht alle o.g. Eigenschaften aufweist, sondern den Betrieb von DEE mit anderen Mitteln als Fahrplänen beeinflusst oder
 - über gar keine Zentrale verfügt, dafür aber technische Einrichtungen aufweist, die DEE zugeordnet sind, über deren Betrieb entscheiden und dazu über ein Datennetz miteinander kommunizieren.
- Ein Energiemanagementsystem heisst „lokal organisiert“, wenn die Entscheidung über den Betrieb von DEE durch technische Einrichtungen getroffen wird, die den DEE zugeordnet sind und die nicht über ein Datennetz miteinander kommunizieren.

Das im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Energiemanagementsystem ist dezentral organisiert. Zur Abgrenzung sollen im Folgenden Beispiele für andere Organisationsformen gegeben werden.

1.4.1 Zentral organisierte Energiemanagementsysteme

Der Ansatz des „Virtuellen Kraftwerks“ (VK) ist in der Forschung bereits seit einigen Jahren bekannt [24]. Hierbei wird der Einsatz mehrerer DEE durch ein zentral organisiertes Energiemanagementsystem optimiert. Mögliche Optimierungsziele sind z.B. die Einhaltung eines vorgegebenen Gesamtleistungsprofils trotz Nutzung fluktuierender Primärenergiequellen, die Minimierung von Netzverlusten oder die Spitzenlastreduzierung im betrachteten Netzgebiet. Dies ermöglicht wirtschaftliche Vorteile für den Betreiber des VK sowie

ggf. für den Netzbetreiber und den Betreiber der DEE. Nebenbedingungen bei der Optimierung sind die technischen Geräteparameter, Last- und Erzeugungsprognose sowie Parameter der Netzbetriebsmittel. Ergebnis der Optimierung sind Fahrpläne für Lasten und Erzeuger, die von der Zentrale berechnet und an die einzelnen Geräte versandt werden. Diese Fahrpläne müssen die Geräte, gegebenenfalls nach Prüfung und eventueller Korrektur durch die Zentrale, genau einhalten.

Eine einheitliche Definition des Begriffes „Virtuelles Kraftwerk“ wird in der Literatur nicht getroffen. Gelegentlich wird der Begriff sogar in Zusammenhang mit einem dezentral organisierten Energiemanagementsystem verwendet [25]. Daher wird zur Begriffsklärung im Rahmen dieser Arbeit folgende Definition vorgenommen:

Ein zentral gesteuertes VK (zgVK) ist ein zentral organisiertes Energiemanagementsystem, wobei die Zentrale:

- mit allen DEE oder Gruppen von DEE über ein Datennetz kommuniziert,
- technische Kennwerte aller DEE oder Gruppen von DEE kennt (entweder durch Programmierung oder durch Abfrage),
- exakt einzuhaltende Leistungsfahrpläne für die DEE oder Gruppen von DEE berechnet und mittels des Datennetzes an diese versendet und
- nach einer vorgegebenen Zielfunktion eine Optimierung dieser Leistungsfahrpläne vornimmt, wobei die technischen Kennwerten der DEE, aktuelle Messwerte oder weitere Nebenbedingungen berücksichtigt werden.

Vorteilhaft bei diesem Konzept ist die direkte Kontrollmöglichkeit der DEE durch die Zentrale. Dadurch lassen sich viele Optimierungsziele realisieren:

- Erzielen eines vorhersagbaren Bilanzfahrplans für Wirk- und/oder Blindleistung
- Optimale Ausnutzung erzeugter Energie aus erneuerbaren Quellen durch Speicherung oder Lastzuschaltung
- Reduktion der Jahresspitzenlast in einem Netzabschnitt
- Reduktion der Verlustleistung im elektrischen Netz durch Anpassung des Lastflusses
- Teilnahme an den Energiemärkten, z.B. Bereitstellung von Regelenergie

Nebenbedingungen sind dabei u.a. die technischen Eigenschaften und Zustände der angeschlossenen DEE, der abzudeckende Lastgang, die technischen Eigenschaften und Übertragungskapazitäten des elektrischen Netzes und Prognosen über die zu erwartende fluktuierende Einspeiseleistung. Verschiedene Varianten von zgVK wurden bereits praktisch umgesetzt [26] oder werden zur Zeit untersucht. Beispiele für aktuelle Forschungsprojekte in diesem Umfeld ist das europäische Projekt FENIX [27] oder das vom BMU¹ im Rahmen des Technologiewettbewerbs „E-Energy“ geförderte Projekt „Regenerative Modellregion Harz“ [28].

Die 2007 erfolgte Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) hat jedoch auf die Umsetzung von zgVK starken Einfluss. Teil der Novelle ist das sog. Unbundling, das prinzipiell eine Trennung zwischen zwei Geschäftsbereichen der elektrischen Energieversorgung vorschreibt, dem Betrieb der elektrischen Netze einerseits und dem Handel von elektrischer Energie andererseits. Beide Geschäftsbereiche waren vor 2007 typischerweise innerhalb eines Unternehmens integriert. In Folge war der Markteintritt für unabhängige Stromhändler erschwert. Dem soll das Unbundling entgegenwirken, um zu einer weitgehenden Marktliberalisierung zu führen. Das Unbundling hat laut §§ 7-10 EnWG vier verschiedene Ausprägungen:

1. Gesellschaftsrechtliches Unbundling: der Geschäftsbereich „Netzbetrieb“ muss gesellschaftsrechtlich von den anderen Geschäftsbereichen getrennt sein, wenn an das Netz mindestens 100.000 Kunden angeschlossen sind. In der Praxis führte dies zur Ausgründung von Netzgesellschaften.
2. Operationelles Unbundling: der Geschäftsbereich „Netzbetrieb“ muss über eigenes Leitungspersonal verfügen und finanziell unabhängig sein. Personal mit wesentlicher Tätigkeit im Netzbetrieb muss in diesem Geschäftsbereich geführt werden.
3. Informatorisches Unbundling: der Austausch von Informationen zwischen den Geschäftsbereichen wird eingeschränkt. Ein Datenaustausch zwischen den Geschäftsbereichen muss so erfolgen, dass dritten Marktteilnehmern dadurch kein wirtschaftlicher Nachteil entstehen kann.
4. Buchhalterisches Unbundling: die unternehmensinterne Kontenführung der Geschäfts-

¹Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

bereiche muss getrennt sein. Es müssen getrennte Bilanzen erstellt werden.

Nach der Liberalisierung des Strommarktes tritt also das Problem auf, dass die Zentrale nicht ohne weiteres auf alle Nebenbedingungen zugreifen kann. Insbesondere besitzt nur der Netzbetreiber Kenntnis über die Parameter und den aktuellen Zustand des Verteilnetzes, an das die DEE des zgVK angeschlossen sind. Der Netzbetreiber muss wiederum wegen des Unbundling von Handel und Erzeugung getrennt bleiben. Daher kann keiner der nach der Liberalisierung existierenden Marktteilnehmer ein zgVK betreiben, das sowohl Ziele des Netzbetriebs als auch des Last- und Erzeugungsmanagements umfassen würde. Ein vom Netzbetrieb völlig getrenntes Energiemanagement kann aber keinen Beitrag zum sicheren Betrieb des Netzes leisten. In der Forschung hat dieser Umstand bereits zu einer Lösung geführt, bei der zwei verschiedene Zentralen - eine beim Händler, eine beim Netzbetreiber - eingeführt werden, wobei die Zentrale des Händlers DEE-Fahrpläne errechnet, die von der Zentrale des Netzbetreibers auf sicheren Netzbetrieb hin überprüft und freigegeben werden [29]. Schwierig wird die Umsetzung des zgVK auch, wenn eine große Zahl verschiedenartiger Geräte einbezogen werden sollen, die sich im Besitz mehrerer Parteien befinden. Denn die von der Zentrale benötigte Datenbasis sowie die Komplexität des Optimierungsproblems wächst mit der Anzahl der beteiligten Geräte stark an. Ebenso wächst der Aufwand für die Kommunikation, für die es außerdem nach wie vor an gemeinsamen Standards mangelt. Ein zgVK skaliert somit nur schlecht. Insgesamt äußert sich dies darin, dass sich zgVK bis heute nicht im Massenmarkt durchgesetzt haben und sich das zentral organisierte Konzept besonders für die hohe Anzahl DEE im NSN kaum eignet.

1.4.2 Dezentral organisierte Energiemanagementsysteme

Markt- und agentenbasierte Systeme

Verschiedene abgeschlossene und laufende Forschungsprojekte haben zum Ziel, ein Energiemanagementsystem ohne zentrale Steuerungskomponente zu entwickeln. Das Grundproblem hierbei ist es, Mechanismen zu finden, die dennoch eine gezielte Beeinflussung von Last und Erzeugung gestatten, so dass vorgegebene Optimierungsziele erreicht werden können. Typisches Beispiel dafür ist ein Marktmechanismus mit dem Energiepreis als Einflussgröße. Hierbei werden die Erzeuger und Verbraucher mit technischer Intelligenz ausgestattet, welche auf einem virtuellen elektronischen Marktplatz Auktionen über elek-

trische Energiemengen als Handelsgut durchführt. Als Mittel zur Umsetzung wird häufig auf agentenbasierte Systeme zurückgegriffen [30][31][32][33]. Ein Agent ist dabei eine Software, die eigenständig ein vorher definiertes Ziel (z.B. Deckung des Energiebedarfs eines Haushaltes zu minimalen Kosten) unter internen (z.B. abschaltbare Verbraucher) und externen Nebenbedingungen (z.B. herrschende Angebote auf dem Markt) verfolgt [34]. Die Funktionsfähigkeit agentenbasierter Handelssysteme für elektrische Energie wurde nachgewiesen. Dabei werden Verträge über Energielieferungen im Tages- [33] bis hin in den Millisekundenbereich [32] abgeschlossen. Es wurden Lösungen für verschiedene Grundprobleme entwickelt, unter anderem die Entwicklung von Verfahren zum automatisierten Abschluss juristisch bindender Verträge, die Vermeidung von missbräuchlicher Beeinflussung des elektronischen Marktplatzes sowie die Datensicherheit. Die juristische Behandlung von autonom agierenden Agenten ist allerdings umstritten [35].

Die Vorteile dieser Systeme sind die gute Skalierbarkeit und hohe Transparenz für den Einzelkunden. Durch die fehlende Zentrale und die Unempfindlichkeit gegen den Ausfall einzelner Agenten können robuste Systeme entstehen. Es bleiben allerdings noch einige ebenfalls prinzipbedingte Probleme. So würde der direkte Handel zwischen Kleinstanbietern von elektrischer Energie und Endkunden ohne Zwischenhändler einer völligen Marktöffnung gleichkommen, wie sie heute weder vorliegt noch von den derzeitigen Marktteilnehmern angestrebt wird. Eine zentrale Kontrolle über den maximalen Marktpreis für Energie würde das Prinzip des freien Marktes einschränken, wäre aber im Sinne der Endkunden nötig. Weiterhin ist das entstehende Datenaufkommen in einem System intelligenter, miteinander kommunizierender Agenten potenziell sehr hoch und kann nicht von zentraler Stelle kontrolliert werden. Bei reiner marktbasierter Umsetzung des Konzeptes gibt es keine Möglichkeit der direkten Beeinflussung von Last und Erzeugung. Eine solche müsste - z.B. im Falle einer Netzengpassituation - möglich sein, würde aber auch die Gefahr des Missbrauchs öffnen. Es muss ausserdem verhindert werden, dass die elektronischen Märkte eine unvorhersehbare Eigendynamik entwickeln, damit das sicherheitskritische System der elektrischen Energieversorgung nicht gefährdet wird.

Aufgrund der genannten Probleme ist es fraglich, ob gerade die Netzbetreiber, die laut Energiewirtschaftsgesetz die Verantwortung für die Sicherstellung der Energieversorgung tragen, die Entstehung eines vollständig selbstorganisierten elektronischen Marktes dulden oder sogar fördern. Kritisch dafür wird sein, ob es in aktuellen Forschungsprojekten gelingt, die Interessen der Netzbetreiber ausreichend einzubeziehen.

Konzept der dezentralen Entscheidung

Im vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) koordinierten Forschungsprojekt DINAR¹ wurde ein Konzept für ein dezentral organisiertes Energiemanagementsystem entwickelt und umgesetzt, das nicht auf einem selbstorganisierten elektronischen Markt basiert [36][37] [38][39][40]. Den DEE werden technische Einheiten, die Bidirektionalen Energiemanagement-Interfaces (BEMI), zugeordnet. Die BEMI treffen anhand von zeitlich variablen Preisen für Erzeugung und Verbrauch, die sie von einer Leitstelle erhalten, sowie weiteren zentralen und dezentralen Informationen Entscheidungen über den wirtschaftlich optimalen Einsatz der DEE. Dieses Verhalten kann von übergeordneter Stelle zur Steuerung von Lasten und Erzeugern mittels Tarifvorgabe genutzt werden. Die genaue Ausprägung und Umsetzung dieses Ansatzes ist Gegenstand von Kapitel 2.

1.4.3 Lokal organisierte Energiemanagementsysteme

Bei lokal organisierten Energiemanagementsystemen werden lokale DEE aufgrund lokal vorhandener Informationen, z.B. einer Lastprognose oder am Netzanschlusspunkt messbaren physikalischer Größen gesteuert.

Das einfachste Beispiel dafür sind industrielle Energiemanagementsysteme, die den Einsatz von elektrischen Anlagen steuern, um beispielsweise die Spitzenlast des Betriebs zu senken. Da Industriebetriebe typischerweise Sondervertragskunden sind, die einen Leistungspreis an den Stromanbieter zu entrichten haben, ist diese Funktion wirtschaftlich von großem Interesse. Dementsprechend gibt es auf dem Markt eine große Auswahl für industrielle Energiemanagementsysteme dieser Art. Zu typischen Funktionen zählen hierbei die Steuerung von Lüftungsanlagen in Abhängigkeit von Tageszeit oder Anzahl zugeschalteter Geräte, die Steuerung und Überwachung von thermischen Anlagen und die Aufzeichnung und Aufschlüsselung des Energieverbrauchs bzw. der Energiekosten.

Die Optimierungsziele eines lokalen Energiemanagementsystems müssen sich aber nicht allein auf einen einzelnen Anschlussnehmer beziehen. Beispiel für ein lokales Energiemanagementsystem mit optimierender Wirkung auf das gesamte Netz ist die Einführung einer Abhängigkeit der momentanen Gerätewirk- bzw. Blindleistung von der Netzfrequenz bzw.

¹Dezentrale Energieerzeugungsanlagen: technische und wirtschaftliche Integration in den Netzbetrieb und Anpassung von Rahmenbedingungen

der Netzspannung [41]. DEE werden - ggf. mittels Zusatzeinrichtungen - dabei so gesteuert, dass sie in Abhängigkeit von Frequenz oder Spannung selbsttätig mit einer Wirk- bzw. Blindleistungsänderung reagieren. Wird bei Erzeugern die Wirkleistung bei höherer Frequenz reduziert bzw. bei Lasten erhöht, tragen diese zum Ausgleich der Leistungsbilanz im elektrischen Netz bei. Das ist ohne weitere Kommunikationseinrichtungen, also mit sehr geringem Aufwand möglich. Allerdings ist die Frequenz eine Größe, die vom Netzbetreiber oder Energiehändler nicht frei verändert werden kann. Die ans Netz angeschlossenen Lasten und Erzeuger können also nicht gezielt zu einer gewünschten Reaktion bewegt werden.

Eher möglich ist das durch Nutzung der Netzspannung, da diese insbesondere in einseitig gespeisten Niederspannungsnetzsträngen mittels Transformatoren mit Stufenstellern in zulässigen Grenzen einstellbar ist. Dies kann man nutzen, wenn z.B. im Netz installierte DEE ihre Wirkleistung in Abhängigkeit der Spannung regeln [42]. Eine Spannungs-Wirkleistungs-Statik im NSN kann - ggf. in Kombination mit elektrischen Speichern - besonders in Netzen mit hohem Anteil photovoltaischer Einspeisung spannungsstabilisierend wirken [43]. Das Verfahren gewinnt zusätzlich an Flexibilität, wenn Kommunikationseinrichtungen eingeführt werden, mit denen die Abhängigkeit der Wirkleistung von der Spannung geändert werden kann. Ferner hat der Netzbetreiber, nicht jedoch der Energiehändler, durch Anpassung der Sekundärspannung des Ortsnetztransformators die Möglichkeit, Last und Erzeugung zu beeinflussen, was bei einer drohenden Netzüberlast eingesetzt werden kann.

1.5 Motivation

Alternativen zum zgVK, die in das liberalisierte Marktumfeld integriert werden können und mit einer hohen Anzahl von DEE kleiner Leistungen technisch effizient umsetzbar sind, sind Gegenstand aktueller Forschung. Ein dezentral organisiertes Energiemanagement bietet dafür wegen seiner guten Skalierbarkeit und Robustheit einen interessanten Ansatz. Wegen der besseren technischen Kontrollierbarkeit sind besonders solche Alternativen interessant, die nicht völlig auf einem marktbasierten Ansatz beruhen. Dabei muss besonderer Wert auf die Einbeziehung des Systemgedankens, also die gemeinsame Betrachtung von Energiemanagement und Verteilnetzbetrieb bzw. Netzführung gelegt werden.

1.6 Inhalt und Aufbau der Arbeit

Vorliegende Arbeit verfolgt das Ziel, aufbauend auf den Ergebnissen des Forschungsprojekts DINAR ein übergeordnetes dezentral entscheidendes Energiemanagements im elektrischen Verteilnetz zu entwickeln. Die Arbeit leistet dazu folgende Beiträge:

1. Konzeptionelle Beschreibung des übergeordneten dezentral entscheidenden Energiemanagements, Energiewirtschaftliche Einordnung, Klassifizierung von Betriebszuständen und Schnittstellen, Identifikation und Einordnung von technischen Anwendungen und möglichen Mechanismen zur Umsetzung von Anwendungen
2. Entwicklung eines Simulationswerkzeugs zur Untersuchung des Verhaltens des Energiemanagements im elektrischen Verteilnetz
3. Entwicklung eines Verfahrens für eine Anwendung mit simulationsbasierter Untersuchung und Labortest

Bei der Entwicklung eines Energiemanagementsystems sind technische, juristische und ökonomische Fragen relevant. Die Fragestellungen in jedem dieser drei Fachgebiete sind sehr vielfältig. Beispielsweise reichen die technischen Fragestellungen von der Netzplanung [44] bis hin zur Informationstechnik [45] [46]. Um praxisferne Lösungen zu vermeiden, müssen diese Fachgebiete jedoch gemeinsam betrachtet werden. Obwohl der Schwerpunkt vorliegender Arbeit auf technischen Fragestellungen liegt, wird das technische Konzept daher in einen ökonomischen und juristischen Rahmen eingebettet. Der Inhalt der Arbeit orientiert sich an vier Leitfragen:

1. Wie lässt sich das Energiemanagement im liberalisierten Marktumfeld integrieren?
2. Wie muss die technische Schnittstelle zwischen Betreiber des Energiemanagements und Verteilnetzbetreiber gestaltet werden?
3. Welche Aufgaben kann ein dezentral entscheidendes Energiemanagement im elektrischen Verteilnetz erfüllen?
4. Wie kann mit dem Prinzip der dezentralen Entscheidung ein stabiler und wirtschaftlicher Betrieb des Verteilnetzes erreicht werden?

Da diese Arbeit wesentlich auf Ergebnissen des Forschungsprojektes DINAR [40] aufbaut, wird das dort entwickelte Gesamtkonzept sowie die hier untersuchten konzeptionellen Er-

weiterungen in Kapitel 2 zusammengefasst. In Kapitel 3 wird ein Systemüberblick entwickelt und technische Anwendungen des betrachteten Energiemanagementsystems definiert. Dies umfasst eine Beschreibung des Marktumfeldes aus technischer Sicht sowie eine wirtschaftliche Abschätzung. In Kapitel 4 werden Betriebszustände definiert und mögliche algorithmische Mechanismen zur Umsetzung der Anwendungen eingeführt. In Kapitel 5 wird ein Simulationssystem als Basis für die Entwicklung und den Test von Mechanismen beschrieben, das im Rahmen der Arbeit entwickelt wurde. Kapitel 6 fasst Ergebnisse der Nutzung dieses Simulationssystems zur Untersuchung von Algorithmen für ausgewählte Anwendungen zusammen und stellt ein Verfahren für die spezielle Anwendung der anreizbasierten Spannungshaltung im NSN vor. Kapitel 7 behandelt die Ergebnisse eines Laborversuchs zu dieser Anwendung. In Kapitel 8 werden die Potenziale des Konzeptes zusammengefasst und ein Fazit gezogen.

Kapitel 2

Dezentrale Entscheidung aufgrund zentraler und dezentraler Information - Konzept und Umsetzung

Diese Arbeit baut wesentlich auf Ergebnissen des Forschungsprojektes DINAR¹ auf. Um dem Leser den Einstieg zu ermöglichen, werden im Folgenden die relevanten Grundkenntnisse über die Funktionsweise des in DINAR entwickelten Ansatzes zusammengefasst. Für eine ausführliche Darstellung sei auf den Abschlussbericht des Projektes DINAR verwiesen [40].

2.1 Konzeptioneller Ansatz und Voraussetzungen

Im Projekt DINAR wurde das „Konzept der dezentralen Entscheidung“ entwickelt und umgesetzt. Das Konzept dient zur technischen und wirtschaftlichen Integration von DEE im Niederspannungsnetz in den Netzbetrieb. Dezentrale Entscheidung bedeutet, dass die Entscheidung über den optimalen Betrieb von DEE unmittelbar am Netzanschlusspunkt getroffen wird, wobei dort verfügbare (lokale) Informationen sowie relevante zentrale Informationen verwendet werden. Letztere werden von einer zentralen Leitstelle übermittelt. Außerdem wurden Untersuchungen zu den notwendigen gesetzlichen und regulatorischen

¹Dezentrale Energieerzeugungsanlagen: technische und wirtschaftliche Integration in den Netzbetrieb und Anpassung von Rahmenbedingungen

Rahmenbedingungen sowie den wirtschaftlichen Potenzialen durchgeführt.

Als Haupteinsatzort für das Konzept der dezentralen Entscheidung ist das öffentliche Niederspannungsnetz vorgesehen, da dort ein hohes, aber bislang ungenutztes Potenzial für das Energiemanagement identifiziert wurde¹. Dabei gelten folgende Voraussetzungen:

- Das elektrische Netz entspricht dem heute vorhandenen. Zentrale Kraftwerke sind vorhanden.
- Die Anzahl der DEE, deren Betrieb optimiert werden soll, ist hoch (1000 und mehr). Es gibt keine Mindestnennleistung für die einzelnen DEE.
- Die Betreiber der DEE (Kunden) sind juristisch voneinander unabhängig.
- Die Anschlusspunkte der betrachteten Kunden liegen im Niederspannungsnetz.
- Die Kunden haben das Recht, elektrische Energie ohne Bekanntgabe von Fahrplänen („freizügig“) zu verbrauchen.
- Die Kunden haben das Recht, elektrische Energie ohne Bekanntgabe von Fahrplänen zu erzeugen. Die Einspeiseleistung wird durch das Energiemanagement nicht begrenzt, solange der stabile Netzbetrieb nicht gefährdet ist.
- Eine Unabhängigkeit der Kunden vom öffentlichen Energieversorgungssystem („Autarkie“) wird nicht angestrebt.
- Es gilt ein Gleichbehandlungsgrundsatz für alle Kunden, d.h. kein Kunde wird wegen seiner Geräteausrüstung bevorzugt.

2.2 Technische Umsetzung: das Bidirektionale Energiemanagement-Interface

Zur technischen Umsetzung des Konzeptes wird jedem Anschlusspunkt im Niederspannungsnetz eine technische Einrichtung zugeordnet, die die angeschlossenen DEE automatisch steuert. Diese Einrichtung heisst bidirektionales Energiemanagement-Interface (BEMI). Das BEMI optimiert den Betrieb der DEE aufgrund der lokalen und zentralen Informa-

¹vgl. Abschnitt 1.2

tionen automatisch. Die wichtigste zentrale Information sind dabei zeitabhängige Stromtarife, die von der Leitstelle generiert und als Tarifprofile versendet werden. Die Tarifprofile sind dabei jeweils für den Folgetag gültig. Es gibt je ein viertelstündlich aufgelöstes Tarifprofil für Erzeugung und Verbrauch. Für die entsprechende Abrechnung führt das BEMI eine viertelstündliche Last- und Erzeugungsgangzählung durch. Die Zählwerte für den vergangenen Tag werden im Anschluss an die Tarifübertragung an die Leitstelle übermittelt. Der Zeitablauf dafür ist in Abb. 2.1 dargestellt. In [47] wurde gezeigt, dass der Betreiber der Leitstelle mit Hilfe geeigneter Prognoseverfahren in der Lage ist, die Gesamtreaktion einer großen Anzahl von Kunden auf gegebene Tarifprofile durch Auswertung von historisch aufgenommenen Zählwerten vorherzusagen.

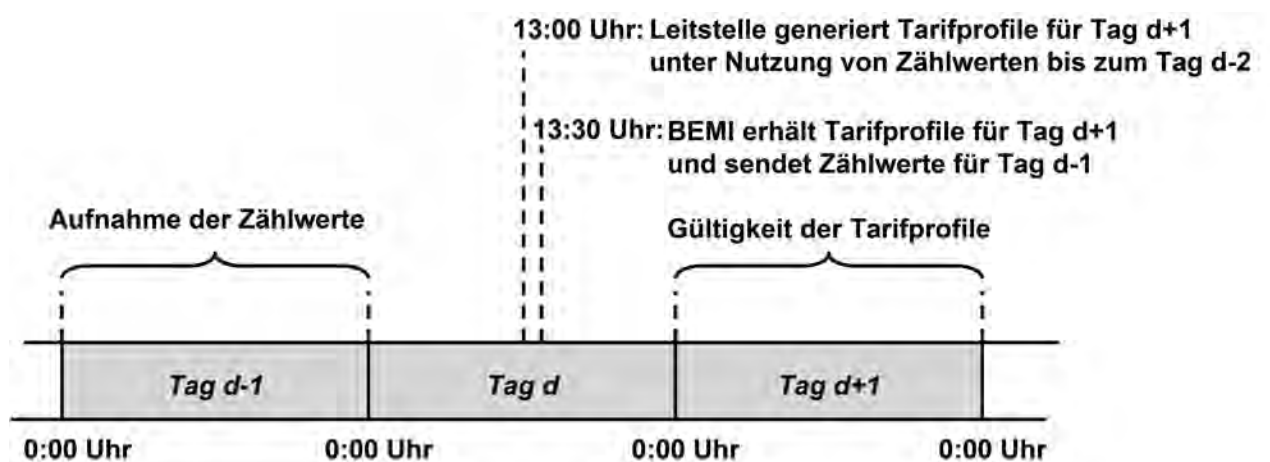


Abbildung 2.1: Zeitablauf für Zählwertsammlung und Tarifübermittlung

2.2.1 Logische Kernfunktionen und Hardware des BEMI

Die Kernfunktionen des BEMI lassen sich in vier Gruppen unterteilen: das Energiemanagementsystem (EMS), das Mensch-Maschine-Interface (MMI), das Mess- und Steuerinterface (MSI) und das Zählerinterface (ZI). Um diese Funktionen umzusetzen, werden verschiedene technische Einrichtungen verwendet. Dabei ist der Großteil der BEMI-Hardware im Zählerschrank des Kunden angeordnet (Abb. 2.2).

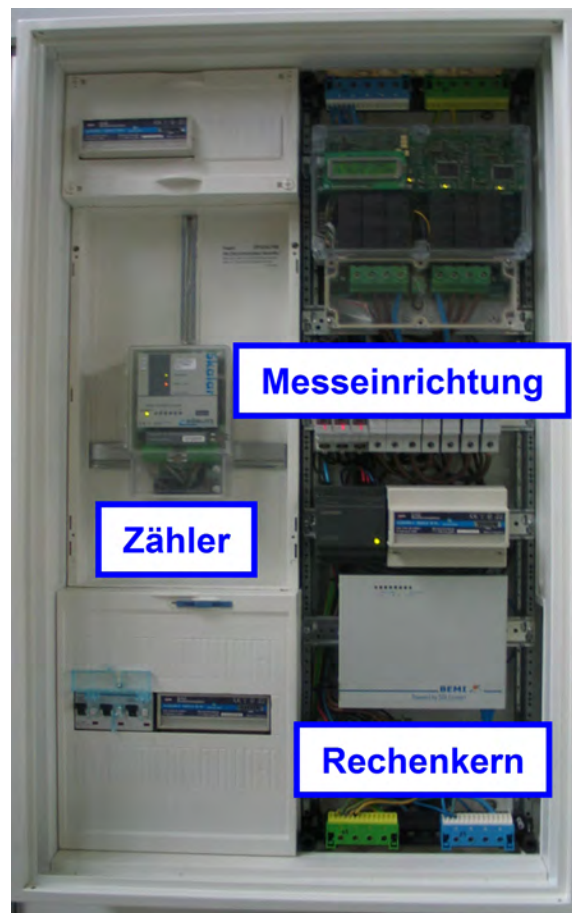


Abbildung 2.2: Zählerschrank mit BEMI-Hardware

Automatisches Energiemanagementsystem

Das EMS optimiert und steuert den Einsatz jeder DEE, wobei dies für alle DEE voneinander unabhängig durchgeführt wird. Die Zielfunktion ist bei Lasten die Minimierung der Strombezugskosten, bei Erzeugern die Maximierung der Verkaufserlöse. Neben dem variablen Tarif, der immer als Nebenbedingung verwendet wird, gibt es je nach Gerätetyp weitere Nebenbedingungen. Zur Implementierung des EMS dienen entsprechende Optimierungsalgorithmen (vgl. Abschnitt 2.2.2), die vom BEMI-Rechenkern ausgeführt werden. Die automatische Steuerung von DEE wird mittels sog. „Schaltboxen“ vorgenommen, die im einfachsten Fall die Stromversorgung der DEE direkt ein- und abschalten. Zur Ansteuerung von KWK-Anlagen im Rahmen des Feldtests im Projekt DINAR [48] wurden die Schaltboxen modifiziert, um proprietäre Interfaces der Anlagen anzusteuern. Zur Kommunikation zwischen Rechenkern und Schaltboxen kommen kabelgebundene oder funkbasierte Übertragungsmedien wie Local-Area Networks (LAN), Wireless LAN (WLAN)

oder ZigBee¹ zum Einsatz. Alternative Kommunikationsmedien befinden sich derzeit in der Erprobung.

Mensch-Maschine-Interface

Das MMI erlaubt die Interaktion zwischen BEMI und dem Kunden mittels eines Personal Digital Assistant (PDA). Die darauf angezeigte Benutzeroberfläche ist internetbasiert. Darüber hinaus gibt es ein vom ISET entwickeltes Webinterface, mit dem sich Parameter der DEE und die Messwerte des MSI anzeigen lassen. Die Nutzung dieses Webinterfaces erfordert im Unterschied zum PDA Wissen über die interne Funktionsweise des BEMI und ist eher für administrative Zwecke gedacht.

Die Grundfunktionen des MMI umfassen die Anzeige der variablen Tarifprofile, der täglichen Verbrauchskosten bzw. Erlöse für die Erzeugung, die Anzeige des Last- bzw. Erzeugungsgangs sowie die Anzeige der Gerätefahrpläne. Bei Geräten, die ein vom Kunden vorbereitetes Programm abfahren (sog. „FPS“-Geräte, vgl. 2.2.2), lassen sich die Fahrpläne auch vom Kunden ändern. Es ist auch ein Zeitpunkt angebar, bis wann ein Programm spätestens abgelaufen sein muss. Das Mensch-Maschine-Interface des BEMI ähnelt damit den Lösungen, die aktuell von mehreren deutschen Energieanbieter im Rahmen von Feldtests für Smart Meters erprobt werden². Die Informationsaufbereitung beim BEMI findet durch den BEMI-Rechnerkern statt und nicht durch einen im Besitz des Energieanbieters befindlichen Server wie bei einigen der derzeit angebotenen Lösungen³. Auch enthalten diese Lösungen keine EMS- und MSI-Funktionalität.

Zählerinterface

Das ZI wird durch geeichte Zähler implementiert. Die Zähler sind per LAN mit dem Rechenkern verbunden, wobei in der Laborversion des BEMI zur Zählwerterfassung das Produkt SKALAR der Görlitz AG eingesetzt wird. Damit wird der zeitliche Verlauf der erzeugten und verbrauchten Wirkleistung mit viertelstündlicher Auflösung erfasst, wobei je-

¹Offener Funknetz-Standard, u.a. zur Heim- und Gebäudeautomatisierung

²Vgl. Pressemitteilung EnBW: EnBW geht als erster mit dem intelligenten Stromzähler in Serie, 8.10.2008

³Vgl. YelloStrom Sparzähler online, <http://www.yellostrom.de/privatkunden/sparzaehler/index.htm> (Januar 2009)

der Messwert dem Durchschnittswert der Wirkleistung in der vergangenen Viertelstunde entspricht. Der Rechenkern archiviert diese Daten, wertet sie zur Darstellung per MMI aus und versendet sie täglich zu Zwecken der Abrechnung an die Leitstelle¹.

Mess- und Steuerinterface

Das MSI erlaubt die Messung von physikalischen Größen am Netzanschlusspunkt. Es besteht aus einer oder mehreren Messgeräten, die mit dem Rechnerkern verbunden sind. Letzterer führt mittels der Messgeräte fortlaufende Messungen durch, archiviert die Ergebnisse und stellt sie zur Fernablesung mittels des MMI zur Verfügung.

Zur Implementierung des MSI wurde vom ISET das Bidirektionale Sicherheitsinterface (BISI) entwickelt [49] und als BEMI-Komponente im Labor erprobt. In der Feldtestversion des BEMI werden die Messwerte von einer Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugehörigen Schaltorganen (ENS) der Firma Ufe GmbH zur Verfügung gestellt und umfassen Spannung, Frequenz und Netzimpedanz am Anschlusspunkt. Des Weiteren ist im Konzept vorgesehen, dass das MSI den Fernzugriff auf Blindleistungs- und Oberschwingungskompensation erlaubt. Die Funktionen des MSI werden im Folgenden als „lokale Systemdienstleistungen“ bezeichnet.

2.2.2 Energiemanagement-Algorithmen des BEMI

Die Algorithmen für das EMS errechnen Fahrpläne für gesteuerte DEE für den Zeitraum, für den das Tarifprofil bereits bekannt ist. Wie aus Abb. 2.1 ersichtlich ist, kann dieser Zeitraum auch über den aktuellen Tag hinaus gehen. Bei den vom EMS gesteuerten DEE wird zwischen folgenden Typen unterschieden:

1. State of charge (SOC)-Geräte sind DEE mit einem elektrischen oder nicht-elektrischen Speicher. Diese können unidirektional (z.B. Kühlgerät) oder bidirektional (z.B. Batterie) sein. SOC-Geräte können mehrere Betriebszustände haben (z.B. Leistungsstufe bei KWK-Anlagen). Der aktuelle Ladezustand des Speichers wird vom BEMI gemes-

¹Im Rahmen dieser Arbeit wird allgemein von „Zählraten“ anstelle von „Messdaten“ gesprochen, um eine Verwechslung mit dem Mess- und Steuerinterface zu vermeiden. Dagegen wird in einschlägigen Vorschriften von „Messung“ gesprochen (etwa im EnWG: „Messstellenbetrieb“)

sen. Die wichtigste Nebenbedingung bei der Optimierung ist es, den Ladezustand jederzeit innerhalb eines vorgegebenen, erlaubten Bereiches zu halten. Damit das EMS optimale Fahrpläne errechnen kann, wird die künftige Änderung des Ladezustands in Abhängigkeit des Betriebszustands geschätzt. Gemessene Daten von Änderungen des Ladezustands werden dabei zur stetigen Verbesserung dieser Schätzung verwendet. Im Zuge der Schätzung erstellt das EMS neben dem Fahrplan auch den geplanten Ladezustand. Eine weitere Besonderheit bei SOC-Geräten ist es, dass der Kunde deren Fahrpläne nicht modifizieren kann. Allerdings werden die Fahrpläne vom BEMI neu berechnet, wenn der reale Ladezustand z.B. wegen Eingriff des Kunden vom geplanten zu sehr abweicht („Neuoptimierung“).

2. Fixed program shift (FPS)-Geräte¹ haben nur zwei Betriebszustände und fahren ein vom Kunden vorbereitetes Programm ab, wobei lediglich dessen Startzeitpunkt vom BEMI beeinflusst werden kann. Das Unterbrechen des Programms ist häufig nicht ohne Störung des bearbeiteten Prozesses möglich. Die wesentlichen Nebenbedingungen bei der Optimierung sind eine maximale Stillstandszeit nach der Vorbereitung des Gerätes durch den Kunden, die Dauer des ausgeführten Programms sowie eine vom Kunden vorgebbare Tageszeit, zu der ein vorher vorbereitetes Programm spätestens abgearbeitet sein muss (Deadline). Durch probeweise Zuschaltung und nachfolgender Leistungsmessung prüft das BEMI, ob ein Programm vorbereitet wurde, wobei die Zeitabstände zwischen den Zuschaltungen die maximale Stillstandszeit nicht überschreiten dürfen. Durch die vorgegebene Deadline wird festgelegt, dass eine Zuschaltung spätestens zum Zeitpunkt der Deadline abzüglich der Programmlaufzeit stattfinden muss. Damit das BEMI erkennt, ob während der Zuschaltung ein Programm anläuft oder nicht, muss der Anschluss für das FPS-Gerät entweder über eine Leistungsmessung verfügen oder es müssen andere Sensoren vorhanden sein, die anzeigen, ob das Gerät vorbereitet wurde.
3. Price power control (PPC)-Geräte haben im eingeschalteten Zustand kontinuierliche oder diskrete Leistungsstufen zwischen einer Maximal- und einer Minimalleistung. Für diese Geräte wird durch das EMS eine Zuordnung zwischen aktuellem Tarif und aktueller einzustellender Leistung mittels einer stückweise linearen Funktion vorgenommen.

¹Die hier beschriebenen FPS-Geräte entsprechen den „Power-based“ FPS-Geräten nach [47].

Beispiele für typische gesteuerte DEE sind:

- SOC: alle Kühlgeräte, KWK-Anlagen, Nachtspeicherheizungen, Batteriespeicher, Plug-in Hybrid- oder Elektrofahrzeuge
- FPS: Waschmaschinen, Trockner, Spülmaschinen
- PPC: Beleuchtungsanwendungen, z.B. Gartenbeleuchtung, Werbeapplikationen

Man kann schätzen, dass 40-50 % des elektrischen Energieverbrauchs in Haushalten auf Lasten entfallen, die vom BEMI gesteuert werden können (vgl. Abb. 1.2, [15] [50] [51]). Wegen den Nebenbedingungen ist allerdings bei weitem nicht der gesamte Energiebedarf dieser Geräte beliebig zeitlich verschiebbar. Geräte aus dem Bereich der Unterhaltungselektronik oder der Zubereitung von Nahrungsmitteln (z.B. Fernseher, Herd, Kaffeemaschine) können typischerweise nicht automatisch gesteuert werden, da die zeitliche Verschiebung ihres Einsatzes die freizügige Verwendung durch den Kunden zu sehr einschränken würde.

Die Algorithmen des EMS wurden in [47] ausführlich beschrieben. Prinzipiell handelt es sich dabei um iterative Optimierungsverfahren, wobei es für SOC- und FPS-Geräte unterschiedliche Algorithmen gibt. Für beide Gerätetypen lassen sich universelle Algorithmen angeben, die durch entsprechende Anpassung der Nebenbedingungen an die Eigenschaften spezieller Geräte angepasst werden können. So wird z.B. eine KWK-Anlage mit demselben Algorithmus optimiert wie ein Kühlschrank, wobei die Speichergrenzen entsprechend angepasst werden sowie das Preisprofil invertiert wird, so dass der Algorithmus eine Zuschaltung der Anlage bei hohem statt bei niedrigem Preis vornimmt.

2.2.3 Algorithmen zur Vorhersage der Kundenreaktion

In [47] sind zwei verschiedene Ansätze zur Prognose der Reaktion einer hohen Anzahl von Kunden auf einen vorgegebenen Preisverlauf entwickelt und anhand einer Simulation getestet worden. Beide Ansätze werten historische Datensätze aus, die aus Paaren aus je einem Tarifverlauf und einem korrespondierenden Zähl Datensatz bestehen. Diese Paare können auch als „Stichproben“ interpretiert werden. Als Eingabe für beide Algorithmen wird ein (ggf. neuer) Tarifverlauf entgegengenommen, für den der zu erwartende Verlauf der Gesamtleistung berechnet wird.

Attribute-based Estimation Management

Mit dem „Attribute-based Estimation Management“ (AEM)-Verfahren kann die Reaktion der Kunden auf beliebige Preisverläufe prognostiziert werden. Es verwendet eine merkmalsbasierte Schätzung, wobei die Merkmale aus den Preisverläufen abgeleitet werden. Beispielsweise bildet die relative Höhe des Preises zu einem bestimmten Zeitpunkt im Vergleich zu den Preisen in einem vorgegebenen Intervall um diesen Zeitpunkt ein Merkmal (z.B. „der Preis um 12 Uhr ist der dritthöchste Preis zwischen 10 und 13 Uhr.“). Die historischen Zählzeiten werden verwendet, um die Kundenreaktion in Form des Energieverbrauchs pro Viertelstunde nach Merkmalen zu klassifizieren. Um eine Prognose für ein neues Preisprofil zu erstellen, werden für jede Viertelstunde des Preisprofils die Merkmale errechnet. Die Prognose für den Energieverbrauch in dieser Viertelstunde wird anschließend aus den historischen Daten errechnet, die ähnliche Merkmale aufweisen.

Fixed Profile Management

Beim „Fixed Profile Management“ (FPM)-Verfahren wird nur eine begrenzte Anzahl von Preisprofilen verwendet. Als Prognose für die Reaktion auf eines dieser Preisprofile werden alle historischen Last- und Erzeugungsprofile zu demselben Preisprofil herangezogen. Diese werden linear kombiniert und nach Alter gewichtet, wobei die jüngste Stichprobe am meisten in die Prognose eingeht. Das FPM-Verfahren wurde in [52] erweitert, so dass auch eine Prognose möglich ist, wenn Geräte gemanaget werden, deren Einsatz von der Aussentemperatur abhängig ist. Dies betrifft z.B. KWK-Anlagen und Wärmepumpen. Beim FPM-Verfahren nachteilig ist, dass zu einem gegebenen Preisprofil mindestens eine Stichprobe bekannt sein muss, um eine Prognose zu bestimmen. Da sich pro Tag für eine Kundengruppe nur eine Stichprobe ergibt, muss die Anzahl der unterschiedlichen Preisverläufe klein sein, um in akzeptabler Zeit eine ausreichende Prognosebasis zu erreichen. In [47] werden Preisverläufe verwendet, bei denen der Preis in 6 gleich langen Zeitintervallen pro Tag einen von zwei möglichen Werten annimmt. Damit beläuft sich die Anzahl der Preisverläufe auf $2^6 = 64$. Unter der Annahme, dass diese Preisverläufe jeweils abwechselnd verwendet werden, dauert es $6 \cdot 64 = 384$ Tage, bis zu jedem Preisverlauf 6 Stichproben vorhanden sind. Ist die Kundenreaktion von weiteren Merkmalen, wie z.B. der durchschnittlichen Aussentemperatur am betrachteten Tag abhängig, verringert sich die

Zahl der auf ein bestimmtes Merkmal bezogenen Stichproben weiter. Daher benötigt in der in [52] beschriebenen Implementierung das FPM-Verfahren eine Lernzeit in der Größenordnung von 1 bis 2 Jahren, um seine maximale Prognosegüte zu erreichen.

In [47] wird vermutet, dass die gleichzeitige Zuschaltung von DEE durch BEMI zu Netzüberlastungen führen könnte. Daher wird die Gesamtheit aller Kunden in Preisgruppen unterteilt, wobei jede Preisgruppe eine endliche Anzahl von Kunden enthält. Jede Preisgruppe erhält ein unterschiedliches Preisprofil, wobei die Verteilung so erfolgt, dass der langfristige Durchschnittspreis für jeden Kunden gleich ist. Bei Anwendung des FPM-Verfahrens wird eine hohe Zahl von Preisgruppen auch benötigt, damit der prognostizierte Gesamtlastgang aller Kunden mittels eines iterativen Verfahrens möglichst nahe an einen gewünschten Gesamtlastgang angenähert werden kann. Es wurde nachgewiesen, dass der Fehler zwischen erreichtem und gewünschtem Gesamtlastgang sowohl mit zunehmender Zahl der Preisgruppen als auch mit zunehmender Zahl von BEMI sinkt. Der Vorteil des FPM-Verfahrens gegenüber dem AEM-Verfahren ist die einfache Implementierbarkeit und die Unabhängigkeit des Ergebnisses von der Definition von Merkmalen. Der Rechenaufwand für die Durchführung ist außerdem geringer als beim APM-Verfahren, weil die Berechnung der Kennwerte für die Merkmale entfällt. Die Fähigkeit des APM-Verfahrens, die Reaktion auf beliebige Preisprofile zu schätzen, wird hingegen in der Praxis nicht unbedingt benötigt. Da kein Verfahren hinsichtlich der Prognosegüte deutliche Vorteile besitzt, wird in [47] das FPM-Verfahren als insgesamt günstiger herausgestellt, aber auch vorgeschlagen, ein kombiniertes Verfahren zu entwickeln.

2.2.4 Marktorganisation und Anwendungen

Bei den Arbeiten im Rahmen des Projekts DINAR wurden verschiedene Varianten für Marktorganisationen für das System aus BEMI und Leitstelle identifiziert. In [47] wird vorgeschlagen, dass ein Energiehändler mit seinen Kunden Verträge abschliesst, die ihm den Betrieb eines dezentralen EMS mittels variabler Tarife erlauben. Der Energiehändler liefert elektrische Energie an die Kunden und nimmt von diesen erzeugte Energie ab. Er stellt jedem Kunden ein BEMI zur Verfügung, wenn dieser noch nicht über eines verfügt. Die Erfassung der Verbrauchsdaten soll in der Hand des Netzbetreibers bleiben. Es wird weiterhin vorgeschlagen, dass der Energiehändler zwar über ein System zur Generierung von

Tarifprofilen verfügt, aber die BEMI-Leitstelle als Kommunikationsserver vom Verteilnetzbetreiber (VNB) oder von einem Dritten betrieben wird. Die identifizierten Anwendungen sind die Optimierung des Energieeinkaufs am Day-Ahead-Markt, die Bereitstellung von Regelernergie sowie der vortägliche Ausgleich von fluktuierender Erzeugung durch DEA, die nicht mit BEMI ausgestattet sind. Letztere Anwendung wurde für zwei spezielle Szenarien untersucht [53].

In den vom Projektpartner EUS GmbH durchgeführten Arbeiten im Rahmen des Projekts DINAR wurden verschiedene Anwendungen für das BEMI identifiziert und jeweils eine Marktorganisation pro Anwendung vorgeschlagen [40]. Die Anwendungen umfassen:

- Erzeugungsmanagement für den optimierten Handel am Spotmarkt durch einen Energiehändler
- Lastmanagement für den optimierten Handel am Spotmarkt durch einen Energiehändler
- Erzeugungsmanagement für die Bereitstellung von Regelernergie an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
- Erzeugungsmanagement für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie an den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)
- Blindleistungskompensation durch Wechselrichter im Niederspannungsnetz

Die Rolle des VNB in den Organisationsformen, die Frage des Betreibers der Leitstelle und die Frage, wer sich im Besitz des BEMI befindet, werden hier jedoch nicht behandelt. Es wird kein einheitliches Marktmodell vorgeschlagen, das die gleichzeitige Umsetzung aller identifizierten Anwendungen erlaubt.

2.2.5 Betriebserfahrungen

Das BEMI wurde im DeMoTec¹-Labor des ISET in einem Demonstrationsaufbau umgesetzt. Der Aufbau umfasst zwei Haushalte, ausgestattet mit je einem BEMI. Als elektrische Lasten werden verschiedene Kühlgeräte, Wäschetrockner und eine Lastenwand zur Simulation nicht steuerbarer Lasten verwendet. Als DEA werden zwei verschiedene KWK-Anlagen verwendet, für die im Rahmen dieser Arbeit eine automatische Steuerung von

¹Designzentrum modulare Versorgungstechnik [54]

Wärmebedarfsprofilen gemäß VDI 4655 umgesetzt wurde. Mittels dieses Aufbaus wurde die Umsetzbarkeit des Konzeptes der dezentralen Entscheidung nachgewiesen. Im Zuge des Feldtests wurde außerdem eine Leitstelle bei den Städtischen Werken Kassel AG installiert, welche die Tarifprofile für eines der beiden BEMI lieferte. Das andere BEMI verwendete Tarifprofile des Day-Ahead-Marktes der European Energy Exchange (EEX), die mit festen Zuschlägen beaufschlagt wurden. Die theoretisch erwarteten Einsparungen durch das EMS konnten durch den Test bestätigt werden (vgl. Tab. 2.1). Ebenfalls erprobt wurde die Einsetzbarkeit des BEMI zur Steuerung von DEE in einem Inselnetz.

Gerät	Mögliche	Einsparung bzw.	Einsparung bzw.
	Abschaltdauer (Testergebnis)	Zusatzerlös (Testergebnis)	Zusatzerlös (theoretisch)
Kühl/Gefrier-Kombination	5-7 h (befüllt)	2,50 €/a	0,47-2,38 €/a
KWK-Anlage	25-30 h	8,37 €/a	10 €/a

Tabelle 2.1: Auszug aus den Ergebnissen des DINAR-Feldtests [40]

Ein weiterer Feldtest des Mannheimer Energieversorgungsunternehmens MVV Energie AG in über 20 Haushalten zeigte die Einsetzbarkeit des Konzeptes in der Praxis [55][56][57]. Im Zuge dieses Feldtests wurden insbesondere die Schaltbox und das MMI durch die Firma Papendorf Software Engineering, die Lizenznehmer des BEMI ist, erheblich weiterentwickelt. Im Zuge der aktuellen Folgeprojekte „Modellstadt Mannheim“ und „Regeneratives Kombikraftwerk Harz“ im Rahmen der eEnergy-Initiative¹ wird eine Weiterentwicklung des BEMI einschließlich weiterer Feldtests vorgenommen. Für das BEMI wurde eine europäische Patentanmeldung durchgeführt [58] und die Bildmarke *ISET-BEMI+*[®] geschützt [59].

2.3 Konzept „Pool-BEMI“ und das BEMI-System

Durch das Projekt DINAR wurde offener Forschungsbedarf in verschiedenen Gebieten identifiziert. Im Rahmen dieser Arbeit ist von besonderer Bedeutung, dass in Projekt DINAR zwar mehrere Anwendungen des Konzeptes der dezentralen Entscheidung identifiziert

¹vgl. <http://www.e-energy.de> (Januar 2009)

wurden, aber noch Forschungsbedarf zur Klärung der Rolle dieser Anwendungen im technischen und ökonomischen Umfeld und zur geschlossenen Darstellung des Gesamtsystems bestand. Außerdem lag keine einheitliche und abschließende Einordnung in ein entsprechendes Marktumfeld vor. Dies führte zur Klassifikation von möglichen Marktorganisationen (vgl. Kap. 3), technischen Betriebsfällen und Anwendungen in diesen Betriebsfällen (vgl. Kap. 4). Ferner war die Frage offen, auf welche Weise das MSI der BEMIs stärker genutzt werden könne und wie eine stärkere Ausnutzung der BEMI-Intelligenz hin zu einem aktiven Verhalten der BEMI erfolgen könne. Dies führte zu dem Konzept der Weiterentwicklung der Leitstelle zu einem übergeordneten Manager, dem „Pool-BEMI“.

Zur Vereinfachung und Abgrenzung wird im Rahmen dieser Arbeit folgende Bezeichnung definiert:

Ein *BEMI-System* besteht aus genau einem Pool-BEMI, allen BEMIs, die von diesem Pool-BEMI aggregiert werden, allen steuerbaren und nicht steuerbaren DEE, die den BEMIs zugeordnet sind sowie der Informations- und Kommunikationstechnik zur Übermittlung von Nachrichten zwischen den genannten Einrichtungen. Das elektrische Verteilnetz ist nicht Teil des BEMI-Systems.

Das Konzept des „Pool-BEMI“ sieht Folgendes vor:

- Das Pool-BEMI ist eine technische Einrichtung, die die Funktionen und Eigenschaften mehrerer BEMIs bündelt.
- Diese Bündelung wird genutzt, um Verfahren zur Erschließung von technischen und wirtschaftlichen Anwendungen des BEMI-Systems umzusetzen.
- Die BEMIs machen dem Pool-BEMI Angebote oder liefern Informationen über freie Ressourcen, beispielsweise zur Verfügung stehendes Erzeugungs- oder Lastverschiebungspotenzial und nehmen damit eine aktivere Rolle ein. Das Pool-BEMI entscheidet unter Einbeziehung dieser „dezentralen“ Information sowie „zentraler“ Information aus dem Marktumfeld über die Aktivierung dieser Ressourcen mit Hilfe von Tarifsignalen, die es den BEMIs zur Verfügung stellt.
- Es stellt dem VNB über diese Schnittstelle Mess- und Systemdienstleistungen zur Verfügung.

Damit gilt:

Das Pool-BEMI fungiert als technische Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und BEMI-System. Es ermöglicht damit die technische Integration von DEE in den Netzbetrieb. Dem Netzbetreiber ermöglicht es die Nutzung von Mess- und Systemdienstleistungen, die zum sicheren Netzbetrieb beitragen oder den Netzbetreiber bei der Aufgabe unterstützen, einer Gefährdung des sicheren Netzbetriebs entgegenzuwirken.

Es sei betont, dass auch in diesem Konzept weiterhin keine direkte Teilnahme der Endkunden am Energiemarkt vorgesehen ist. Ausserdem wird die dezentrale Entscheidung der BEMI über den Betrieb von DEE beibehalten. Eine direkte Durchgriffsmöglichkeit vom Pool-BEMI auf den Betrieb von DEE ist - mit Ausnahme von Notfallsituationen - nach wie vor nicht vorgesehen.

Kapitel 3

Marktintegration des BEMI-Systems aus technischer Sicht

Wie bereits in Kapitel 1.6 erwähnt, spielen juristische und ökonomische Fragen bei einem Energiemanagementsystem eine zentrale Rolle. Die auf dem Energiemarkt herrschenden Rahmenbedingungen haben, wie nicht zuletzt das Beispiel des zentral gemanageten virtuellen Kraftwerks (vgl. 1.4.1) zeigt, entscheidende Auswirkungen auf die Umsetzbarkeit einer technischen Lösung. Ziel dieses Kapitels ist daher die Einbettung des BEMI-Systems in ein entsprechendes Marktumfeld, die Festlegung eines Systembetreibers sowie die Beschreibung eines Geschäftsmodells für diesen Betreiber. Vorgenommen wird außerdem eine Abschätzung der unter Nutzung von BEMI und Pool-BEMI erzielbaren Erlös- bzw. Einsparpotenziale aus Sicht des Kunden.

3.1 These zur Marktintegration

Ein Konzept zum Energiemanagement, wie es beim BEMI realisiert wurde, dient - langfristig gesehen - den Zielen, die Verbreitung von DEA und deren technische Integration in die Netze zu unterstützen. Ferner soll auch die Energieeffizienz durch Information des Kunden über den Energieverbrauch verbessert werden. Es stellt sich die Frage, unter welchen Voraussetzungen ein solches System überhaupt wirtschaftlich sein kann und was „Wirtschaftlichkeit“ in diesem Zusammenhang bedeutet.

Abb. 3.1 zeigt ein stark vereinfachtes Schema eines klassischen elektrischen Energiever-

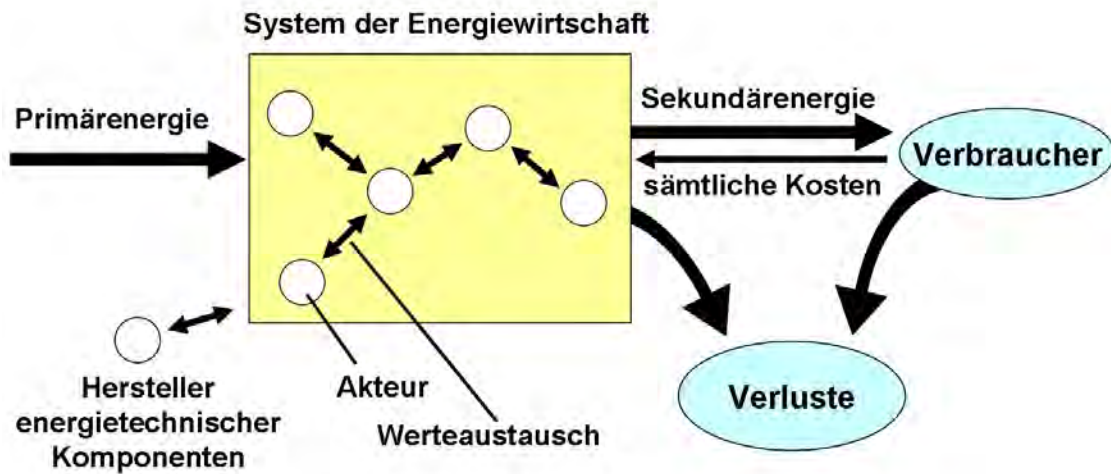


Abbildung 3.1: Vereinfachte abstrakte Darstellung des heutigen Energieversorgungssystems

sorgungssystems aus möglichst abstrakter Perspektive. Innerhalb des Systems gibt es verschiedene Akteure, die prinzipiell drei verschiedene Funktionen erfüllen, mit denen Wertschöpfung betrieben wird:

1. Umwandlung von Primärenergie in elektrische Sekundärenergie (ggf. über Zwischenstufen), typischerweise durchgeführt von Kraftwerksbetreibern
2. Energietransport zum Endverbraucher (Industriekunden bis hin zu Haushaltskunden), durchgeführt von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern
3. Handel, d.h. Einkauf und Verkauf von Primär- und Sekundärenergie, durchgeführt von Lieferanten für die Endverbraucher.

Dabei ist die Wertschöpfung umso höher, je höher die umgewandelte, transportierte oder gehandelte Energiemenge ist. Thermische Energie wird derzeit zum Großteil nicht transportiert, sondern in der Nähe des Verbrauchers mit relativ hohem Nutzungsgrad direkt aus Primärenergie umgewandelt. Elektrische Energie wird dagegen mit geringerem Wirkungsgrad von derzeit gut 40%¹ fern vom Verbraucher aus Primärenergie umgewandelt. Die hierbei entstehenden Wärmeverluste bleiben größtenteils ungenutzt. Weitere Verluste entstehen durch den Energietransport. Die entstehenden Kosten tragen allein die Endverbraucher.

¹Im Jahr 2007 betrug der durchschnittliche Wirkungsgrad der deutschen Kraftwerke 42,6% [60]

Für ein zukünftiges nachhaltiges Energieversorgungssystem werden folgende Annahmen getroffen:

1. Der Energieverbrauch bleibt im Vergleich zu heute im Wesentlichen konstant oder sinkt sogar leicht, da dies aus Gründen des Klimaschutzes politisch unterstützt wird.
2. Die Energieeffizienz wird im Vergleich zu heute erhöht, Verluste werden reduziert.
3. Es werden technische Systeme eingeführt, die Primärenergie in Verbrauchernähe in elektrische und thermische Nutzenergie umwandeln. Dies führt zu einem höheren energetischen Gesamtnutzungsgrad als heute.
4. Durch weitere technische Systeme werden Primärenergiequellen erschlossen, deren Nutzung lediglich Beschaffungs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten der Umwandlungsanlagen verursacht (Erneuerbare Energien). Durch diese Technologien wird ein Teil der bisher genutzten fossilen Primärenergiequellen substituiert. Auch ein Teil dieser Technologien ist in der Nähe der Endverbraucher installiert.

Diese Entwicklung wird nicht durch den Energiemarkt selbst verursacht, sondern von politischen oder gesellschaftlichen Rahmenbedingungen. Beispiel dafür sind das EEG und die politische Unterstützung eines sinkenden Energieverbrauchs bzw. einer erhöhten Energieeffizienz aus Klimaschutzgründen. Gelten die o.g. Annahmen, so ergeben sich folgende Auswirkungen:

- Die insgesamt benötigte Primärenergiemenge sinkt.
- Die transportierte Sekundärenergiemenge sinkt, weil ein Teil der vorher transportierten Sekundärenergie nun direkt beim Kunden aus Primärenergieträgern umgewandelt wird.
- Die gehandelte Sekundärenergiemenge sinkt oder bleibt im Wesentlichen konstant.
- Es entstehen Investitionskosten zur Einführung der neuen technischen Systeme und zur Anpassung des elektrischen Netzes an neue technische Anforderungen.

Daher ist zu erwarten, dass die im System aus Abb. 3.1 gewonnenen Erlöse sinken. Gewinner sind neue Akteure, die aber ausserhalb des klassischen Systems liegen, z.B. Hersteller von DEA. Die Systemkosten bleiben dagegen nahezu gleich oder steigen wegen den ent-

stehenden Investitionskosten an [61]. Diese steigenden Systemkosten tragen letztendlich nach wie vor die Endverbraucher. Im Ergebnis steigen also die Kosten für den Endverbraucher, während nur solche Akteure profitieren, deren Gewinne nicht proportional vom Energieumsatz abhängen.

Daraus wiederum folgt die These:

Die Entwicklung eines nachhaltigen Energieversorgungssystems ist für einen klassischen Teilnehmer am Energiemarkt, dessen Gewinne nur dann steigen, wenn die gehandelte, transportierte oder aus fossilen Quellen umgewandelte Energiemenge steigt, wirtschaftlich uninteressant.

Ein solcher Marktteilnehmer muss also neue Geschäftsfelder erschliessen, die aber Investitionen verursachen, welche sich nur langfristig auszahlen. Durch Änderung von gesetzlichen Rahmenbedingungen können zwar Anreize für solche Investitionen geschaffen werden, allerdings trägt die Kosten nach wie vor der Endverbraucher (EEG, KWKG). Aufgrund der erforderlichen Investitionen lassen sich Konzepte für nachhaltige Energieversorgungssysteme nur sehr schwer im heutigen Markt einführen, solange kein gesetzlicher Zwang herrscht. Dies betrifft auch das BEMI-System.

Im Allgemeinen ist es also wenig sinnvoll, ein Konzept wie das BEMI aus wirtschaftlicher Sicht zu bewerten, indem man es rein mit den heute herrschenden Verhältnissen vergleicht. Als Vergleichsbasis würde sich eher ein künftiges Szenario eignen, in dem neue Erzeugungstechnologien technisch und wirtschaftlich nicht effizient im Netz integriert sind oder aber auf eine nachhaltige Energieversorgung verzichtet wird. In letzterem Fall wären allerdings sämtliche wirtschaftlichen Folgen abzuschätzen. Dies müsste die Folgen eines durch die Verbrennung fossiler Ressourcen verstärkten Klimawandels mit einbeziehen, die aus heutiger Sicht aber nur mit hoher Unsicherheit einzuschätzen sind.

Vorliegende Arbeit verfolgt daher nicht das Ziel zu zeigen, wie ein Umbau des Energieversorgungssystems zu mehr Nachhaltigkeit für Endkunden oder klassische Marktakteure wirtschaftlich vorteilhaft vonstatten gehen kann. Folgende Betrachtung findet daher unter der Annahme statt, dass die beteiligten Marktteilnehmer sich bereits im Umfeld eines nachhaltigen Energieversorgungssystems bewegen, das sich aus wirtschaftlichen oder politischen Gründen durchgesetzt hat. Nötige Investitionen für dessen Einführung werden größtenteils ausser Acht gelassen. Den klassischen Akteuren kann das erarbeitete Konzept

aber durchaus einen Weg aufzeigen, wie neue Geschäftsfelder erschlossen werden können.

3.2 Kernaussagen für Marktumfeld und Geschäftsmodell aus technischer Sicht

Im Rahmen dieser Arbeit werden ausschließlich Märkte betrachtet, auf denen Handel mit elektrischer Energie und Handel mit damit verbundenen Dienstleistungen stattfindet. Die hier relevanten Kernaussagen für das Marktumfeld aus technischer Sicht sind:

- Welche Teilnehmer agieren auf dem Markt?
- Welche Funktionen führen die Teilnehmer auf dem Markt aus?
- Welche technischen Einrichtungen nutzen die Teilnehmer?
- Welche Teilnehmer sind Besitzer, welche sind Betreiber der technischen Einrichtungen?
- Welche vertraglichen Beziehungen herrschen zwischen den Teilnehmern?
- Auf welche Weise interagieren die Teilnehmer, d.h. welche Werte (Energienmengen, Dienstleistungen) bieten sie an bzw. tauschen sie aus?
- An welche Gesetze und Regulierungen sind die Teilnehmer gebunden?

Zur Begriffsklärung wird definiert:

Der *Betreiber* einer technischen Einrichtung ist für deren Einbau, Wartung und Instandhaltung verantwortlich. Er kann sich vom rechtlichen *Besitzer* der Einrichtung unterscheiden.

Ein Geschäftsmodell aus technischer Sicht bezieht sich auf einen bestimmten Marktteilnehmer, hier den Betreiber des BEMI-Systems. Es beinhaltet folgende Kernaussagen:

- Welches ist die grundlegende Geschäftsidee?
- Welche Produkte bietet der Marktteilnehmer gegenüber anderen an und wie erstellt er diese Produkte?

- Welche technischen Einrichtungen nutzt der Teilnehmer? Welche davon besitzt/betreibt er selbst, welche setzt er bei anderen voraus?
- Welche technischen Schnittstellen hat der Teilnehmer zu technischen Einrichtungen anderer?
- Welche Werte werden zwischen dem Teilnehmer und anderen Teilnehmern ausgetauscht?
- Wie hoch sind die Investitionskosten für die Einrichtungen und Schnittstellen?
- Wie hoch sind die Kosten und Erlöse und welchen Gewinn kann der Teilnehmer erzielen?
- Welche Parameter beeinflussen die Kosten und Erlöse?

Bekannte Forschungsprojekte im Bereich der Energieversorgung und des Energiemanagements (u.a. DINAR [40], DEZENT [32], DENSAN [62], SESAM [33], BUSMOD [63]) untersuchen typischerweise einen Teil der genannten Fragestellungen. Oft werden jedoch technische Aspekte zugunsten der wirtschaftlichen und juristischen ausgeklammert oder umgekehrt.

3.3 Abgrenzung

Im Unterschied zur Betrachtung von Markt- und Geschäftsmodellen aus betriebswirtschaftlicher Sicht werden folgende Themen hier nicht behandelt:

- Aufstellung eines Businessplans, Finanzierung, Investitionsrechnung
- Gesellschaftsformen der Marktteilnehmer, Vertragsgestaltung zwischen den Marktteilnehmern
- Genauer Ablauf des Handelsgeschehens auf dem Markt, Einfluss des Handelsgeschehens auf den Börsenhandel
- Szenarienbasierte, quantitative Analyse

Aus diesem Grund wird von „Marktumfeld“ anstelle von „Marktmodell“ gesprochen.

3.4 Grafische Darstellung des Marktumfelds

Ein wesentliches Hilfsmittel zur Beschreibung des Marktumfelds ist eine geeignete grafische Darstellung. Eine sehr detaillierte Darstellungsweise dazu wurde im Projekt BUS-MOD [63] entwickelt. Im Rahmen dieser Arbeit wird jedoch eine vereinfachte Darstellung verwendet, die technische Einrichtungen und technische Schnittstellen unter den Teilnehmern einschließt.

Die Marktteilnehmer werden durch Symbole dargestellt, die auch technische Einrichtungen zeigen (Abb. 3.2)¹. Wenn im Text nicht anders erwähnt, sind die Marktteilnehmer Besitzer als auch Betreiber dieser Einrichtungen.



Abbildung 3.2: Beispiele für die grafische Darstellung von Marktteilnehmern ohne und mit technischen Einrichtungen sowie mit technischen Einrichtungen, die zu einer Baugruppe gehören

3.5 Bedeutung von Marktumfeld und Geschäftsmodell

Es gibt mehrere Gründe, warum Marktumfeld und Geschäftsmodell im Rahmen einer technischen Untersuchung überhaupt von Bedeutung sind. Die Definition eines Marktumfelds aus technischer Sicht trägt zur Systemabgrenzung bei und gibt erste Hinweise auf die nötige technische Infrastruktur und nötige Datenschnittstellen zwischen den Marktteilnehmern. Außerdem ermöglicht erst das Geschäftsmodell eine wirtschaftliche Bewertung. Diese gibt wiederum Auskunft darüber, welche Kosten die technischen Lösungen verursachen dürfen. Schließlich lassen sich aus dem Geschäftsmodell Anforderungen an technische Einrichtungen des betrachteten Marktteilnehmers und seiner Geschäftspartner ableiten. Es hilft damit zu erkennen, welche technischen Lösungen benötigt werden und wofür diese verwendet

¹Lasten und DEA werden beim Kunden nicht gesondert dargestellt.

werden.

Die europäischen Energiemärkte sind seit der Einführung der Marktliberalisierung, die durch die Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 2005 in deutsches Recht umgesetzt wurde, in einem Umbruch begriffen. Dies hat sich 2008 unter anderem mit dem Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für den Wettbewerb fortgesetzt. Der Gesetzgeber möchte mit diesen Rahmenbedingungen Anreize setzen, um die Bildung eines nachhaltigen Energieversorgungssystems zu beschleunigen. Daraus ergibt sich die Frage, ob die heutige Marktorganisation überhaupt als Basis für die Entwicklung und Bewertung eines zukünftigen Marktumfeldes verwendet werden kann. Dafür sprechen folgende Gründe, die im Rahmen dieser Arbeit als Annahmen gelten:

- Kernaspekte der heutigen Märkte, wie die Trennung von Netz und Erzeugung, der diskriminierungsfreie Netzzugang und die freie Wahl des Energiehändlers für den Kunden, werden voraussichtlich auch in Zukunft Ziel der EU bleiben.
- Das in Deutschland seit 2005 geltende EnWG bildet die EU-Ziele als nationales Gesetz ab und wird voraussichtlich mittelfristig Bestand haben.
- Der derzeitige Markt bildet den Ausgangspunkt für die Einführung verteilter und erneuerbarer Erzeugung, auch wenn sich in Zukunft ein anderes Marktmodell durchsetzt (z.B. Bildung regionaler Microgrids ohne Trennung von Netz und Erzeugung). Die Umgestaltung der Märkte erfolgt nur schrittweise.

3.6 Bewertungskriterien

Die Ergebnisse des Projekts DINAR zeigen, dass verschiedene Marktumfelder und Geschäftsmodelle denkbar sind, die verglichen werden müssen (vgl. Abschnitt 2.2.4). Daraus ergibt sich die Frage, welche Kriterien man für diesen Vergleich heranzieht. In der Betriebswirtschaftslehre herrscht oft eine wirtschaftliche Bewertung vor. Bei der Integration des BEMI-Systems in den Markt herrschen aber nicht allein wirtschaftliche, sondern auch technische, politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen. Daher werden im Folgenden weitere Bewertungskriterien definiert.

Basis für die Bewertung ist das aktuelle Marktumfeld des deutschen Energiemarkts. Die Bewertungskriterien dienen teils dazu, verschiedene Szenarien für Marktumfelder mit der

aktuellen Situation zu vergleichen, teils dazu, die Szenarien untereinander zu vergleichen:

Rahmenbedingungen (rechtlich und wirtschaftlich)

- Wie stark müssen bestehende Rahmenbedingungen modifiziert werden?
- Gibt es Konflikte mit bestehenden Rahmenbedingungen, insbesondere der Marktliberalisierung?
- Ist der Netzzugriff diskriminierungsfrei möglich?
- Sind Netzbetrieb und Erzeugung getrennt?

Einführung des Marktumfelds

- Entspricht das Marktumfeld dem Eigeninteresse aller Teilnehmer oder gibt es Interessen, die dem Modell widersprechen?
- Welche neuen Aufgaben müssen die Teilnehmer im Vergleich mit dem aktuellen Umfeld übernehmen? Entsprechen diese Aufgaben dem Kerngeschäftsbereich der Teilnehmer?
- Welches ist der Antrieb für die Einführung des Marktumfelds?
- Fördert das Umfeld die Verbreitung von BEMI und Pool-BEMI?

Verhältnis zwischen den Marktteilnehmern

- Welche Möglichkeiten haben Marktteilnehmer, die in gegenseitigem Vertragsverhältnis stehen, um zu kontrollieren, ob sich der Partner vertragsgemäß verhalten hat?
- Können sich Marktteilnehmer gegenseitig schaden, um einen eigenen Vorteil zu erzielen?
- Sind Monopole möglich (Beherrschung eines Teilmarktes durch einen Teilnehmer, Ausschaltung von Konkurrenten)?

Technische Bewertung

- Wie hoch ist der technische Aufwand zur Umsetzung des Markt/Geschäftsmodells?
- Ist heute bereits vorhandene technische Infrastruktur weiter verwendbar?
- Trägt die Umsetzung des Modells zur Erhöhung des Anteils DEA bei?

Wirtschaftliche Bewertung

- Welche Investitionen erfordert die Umsetzung des Modells bei den einzelnen Teilnehmern?
- Welche laufenden Kosten entstehen?
- Welche Gewinne können die Teilnehmer erzielen?
- Kann eine „Win-Win“ Situation entstehen?

3.7 Grundlagen des heutigen Energiemarkts

Im Folgenden werden die für die weiteren Betrachtungen relevanten Aspekte des heutigen Marktumfeldes behandelt. Dies betrifft besonders die Beziehung zwischen Kunde, Energiehändler (EH) und Verteilnetzbetreiber (VNB). Abb. 3.3 zeigt eine vereinfachte Darstellung des derzeitigen Marktumfeldes in Deutschland mit den relevanten Beziehungen. Die

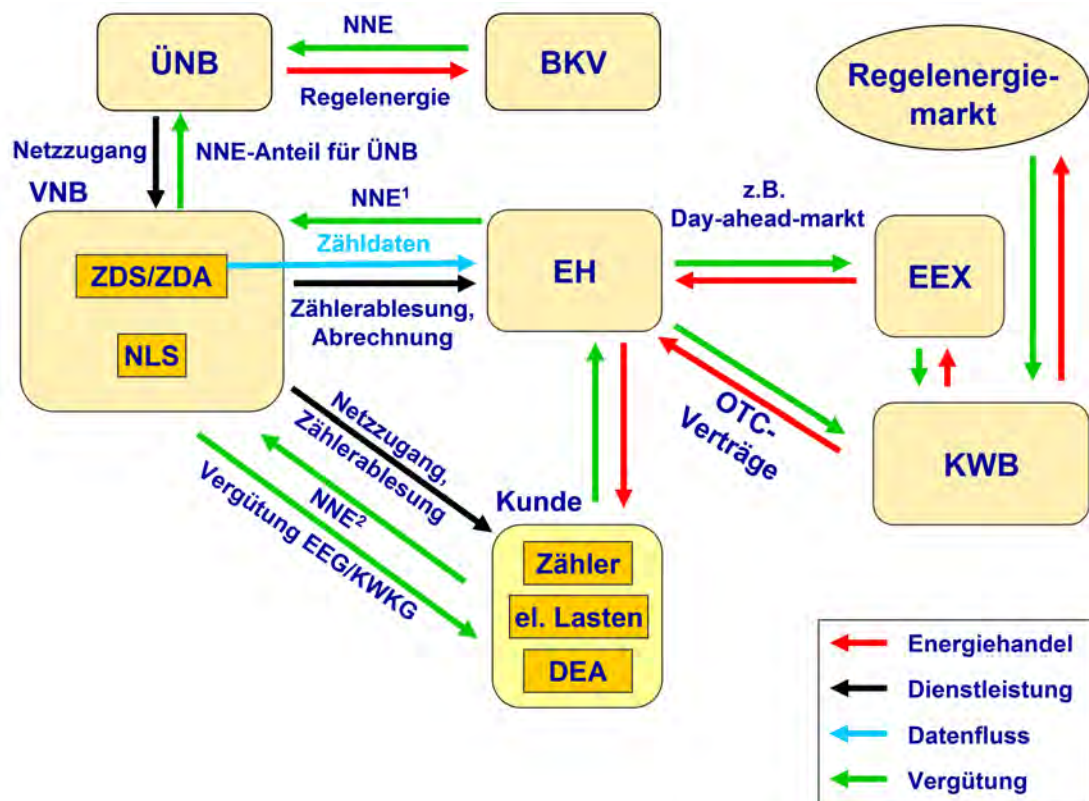


Abbildung 3.3: Schematische Darstellung des heutigen Marktumfeldes

Marktteilnehmer wurden hier nach Funktionen getrennt, obwohl man auf dem aktuellen Energiemarkt aus historischen Gründen häufig Unternehmen findet, die mehrere Funktionen bündeln. Beispielsweise fungieren viele Stadtwerke gleichzeitig als EH und Kraftwerksbetreiber (KWB). Die Trennung nach Funktionen schließt also die gesellschaftsrechtliche Bündelung nicht aus. Eine Ausnahme bilden die Netzbetreiber, für die das EnWG eine gesellschaftsrechtliche Trennung von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung verlangt (vgl. 1.4.1).

Die Marktteilnehmer sind an eine Vielzahl von Verordnungen gebunden. Im Rahmen dieser Arbeit sind insbesondere relevant:

- Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)
- Stromnetzzugangsverordnung (Strom-NZV)
- Stromnetzentgeltverordnung (Strom-NEV)
- Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)
- Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas¹
- Verordnung zum Erlass von Regelungen über Messeinrichtungen im Strom- und Gasbereich (Messzugangsverordnung, MessZV)
- Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG)
- Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft- Wärme-Kopplung(Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG)

Die Verordnungen finden in bilateralen Verträgen zwischen den Teilnehmern Ausdruck².

3.7.1 Funktionen der Marktteilnehmer

Erzeugung und Verbrauch: Kunden im Sinne obiger Darstellung sind immer Letztverbraucher für elektrische Energie, die einen Anschlusspunkt im Verteilnetz des VNB nutzen.

¹Nur für Kunden mit All-inclusive-Vertrag

²Nur für Kunden ohne All-inclusive-Vertrag

¹Umgesetzt durch Änderung des EnWG laut Beschluss des Bundestags vom 29.08.2008

²Strom-NZV §§23-26

Sie besitzen und betreiben elektrische Lasten und ggf. DEA, die entweder Eigenerzeugungsanlagen sind oder unter das EEG oder KWKG fallen. Diese Kunden sind nicht verpflichtet, Lastfahrpläne anzumelden, dürfen Energie also „freizügig“ verbrauchen. Auch der Betrieb von DEA erfordert keine Fahrplananmeldung, solange die technischen Anschlussbedingungen eingehalten werden¹². Im Unterschied dazu müssen die gezeigten KWB Erzeugungsfahrpläne beim Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) bzw. ÜNB anmelden [64].

Netzbetrieb und Systemdienstleistungen: Für den sicheren Netzbetrieb sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verantwortlich (sog. „Systemverantwortung“)³. Für die VNB gilt dies entsprechend, soweit sie *„für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind“* (§14 Abs. 1 EnWG).

In der Praxis liegt die Verantwortung für die Herstellung der Leistungsbilanz sowie die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie im Falle eines Bilanzungleichgewichts bei den ÜNB bzw. BKV. Der VNB besitzt und betreibt das elektrische Verteilnetz. Dies umfasst die Wartung und Instandhaltung der Netzbetriebsmittel⁴, die Netzausbauplanung und den Netzausbau sowie den Netzbetrieb. Zu letzterem zählen die fortlaufende Überwachung und Optimierung des Netzzustands mittels leittechnischer Systeme (sog. SCADA⁵-Systeme) sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen [65]. Der VNB versorgt die Kunden im Rahmen der Spannungshaltung auch mit Blindleistung. Bei Sondervertragskunden wird diese mittels entsprechender Zähler erfasst und in Rechnung gestellt. Andere Kunden, wie z.B. Haushaltskunden im Niederspannungsnetz, benötigen zwar wegen nicht-ohmscher sowie nichtlinearer Lasten Blindleistung [66], aber diese wird i.A. nicht gesondert in Rechnung gestellt⁶. In den Niederspannungsnetzen fehlt heute ferner i.A. die leittechnische Anbindung, so dass keine aktuelle Überwachung stattfindet. Dies gilt auch dann, wenn dort DEA angeschlossen sind.

Netzbetrieb und andere Aufgaben der Energieversorgung, insbesondere Erzeugung und

¹Richtlinie zum Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen an das Mittelspannungsnetz

²Richtlinie zum Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz

³§13 EnWG

⁴dazu zählen auch zunehmend leit- und informationstechnische Einrichtungen

⁵Supervisory control and data acquisition

⁶Laut §16 Abs. 2 NAV kann der VNB vom Kunden den Einbau von Blindleistungskompensationsanlagen verlangen, wenn dessen Leistungsfaktor ausserhalb des Bereichs von 0.9 induktiv bis 0.9 kapazitiv liegt.

Verbrauch, müssen gesellschaftsrechtlich, operationell, informatorisch und buchhalterisch¹, aber nicht zwingend eigentumsrechtlich getrennt sein. Der Netzzugang muss diskriminierungsfrei möglich sein², d.h. kein Marktteilnehmer, der das Verteilnetz nutzen möchte, darf vom VNB bevorzugt oder benachteiligt behandelt werden³. Die Netzbetreiber berechnen den Kunden oder unterlagerten Netzbetreibern für Ihre Dienstleistungen Netznutzungsentgelte (NNE)⁴, die mittels Kostenwälzung allein durch die Kunden als Endverbraucher getragen werden. Die KWB tragen keinen Anteil an den NNE.

Handel: Der Wirkenergiehandel ist heute die einzige Aufgabe des EH. Bei Kunden mit viertelstündlicher Lastgangmessung (LGZ) wird der Jahresverbrauch in Abstimmung zwischen EH und VNB prognostiziert⁵. Für Kunden ohne LGZ werden Standardlastprofile eingesetzt, die den Kunden vom VNB zugeordnet werden⁶. Aufgrund der Prognose und der vorliegenden historischen Zählzeiten, die auch vom EH oder vom Kunden gemessen werden können⁷, beschafft der EH Energie von verschiedenen KWB, der EEX (z.B. Day-Ahead-Markt für Stundenkontrakte ein Tag im Voraus oder Intraday-Markt bis 75 Minuten vor Lieferung [67]) oder anderen EH. Ferner sind EH, die Letztverbraucher beliefern, verpflichtet, einen relativen Anteil der an die Verbraucher gelieferten Energie vom regelverantwortlichen ÜNB aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Dieser Anteil ist für jeden EH gleich⁸. Die Lieferung erfolgt in der Praxis bislang als Bandlieferung in Form eines Quartalsbandes [68]⁹. EH, die ihre Energielieferungen ohnehin zu mindestens 50 % aus erneuerbaren Quellen decken, sind von der Regelung ausgenommen¹⁰. Für KWK-Anlagen gilt kein solcher Zwang für die EH, jedoch erlaubt das KWK-Gesetz den Netzbetreibern

¹§§7-10 EnWG

²§20 EnWG

³In der Praxis hat dies z.B. zur Folge, dass alle EH, die Kunden unter Nutzung des Netzes eines VNB beliefern, die Zählzeiten ihrer Kunden zur gleichen Zeit erhalten müssen, damit kein EH einen Marktvorteil hat.

⁴Strom-NEV

⁵§13 Abs. 1 Strom-NZV

⁶§12 Abs. 1 Strom-NZV

⁷Diese Zählzeiten sind nur für die Prognose, nicht für die Abrechnung relevant

⁸§37 Abs. 1 und 2 EEG

⁹vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU, Hrsg.): „Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien“, Konsolidierte Fassung, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/eeg_2009_begr.pdf (Zugriff im März 2009)

¹⁰§37 Abs. 1 EEG

den Verkauf des aus KWK-Anlagen gelieferten Stroms¹. Damit erfolgt eine unidirektionale Energielieferung vom EH an die Kunden. Als Abnehmer für vom Kunden mittels DEA erzeugter Energie nach EEG oder KWKG gilt der VNB². Daher wird der Kunde vom VNB für Energie aus diesen Quellen vergütet. Diese Vergütung wird mittels dem Wälzungsmechanismus über die ÜNB letztendlich auf alle Letztverbraucher umgelegt [68]. Darüber hinaus hat sich ein Handel mit Regelenergie etabliert, der von den ÜNB im Rahmen einer täglichen Auktion organisiert wird [69]. Die Ausschreibung von Primär- und Sekundärregelenergie erfolgt dabei monatlich. Für Minutenreserveleistung findet eine tägliche Ausschreibung statt (vgl. Abschn. 3.9.3). Anbieter von Regelenergie sind typischerweise KWB.

Zählung und Wirkleistungsabrechnung: Der Messstellenbetrieb³ sowie die Messung ist grundsätzlich Aufgabe des VNB⁴. Der Messstellenbetrieb sowie - nach der Einführung des Gesetzes zur Öffnung des Messwesens für Strom und Gas am 29.08.2008 - die abrechnungsrelevante Messung kann auf Wunsch des Kunden aber auch von einem Dritten durchgeführt werden, wobei die Zähler dem Eichrecht und den Anforderungen des VNB genügen müssen. Letztere müssen nichtdiskriminierend sein. Die Zählraten werden zur fristgerechten und vollständigen Abrechnung vom Messstellenbetreiber an den VNB weiter gegeben⁵. Der Zähler selbst steht im Eigentum des Messstellenbetreibers⁶. In der Praxis ist häufig noch der VNB Messstellenbetreiber, was in Abb. 3.3 angenommen wurde. Der VNB ist ferner verpflichtet, die Messdaten aufzubereiten (Zählratenaufbereitung ZDA in Abb. 3.3), zu archivieren (Zählratenspeicher ZDS in Abb. 3.3) und abrechnungsrelevante Daten an die Netznutzer (Kunden) zu übermitteln⁷. Diese Aufgaben werden in der Praxis mittels sog. Energiedatenmanagement-Systeme durchgeführt. Auch der EH kann gemäß Lieferantenrahmenvertrag mit dem VNB Zugriff auf diese Daten erhalten.

Diese Regelungen erlauben es den EH, künftig als Messstellenbetreiber aufzutreten. Erste EH haben die Absicht dazu bereits kurz nach der Veröffentlichung der Regelungen im

¹§4 Abs. 2 KWKG

²§8 Abs. 1 EEG bzw. §4 Abs. 1 KWKG

³Einbau, Wartung und Betrieb von Messstellen („Zählern“) bei den Kunden, vgl. §3 Abs. 26b EnWG

⁴§21 Abs. 1 EnWG

⁵§21 Abs. 2 EnWG

⁶§21 Abs. 3 EnWG

⁷§4 Abs 4 MessZV

Bundesgesetzblatt am 8.09.2008 angekündigt¹. Die Messung selbst wird bisher nur bei Sondervertragskunden und Kunden mit einem Jahresverbrauch über 100.000 kWh als viertelstündliche registrierende Lastgangmessung (LGZ) durchgeführt². Bei Haushaltskunden wird üblicherweise lediglich der Jahresverbrauch gezählt. Diese Situation wird sich mit der Einführung von intelligenten Zählern ändern, deren Installation aufgrund der neuen Gesetzeslage³ ab 1.01.2010 zu erwarten ist.

Bei Kunden, die DEA betreiben, führt der VNB außerdem eine getrennte Erzeugungszählung durch, die er zur Berechnung der Vergütung nach EEG, KWKG bzw. von vermiedenen Netznutzungsentgelten (VNNE)⁴ durch die dezentrale Erzeugung verwendet.

Abrechnung der Netznutzung: Besteht zwischen EH und Kunde ein All-inclusive-Vertrag (üblich bei Haushaltskunden), so rechnet der EH nicht nur den Energieverbrauch mit dem Kunden ab, sondern berechnet ihm auch NNE, die er im Auftrag des VNB einzieht und an diesen weiterleitet. Für den Betrieb und die Ablesung des Zählers durch den Messstellenbetreiber zahlt der Kunde eine Zählermiete („Servicepauschale“), die analog zu den NNE bei einem All-inclusive-Vertrag vom EH eingezogen wird.

Kundenservice: Da der VNB durch die Messdatenaufbereitung und -archivierung maßgeblich an der Abrechnung der Energielieferung zwischen EH und Kunden beteiligt ist, muss er eine Kundendatenbank führen, die jedem Kunden einen Lieferanten zuordnet. Damit ist der VNB auch beteiligt, wenn ein Kunde seinen Lieferanten wechselt⁵. Auch bei Versorgungsausfällen treten die Kunden an den VNB heran, so dass Kundenservice und -beratung ein nicht unerheblicher Anteil der Tätigkeit sowohl von VNB als auch EH ist.

3.7.2 Werteflüsse

Zur Begriffsklärung wird definiert:

¹vgl. Presseinformation Yello Strom GmbH, Köln, 8.09.2008, <http://www.yellostrom.de/presse/deutsch/pressemitteilungen/2008/yello-mdl/index.html?start=2002> (Januar 2009)

²§12 Strom-NZV

³§21b Abs. 3b EnWG

⁴§18 Strom-NEV

⁵§ 14 Strom-NZV

Ein Wertefluss ist ein Austausch von Dienstleistungen oder Vergütungen zwischen zwei Marktteilnehmern. Der Energiehandel ist eine spezielle Dienstleistung.

Für die spätere Betrachtung ist neben den in Abb. 3.3 dargestellten Werteflüssen relevant, dass der VNB Wertschöpfung allein durch die Stellung des Netzzugangs und die Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs erzielt. Die NNE werden dabei nur durch die Kunden, nicht durch KWB getragen. Daher muss ein Haushaltskunde, der zusätzlich zu seinen Lasten DEA anschliesst, keine zusätzlichen NNE zahlen. Der VNB selbst hat derzeit keinen Vorteil aus dem Betrieb von DEA bei Kunden. Im Gegenteil hat er dadurch einen verwaltungstechnischen Mehraufwand, da er die Vergütung laut EEG bzw. KWKG bzw. die VNNE berechnen muss, verliert aufgrund lokaler Erzeugung potenziell NNE und muss die Einspeisung aus DEA zudem beim Netzbetrieb berücksichtigen [62]. Der EH betreibt ferner nur Wertschöpfung aufgrund seiner Handelstätigkeit, d.h. dem Wirkleistungsverkauf an seine Kunden.

3.8 Marktumfeld für das BEMI-System aus technischer Sicht

3.8.1 Annahmen und Grundlagen

Im Rahmen dieser Arbeit wurden vier prinzipielle Varianten eines Marktumfeldes für das BEMI-System identifiziert. Im Folgenden werden diese kurz vorgestellt, um die Auswahl einer der Varianten für die weiteren Betrachtungen zu begründen. Der Anspruch einer umfassenden Analyse und Diskussion aller Varianten wird nicht erhoben, da dies den Rahmen der Arbeit sprengen würde. Jedoch kann dieser Abschnitt als Diskussionsgrundlage für weitere Betrachtungen bezüglich der Markteinführung des BEMI-Systems dienen. Es werden folgende Annahmen getroffen:

1. Das geltende Marktumfeld gilt als Ausgangsbasis.
2. Die Vorschriften des Unbundling (s. Rahmenbedingungen im derzeitigen Marktmodell) bleiben bestehen. Es werden keine VNB betrachtet, für die die de-minimis-Klausel gilt, die also weniger als 100.000 Kunden haben.
3. Kunden, die über ein BEMI und DEA verfügen, streben eine Teilnahme am Erzeu-

gungs- und Lastmanagement mit entsprechender Vergütung an und verzichten auf Vergütung nach EEG bzw. KWKG. Nach geltendem EEG ist Direktvermarktung zwar erlaubt¹, jedoch ist diese bei DEA im Niederspannungsnetz heute wegen fehlender Anreize i.A. unüblich.

4. Kunden sollen das Recht behalten, Energie freizügig zu verbrauchen und zu erzeugen.
5. Es wird vernachlässigt, dass durch die Handelstätigkeit des EH die Preise an der Strombörse beeinflusst werden („Ceteris-paribus-Klausel“).
6. Der VNB ist daran interessiert, durch das BEMI-System bereitgestellte Netzdienstleistungen zu nutzen. Darunter gibt es solche, die das (Wirk-)Energiemanagement betreffen, z.B. Spitzenlastreduzierung, Netzsicherheitsmanagement oder Spannungshaltung im NSN durch Änderung von Wirkleistungsflüssen.
7. Die BEMI sollen gegenüber dem VNB die Funktionalität von fernauslesbaren Zählern erfüllen.

Von größter Bedeutung ist der Umstand, dass die BEMI-Kernfunktionen sich den Funktionen verschiedenen Marktteilnehmer zuordnen lassen (Tab. 3.1). Das BEMI vereint damit

Kernfunktion	Nutzende Marktteilnehmer
EMS	EH, Kunde
ZI	EH, VNB
MSI	VNB
MMI	Kunde

Tabelle 3.1: Vom Marktumfeld unabhängige Nutzung der BEMI-Kernfunktionen durch die Marktteilnehmer

Funktionalitäten, die teils dem Netzbetrieb und teils anderen Bereichen der Energieversorgung zuzuordnen sind. Diese Tatsache ist für das Marktumfeld von entscheidender Bedeutung, da wegen Annahme 2 diese Funktionen auf dem Markt wieder getrennt werden müssen. In diesem Zusammenhang stellt das Pool-BEMI ein Schlüsselement dar. Diesem werden unabhängig vom Marktumfeld die Kernfunktionen lt. Tab. 3.2 zugeordnet. Die in DINAR implementierte Leitstelle nimmt außerdem die Prognose des Gesamtlastgangs der Kunden, die Schätzung der Kundenreaktion auf variable Tarife, die Berechnung der an der EEX zuzukaufenden Energiemengen und die Berechnung der variablen Tarife für die

¹§17 EEG

Kernfunktion	Nutzende Marktteilnehmer	Korrespondierende BEMI-Kernfunktion
Halten von Daten über alle BEMIs (Kundenzuordnung, Zugangsdaten, Standorte ..)	EH, VNB	-
Sammlung der Zähl- daten aller BEMIs	EH, VNB	ZI
Übermittlung von variablen Tarifen an BEMIs	EH	EMS
Abfrage von lokalen Mess- daten von BEMIs und Weiter- gabe von Vorgaben für lokale Systemdienstleistungen an BEMIs	VNB	MSI

Tabelle 3.2: Vom Marktumfeld unabhängige Kernfunktionen des Pool-BEMI und Nutzung durch die Marktteilnehmer

BEMI wahr. Diese Funktionen werden nur vom EH genutzt, der dafür unabhängig vom Marktumfeld eine technische Einrichtung benötigt.

Es fällt auf, dass beim Pool-BEMI die Kernfunktionen der BEMI zusammenlaufen. Die Funktionen des Pool-BEMI werden von verschiedenen Marktteilnehmern genutzt, so dass wiederum eine Trennung erfolgen muss. Man kann auch sagen, durch das Pool-BEMI werde der getrennte Zugriff auf die BEMI-Funktionen kontrolliert bzw. reglementiert. Die Platzierung des Pool-BEMI bildet damit den Hauptunterschied zwischen den Marktumfeldern. Daher lassen sich vier verschiedene Modelle für Marktumfelder ableiten:

1. Betrieb des Pool-BEMI durch den VNB („Modell VNB“)
2. Aufspaltung des Pool-BEMI nach Hauptfunktionen in einen VNB- und eine EH-Teil. („2-Leitstellen-Modell“, vgl. Vorschlag in [47], Abschn. 2.2.4)
3. Betrieb des Pool-BEMI durch einen neuen Marktteilnehmer („Modell neutrales Pool-BEMI“)
4. Betrieb des Pool-BEMI durch den EH („Modell EH“)

Die Umsetzung der Modelle erfordert ferner Anpassungen der heutigen Rahmenbedingungen inkl. technischer Anschlussbedingungen für DEA. Dies betrifft unter anderem die Vertragsbeziehungen zwischen EH, Kunde und VNB sowie Bestimmungen zur Teilnahme an den Märkten (z.B. Präqualifikationsverfahren bei Minutenreserve).

Allgemein gelten bei allen Modellen folgende Änderungen gegenüber dem heutigen Marktumfeld als Annahme:

- Es herrscht ein bidirektionaler Wirkenergie- und Vergütungsfluss zwischen EH und Kunden, weil der EH die von den DEA der Kunden erzeugte Energie abnimmt.
- Der VNB wird vom Aufwand der Berechnung der Vergütung nach EEG/KWKG bei BEMI-Kunden befreit, da diese für die Erzeugung von Wirkleistung vom EH vergütet werden.
- Der Betreiber des BEMI-Systems hat erhöhten Aufwand beim Kundenservice durch Einbau und Wartung der BEMI sowie Kundenberatung, wofür entsprechend geschultes Personal vorgehalten werden muss. Dieser Aufwand muss durch Wertschöpfung mittels des BEMI-Systems kompensiert werden.
- Es wird jeweils vorgesehen, dass entweder der Betreiber des BEMI-Systems oder die Kunden Betreiber und Besitzer von BEMI sein können. In dem Fall, dass der Betreiber des BEMI-Systems dem Kunden das BEMI zur Verfügung stellt, wird eine entsprechende Miete fällig. Da das BEMI einen Zähler umfasst, entfällt dafür die Zählerpauschale des Kunden an den VNB.

3.8.2 Modell VNB

Zum Modell VNB (Abb. 3.4) sei bemerkt, dass Besitzer und/oder Betreiber des BEMI der Kunde oder der VNB sein kann. Der VNB nutzt innerhalb des BEMI-Systems providerbasierte oder eigene Kommunikationswege. Der EH betreibt eine Einrichtung zur Tarifgenerierung und Prognose der Kundenreaktion, die nicht in Abb. 3.4 gezeigt ist.

Neue Funktionen der Marktteilnehmer

Auf die in Abschnitt 3.7.1 erläuterten Funktionen der Marktteilnehmer hat die Einführung des BEMI-Systems folgende Auswirkungen:

Netzbetrieb und Systemdienstleistungen: Die Netzleitstelle (NLS) des VNB hat über das VNB-eigene Pool-BEMI direkten Zugriff auf lokale BEMI-Messdaten zur Netzüber-

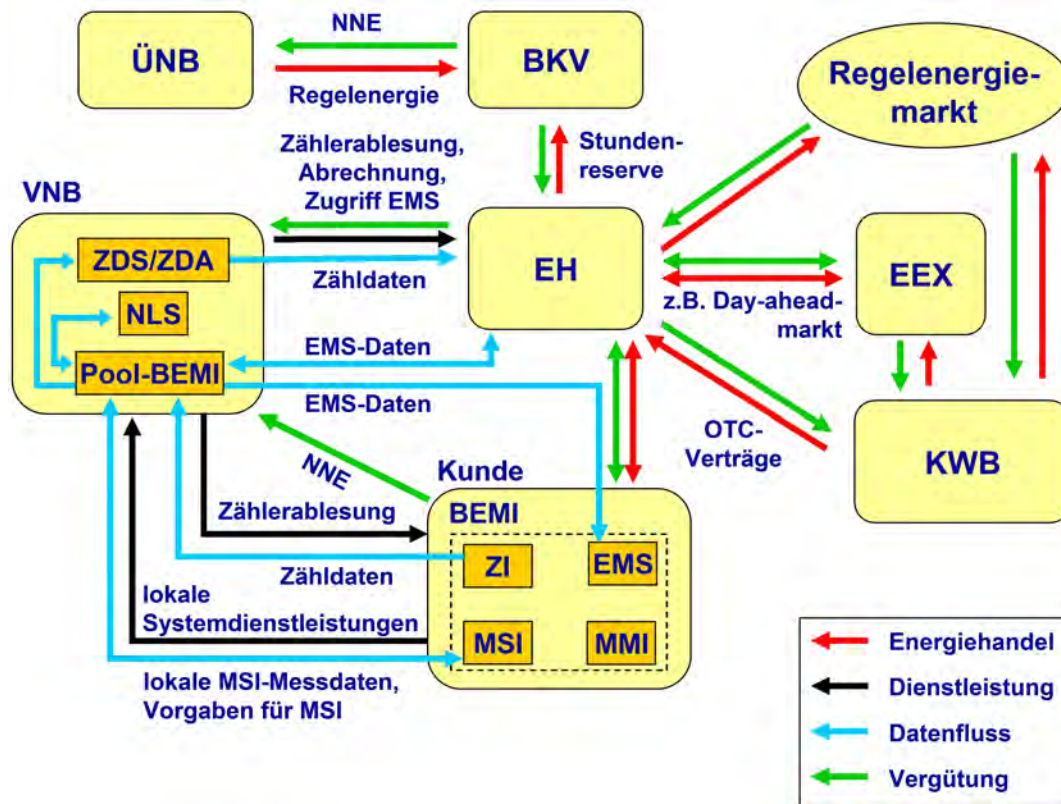


Abbildung 3.4: Schematische Darstellung des Modells VNB

wachung und kann Vorgaben für die MSI an die BEMIs weitergeben. Dazu ist eine Datenschnittstelle zwischen SCADA-System der NLS und Pool-BEMI vorzusehen. Für die Bereitstellung der lokalen Systemdienstleistungen, also z.B. die Blindleistungseinspeisung durch DEA, vergütet der VNB die Kunden (in Abb. 3.4 wird eine Verrechnung mit den NNE angenommen).

Handel und Nutzung des Wirkenergiemanagements: Der VNB stellt dem EH einen Zugriff auf das Pool-BEMI zur Übermittlung von Daten für das BEMI-EMS zur Verfügung. Dies betrifft insbesondere die vom EH generierten variablen Tarife. Der EH nutzt vom VNB gelieferte abrechnungsrelevante viertelstündliche Zählzeiten zur Prognose des Kundenverhaltens. Er kann somit das EMS zur Portfoliooptimierung und optimierten Teilnahme an den übergeordneten Märkten nutzen. Für die von DEA erzeugte und vom EH vermarktete Energie sowie für die Inanspruchnahme des Lastmanagements vergütet der EH die Kunden mittels der variablen Tarife. Der EH vergütet den VNB für den Zugriff auf das Pool-BEMI. Denkbar ist außerdem, dass auch der VNB das EMS für eigene Zwecke nutzt (z.B. Reduzierung der Netzspitzenlast). Da dies mit dem EH abzustimmen ist, ist eine bidirektionaler

Austausch von EMS-Daten zwischen Pool-BEMI und EH vorgesehen.

Zählung und Wirkleistungsabrechnung: Wegen den ZI ist jeder der dargestellten Kunden mit einer LGZ ausgestattet. Die Zählwerte werden durch das Pool-BEMI fernausgelesen und VNB-intern weiterverarbeitet. Die Verantwortung für die Zählung und der Messstellenbetrieb obliegt dem VNB.

Abrechnung der Netznutzung: Die Zählerpauschale wird durch eine Pauschale für Bereitstellung und Betrieb des BEMI durch den VNB ersetzt, sofern nicht der Kunde Besitzer und Betreiber des BEMI ist (in 3.4 wird eine Verrechnung mit den NNE angenommen).

Werteflüsse

Der VNB erhält vom EH eine Vergütung für den Zugriff auf das Pool-BEMI und den Betrieb des BEMI-Systems sowie ggf. von den Kunden eine Pauschale für den Betrieb der BEMIs. Er kann ausserdem wirtschaftliche Vorteile durch die eigene Nutzung des BEMI-Systems für Zählerablesung, Netzbetrieb und EMS erzielen. Ihm entstehen Kosten durch den Betrieb des BEMI-Systems inklusive der Aufwendungen für die Kommunikation. Der Kunde betreibt Wertschöpfung durch seine aktive Teilnahme am Energiemanagement. Dafür wird er vom EH vergütet. Gegenüber dem VNB leistet der Kunde mittels BEMI lokale Systemdienstleistungen (SDL) und wird dafür vom VNB vergütet. Dem Kunden entstehen Kosten durch die Bereitstellung bzw. den Betrieb des BEMI durch den VNB. Der EH betreibt im Vergleich zu heute einen mittels EMS optimierten Handel an den Märkten. Dafür muss er den Kunden sowie den VNB vergüten.

Bewertung

Bezüglich der Rahmenbedingungen ist festzustellen, dass der VNB aufgrund von §21 Abs. 2 EnWG einem unabhängigen Messstellenbetreiber den Betrieb des BEMI-ZI auf Wunsch des Kunden erlauben müsste. Dies stellt keinen Nachteil dar, erfordert aber, dass das ZI eine von den übrigen BEMI-Komponenten technisch getrennte Einheit sein muss. Problematischer ist, dass das BEMI-System dem VNB die Beeinflussung von Last und Erzeugung erlaubt, was besonders mit der informatorischen Trennung von Handel und Netzbetrieb

nicht vereinbar sein dürfte, die laut Annahme bestehen bleiben soll.

Für die Einführung des BEMI-Systems hat der VNB durchaus einen Anreiz, weil er die Funktionen des MSI und EMS auch für eigene Zwecke nutzen kann. Außerdem erweitert er durch den Betrieb des Systems sein Geschäftsfeld und erzielt Wertschöpfung nicht mehr allein durch die Energieverteilung. Die Wirtschaftlichkeit des BEMI-Systems wird für den VNB allerdings erheblich geschmälert, wenn kein EH das System nutzt. Dasselbe gilt für den Kunden, der den EH aber laut Annahme frei wählen kann. Zur Einführung des Systems müssen also EH vorhanden sein, die dieses auch verbindlich nutzen möchten, für den VNB verlässliche Partner darstellen und einen entsprechenden Kundenbestand im Netzgebiet des VNB aufweisen.

Technisch ist das Modell für den VNB relativ risikofrei, weil er über Direktzugriff auf alle BEMI verfügt. Einer Gefährdung des sicheren Netzbetriebs kann die NLS durch Eingriff in das EMS unmittelbar entgegenwirken¹. Der EH dagegen ist darauf angewiesen, dass der Betrieb des BEMI-Systems durch den VNB sichergestellt wird. Er hat außerdem keine direkte Rückmeldung über das Verhalten der BEMI, sondern erhält diese nur über die Zähl-daten des VNB. Die Validierung dieser Zähl-daten ist dem EH nicht ohne weiteres möglich. Von großem Vorteil ist, dass vorhandene Fernwirktechnik im Besitz des VNB (z.B. Powerline-Carrier (PLC, [70])) für das BEMI-System problemlos verwendet werden kann. Der EH muss seinerseits keinerlei technische Infrastruktur für das BEMI-System aufrechterhalten. Die Nutzung des EMS für Zwecke des Verteilnetzbetriebs würde allerdings zur Abstimmung mit dem EH eine zusätzliche Schnittstelle zwischen VNB und EH erfordern. Wie aus der Beschreibung der Werteflüsse ersichtlich, entstehen VNB, EH und Kunden sowohl Kosten als auch neue Erlös- bzw. Einsparmöglichkeiten. Eine Win-Win-Situation wird daher als möglich erachtet.

Insgesamt ist das Modell VNB technisch sehr vorteilhaft umzusetzen, aber für den VNB mit hohen Investitionskosten und einem hohen finanziellen Risiko verbunden. Dafür erhält er volle Kontrolle über das System. Das Risiko für den EH besteht in der mangelnden Kontrollmöglichkeit und müsste mittels entsprechender Datensignierung und -Verschlüsselung gemindert werden. Hauptproblem des Modells ist der Konflikt mit den geltenden Vorschriften des Unbundling zur Trennung von Netzbetrieb und Handel, die laut Annahme bestehen bleiben sollen. Dies steht einer Umsetzung des Modells im liberalisierten Markt entgegen.

¹z.B. zum Einspeisemanagement von DEA laut §11 EEG

3.8.3 2-Leitstellen-Modell

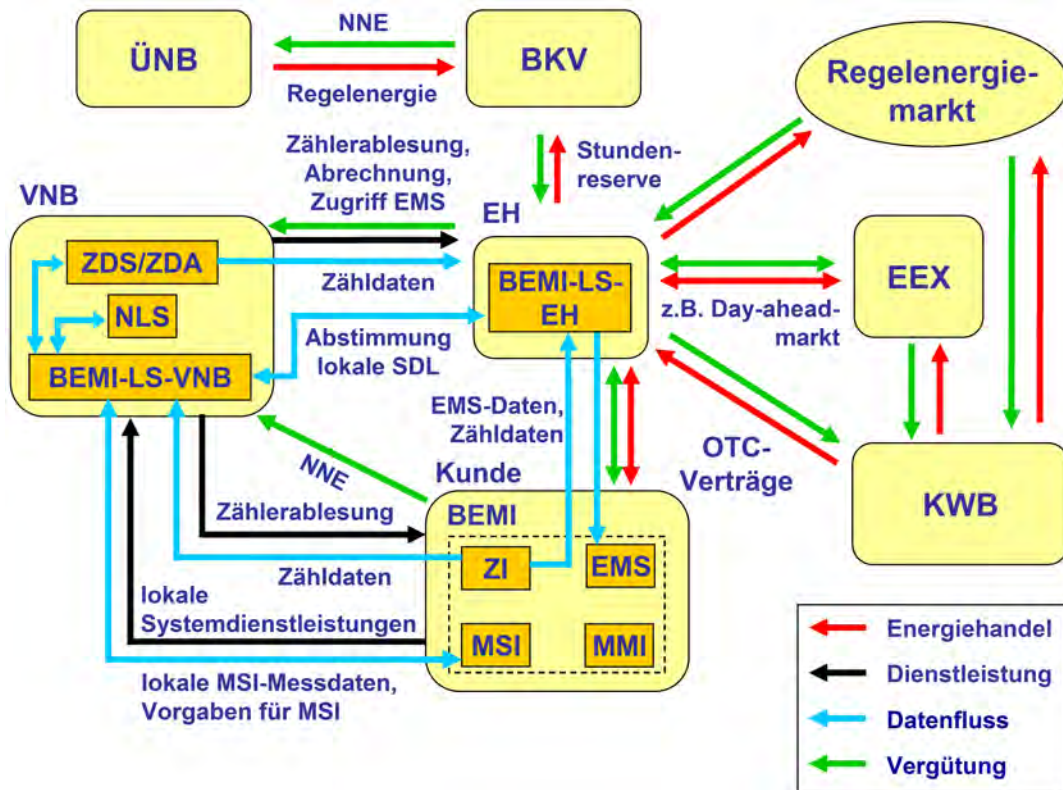


Abbildung 3.5: Schematische Darstellung des 2-Leitstellen-Modells

Beim 2-Leitstellen-Modell betreiben sowohl VNB als auch EH Leitstellen, die jeweils spezifische BEMI-Funktionen ansprechen. Diese werden in der Darstellung in Abb. 3.5 als „BEMI-LS-VNB“ bzw. „BEMI-LS-EH“ bezeichnet. Die Einführung zweier Leitstellen bei VNB und EH ist ein Konzept, das auch in der aktuellen Forschung zu zgVK angewendet wird [29]. Ein Pool-BEMI im Sinne des in Abschnitt 2.3 definierten Konzepts existiert nicht.

Neue Funktionen der Marktteilnehmer

Auf die in Abschnitt 3.7.1 erläuterten Funktionen der Marktteilnehmer hat die Einführung des BEMI-Systems folgende Auswirkungen:

Netzbetrieb und Systemdienstleistungen: Die NLS des VNB hat über die eigene Leitstelle direkten Zugriff auf das MSI der BEMIs. Da sich lokale SDL und EMS gegensei-

tig beeinflussen können, ist eine Abstimmung zwischen BEMI-LS-VNB und BEMI-LS-EH mittels einer entsprechenden Datenschnittstelle nötig.

Handel und Nutzung des Wirkenergiemanagements: Der EH generiert mittels seiner Leitstelle variable Tarife und sendet diese an die BEMI. Zur Prognose des Kundenverhaltens nutzt er die mittels seiner Leitstelle von den BEMI ausgelesenen Zähl- und Verbrauchsdaten. Die Nutzung des EMS durch den EH entspricht dem Modell VNB. Eine Nutzung des EMS durch den VNB wäre mittels der dargestellten Datenschnittstelle möglich.

Zählung und Wirkleistungsabrechnung: Unter der Annahme, dass das BEMI getrennte Zugriffe auf das ZI für VNB und EH zur Verfügung stellt, können beide Marktteilnehmer zu Abrechnungs- bzw. Prognosezwecken Zähl- und Verbrauchsdaten auslesen. In Abb. 3.5 wurde angenommen, dass der VNB Messstellenbetreiber ist. Es bietet sich dann an, dass der VNB auch die BEMI betreibt. Das hat den zusätzlichen Vorteil, dass ein BEMI auch beim Kunden installiert bleiben kann, wenn dieser zu einem anderen EH wechselt. Alternativ kann auch der EH Messstellenbetreiber bzw. BEMI-Betreiber sein. Die Aufgabe der Zähl- und Verbrauchsdatenauswertung und -Archivierung verbleibt beim VNB.

Abrechnung der Netznutzung: Siehe Modell VNB, falls VNB oder Kunde Betreiber der BEMI sind; sonst wie heutiges Marktumfeld.

Werteflüsse

VNB und EH können durch Nutzung des BEMI wirtschaftliche Vorteile erzielen. Der Kunde wird vom EH für die Nutzung des EMS durch variable Tarife, vom VNB für die Bereitstellung lokaler SDL durch Verrechnung mit den NNE vergütet. In der dargestellten Variante vergütet ferner der EH den VNB für den Betrieb der BEMI.

Bewertung

Das Modell hat den Vorteil, dass durch die Trennung der BEMI-Funktionen direkt beim Kunden geltende Rahmenbedingungen so weit wie möglich abgebildet werden. Insbesondere fällt der beim Modell VNB auftretende Konflikt mit den Vorschriften des Unbundling

weg. Alle Teilnehmer haben ein wirtschaftliches Interesse am Betrieb des Systems. VNB als auch EH können eigene Kommunikationstechnik für die Datenübertragung von/zu den BEMIs einsetzen. Sie sind damit nicht auf das Funktionieren der Kommunikation des anderen angewiesen. Da beide eine eigene direkte Datenverbindung zu den BEMIs haben, kann vnb bzw. EDL die Daten des jeweils anderen nicht abhören bzw. modifizieren. Eine Datenschnittstelle zwischen den Leitstellen von VNB und EH ist dennoch nötig. Außerdem muss das BEMI unter Umständen verschiedene Kommunikationsmedien für VNB und EH unterstützen. Für den Kunden ist das Modell unter Umständen weniger transparent, weil er es mit zwei Vertragspartnern zu tun hat, die das BEMI aktiv nutzen.

3.8.4 Modell neutrales Pool-BEMI

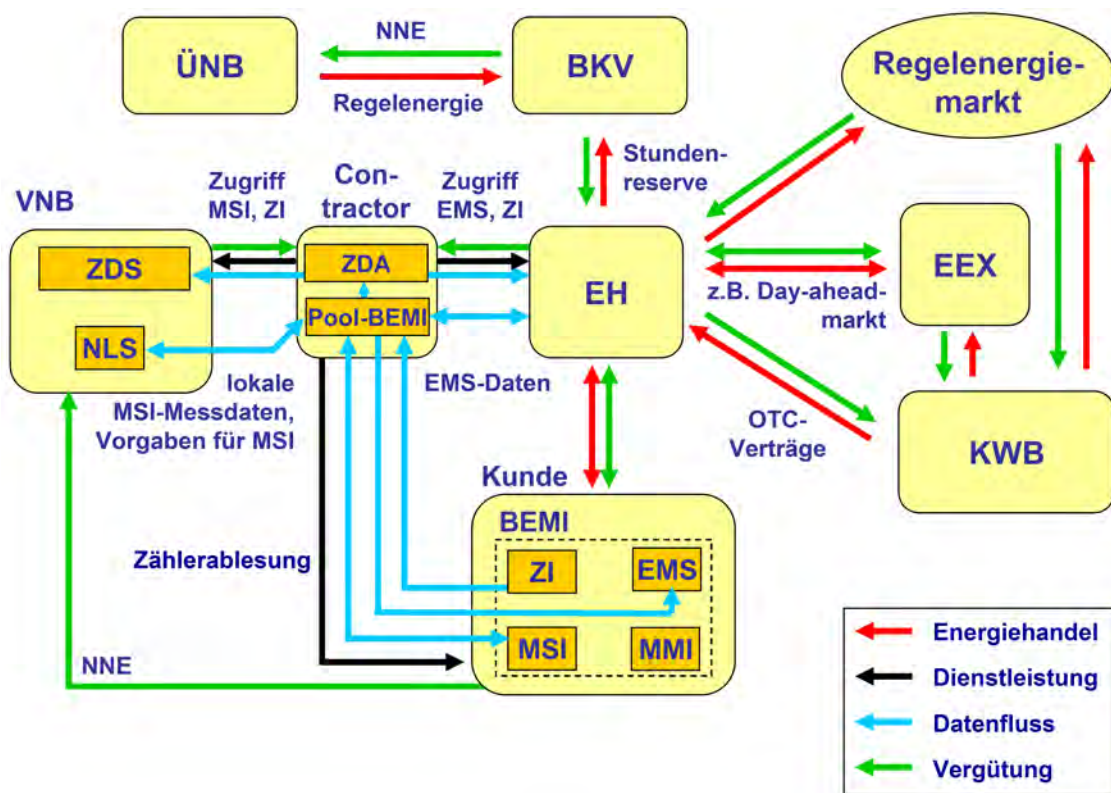


Abbildung 3.6: Schematische Darstellung des Modells „neutrales Pool-BEMI“

Im Modell „neutrales Pool-BEMI“ wird ein neuer Marktteilnehmer eingeführt, der in Abb. 3.6 als „Contractor“ bezeichnet wird. VNB, EH als auch Kunden stehen mit diesem in Vertragsverhältnissen. Besitzer und/oder Betreiber von BEMIs können der Contractor oder Kunden sein.

Neue Funktionen der Marktteilnehmer

Auf die in Abschnitt 3.7.1 erläuterten Funktionen der Marktteilnehmer hat die Einführung des BEMI-Systems folgende Auswirkungen:

Netzbetrieb und Systemdienstleistungen: Der Contractor erlaubt dem VNB mittels des Pool-BEMI einerseits Zugriff auf die MSI der BEMIs, andererseits verarbeitet er Anfragen nach lokalen SDL und leitet diese an die BEMIs weiter. Wird das Wirkenergiemanagement dadurch beeinflusst, so informiert der Contractor den EH.

Handel und Nutzung des Wirkenergiemanagements: Der Contractor leitet mittels des Pool-BEMI zentrale Information für das Energiemanagement vom EH unverändert an die BEMIs weiter. Der EH kann damit das Wirkenergiemanagement nutzen wie im Modell VNB. Zur Prognose der Kundenreaktion verwendet der EH Zähldaten, die er vom Contractor erhält.

Zählung und Wirkleistungsabrechnung: Das Pool-BEMI sammelt und archiviert täglich die viertelstündlichen Zähldaten der BEMIs. Außerdem berechnet der Contractor mittels ZDA plausibilisierte Zähldaten. Er übermittelt die plausibilisierten Zähldaten und - zu Prüfzwecken - auch die Rohzähldaten täglich an VNB und EH. Der VNB archiviert die Zähldaten aller Kunden mittels ZDS. Aus Sicht des VNB tritt der Contractor als Messstellenbetreiber auf. Ein weiterer Austausch von Zähldaten zwischen VNB und EH ist für die Kunden mit BEMI nicht mehr nötig.

Abrechnung der Netznutzung: Abb. 3.6 wurde angenommen, dass der Kunde keine Vergütung an den Contractor entrichtet. Die Abrechnung lässt sich daher so gestalten wie beim heutigen Marktumfeld.

Werteflüsse

Der EH betreibt Wertschöpfung durch den Energiehandel und nutzt dafür das BEMI-EMS. Ihm entstehen dieselben wirtschaftlichen Vorteile wie beim Modell VNB. Dem VNB entstehen dieselben Vorteile wie beim Modell EH. Kerngeschäftsfeld des Contractors ist der

Betrieb des BEMI-Systems, wodurch er Wertschöpfung betreibt und gegenüber VNB und EH Dienstleistungen anbietet. Dafür wird er von beiden finanziell vergütet.

Bewertung

Das Modell widerspricht nicht prinzipiell den geltenden Rahmenbedingungen. Insbesondere kann man den Contractor als Messstellenbetreiber identifizieren und das BEMI als Messstelle nach EnWG auffassen. Darüber hinaus wird die Contractor-Tätigkeit durch geltende Rahmenbedingungen nicht erfasst.

Ein weiterer Vorteil des Modells ist, dass durch die Einführung des Contractors den übrigen Marktteilnehmern ein Großteil des Investitionsrisikos abgenommen wird. Der Contractor übernimmt die Investitionen in Anschaffung und Betrieb der BEMIs und des Pool-BEMI und bürgt als neutrale Stelle für den ordnungsgemäßen Betrieb. Um wirtschaftliche Sicherheit zu gewinnen, benötigt er allerdings in der Praxis günstigenfalls Vertragsbeziehungen zu mehreren VNB und EH. Im Vergleich zu den anderen Modellen scheint eine Einführung daher erschwert.

Die Gefahr, dass sich VNB oder EH durch technische Manipulation einen ungerechten Vorteil verschaffen, ist im Vergleich mit den anderen Modellen gering, da der Contractor als neutraler Marktteilnehmer den Datenverkehr von und zu den BEMIs kontrolliert. Der Contractor hat auch kein finanzielles Interesse daran, den anderen Marktteilnehmern zu schaden. Nachteil ist, dass weder VNB noch EH durch direkten Zugriff auf die BEMIs die korrekte Weiterleitung ihrer Daten überprüfen können. Daher sind entsprechende Datensignierungsmechanismen vorzusehen.

Der technische Aufwand bei Neuinstallation des Systems ist hoch, wenn der Contractor als neuer Marktteilnehmer nicht auf existierende technische Infrastruktur zurückgreifen kann. Mit dem Contractor entsteht im Vergleich zu den anderen Modellen ein zusätzlicher Marktteilnehmer, der vom Betrieb des BEMI-Systems profitieren möchte. Allerdings entsteht kein neues Wertschöpfungspotential. Die Wertschöpfung wurde lediglich unter einem Teilnehmer mehr aufgeteilt. Es ist daher fraglich, ob VNB, EH als auch Contractor noch genug vom BEMI-System profitieren. Außerdem besteht die Gefahr der Monopolbildung durch den Contractor, wenn dieser die Vergütungssätze für die Nutzung des BEMI-Systems frei festlegen kann. Die Setzung entsprechender Rahmenbedingungen oder eine Konkurrenzsituation unter mehreren Contractors im gleichen Netzgebiet könnte dem entgegen wirken.

3.8.5 Modell EH

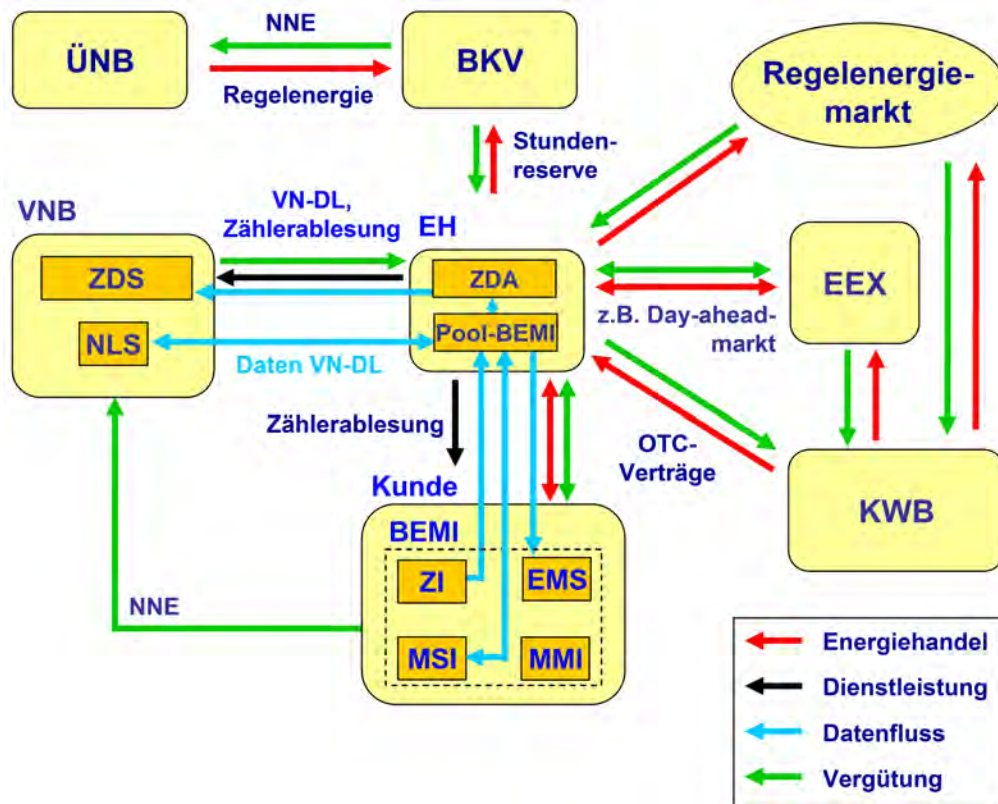


Abbildung 3.7: Schematische Darstellung des Modells EH

Beim Modell EH (Abb. 3.7) sind EH oder Kunden Besitzer bzw. Betreiber von BEMIs. Der EH nutzt innerhalb des BEMI-Systems typischerweise providerbasierte Kommunikationsmedien.

Neue Funktionen der Marktteilnehmer

Auf die in Abschnitt 3.7.1 erläuterten Funktionen der Marktteilnehmer hat die Einführung des BEMI-Systems folgende Auswirkungen:

Netzbetrieb und Systemdienstleistungen: Der EH bietet dem VNB einen Zugriff auf das Pool-BEMI an, der es der NLS des VNB erlaubt, Vorgaben für lokale SDL zu machen. Die lokalen Messwerte der MSI werden durch das Pool-BEMI nach Vorgaben des VNB ausgelesen und der NLS zur Verfügung gestellt. In Abb. 3.7 wird angenommen, dass der EH dem VNB auch die Nutzung des EMS für Zwecke des Verteilnetzbetriebs erlaubt.

Die Gesamtheit der Dienstleistungen des EH gegenüber dem VNB wird als „Verteilnetz-Dienstleistungen“ bezeichnet (vgl. Abschnitt 3.9.4).

Handel und Nutzung des Wirkenergiemanagements: Der EH benutzt von den ZI mittels Pool-BEMI ausgelesene Zähldaten zur Beobachtung und Prognose der Kundenreaktion auf variable Tarife. Er nutzt das Wirkenergiemanagement wie bei den anderen Modellen zur Teilnahme an den übergeordneten Märkten.

Zählung und Wirkleistungsabrechnung: In Abb. 3.7 wird angenommen, dass der EH dem VNB die mittels Pool-BEMI ausgelesenen Zähldaten nach Plausibilisierung mittels ZDA zur Verfügung stellt. Die plausibilisierten Daten werden dem VNB zusammen mit den Rohzähldaten zur Verfügung gestellt, der die Zähldaten aller Kunden mittels ZDS archiviert¹.

Abrechnung der Netznutzung: Siehe heutiges Marktumfeld.

Werteflüsse

Der VNB vergütet den EH für die VN-Dienstleistungen sowie die Zähldatenauslesung und -aufbereitung. Durch die Nutzung der VN-Dienstleistungen erzielt der VNB wirtschaftliche oder technische Vorteile beim Netzbetrieb, insbesondere bei einem hohen Anteil verteilter Erzeugung. Dem Kunden entstehen Aufwendungen, da er den EH für die Bereitstellung des BEMI vergütet. Im Unterschied zu den anderen Modellen wird angenommen, dass die NNE für den Kunden keine Vergütung für VN-Dienstleistungen beinhalten. Die gesamte Vergütung für die Teilnahme am EMS und die Bereitstellung lokaler SDL erhält der Kunde vom EH. Diesem entstehen weitere Kosten durch den Betrieb des BEMI-Systems inklusive der Aufwendungen für die Kommunikation. Er vergütet den Kunden mittels variabler Tarife für das Energiemanagement und ggf. über weitere Anreize für die Bereitstellung von lokalen Systemdienstleistungen. Er erzielt Erlöse durch den optimierten Handel an den Märkten und die Vergütung für VN-Dienstleistungen.

¹Die Anordnung des ZDS beim VNB erlaubt es, dass der gezeigte EH auch Kunden haben kann, die nicht über BEMI verfügen. Zur Abrechnung am Jahresende werden dann alle auf dem ZDS archivierten Zähldaten verwendet.

Bewertung

Das Modell enthält keinen prinzipiellen Widerspruch zu geltenden Rahmenbedingungen. Die Tätigkeit des EH als Messstellenbetreiber wird durch das geltende EnWG und die MessZV ermöglicht. Der EH erbringt zwar Dienstleistungen für den Netzbetrieb, jedoch trifft der VNB allein die Entscheidung über deren Einsatz und Verwendung.

Im Vergleich mit dem Modell VNB entsprechen die Funktionen der Marktteilnehmer eher ihren aktuellen Aufgaben; außerdem haben alle Marktteilnehmer ein Eigeninteresse am Betrieb des BEMI-Systems.

Das technische Risiko für die Marktteilnehmer ist bei diesem Modell spiegelbildlich zum Modell VNB. Der EH hat ein geringes Risiko, da seine EMS-Daten nicht vom VNB modifiziert werden können und er die Reaktion der Kunden direkt kontrollieren kann. Für den VNB ist das Risiko dagegen erhöht, weil die Zähldaten vom EH erfasst und ausgewertet werden und dieser auch den Zugriff des VNB auf das BEMI-MSI reguliert. Daher sind entsprechende Datensignierungsverfahren und regulatorische Rahmenbedingungen vorzusehen.

Die technische Umsetzung des Modells hat den Nachteil, dass der EH zur Kommunikation zwischen BEMI und Pool-BEMI keine VNB-Infrastruktur nutzen kann. Er ist daher auf eigene oder providerbasierte informations- und kommunikationstechnische Systeme (IKT-Systeme) angewiesen. Da über diese Systeme Daten übertragen werden, die potentiell kritisch für den Netzbetrieb sein können, wächst die Bedeutung von Verschlüsselungsverfahren im Vergleich zum Modell VNB an.

Im Vergleich zum heutigen Marktumfeld gewinnt der EH erheblich an Potenzial zur Wertschöpfung. Vom Betrieb des BEMI-Systems profitiert er direkt; allerdings entstehen ihm hohe Investitionskosten. Der VNB erhält über das Pool-BEMI eine Unterstützung für den Netzbetrieb, ohne dass sich sein Kerngeschäftsbereich ändert.

3.8.6 Auswahl einer Variante zur weiteren Betrachtung

Unter den vier Varianten wird Modell VNB wegen des Widerspruchs zu den Vorschriften des Unbundling nicht weiter verfolgt. Das 2-Leitstellen-Modell ist zwar technisch sehr vorteilhaft umzusetzen, erlaubt aber keine Einführung eines Pool-BEMI, das die Kernfunktionen der BEMI bündelt. Es verbleiben Modell EH und das Modell „neutrales Pool-BEMI“.

Bei letzterem scheint fraglich, ob alle Marktteilnehmer inklusive des neuen Contractors von dem System ausreichend profitieren können. Das Modell ist zur Einführung des BEMI-Systems aber geeignet, wenn der Contractor sein Kerngeschäftsfeld zunächst im Messstellenbetrieb sieht und das BEMI als erweiterter intelligenter Zähler aufgefasst wird. In diesem Zusammenhang ist aktuell zu beobachten, dass Zählerhersteller das Potenzial von intelligenten Zählern im Bereich Energiemanagement und Bereitstellung von Netzdienstleistungen erkannt haben [71]. Die Voraussetzungen für unabhängige Messstellenbetreiber wurden in Deutschland durch §21 EnWG und MessZV geschaffen, allerdings haben sich diese noch nicht am Markt durchgesetzt. Für die Zukunft stellt das Modell also eine interessante Alternative dar.

Dennoch wird zunächst das Modell EH als Grundlage für weitere Betrachtungen verwendet. Der dort als EH bezeichnete Marktteilnehmer wird im Folgenden wegen seiner erweiterten Funktion als Energiedienstleister (EDL) bezeichnet.

3.9 Geschäftsmodell für den Energiedienstleister aus technischer Sicht

3.9.1 Produkte des EDL

Die grundlegende Geschäftsidee des EDL als Betreiber des BEMI-Systems ist es, dessen technischen Eigenschaften anzuwenden, um mehrere Geschäftsfelder zu erschließen. Im Folgenden näher betrachtet werden die Anwendungen:

- Handel am Day-ahead Markt der EEX
- Bereitstellung von Minutenreserveleistung
- Verteilnetz-Dienstleistungen inklusive Reduzierung der Netzspitzenlast

3.9.2 Grundlagen des Börsenhandels durch den EDL

Die Teilnahme am Spotmarkt der EEX durch Last- und Erzeugungsmanagement ist bereits im Rahmen des Projekts DINAR untersucht worden [40]. Bei der wirtschaftlichen Abschätzung wurde dort allerdings zwischen Erzeugungs- und Lastmanagement getrennt.

In [47] wurde eine Abschätzung für das Lastmanagement anhand einer Simulation des Managements durch BEMIs durchgeführt. Nach heutiger Börsenorganisation muss ein Teilnehmer am Börsenhandel über einen Bilanzkreis verfügen. Es wird daher angenommen, dass der hier betrachtete EDL auch über Bilanzkreisverantwortung verfügt. Am EEX-Spotmarkt gibt es mehrere Möglichkeiten des Handels [67]. Die dabei gehandelten Energiemengen sind für eine Lieferung am selben Tag („Intraday“), am folgenden Tag („Day-Ahead“) oder zu einem späteren Termin („Terminmarkt“) vorgesehen. Folgende Betrachtung bezieht sich ausschließlich auf Stundenlieferungen, die auf dem Day-Ahead Markt im Rahmen einer Auktion gehandelt werden. Die Teilnehmer der Auktion geben am Vortag Gebote für die stundenweise Abnahme oder Lieferung von Energiemengen ab. Ein Teilnehmer kann nur dann ein Gebot für einen bestimmten Lieferort machen, wenn er über einen Bilanzkreis in der betreffenden Regelzone verfügt. Für jede Lieferstunde kann nur genau ein Gebot abgegeben werden. Das Gebot hat die Form einer stückweise linearen Funktion, mit der der Börsenteilnehmer angibt, welche Energiemenge (in MWh) er in der betreffenden Stunde zu welchem Preis (€/MWh) kaufen oder verkaufen möchte („preisabhängiges Gebot“). Alternativ kann ein Gebot darin bestehen, eine Energiemenge zu jedem Preis zu kaufen oder zu verkaufen (preisunabhängiges Gebot). Abb. 3.8 zeigt den zeitlichen Ablauf

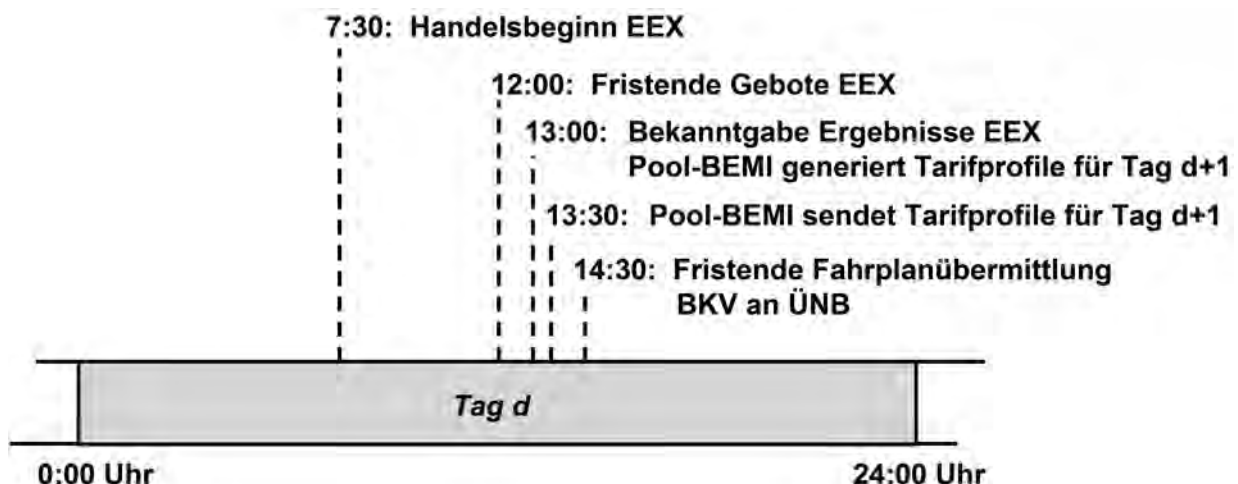


Abbildung 3.8: Zeitlicher Ablauf der Day-Ahead Auktion an der EEX

der Auktion. Nach Abgabe aller Gebote um 12:00 Uhr werden Nachfragen und Angebote aufeinander abgeglichen. Das Ergebnis ist ein Preisprofil für den nächsten Tag. Die Börsenteilnehmer sind daraufhin verpflichtet, die von ihnen vorher zu dem entsprechenden Preis angegebenen Energiemengen abzunehmen bzw. zu liefern. Ein klassischer Energiehändler, der nur über Lastkunden verfügt, erstellt eine Prognose für das Gesamtlastprofil sei-

ner Kunden für den nächsten Tag, das er nicht beeinflussen kann. Damit benötigt er zu jeder Stunde eine bestimmte Energiemenge. Diese deckt er im Rahmen einer wirtschaftlichen Optimierung mit eigenen Erzeugungsanlagen, durch langfristige Verträge mit KWB, Terminkontrakte und Blocklieferungen. Für verbleibende Verbrauchsspitzen gibt er typischerweise preisunabhängige Gebote am Spotmarkt ab. Am Tag der Ausführung steht dem Energiehändler noch der Intraday-Handel zum Ausgleich von Prognoseunsicherheiten zur Verfügung. Verbleibt eine Bilanzabweichung, kann dies zur Inanspruchnahme von Regelleistung führen. Im Rahmen dieser Betrachtung gilt die Annahme, dass der EDL mit seiner Handelstätigkeit den Börsenpreis nicht beeinflusst. In der Realität ist das nur bei einem geringen Handelsvolumen der Fall. Zur weiteren Vereinfachung wird angenommen, dass die gesamte Fahrplanenergie des EDL am Day-Ahead-Markt zugekauft wird. Dies entspricht der Vorgehensweise in [47]. Die Kunden des EDL betreiben Erzeuger und Lasten, die nach variablen Tarifen vergütet werden. Es wird angenommen, dass diese Tarife sich nur stundenweise ändern, obwohl aufgrund der viertelstündlichen Zählung durch BEMI auch eine viertelstündliche Änderung möglich wäre.

3.9.3 Grundlagen der Bereitstellung von Minutenreserveleistung durch den EDL

Positive und negative Minutenreserveleistung (MRL) wird von den Regelzonenbetreibern (ÜNB) im Rahmen von Auktionen täglich ausgeschrieben [69]. Die Bedingungen für diese Ausschreibung werden von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgeschrieben [72]. Alle Anbieter müssen außerdem Präqualifikationsanforderungen erfüllen [73]. Demnach muss die zugesicherte Reserveleistung mindestens 15 MW betragen und in Schritten von 1 MW - üblicherweise telefonisch - abgerufen werden können. Nach Abruf muss die MRL binnen 15 Minuten vollständig zur Verfügung gestellt, nach dem Endzeitpunkt des Abrufs binnen 15 Minuten wieder vollständig zurückgefahren werden. Das Pooling von Anlagen [74] mit einem Leistungsvermögen unter 15 MW ist zulässig, wenn eine anlagenscharfe Überwachung durch den MRL-Anbieter sichergestellt ist und Leistungen und Leistungsgradienten der einzelnen Anlagen benannt werden. Die Arbeits- und Zeitverfügbarkeit für den gesamten Pool muss immer 100% betragen, wobei auch Anlagen mit geringerer Arbeitsverfügbarkeit Teil des Pools sein können.

Ein Angebot bei der Auktion besteht aus einer zugesicherten positiven oder negativen Re-

serveleistung, einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis. Der Leistungspreis wird für die reine Vorhaltung von MRL, der Arbeitspreis bei Inanspruchnahme gezahlt. Bei negativer MRL liegt der Arbeitspreis üblicherweise nahe Null. Der Zuschlag bei der Auktion erfolgt allein aufgrund des gebotenen Leistungspreises. Nach der Auktion ergibt sich aufgrund der Angebote und dem vom Regelzonenbetreiber festgelegten Leistungsbedarf ein Grenzleistungspreis. Anbieter, deren gebotener Leistungspreis höher ist als dieser Grenzleistungspreis, erhalten keinen Zuschlag. Bei Abrufung von MRL werden dagegen die Anbieter mit dem niedrigsten Arbeitspreisen bevorzugt („Merit Order“). Die Ausschreibung erfolgt ferner für sechs Zeitscheiben, und zwar 0-4 Uhr, 4-8 Uhr, 8-12 Uhr, 12-16 Uhr, 16-20 Uhr, 20-24 Uhr [72].

Der zeitliche Ablauf der Ausschreibung ist in Abb. 3.9 dargestellt. Die MRL-Ausschreibung

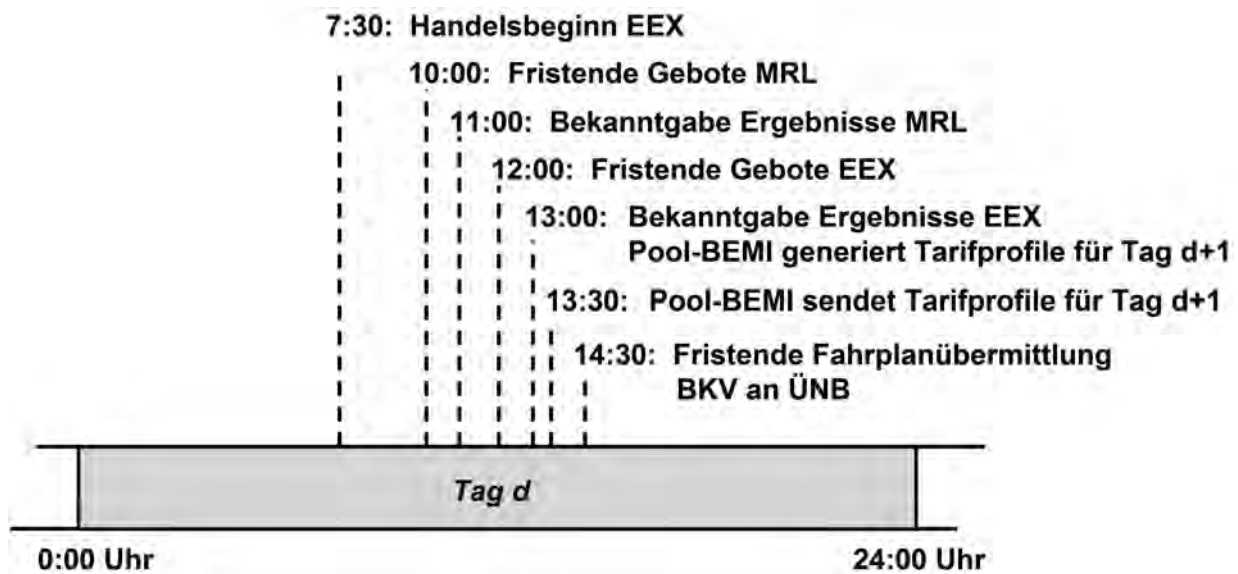


Abbildung 3.9: Zeitlicher Ablauf der Ausschreibung von Minutenreserveleistung und Day-Ahead Auktion an der EEX

wird vor Fristablauf für Gebote an der EEX beendet, damit Anbieter von MRL, die keinen Zuschlag erhalten haben, noch ein Angebot am Day-Ahead-Markt abgeben können.

Es ist festzustellen, dass die technischen Eigenschaften des BEMI-Systems die derzeit geltenden Präqualifikationsanforderungen nicht erfüllen. Insbesondere die ständige Arbeits- und Zeitverfügbarkeit von 100% und die anlagenscharfe Überwachung ist nicht gegeben. Da der Betrieb der Anlagen von den vor Ort befindlichen BEMI bzw. von den Kunden vorgegeben wird, lässt sich allenfalls eine Wahrscheinlichkeit angeben, mit der ein Anteil des theoretischen Regelpotenzials tatsächlich abrufbar ist (vgl. 3.10.4). Eine Erhöhung der

Arbeits- und Zeitverfügbarkeit wäre nur möglich, wenn der EDL eigene Anlagen zur MRL-Bereitstellung vorhalten würde.

Die Bereitstellung von MRL durch das BEMI-System ist daher nur unter folgenden Annahmen möglich:

- MRL-Bereitstellung mit Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit unter 100% ist erlaubt.
- Die direkte Steuerbarkeit der Anlagen wird nicht mehr vorausgesetzt.
- Es dürfen beliebige Mengen von MRL angeboten werden.

Unter diesen Annahmen entscheidet der EDL für jede der sechs Zeitscheiben, ob er positive oder negative MRL anbieten möchte. Für die Bereitstellung werden dann alle verfügbaren Ressourcen herangezogen. Eine mögliche Strategie des EDL bei der Bereitstellung von MRL wird in Abschnitt 3.10.4 genauer betrachtet.

3.9.4 Verteilnetz-Dienstleistungen

Definition

Bereits in Projekt DINAR wurden Anwendungen des BEMI-Systems identifiziert, die in den Bereich der Systemdienstleistungen fallen. Der Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW)¹ definiert diesen Begriff so:

„Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für die Kunden zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen: - Frequenzhaltung - Spannungshaltung - Versorgungswiederaufnahme - Betriebsführung“ ([65], S. 22)

Das BEMI-System erschließt aber auch Anwendungen, die mit diesem Begriff nicht erfasst werden. Die Messungen, die durch das MSI ausgeführt werden, stellen beispielsweise keine Dienstleistung des Netzbetreibers gegenüber dem Kunden dar. Daher wird definiert:

¹Seit 2007 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)

Verteilnetz-Dienstleistungen (VN-DL) sind Dienstleistungen, die der EDL unter Nutzung der technischen Eigenschaften des BEMI-Systems dem VNB anbietet, um diesen bei der Erfüllung seiner Tätigkeiten zu unterstützen.

Grundsätzlich werden vier Arten von VN-DL unterschieden:

1. VN-DL zur Optimierung des Netzbetriebs
2. VN-DL zur Wiederherstellung des Normalbetriebs
3. Reduzierung der netzweiten Jahresspitzenlast („Spitzenlastreduktion“)
4. Zählerdienstleistungen, d.h. Zähldatenauswertung oder Zähl Datensammlung

Verteilnetz-Dienstleistungen für den Netzbetrieb

VN-DL der Arten 1) und 2) haben allgemein das Ziel, den VNB beim Betrieb des Netzes zu unterstützen. Sie erhalten besondere Bedeutung, wenn hohe Anteile von DEA vorhanden sind. Verschiedene Aspekte technischer Auswirkungen von DEA auf den Netzbetrieb wurden bereits mehrfach untersucht (z.B. [47][40][44][75][21][76]). Dabei stehen häufig bestimmte Netzbereiche (z.B. städtische Netze [77], Netzsituationen (z.B. Inselnetzbetrieb, schwache Netze), Erzeugungstypen (z.B. Windkraftanlagen [78], Photovoltaikanlagen [79]) oder Bereiche des Netzbetriebs (z.B. Schutztechnik) im Vordergrund. Seltener sind Studien, die mögliche Auswirkungen systematisch zusammenfassen [22]. Im Folgenden wird eine Basis für die Ableitung von VN-DL ermittelt, indem die möglichen Ursachen von Störungen im Verteilnetz und Auswirkungen von DEA grob klassifiziert werden.

Prinzipiell sind zwei Arten von VN-DL für den Netzbetrieb zu unterscheiden: solche, die die klassischen Methoden der Netzbetriebsführung unterstützen und solche, die den VNB bei der Lösung von technischen Problemen unterstützen, die sich durch hohe Anteile DEA ergeben. Eine weitere Klassifizierung der VN-DL lässt sich anhand des Betriebszustands des Verteilnetzes treffen. Als „Normalbetrieb“ des Verteilnetzes werden im Folgenden Betriebszustände bezeichnet, in denen folgende Kriterien erfüllt sind (vgl. 4.1):

- Alle Verbraucher sind versorgt
- Alle im Netz angeschlossenen Erzeuger können ungedrosselt einspeisen

- Es sind keine Netzbetriebsmittel überlastet
- Ausfall- und Kurzschlussrechnungen (so welche durchgeführt werden) sind ohne Befund
- Es gibt keine Inselnetze

VN-DL im Normalbetrieb unterstützen die Optimierung des Netzbetriebs oder dienen dazu sicherzustellen, dass das Verteilnetz in diesem Betriebszustand verbleibt. Wird der Normalbetrieb verlassen, ist der VNB bestrebt, diesen möglichst schnell wiederherzustellen. VN-DL der zweiten Art sollen den VNB bei dieser Aufgabe unterstützen. Kritisch ist insbesondere der „gestörte Betrieb“ mit folgenden Merkmalen:

- Es sind nicht alle betrieblichen Grenzen eingehalten oder
- Es sind nicht alle Kunden versorgt oder
- Es gibt ein oder mehrere Inselnetze

Die so getroffene Einteilung von VN-DL führt zu der Frage, welche Ereignisse im Verteilnetz prinzipiell zu einer Störung bzw. Gefährdung des Normalbetriebs führen und welche dieser Ereignisse durch DEA herbeigeführt werden können. Allgemeine Störungen sind:

- Ausfall von Betriebsmitteln wegen technischer Störung (z.B. Verschleiß), Bedienungsfehler oder Fremdeinwirkung
- (Erd-)Kurzschlüsse durch Defekte an Betriebsmitteln (z.B. Isolationsfehler), Fremdeinwirkung oder höhere Gewalt
- Störung oder Ausfall einer übergeordneten Netzebene
- unsachgemäßer oder nicht normgerechter Anschluss oder Betrieb von DEE
- Über- oder Unterschreiten zulässiger betrieblicher Grenzen

Die meisten bekannten Probleme, die durch DEA verursacht werden können, zählen zu den beiden letzteren Störungsarten:

- Spannungsbandverletzung, Verschlechterung der Spannungsqualität am Einspeisepunkt, Einprägung von Oberschwingungen durch DEE, Verursachung von Spannungsunsymmetrien
- kurz- oder langfristige Überlastung von Netzbetriebsmitteln (Netzengpass)

- unzulässige Beeinflussung der Kurzschlussleistung
- Beeinflussung der Funktion von Schutzeinrichtungen (z.B. Speisung eines Lichtbogens durch DEA während automatischer Wiedereinschaltung)
- unerwünschte Bildung von Inselnetzen

Manche Probleme liegen auch direkt darin begründet, dass der VNB den aktuellen Zustand der DEA nicht beobachten oder beeinflussen kann:

- Sicherstellung der DEA-Abschaltung während Montagearbeiten im Netz
- Unkontrollierte Wiederschaltung von DEA beim Netzwiederaufbau
- Unerwartete Reaktion des Netzzustands auf Störungen wegen unbekanntem Zustand und unkontrolliertem Verhalten von DEA

Verteilnetz-Dienstleistungen im Normalbetrieb

Aus den o.g. Störungsursachen lassen sich zunächst VN-DL ableiten, die den VNB allgemein beim Netzbetrieb unterstützen:

- Netzüberwachung mittels BEMI-MSI und Vorverarbeitung mittels Pool-BEMI nach Vorgaben des VNB
- Überwachung des Versorgungszustands der Kunden, automatische Benachrichtigung des VNB bei Versorgungsausfällen mit räumlicher Eingrenzung des betroffenen Gebietes
- Lieferung von Blindleistung

Eine weitere Gruppe von DL dient dazu zu vermeiden, dass durch DEA Netzprobleme entstehen:

- lokale Spannungshaltung durch Blind- und Wirkleistungsanpassung von Erzeugern
- lokale Oberschwingungskompensation
- Netzengpassmanagement durch Spannungsbandüberwachung und Wirkleistungsanpassung (vgl. Abschnitt 6.3)

Schließlich gibt es VN-DL, die den Kundenservice betreffen:

- Kundenbenachrichtigung bei geplanter Versorgungsunterbrechung
- Vorbereiten einer geplanten Versorgungsunterbrechung beim Kunden, z.B. durch Füllen von Speichern von SOC-Geräten oder Einplanung des Betriebs von KWK-Anlagen

Verteilnetz-Dienstleistungen im gestörten Betrieb

Aus den Ursachen von Störungen im Verteilnetz lassen sich folgende DL für den gestörten Betrieb ableiten:

- Benachrichtigung des VNB bei einem Netzausfall
- Unterstützung des VNB bei der Fehlererkennung oder Fehlerortung mittels MSI (z.B. Angabe der betroffenen Phasen, Kurzschlussortung mittels Impedanzmessung)
- Gesicherte Abschaltung von DEA während der Montage und des Netzwiederaufbaus
- Gezielte Zuschaltung von DEA während des Netzwiederaufbaus
- Hausinselnnetzbetrieb oder mit dem VNB abgestimmter Inselnetzbetrieb eines abgetrennten Netzbereichs
- Benachrichtigung des Kunden über zu erwartende Dauer oder räumlichen Umfang einer Versorgungsunterbrechung

VN-DL im gestörten Betrieb setzen häufig voraus, dass Kommunikation im BEMI-System auch im Falle einer Versorgungsunterbrechung noch möglich ist (vgl. Abschnitt 4.3.3).

Wie sich in persönlichen Gesprächen mit Vertretern von VNB gezeigt hat, sind diese durchaus aufgeschlossen gegenüber den genannten Dienstleistungen. VNB haben auch ein Interesse an einer Erhöhung der Kundenzufriedenheit durch verbessertes Störungsmanagement [80]. Der Wert von VN-DL aber hängt maßgeblich von den erzielten Einsparungen einerseits und dem Mehraufwand andererseits ab (z.B. für die Einarbeitung der Mitarbeiter, die mit den neuen Lösungen umgehen sollen). Beide Faktoren sind durch VNB selbst nicht ohne weiteres abzuschätzen. Die tatsächliche Höhe der möglichen Einsparungen und Mehraufwendungen lässt sich daher voraussichtlich nur durch einen längerfristigen Pilottest feststellen.

3.10 Wirtschaftliche Abschätzung

3.10.1 Annahmen und Parameter eines exemplarischen BEMI-Systems

Im Folgenden wird eine Abschätzung für die wirtschaftlichen Potenziale in einem exemplarischen BEMI-System mit $n_{hh} = 10000$ Haushalten (HH) vorgenommen. Jeder HH verfügt nach Annahme über ein BEMI. Die verwendete Datenbasis entstammt dem Jahr 2006. Es wird angenommen, dass der EDL in der Lage ist, den Betrieb von DEE mittels variabler Tarife vorhersagbar und verlässlich zu beeinflussen, wie in [47] gezeigt wurde. Für die hier vorliegende Beispielrechnung wurden Algorithmen entwickelt, die mittels der Software Matlab® der Firma The MathWorks implementiert wurden.

Erzeugung und thermischer Energiebedarf

Im Rahmen der Beispielrechnung wurden lediglich KWK-Anlagen als DEA betrachtet, da diese von den BEMI in weiten Grenzen gesteuert werden können. Um die KWK-Anlagen auszulegen, ist eine Festlegung von Gebäudetypen und die Bestimmung des thermischen Bedarfs der Gebäude nötig. Die hierzu verwendeten Daten für Ein- und Mehrfamilienhäuser (EFH, MFH) sind [40] entnommen und in Tabelle 3.3 zusammengefasst. Daraus ergibt sich

Gebäudetyp, Baujahr, Wohnfläche	Zahl Bewohner	Zahl HH	Wärmebedarf	Wärmebed. pro HH	Anteil Haushalte	Anteil KWK-Anlagen	th. Leistung KWK-Anlagen im Gebäude
EFH 1961-75, 150 m ²	2	1	31,7 MWh/a	31,7 MWh/a	35 %	60 %	6 kW
EFH 1986, 136 m ²	4	1	14,5 MWh/a	14,5 MWh/a	20 %	30 %	3 kW
MFH, 2000, 365 m ²	11	5	31,2 MWh/a	6,24 MWh/a	30 %	10 %	6 kW
MFH 1952, 457 m ²	20	8	43,3 MWh/a	5,41 MWh/a	10 %	0 %	8 kW
MFH 1960, 3534 m ²	131	60	691 MWh/a	11,51 MWh/a	5 %	0 %	106 kW

Tabelle 3.3: Parameter für Gebäude, Wärmebedarf und KWK-Anlagen [40]

eine durchschnittliche Haushaltsgröße von 2,52 Personen und eine durchschnittliche thermische Leistung der KWK-Anlagen von 4,62 kW. Der durchschnittliche Wärmebedarf von

Haushalten mit KWK-Anlage beträgt 23,9 MWh/a. Es wird eine durchschnittliche Stromkennzahl von 0,2 angenommen. Die durchschnittliche elektrische Leistung einer KWK-Anlage beträgt also 924 W. Für die jahreszeitliche Verteilung des thermischen Energiebedarfs von Haushalten gibt es verschiedene Angaben [44][81][82]. Für die weitere Rechnung wurden mittlere Werte nach Tab. 3.4 verwendet. Danach ist im Winter der zusätzliche Be-

Jahreszeit	Anzahl Tage (2006)	Anteil am Jahreswärmebedarf	Wärmebedarf absolut	Vollaststunden KWK-Anlagen (Schnitt) (Schnitt)
Sommer	123	10 %	19,53 kWh/d	4,2 h/d
Übergangszeit	102	20 %	46,86 kWh/d	10,14 h/d
Winter	140	70 %	119,5 kWh/d	24 h/d

Tabelle 3.4: Jahreszeitabhängiger Wärmebedarf

trieb eines Spitzenlastkessels erforderlich, um den Wärmebedarf zu decken. Es ergibt sich eine durchschnittliche Vollaststundenanzahl der KWK-Anlagen von etwa 4911 h/a bei einer gesamten installierten elektrischen Erzeugungsleistung von 4,62 MW.

Den Verkaufserlösen für die mittels KWK-Anlagen erzeugte elektrische Energie stehen Mehrkosten für den Brennstoff (Erdgas) gegenüber. Nimmt man einen Arbeitspreis für Gas von 6 ct/kWh an, entstehen für die Haushalte durch den Betrieb eines Heizkessels anstelle der KWK-Anlagen aufgrund des durchschnittlichen Wärmebedarfs Kosten von etwa 1509 €/a, wenn man mit einem Primärenergienutzungsgrad von 95% annimmt. Für denselben Primärenergienutzungsgrad ergibt sich mit einer KWK-Anlage ein Primärenergiebedarf von 28,66 MWh/a. Dies entspricht Kosten von etwa 1720 €/a. Außerdem entsteht durch den Betrieb eines Spitzenlastkessel weiterer Primärenergiebedarf von etwa 1275 kWh/a entsprechend etwa 76 €/a für die Deckung von Lastspitzen im Winter. Unter diesen Annahmen lägen die Brennstoffkosten mit KWK-Anlagen also bei 1796 €/a und damit um 287 € höher als bei einer konventionellen Heizung. Die Erlöse durch den Stromverkauf müssen mindestens diese laufenden Mehrkosten decken, die im Übrigen mit dem Gaspreis linear steigen.

Potenziale für das Erzeugungsmanagement

Es wird angenommen, dass Wärmebedarf und Wärmeerzeugung mittels eines Warmwasserspeichers so weit entkoppelt sind, dass die KWK-Anlagen zu beliebigen Zeiten inner-

halb eines Tages betrieben werden können, solange der Tageswärmebedarf gedeckt wird. Diese Annahme ist durchaus realistisch, da ein idealer Warmwasserspeicher mit einem marktüblichen Volumen von $v = 1000\text{l}$ bei einer Temperaturdifferenz $\Delta t = 60^\circ\text{K}$ nach Formel 3.1 etwa 70 kWh speichern kann. Der durchschnittliche Tageswärmebedarf in der Übergangszeit lässt sich also problemlos speichern (vgl. Tab. 3.4).

$$E = \rho \cdot \nu \cdot v \cdot \Delta t \quad (3.1)$$

mit $\rho = 4,18 \frac{\text{J}}{\text{gK}}$ spezifische Wärmekapazität von Wasser
 $\nu \approx 1000 \frac{\text{g}}{\text{l}}$ spezifisches Gewicht von Wasser

Verbrauch elektrischer Energie

Für den Jahresstromverbrauch eines Haushalts wurden 3500 kWh angesetzt [83][84]. Es wird angenommen, dass der Gesamtlastgang der Haushalte im ungemanageten Betrieb dem VDEW Lastprofil H0 folgt. Damit ergeben sich viertelstündliche Lastprofile für die Typ-tage Werktag, Samstag und Sonntag¹ in Sommer, Übergangszeit und Winter. Diese werden nach Formel 3.2 in Abhängigkeit von der Tagesnummer i mit dem Dynamisierungsfaktor y skaliert² [85]:

$$y(i) = -3,92 \cdot 10^{-10} \cdot i^4 - 7,02 \cdot 10^{-5} \cdot i^2 + 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot i + 1,24 \quad (3.2)$$

Die daraus resultierenden viertelstündlichen Lastprofile werden durch Mittelung auf stündliche Werte verdichtet. Tabelle 3.5³ enthält daraus resultierende Eckdaten für das BEMI-System.

Spitzenlast	9,216 MW am 31. Dezember, 13:00-14:00 Uhr
Minimallast	1,057 MW am 22. Juli, 5:00-6:00 Uhr
Dezentralisierungsgrad	50,13 %
Anteil Energieerzeugung aus KWK-Anlagen am Jahresverbrauch	ca. 64 %

Tabelle 3.5: Eckdaten für BEMI-System

¹Für Feiertage wird das Lastprofil der Sonntage angenommen.

²Der 1. Januar hat die Nummer $i = 1$.

³Dezentralisierungsgrad: Quotient aus installierter DEA-Leistung und Spitzenlast

3.10.2 Potenzialkennwerte für das Lastmanagement

Für das Lastmanagement-Potenzial werden folgende Kennwerte definiert:

Das *Verschiebepotenzial* E_{max}^v ist die elektrische Energie, die im BEMI-System durch Lasten eines Gerätetyps verbraucht wird und mittels Lastmanagement innerhalb eines Tages zeitlich verschoben werden kann. Nimmt man an, dass alle Lasten eines Gerätetyps automatisch gesteuert werden können und keine Nebenbedingungen vorliegen, entspricht das Verschiebepotenzial dem Energieverbrauch des jeweiligen Gerätetyps pro Tag.

Das *positive Regelpotenzial* $P_{max}^+(i)$ ist die elektrische Leistung, um die die Last eines Gerätetyps im BEMI-System mittels Lastmanagement im Zeitintervall i maximal abgesenkt werden kann. Das theoretische positive Regelpotenzial eines Gerätetyps im Zeitintervall i entspricht der Leistung aller in diesem Zeitintervall eingeschalteten Geräte.

Das *negative Regelpotenzial* $P_{max}^-(i)$ ist die elektrische Leistung, um die die Last eines Gerätetyps im BEMI-System mittels Lastmanagement im Zeitintervall i maximal erhöht werden kann. Das theoretische negative Regelpotenzial eines Gerätetyps im Zeitintervall i entspricht der Leistung der in diesem Zeitintervall ausgeschalteten Geräte.

Das *Verschiebeintervall* $I_v(i)$ ist der Zeitraum um ein Zeitintervall i , innerhalb dessen die Energie eines Gerätetyps im BEMI-System mittels Lastmanagement ausgehend vom Zeitintervall i verschoben werden kann. Werden durch Lastmanagement z.B. alle Kühlschränke von 12:00-13:00 Uhr ausgeschaltet, so kann die in dieser Zeit eingesparte Energie z.B. nur in den Zeitraum von 9:00 - 16:00 Uhr verschoben werden, weil sonst die Kühltemperatur zu hoch wird. In diesem Fall würde man von einem Verschiebeintervall von +3 / -3 Stunden sprechen.

In der Beispielrechnung wurde mit 24 Zeitintervallen pro Tag gerechnet. Wenn die Kennwerte für die betrachteten Gerätetypen und die betrachtete Kundengruppe bekannt sind, lässt sich ein einfacher Algorithmus angeben, der für ein Lastprofil $P(i)$ und Preisprofil $K(i)$ ein kostenoptimales Lastprofil $P_{opt}(i)$ berechnet, das sich durch Lastmanagement erreichen lässt (vgl. Abschnitt 3.10.3).

Es liegen verschiedene Studien vor, die Potenzialkennwerte für Haushaltskunden beinhalten. Ausgewertet wurden Klobasa et al. [15], Schaupp [86] sowie Stadler [50]. Klobasa et al. fassen verschiedene Feldtests bei Haushaltskunden zusammen. Schaupp wertet einen Feldtest mit 23 Kunden aus. Stadler betrachtet die theoretischen Potenziale für Deutschland und gibt Tageslastgänge für Waschmaschinen, Spülmaschinen und Trockner an. Die angegebenen Werte unterscheiden sich stark, da die Quellen unterschiedliche Nebenbedingungen, z.B. über Marktdurchdringung und Gebrauchshäufigkeit der Geräte annehmen. Keine der Quellen gibt alle oben definierten Potenzialkennwerte an; jedoch lassen sich die in Tab. 3.6¹²³ zusammengefassten Abschätzungen ableiten. Angegeben sind durchschnittliche Werte pro Haushalt. Die Lastgänge für die betrachteten FPS-Geräte sind in Abb. 3.10 dargestellt.

	Verschiebepotenzial	pos. Regelpotenzial	neg. Regelpotenzial	Verschiebeintervall
Waschmaschinen Spülmaschinen Trockner	1000 Wh/d	laut Lastgang; kurzfristig: 0 W ¹	531 W ⁴ abzügl. Lastgang; kurzfristig: 0 W ¹	+4 / -0 h von 9-20 Uhr, sonst +8 / -0 h ²
Kühl- und Gefrierschränke	1400 Wh/d	60 W	160 W	± 5 h

Tabelle 3.6: Abschätzungen für Potenzialkennwerte zum Lastmanagement

3.10.3 Ergebnisse zur Spotmarktteilnahme

Datenbasis

Zur Berechnung der Spotmarktteilnahme wurden stündliche Preisdaten der EEX aus dem Jahr 2006 verwendet. Abb. 3.11 zeigt den Durchschnitt und die Standardabweichung über alle Tagespreisverläufe. Der Jahresdurchschnitt über alle Stunden betrug 50,53 €/MWh. Es fällt auf, dass die höchste Standardabweichung zu Zeiten hoher Preise auftritt. An den Wochenenden sind niedrigere Standardabweichungen typisch. Die auftretenden Preisspitzen

¹Für kurzfristige Nutzung zur Bereitstellung von MRL stehen nur FPS-Geräte zur Verfügung, die vorbereitet, aber nicht angeschaltet sind. Der angegebene Kennwert bildet dies nicht ab.

²Es wird angenommen, dass der Betrieb von FPS-Geräten, die nach 21 Uhr vorbereitet wurden, bis in den Morgen verschoben werden darf.

³Geschätzte Maximalleistung der FPS-Geräte nach [50]

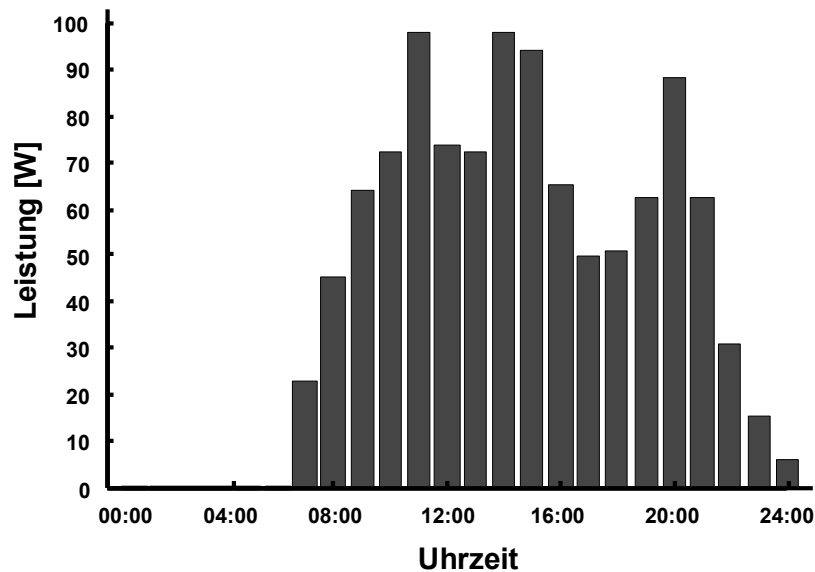


Abbildung 3.10: Tageslastgänge von FPS-Geräten, Durchschnitt pro Haushalt nach [50]

sind beträchtlich: Preise über 1000 €/MWh traten in mehreren Stunden im Jahr auf. Abb. 3.12 zeigt als Beispiel den Preisverlauf in der Woche ab dem 24.07.2006 ¹.

Handelsstrategie des EDL

Im Rahmen der Abschätzung wird angenommen, dass der EDL an einem Tag d eine Prognose für den Preisverlauf und den Lastgang des nächsten Tages bestimmt. Die Lastgangprognose wurde dabei als ideal angenommen. Mit diesen Prognosen bestimmt der EDL den durch Lastmanagement optimierten Lastgang und kauft die sich ergebenden Energiemengen mittels preisunabhängiger Gebote ein. Analog wird der Erzeugungsverlauf optimiert. Es wird angenommen, dass der optimierte Lastgang und der Erzeugungsfahrplan durch das Energiemanagement am Tag $d+1$ ideal hergestellt werden kann. Mögliche Nachoptimierungen des EDL nach Handelsschluss, weiterer Handel am Intraday-Markt sowie die Tarifgenerierung für BEMIs werden nicht betrachtet. In der Simulation wird die gesamte Optimierung zu Anfang des Tages d durchgeführt.

¹Die Preisspitzen werden häufig auf den heißen Sommer 2006 und die dadurch notwendige Kraftwerksabschaltung, kombiniert mit geringer Einspeisung aus Windkraftanlagen, zurückgeführt. Kritiker vermuten aber auch eine gezielte Manipulation des Bösegeschehens durch Großanbieter (<http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB125-06.htm>, Januar 2009)

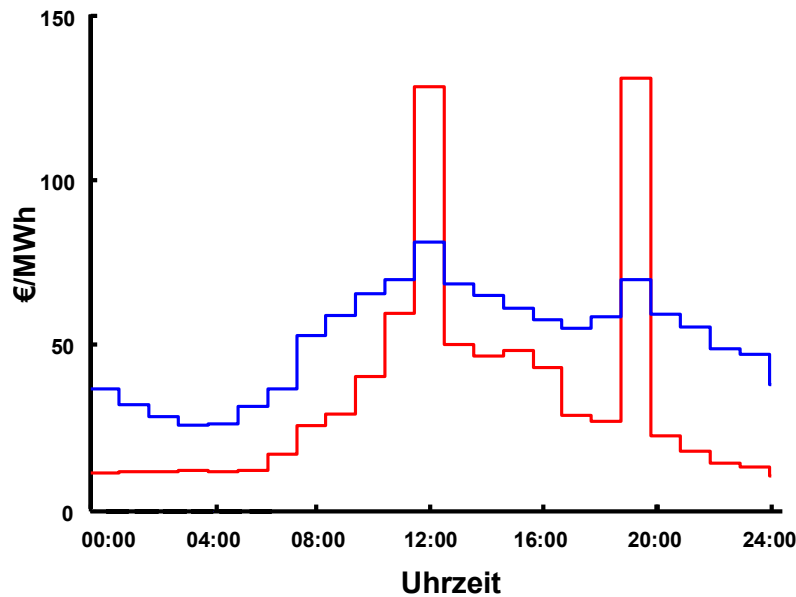


Abbildung 3.11: Jahresdurchschnitt (blau) und Standardabweichung (rot) der Tagespreisverläufe am Day-Ahead-Markt für Stundenkontrakte 2006

Prognose des Tagespreisverlaufs

Die genaue Prognose eines Tagespreisverlaufs an der Börse dürfte angesichts der auftretenden Preisspitzen (vgl. Abb. 3.12) problematisch sein. Für die Optimierung genügt jedoch die Kenntnis des Preisverlaufs. Genauer gesagt genügt es für eine ideale Prognose, wenn für jede Stunde der prognostizierte Preis in der Reihenfolge aller nach Höhe sortierten Preise dieselbe Stelle einnimmt wie beim realen Preisverlauf. Diese Prognoseaufgabe lässt sich bereits mit einfachen Mitteln gut lösen. In der Beispielrechnung wurde dazu der gleitende Durchschnitt \hat{C}_{dt} der Tagespreisverläufe \vec{C}_{dt} für jeden Tagestyp dt nach Formel 3.3 gebildet.

$$\hat{C}_{dt}(d) = \frac{1}{d-1} \sum_{j=1}^{d-1} \vec{C}_{dt}(j) = \frac{1}{d-1} \left((d-2) \hat{C}_{dt}(d-1) + \vec{C}_{dt}(d-1) \right) \quad (3.3)$$

mit $dt \in \{(\text{Sommer, Übergangszeit, Winter}) \times (\text{Werktag, Samstag, Sonntag})\}$

d : Tagesnummer

Für $\vec{C}_{dt}(1)$ wird dabei vereinfachend der Nullvektor, für $\vec{C}_{dt}(2)$ der Preisverlauf vom ersten Börsentag des jeweiligen Tagestyps angenommen. Diese Vorgehensweise liegt nahe, da der EDL sie in der Realität ebenfalls durchführen kann und da andererseits die Tagespreisverläufe an den meisten Tagen eine hohe Korrelation zum jeweiligen Jahresmittel $\vec{C}_{dt,avg}$

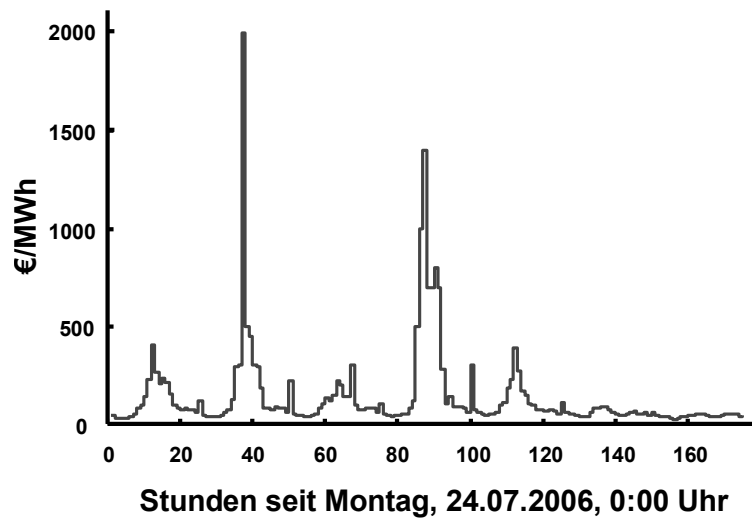


Abbildung 3.12: Wochenpreisverlauf am Day-Ahead-Markt für Stundenkontrakte 2006 mit hohen Preisspitzen

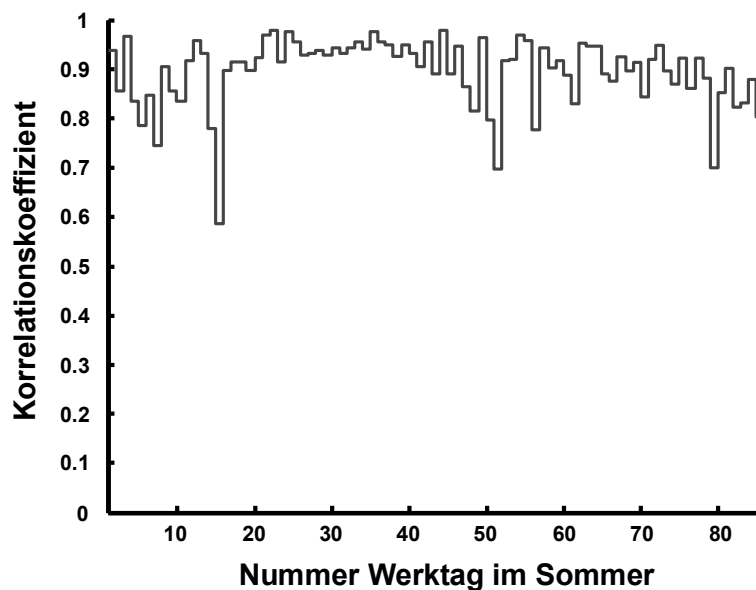


Abbildung 3.13: Korrelationskoeffizienten zwischen dem mittleren Tagespreisverlauf und den realen Tagespreisverläufen an Werktagen im Sommer 2006

nach Formel 3.4 aufweisen. Abb. 3.13 zeigt die Korrelationskoeffizienten nach Pearson $r(d)$ (Formel 3.5) für alle Werktage d im Sommer. Ihr Mittelwert beträgt 0,89; in 90% aller Fälle liegt der Wert über 0,8. Für die anderen Tagestypen gelten ähnlich hohe Werte. Daher ist die Verwendung von mittleren Preisverläufen als Prognose für den Preisverlauf an einem gegebenen Tag sinnvoll.

$$\vec{C}_{dt,avg} = \frac{\sum_{j:j \in dt} \vec{C}_{dt}(j)}{\sum_{j:j \in dt} 1} \quad (3.4)$$

$$r(d) = \frac{\sum (c(i) - \hat{c})(c_{avg}(i) - \hat{c}_{avg})}{\sqrt{\sum (c(i) - \hat{c})^2 \sum (c_{avg}(i) - \hat{c}_{avg})^2}} \quad (3.5)$$

mit: $c(i), c_{avg}(i)$: Elemente der Vektoren $\vec{C}_{dt}, \vec{C}_{dt,avg}$

\hat{c}, \hat{c}_{avg} : Mittelwert über alle Elemente der Vektoren $\vec{C}_{dt}, \vec{C}_{dt,avg}$

wobei $i = 1..24$ Stundenummer

Algorithmus zur Spotmarktteilnahme

Der in Abschnitt 3.10.2 erwähnte Algorithmus zur Optimierung von Lastprofilen wird hier als Pseudocode angegeben:

Eingaben:

Zu optimierendes Tageslastprofil

Tagespreisverlauf

Verschiebepotenzial

Positives und negatives Regelpotenzial für alle Zeitintervalle $i = 1..24$

Verschiebeintervall für alle Zeitintervalle $i = 1..24$

Maximallast

Ausgaben:

Optimiertes Tageslastprofil

Verbleibendes Verschiebepotenzial

Verbleibendes positives und negatives Regelpotenzial für alle Zeitintervalle $i = 1..24$

Ablauf:

1. Suche das Zeitintervall I_g mit dem günstigsten Preis, das noch nicht markiert ist.
Falls keines zu finden ist, brich ab.
2. Suche innerhalb des Verschiebeintervalls um I_g das Zeitintervall I_h
mit dem höchsten Preis, in dem die Leistung aufgrund des positiven Regelpotenzials noch reduziert werden kann. Falls keines zu finden ist, fahre mit 5. fort.
3. Reduziere die Leistung in Zeitintervall I_h und erhöhe sie in Zeitintervall I_g entsprechend, bis dort die Leistung aufgrund des negativen Regelpotenzials oder der Überschreitung der Maximallast nicht mehr erhöht werden kann.
Reduziere das verbleibende Verschiebepotenzial um die verschobene Energiemenge und brich ab, wenn dieses Null erreicht oder unterschreitet.
4. Falls die Leistung in I_g aufgrund des dort verbleibenden positiven Regelpotenzials noch erhöht werden kann, fahre mit Schritt 2) fort.
5. Markiere Zeitintervall I_g und fahre mit Schritt 1 fort.

Die Berücksichtigung einer Maximallast ist dabei wesentlich. Denn der Börsenpreisverlauf weist keine hohe Korrelation mit dem VDEW-H0-Lastgang auf¹. Daher kann man i.A. nicht davon ausgehen, dass zu Zeiten hoher Last (also hoher Nachfrage) der Preis hoch ist. Umgekehrt kann es der Fall sein, dass trotz bereits hoher Last nach VDEW-H0-Lastgang der Börsenpreis niedrig ist. Da der Optimierungsalgorithmus die Leistung zu diesen Zeiten zusätzlich erhöht, erhöht dies i.A. auch die Jahresspitzenlast. Besonders ist dies zu beachten, wenn der Algorithmus nach einer vorherigen Spitzenlastreduktion ausgeführt wird.

Der Algorithmus für die Optimierung des KWK-Betriebs ist ähnlich aufgebaut:

Eingaben:

Bereits geplantes Tageserzeugungsprofil für KWK-Anlagen
 Durch KWK-Anlagen am betrachteten Tag zu erzeugende elektrische Energie (festgelegt durch thermischen Energiebedarf)
 Elektrische Gesamt-Nennleistung der KWK-Anlagen
 Tagespreisverlauf

Ausgaben:

Optimiertes Tageserzeugungsprofil
 Verbleibende durch KWK-Anlagen zu erzeugende elektrische Energie

Ablauf:

1. Berechne aus Stromkennzahl und zu erzeugender elektrischer Energie durch KWK-Anlagen den verbleibenden thermischen Energiebedarf der Haushalte.
2. Suche das Zeitintervall I_h mit dem höchsten Preis, das noch nicht markiert ist. Falls keines zu finden ist, fahre mit 4) fort.
3. Erhöhe die Gesamtleistung der KWK-Anlagen im Zeitintervall I_h und verringere entsprechend den verbleibenden thermischen Energiebedarf der Haushalte, bis dieser Null erreicht oder die elektrische Gesamt-Nennleistung der KWK-Anlagen im Zeitschlitz I_h erreicht ist.
4. Markiere Zeitintervall I_h als erledigt.
 Wenn der verbleibende thermische Energiebedarf der Haushalte noch nicht erreicht ist, fahre fort mit 1.

¹Besonders deutlich gilt das im Sommer: der durchschnittliche Korrelationsfaktor zwischen Lastgang und Tagespreisverlauf an Werktagen im Sommer beträgt ca. 0,64.

²Repräsentiert durch verbleibenden therm. Energiebedarf. Hier nur im Winter größer Null, durch Spitzenlastkessel abzudecken

Wirtschaftliches Potenzial der Spotmarktteilnahme

Tab. 3.7 zeigt Ergebnisse einer Simulationsrechnung, bei der das volle Last- und Erzeugungsmanagementpotenzial aller Haushalte für die Spotmarktteilnahme verwendet wurde. Angegeben sind Einsparungen in der Energiebeschaffung und absolute Erlöse für den Energieverkauf jeweils im Schnitt pro Haushalt. Man beachte, dass durch die Verwendung des

	Bezug Kosten ohne LM	Einsparung durch LM (SOC)	Einsparung durch LM (FPS)	Verkauf Erlöse ohne EM	Zusatz- erlöse durch EM
ideale Prognose	198,33	8,50	4,38	243,38	28,44
ideale Prognose ohne Maximallast ¹	198,33	8,56	4,67	243,38	28,44
Prognose mit gl. Durchschnitt	198,33	7,79	3,72	243,38	25,86
Angaben aus [47], Tab. 13	-	8,49	5,42	-	-

Tabelle 3.7: Ergebnisse zur Spotmarktteilnahme (Angaben in € pro Haushalt)

gleitenden Durchschnitts als Preisprognose bereits 89% der ideal möglichen Einsparungen durch LM und 91% der ideal möglichen Zusatzerlöse durch EM erzielt werden können. Ein Vergleich der Ergebnisse für KWK-Anlagen mit Abschnitt 3.10.1 zeigt außerdem, dass die Erlöse für den Stromverkauf am Day-Ahead-Markt die Brennstoffmehrkosten für den Betrieb der KWK-Anlagen unter den gegebenen Annahmen nicht decken. Eine finanzielle Förderung des KWK-Anlagenbetriebs wäre also notwendig, etwa durch ein Umlageverfahren wie nach heutigem KWK-Gesetz vorgesehen.

3.10.4 Minutenreserveleistung

Datenbasis

Bei der Beispielrechnung wurden die Grenzleistungspreise für positive und negative MRL für alle Zeitscheiben des Jahres 2006 in der Regelzone von Vattenfall European Transmission verwendet. Die entsprechenden Ausschreibungsergebnisse sind im Internet verfügbar [69]. Verwendet wurden die Leistungspreise des jeweiligen Grenzanbieters. Neben den zu

¹Erhöht die Jahresspitzenlast von 9,21 MW auf 13,53 MW

erwartenden Preisschwankungen nach Zeitscheiben - so ist positive MRL zur Tagesmitte, wenn hoher Verbrauch und hohe Verbrauchsschwankungen auftreten, am teuersten - zeigten sich auch Abhängigkeiten nach Jahreszeit und Wochentag. So war positive MRL beispielsweise an Sonntagen im Schnitt am günstigsten und an Werktagen am teuersten, während für negative MRL genau die gegenteilige Aussage gilt. Tabellen 3.8 und 3.9 zeigen Durchschnittswerte. Auch minimale und maximale Arbeitspreise und die Inanspruch-

Zeitscheibe	0-4	4-8	8-12	12-16	16-20	20-24
Sommer, Wd	5,99	9,35	268,95	127,14	26,59	4,92
Sommer, Sa	0,54	1,57	9,69	6,06	8,78	1,85
Sommer, So	1,14	1,9	8,61	4,75	6,92	4,07
Übergangszeit, Wd	2,15	5,54	30,98	19,61	25,89	3,67
Übergangszeit, Sa	0,51	1,62	9,98	6,1	9,23	1,98
Übergangszeit, So	0,57	1,40	6,93	3,78	6,46	4,31
Winter, Wd	5,25	19,14	104,75	87,11	191,53	12,19
Winter, Sa	1,60	3,01	14,30	9,23	14,18	3,96
Winter, So	1,32	1,83	8,88	5,64	8,36	5,14

Tabelle 3.8: Durchschnittliche Grenzleistungspreise für positive MRL, Vattenfall 2006 (Angaben in € pro MW)

Zeitscheibe	0-4	4-8	8-12	12-16	16-20	20-24
Sommer, Wd	48,4	47,81	0,96	0,04	0,07	0,35
Sommer, Sa	52,48	52,98	0,53	0,87	1,3	2,62
Sommer, So	102,33	102,29	1,36	1,58	2,13	3,09
Übergangszeit, Wd	49,5	49,63	0,08	0,08	0,08	0,41
Übergangszeit, Sa	52,54	53,12	0,58	0,92	1,32	2,54
Übergangszeit, So	97,98	100	1,53	1,75	2,35	3,46
Winter, Wd	34,60	34,29	0,50	0,50	0,50	0,86
Winter, Sa	44,30	48,35	0,86	1,21	1,72	2,81
Winter, So	102,60	115,45	2,71	2,74	2,81	4,20

Tabelle 3.9: Durchschnittliche Grenzleistungspreise für negative MRL, Vattenfall 2006 (Angaben in € pro MW)

nahme von MRL in jeder Viertelstunde des Jahres sind verfügbar [69]. Der Arbeitspreis für positive MRL bewegt sich im Schnitt zwischen etwa 11 und 200 ct/kWh, der für negative MRL zwischen 0 und 0,16 ct/kWh. Zur Vereinfachung wird angenommen, dass der EDL mit einem konstanten Arbeitspreis von 100 ct/kWh bei positiver MRL und bei 0 ct/kWh bei negativer MRL bietet. Die Erlöse durch Inanspruchnahme positiver MRL werden aufgrund der Zeiträume der Inanspruchnahmen laut [69] ermittelt. Dies stellt allerdings eine

Abschätzung nach oben dar, da der EDL aufgrund der Merit Order (vgl. Abschnitt 3.9.3) i.A. nicht bei allen Inanspruchnahmen zum Zuge kommt.

Statistische Grundlagen zur Zeitverfügbarkeit von MRL im BEMI-System

Aufgrund der Definitionen in Abschnitt 3.10.2 ist die Abrufung des theoretischen Regelpotenzials einer Gerätegruppe als MRL nur möglich, wenn zum Zeitpunkt der Abrufung die Anzahl der laufenden Geräte dieser Gruppe genau dem Erwartungswert entspricht. Dieser wiederum entspricht dem Produkt aus Gesamtzahl der Geräte und dem Verhältnis p zwischen Nutzungsdauer und Bezugszeitraum. Wenn z.B. drei Kühlschränke betrachtet werden, dann beträgt der Erwartungswert bei einer typischen Gerätenutzungsdauer von 8 Stunden pro Tag genau 1, d.h. im Schnitt würde zu jeder Zeit genau 1 Kühlschrank laufen. Das theoretische positive Regelpotenzial würde dann der Leistung eines Kühlschranks entsprechen, das negative der Leistung zweier Kühlschränke.

In der Praxis lässt sich die Anzahl zu einem Zeitpunkt laufender Geräte aber nur mit einer Wahrscheinlichkeit angeben. Mit den Methoden der Statistik kann man die Ereignisse „Gerät an“ und „Gerät aus“ als Ergebnis eines Zufallsversuchs betrachten. Es gilt außerdem, dass die Versuche statistisch unabhängig sind, die Geräte sich in ihrem Verhalten also nicht gegenseitig beeinflussen. Dann liegt eine Binominalverteilung vor, die sich für eine ausreichende Anzahl n von Geräten aber durch eine Normalverteilung annähern lässt. Das ist für die hier auftretenden Werte von p und einer Zahl von mindestens 100 Geräten der Fall. Damit berechnet sich die Wahrscheinlichkeit $p(i)$, dass die Gesamtzahl der angeschalteten Geräte zwischen $(1 - i) * np$ und $(1 + i) * np$ liegt, mit Formel 3.6.

$$p(i) = 2\Phi\left(i\sqrt{\frac{np}{1-p}}\right) - 1 \quad (3.6)$$

mit Φ : Gauss'sches Fehlerintegral

Damit entspricht $p(i)$ der Wahrscheinlichkeit, dass der EDL einen Anteil $(1 - i)$ von negativem und positivem Regelpotenzial nutzen kann.

Bei Gefriergeräten kann man laut [15] von einer Nutzungsdauer von 8 Stunden pro Tag ausgehen. Damit kann der EDL bei 1000 Kunden bereits mit einer Sicherheit von 95% ein Regelennergiepotenzial abrufen, das 8,8% unter dem theoretischen Potenzial liegt. Bei 1000 KWK-Anlagen erlaubt aufgrund der durchschnittlichen Anlagenlaufzeiten laut Tab. 3.4 die

Sicherheit von 95% die Abrufung von 86,5% (Sommer) bzw. 92,8%(Übergangszeit) des theoretischen Potenzials. Im Winter kann mit einer Sicherheit von 100% die Nennleistung der Anlagen als negatives Regelpotenzial genutzt werden, da die Anlagen dann 24 Stunden am Tag laufen.

Letzteres ist allerdings nur unter der Annahme möglich, dass die Spitzenlastkessel so ausgelegt sind, dass sie den Wärmebedarf des Gebäudes während einer Inanspruchnahme von negativer MRL decken können. Weiterhin ist die Zu- oder Abschaltung von SOC-Geräten und KWK-Anlagen allgemein nur möglich, solange deren Speichergrenzen nicht über- oder unterschritten werden. Diese Begrenzung wird in der Abschätzung nicht berücksichtigt, begrenzt aber in der Realität voraussichtlich die Arbeitsverfügbarkeit, da MRL-Inanspruchnahmen mit einer Dauer von mehreren Stunden möglich sind¹.

Strategie des EDL und Prognose der Auktionsergebnisse

Der Ansatz der o.g. Grenzleistungspreise zur Berechnung der möglichen Erlöse durch Bereitstellung von MRL würde voraussetzen, dass der EDL in der Lage ist, die Grenzleistungspreise ideal zu prognostizieren. Für eine realistischere Abschätzung ist allerdings ein entsprechender Prognosealgorithmus zu berücksichtigen.

Zur Bestimmung eines prognostizierten Grenzleistungspreises $P_{Bid,dt}(d)$ hat sich in der Beispielrechnung gezeigt, dass die Bildung des gleitenden Durchschnitts wie bei der Spotmarktteilnahme nicht optimal ist. Das rührt daher, dass es hier auf die korrekte Vorhersage der Höhe des Grenzleistungspreises ankommt und diese Höhe im Jahresverlauf - auch bei der Betrachtung eines einzigen Tagestypes dt - stark schwankt. Es hat sich gezeigt, dass die Verwendung des Grenzleistungspreises der zuletzt durchgeführten Auktion $P_{Grenz,dt}(d-1)$ eine wesentlich bessere Prognose darstellt. Die Verwendung einer exponentiellen Glättung mit dem Glättungsfaktor α nach Formel 3.7 kann eine weitere leichte Verbesserung erbringen.

$$P_{Bid,dt}(d) = \alpha P_{Bid,dt}(d-1) + (1-\alpha)P_{Grenz,dt}(d-1) \quad (3.7)$$

mit $dt \in \{(\text{Sommer, Übergangszeit, Winter}) \times (\text{Werktag, Samstag, Sonntag})\}$

¹z.B. am 16.05.2006 Inanspruchnahme von negativer MRL in 13 aufeinander folgenden Viertelstunden (Regelzone Vattenfall European Transmission)

Es ist weiterhin sinnvoll, dass der EDL nur einen Anteil p_{bid} des prognostizierten Grenzleistungspreises bietet. Ein kleines p_{bid} erhöht die Chancen für einen Zuschlag, verringert aber den Erlös für die Vorhaltung der MRL, falls der Zuschlag erfolgt. Die Simulation hat ergeben, dass bei positiver MRL mit einem Wert von $p_{bid} = 80\%$ und $\alpha = 0.01$ im Jahr 2006 die höchste Gesamtvergütung erzielt werden konnte. Damit erhält der EDL bei 94,8% der Auktionen den Zuschlag, wobei der erzielte Leistungspreis im Schnitt etwa 12,2% unter den Grenzleistungspreisen liegt. Der damit erzielbare Erlös aus Vorhaltung beträgt ca. 62% des Erlöses bei idealer Prognose. Für die negative MRL ist $p_{bid} = 93\%$ und $\alpha = 0$ am günstigsten. Der EDL gewinnt damit etwa 86,8% der Auktionen, der erzielte Leistungspreis liegt etwa 22% unter den Grenzleistungspreisen und es werden ca. 82,7% des Erlöses bei idealer Prognose erzielt.

Wirtschaftliches Potenzial der MRL-Bereitstellung

Um als Anhaltswert den maximal möglichen Erlös durch MRL-Bereitstellung zu bestimmen, wurde angenommen, dass der EDL das Gesamte zur Verfügung stehende Regelpotenzial der KWK-Anlagen und SOC-Geräte dafür nutzt. In diesem Fall ist allerdings keine optimierte Spotmarktteilnahme mit diesen Geräten mehr möglich, weil angenommen wird, dass Regelpotenziale nicht mehrfach genutzt werden können. Tab. 3.10 zeigt das Ergebnis für SOC-Geräte, wobei die Regelpotenziale nach Tab. 3.6 angenommen wurden. Die Tabelle enthält Werte für ideale Prognose sowie Prognose mittels exponentieller Glättung. Es wurde angenommen, dass der EDL bei jeder Inanspruchnahme zum Zuge kommt. Tab. 3.11

	Pos. MRL Bereitstellung	Pos. MRL Inanspruchnahme	Neg. MRL Bereitstellung
Sommer	2,35 / 1,11	1,19 / 1,14	2,33 / 1,97
Übergangszeit	0,41 / 0,27	0,45 / 0,45	1,98 / 1,50
Winter	2,54 / 1,90	0,44 / 0,44	2,27 / 1,97

Tabelle 3.10: Erlöse aus Bereitstellung und Inanspruchnahme von MRL mittels SOC-Lasten (Angaben in € pro Haushalt und Jahr)

zeigt das Ergebnis für KWK-Anlagen, wobei die täglichen Laufzeiten nach Tab. 3.4 angenommen wurden. Für das Regelpotenzial wurde angenommen, dass der Einsatz der KWK-Anlagen gleichmäßig über den Tag verteilt ist. Daher errechnen sich die theoretischen Regelpotenziale pro KWK-Anlage mit Formel 3.8 bzw. 3.9 mit der täglichen Laufzeit t_l und

der durchschnittlichen Nennleistung pro Anlage $P_{KWK} = 924W$. Für das durchschnittliche positive Regelpotenzial (Anlagenzuschaltung) ergibt sich damit pro KWK-Anlage 762,3 W (Sommer), 533,6 W (Übergangszeit) bzw. 0 W (Winter). Das durchschnittliche negative Regelpotenzial (Anlagenabschaltung) beträgt 161,7 W (Sommer), 390,4 W (Übergangszeit) bzw. 924 W (Winter).

$$P_{\max,KWK}^+ = P_{KWK} \left(1 - \frac{t_l}{24h} \right) \text{ (positives Regelpotenzial)} \quad (3.8)$$

$$P_{\max,KWK}^- = P_{KWK} \left(\frac{t_l}{24h} \right) \text{ (negatives Regelpotenzial)} \quad (3.9)$$

Es ist festzustellen, dass die möglichen Erlöse für das ganze Jahr bei der MRL-Bereitstellung

	Pos. MRL Bereitstellung	Pos. MRL Inanspruchnahme	Neg. MRL Bereitstellung
Sommer	29,83 / 14,13	15,06 / 14,48	2,35 / 1,99
Übergangszeit	3,66 / 2,42	4,00 / 4,00	4,84 / 3,66
Winter	0 / 0	0 / 0	13,12 / 11,36

Tabelle 3.11: Erlöse aus Bereitstellung und Inanspruchnahme von MRL mittels KWK-Anlagen (Angaben in € pro Haushalt mit KWK-Anlage und Jahr)

durch Lasten geringer sind als die möglichen Einsparungen durch die Spotmarktteilnahme (vgl. Tab 3.7). Bei den KWK-Anlagen lässt sich jedoch im Vergleich zu den möglichen Zusatzerlösen durch Spotmarktteilnahme durch Bereitstellung von positiver MRL in Sommer und Übergangszeit sowie negativer MRL im Winter mit 65,67 € gut der doppelte Erlös erzielen (vgl. Tab. 3.7: 28,44 €). Selbst wenn man die Erlöse durch die Inanspruchnahmen außer Acht lässt, ist der erzielbare Erlös durch MRL-Bereitstellung mit 46,61 € noch deutlich höher.

3.10.5 Spitzenlastkappung

Bei Reduzierung der Jahresspitzenlast des BEMI-Systems muss der VNB einen geringeren Leistungspreis an den übergeordneten Netzbetreiber entrichten. Andererseits wird der Fahrplan von DEE, die zur Spitzenlastkappung eingesetzt werden, dadurch ganz oder teilweise festgelegt, so dass diese nicht mehr zur Spotmarktteilnahme zur Verfügung stehen. Daher tritt die Frage auf, welche und wieviele DEE eingesetzt werden sollten und wie hoch die erreichbare Spitzenlastkappung ist.

Reihenfolge des Geräteeinsatzes

In der Beispielrechnung hat sich ergeben, dass Geräte mit dem geringsten Verschiebepotenzial zur Kappung von kurzzeitigen Lastspitzen eingesetzt werden sollten. Auf diese Weise wird ihr Potenzial für die Spitzenlastkappung optimal genutzt. KWK-Anlagen, deren Verschiebepotenzial der Einspeisung pro Tag entspricht, eignen sich dagegen zur weiteren Kappung von Lastplateaus. Aus dieser Überlegung ergibt sich, dass zur Spitzenlastkappung zuerst FPS, dann SOC-Geräte und schließlich KWK-Anlagen eingesetzt werden sollten.

Algorithmus zur Spitzenlastkappung

Um die Spitzenlast eines Tageslastgangs mittels Lasten bis zu einer vorzugebenden Ziel-Spitzenlast zu reduzieren, wird folgender Algorithmus verwendet:

Eingaben:

Tageslastprofil, dessen Lastspitze zu reduzieren ist

Ziel-Spitzenlast

Verschiebepotenzial

Positives und negatives Regelpotenzial für alle Zeitintervalle $i = 1..24$

Verschiebeintervall für alle Zeitintervalle $i = 1..24$

Ausgaben:

Tageslastprofil mit reduzierter Lastspitze

Verbleibendes Verschiebepotenzial

Verbleibendes positives und negatives Regelpotenzial

Angabe, ob die Ziel-Spitzenlast erreicht wurde

Ablauf:

1. Bestimme die Lastspitze P_{sl} des Tageslastprofils und das Zeitintervall I_{sl} , in dem diese auftritt. Setze $E_v = 0$.
2. Falls P_{sl} größer ist als die Ziel-Spitzenlast, reduziere P_{sl} um 1000 W.
Ansonsten beende mit der Meldung, dass die Ziel-Spitzenlast erreicht wurde.
3. Für alle Zeitintervalle I , in denen die Leistung größer ist als P_{sl} :
 - 3a. Suche innerhalb des Verschiebeintervalls um I den Zeitschlitz I_v mit dem größten negativen Regelpotenzial, in dem die Leistung kleiner ist als P_{sl} .
Falls kein solches Zeitintervall zu finden ist, brich ab und fahre mit 4 fort.
 - 3b. Reduziere die Leistung in Zeitintervall I , erhöhe die Leistung in Zeitintervall

I_v entsprechend und erhöhe E_v um die verschobene Energiemenge.

Berechne außerdem die verbleibenden Regelpotenziale in I und I_v .

Brich ab, wenn:

- die Leistung in I gleich P_{sl} ist oder
- die Leistung in I_v größer P_{sl} ist oder
- das positive Regelpotenzial in Zeitintervall I keine weitere Leistungsreduzierung mehr erlaubt oder
- E_v das Verschiebepotenzial übersteigt.

Im ersten Fall fahre fort mit 3. Im zweiten Fall fahre fort mit 3a.

In den letzten beiden Fällen fahre fort mit 4.

4. Wenn in Schritt 3 alle Zeitschritte ohne Abbruch abgearbeitet wurden, fahre fort mit Schritt 1. Sonst stelle den Lastgang und die verbleibenden Regelpotenziale vor dem letzten Durchlauf von Schritt 3 wieder her und beende mit der Meldung, dass die Ziel-Spitzenlast nicht erreicht wurde.

Zur Ermittlung, wie hoch die maximal erreichbare Spitzenlastreduktion für einen bestimmten Satz von Eingabeparametern ist, ist es ausreichend, eine Ziel-Spitzenlast von 0 W anzugeben, so dass der Algorithmus auf jeden Fall abbricht. Die Spitzenlast des resultierenden Lastprofils ist dann die niedrigst mögliche. Um zu ermitteln, ob eine Ziel-Spitzenlast für das gesamte Jahr erreichbar ist, muss der Algorithmus für jeden Tag ausgeführt werden.

Zur Reduzierung der Spitzenlast eines Tageslastgangs mittels KWK-Anlagen bis zu einer vorzugebenden Ziel-Spitzenlast dient folgender Algorithmus:

Eingaben:

Tageslastprofil, dessen Lastspitze durch KWK-Anlagen reduziert werden soll

Ziel-Spitzenlast

Durch KWK-Anlagen am betrachteten Tag zu erzeugende elektrische Energie (festgelegt durch thermischen Energiebedarf)

Elektrische Gesamt-Nennleistung der KWK-Anlagen

Ausgaben:

Optimiertes Tageslastprofil

Erzeugungprofil der KWK-Anlagen

Verbleibende durch KWK-Anlagen zu erzeugende elektrische Energie

Ablauf:

1. Bestimme die Lastspitze P_{sl} und das Zeitintervall I_{sl} , in dem diese auftritt.

2. Falls P_{sl} größer ist als die Ziel-Spitzenlast, reduziere P_{sl} um 1000 W.
Ansonsten beende mit der Meldung, dass die Ziel-Spitzenlast erreicht wurde.
3. Für alle Zeitintervalle I mit Leistung größer P_{sl} :
Plane in I soviel KWK-Leistung ein, dass die verbleibende Last kleiner oder gleich P_{sl} ist. Falls dadurch die maximale Gesamt-Nennleistung der KWK-Anlagen oder deren zu erzeugende elektrische Energie überschritten wird, brich ab und fahre mit 4 fort. Sonst fahre mit 1 fort.
4. Beende mit der Meldung, dass die Ziel-Spitzenlast nicht erreicht werden konnte.

Für die Ermittlung der niedrigst möglichen Ziel-Spitzenlast gilt dasselbe wie beim Algorithmus für die Lasten. Das Ergebnis für das Spitzenlast-Reduktionspotenzial ist in Abb. 3.14 in Abhängigkeit von der Anzahl der dafür eingesetzten KWK-Anlagen und Haushalte mit ihren SOC- und FPS-Geräten angegeben. Man kann erkennen, dass der Zusammenhang zwischen Anzahl der KWK-Anlagen bzw. Haushalte und erzielbarer Reduktion der Jahresspitze nicht im gesamten dargestellten Bereich linear ist. Der Grund dafür ist, dass im Sommer das Reduktionspotenzial durch die geringe KWK-Anlagenlaufzeit begrenzt wird. Bei geringer Anzahl KWK-Anlagen wird die erzielbare Reduktion der Jahresspitze des gesamten BEMI-Systems durch deren Gesamtleistung begrenzt, bei hoher Anzahl KWK-Anlagen aber durch deren geringe Laufzeit im Sommer. Für eine Anzahl von KWK-Anlagen unter 5000 ergeben sich allerdings näherungsweise lineare Zusammenhänge. Hier trägt jeder Haushalt im Schnitt mit 132 W, jede KWK-Anlagen mit ihrer Nennleistung von 924 W zur Spitzenlastreduktion bei.

Wirtschaftliche Auswirkung der Spitzenlastreduktion

Es wird angenommen, dass der VNB, in dessen Netzgebiet sich das BEMI-System befindet, Energie von einem überlagerten Netzbetreiber bezieht. Laut StromNEV §14 (Kostenwälzung) wird dieser VNB als Netzkunde des überlagerten Netzbetreibers angesehen und muss an diesen im Rahmen der Kostenwälzung NNE abführen, die sich aus Leistungs- und Arbeitspreis zusammensetzen¹. Der VNB berechnet diese Kosten - zusammen mit eigenen Netzkosten - seinerseits den Endkunden als NNE.

Es wird angenommen, dass der betrachtete VNB Energie aus der Umspannebene Hoch-

¹StromNEV §17 Abs. 2

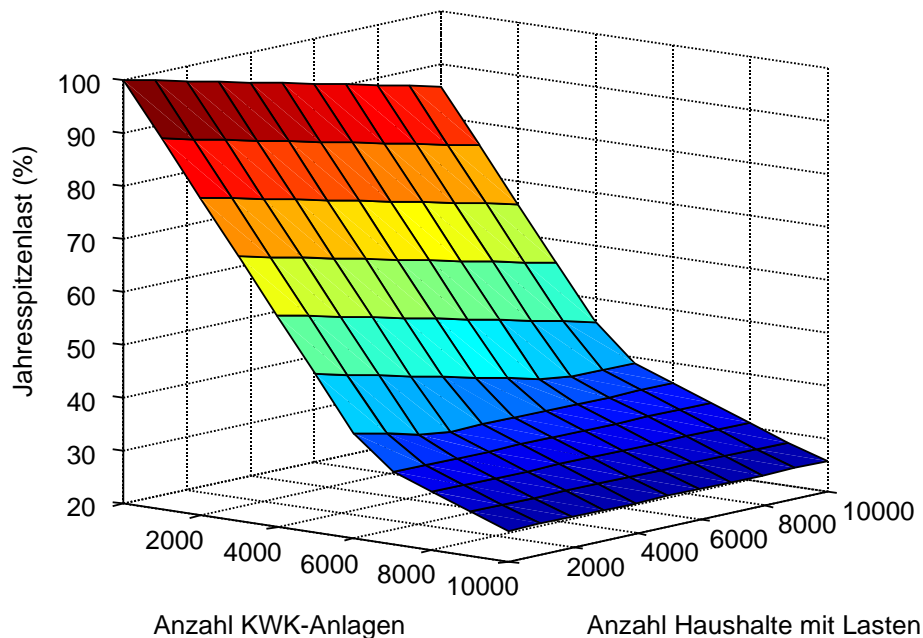


Abbildung 3.14: Potenzial zur Reduktion der Jahresspitzenlast im BEMI-System

spannung/Mittelspannung bezieht. Bei einem Leistungspreis von z.B. $35 \frac{\text{€}}{\text{kW}a}$ excl. USt und Konzessionsabgabe¹ beträgt der durch Spitzenlastkappung erzielte Opportunitätserlös für den VNB $132W * 35 \frac{\text{€}}{1000W a} = 4,62 \frac{\text{€}}{a}$ für jeden Haushalt mit gemanageten FPS- und SOC-Lasten sowie $924W * 35 \frac{\text{€}}{1000W a} = 32,34 \frac{\text{€}}{a}$ für jede gemanagete KWK-Anlage. Dies gilt allerdings nur unter der Annahme, dass die Spitzenlastreduktion des BEMI-Systems zu einer Reduzierung der Jahreshöchstlast im gesamten Gebiet des VNB in gleicher Höhe führt. Das ist i.A. nur dann mit Sicherheit der Fall, wenn alle Kunden im Netzgebiet des VNB über BEMI verfügen.

¹vgl. Preisblätter deutscher Verteilnetzbetreiber für Entnahme aus der Umspannebene HS/MS bei Nutzungsdauer von über 2500 $\frac{h}{a}$, z.B. www.eon-mitte.com, Januar 2009

3.10.6 Gegenseitige Beeinflussung der Anwendungen

Die bisherigen Ergebnisse zum Erlöspotenzial der Anwendungen unter Annahme einer idealen Prognose sind in Tab. 3.12 zusammengefasst. Bei der MRL wurde dabei die erlösmaximale Kombination aus Tab. 3.10 bzw. 3.11 gewählt. Es ist zu beachten, dass nicht al-

Anwendung	Erlös bzw. Einsparung SOC&FPS-Geräte [$\frac{\text{€}}{\text{a}}$]	Zusatzerlös KWK-Anlagen [$\frac{\text{€}}{\text{a}}$]
Spitzenlastreduktion	4,62	32,34
Spotmarktteilnahme	12,88	28,44
MRL-Bereitstellung	8,50	65,67
Summe	26,00	126,45

Tabelle 3.12: Zusammenfassung der Erlöspotenziale pro Haushalt und Jahr

le Erlöspotenziale gleichzeitig erzielbar sind, weil sich die Produkte gegenseitig beeinflussen. Durch Spitzenlastreduktion und MRL-Bereitstellung werden die Fahrpläne der DEE teilweise, durch die Spotmarktteilnahme vollständig festgelegt. Außerdem begrenzt die Spitzenlastreduktion das Potenzial zur Spotmarktteilnahme, da dabei die Jahresspitze nicht wieder erhöht werden darf. Andererseits ist es sinnvoll, die Produkte miteinander zu kombinieren, weil nach der Spitzenlastreduktion noch Regel- und Verschiebepotenziale für die Spotmarktteilnahme und nach der Spotmarktteilnahme noch Potenziale für die MRL-Bereitstellung verbleiben.

Daher werden im nächsten Schritt die Anwendungen in letztgenannter Reihenfolge kombiniert. Es ist zu erwarten, dass das Endergebnis von der Wahl der Ziel-Spitzenlast abhängt, die im ersten Schritt getroffen werden muss. Eine Optimierung der Kombination der Anwendungen im Sinne einer Maximierung des Endergebnisses für den Erlös ist allerdings nicht Ziel dieser Betrachtung. Gleiches gilt für eine mögliche gleichzeitige Optimierung von Spotmarktteilnahme und MRL-Bereitstellung in der Art, dass der Betrieb der DEE sich an den Grenzen der MRL-Zeitscheiben orientiert, um die Höhe der angebotenen MRL zu maximieren.

3.10.7 Ergebnisse zur Kombination der Anwendungen

Zur Kombination der Anwendungen kommt folgender Algorithmus zum Einsatz:

Eingaben:

Potenzialkennwerte für SOC- und FPS-Lasten, Parameter KWK-Anlagen
Datenbasis EEX, MRL-Grenzleistungspreise, Zeitpunkte der Inanspruchnahmen
pos. MRL
Ziel-Spitzenlast, Anzahl der an Spitzenlastreduktion teilnehmenden
Haushalte und KWK-Anlagen

Ausgaben: Erlös- bzw. Einsparpotenziale für die Anwendungen,
erzielte Jahresspitzenlast

Ablauf: Für jeden Tag im Jahr:

1. Berechne Tageslastgang, Prognose für EEX-Tagespreisprofil, therm. Energiebedarf der Haushalte
2. Spitzenlastreduktion:
 - 2a. Im Winter prüfe, ob die Ziel-Spitzenlast bereits durch die laufenden KWK-Anlagen erreicht wird. Falls ja, fahre fort mit 3.
 - 2b. Führe Spitzenlastreduktion mit FPS-Geräten durch
Falls danach Ziel-Spitzenlast nicht erreicht, führe Spitzenlastreduktion mit SOC-Geräten durch
Falls danach Ziel-Spitzenlast nicht erreicht, führe Spitzenlastreduktion mit KWK-Anlagen durch
 - 2c. Berechne verbleibende Verschiebe- und Regelenergiepotenziale für alle DEE
3. Falls Optimierung zur Bereitstellung positiver MRL aktiviert(s. Text):
 - 3a. Berechne Fahrplan für KWK-Anlagen mit möglichst gleichmäßiger Verteilung der Erzeugungsleistung (unter Berücksichtigung des bereits existierenden Fahrplans nach Spitzenlastreduktion)
 - 3b. Berechne aufgrund dieses Fahrplans den möglichen Erlös durch Bereitstellung positiver MRL
 - 3c. Berechne alternativ dazu den möglichen Zusatzerlös, der durch optimierten Verkauf der durch KWK-Anlagen erzeugten Energie am Spotmarkt entsteht
 - 3d. Ist der unter 3b errechnete Erlös größer als der unter 3c, dann verwende im Folgenden den unter 3a errechneten Fahrplan für die KWK-Anlagen. Da der KWK-Anlagen-Betrieb damit festgelegt ist,

- setze die verbleibende von KWK-Anlagen zu deckende Energie auf Null.
4. Spotmarktteilnahme:
- 4a. Berechne aufgrund der Prognose für das aktuelle Tagespreisprofil den optimalen Fahrplan für KWK-Anlagen, die an der Spitzenlastreduktion teilnehmen und den optimalen Fahrplan für die restlichen KWK-Anlagen
 - 4b. Berechne den nach der bisherigen Planung der KWK-Anlagen und Lasten verbleibenden Bilanzlastgang des BEMI-Systems. Berechne danach zwei anteilige Lastgänge, einen für Kunden, die mit Lasten an der Spitzenlastkappung teilnehmen, den anderen für die restlichen Kunden. Berechne außerdem anteilige Maximalleistungen für die beiden Lastgänge aufgrund der Ziel-Spitzenlast.
 - 4c. Berechne für beide Lastgänge getrennt den für Spotmarktteilnahme optimierten Lastgang sowie die für die MRL-Bereitstellung verbleibenden Verschiebe- und Regelpotenziale
 - 4d. Berechne aufgrund des tatsächlichen Tagespreisprofils entstehende Zusatzerlöse bzw. Einsparungen durch die Spotmarktteilnahme; bei KWK-Anlagen durch Vergleich der Erlöse bei gleichmäßiger und optimierter Einspeisung, bei Lasten durch Vergleich der Kosten bei ursprünglichem und optimiertem Lastgang
5. MRL-Bereitstellung - für jede Zeitscheibe:
- 5a. Berechne Potenziale für Bereitstellung positiver und negativer MRL. Berücksichtige verbleibende Regelpotenziale bei SOC-Geräten bzw. Fahrpläne bei KWK-Anlagen.
 - 5b. Bestimme aufgrund der Prognose für den Grenzleistungspreis Gebote für positive und negative MRL
 - 5c. Schätze aufgrund der Gebote mögliche Erlöse und entscheide durch Vergleich, ob positive oder negative MRL bereitgestellt werden soll
 - 5d. Bestimme aufgrund des tatsächlichen Grenzleistungspreises, ob das Gebot erfolgreich war; wenn ja, berechne Erlöse für MRL-Bereitstellung. Wurde positive MRL bereitgestellt, berechne aufgrund der Inanspruchnahmen innerhalb der Zeitscheibe die Erlöse für Inanspruchnahmen.

Die durch den Algorithmus errechneten Erlöse bzw. Einsparungen werden über alle Tage aufsummiert und danach über alle Haushalte gemittelt. Tab. 3.13 enthält Ergebnisse mit verschiedenen Konfigurationen. Durch Vergleich von Konfiguration 1 und 2 wird deutlich, dass mit den vorgeschlagenen einfachen Prognosen für den Verlauf der Spotmarktpreise

	Konfig. 1	Konfig. 2	Konfig. 3	Konfig. 4	Konfig. 5
Ziel-Spitzenlast	6,245 MW	6,245 MW	6,245 MW	6,245 MW	3,276 MW
An Spitzenlastred. teilnehmende HH/KWK-Anlagen	50%/50%	50%/50%	50%/50%	50%/50%	100%/100%
Prognoseart	ideal	nichtideal	ideal	ideal	ideal
MRL-Zeitscheiben	6	6	24	6	6
Optimierung der pos. MRL-Bereitstellung	deaktiviert	deaktiviert	deaktiviert	aktiviert	aktiviert
Ergebnisse					
Jahreshöchstlast	6,246 MW	6,246 MW	6,246 MW	6,246 MW	3,576 MW
Spitzenlastreduktion					
Opport.-erlös Lasten	2,31 €	2,31 €	2,31 €	2,31 €	4,63 €
Opport.-erlös KWK	8,08 €	8,08 €	8,08 €	8,08 €	15,11 €
Spotmarktteilnahme					
Einsparung Lasten	12,75 €	11,62 €	12,75 €	12,75 €	9,23 €
Zusatzerlös KWK	28,44 €	25,87 €	28,44 €	24,15 €	11,96 €
MRL					
Erlös Lasten	1,83 €	1,68 €	8,31 €	1,83 €	3,39 €
Erlös KWK-Anlagen	26,80 €	21,77 €	52,24 €	51,70 €	55,34 €
Summe Lasten	16,89 €	15,61 €	23,37 €	16,90 €	17,25 €
Summe KWK-Anlagen	63,32 €	55,64 €	88,76 €	83,93 €	82,41 €
Gesamt	80,21 €	71,25 €	112,13 €	100,83 €	99,67 €

Tabelle 3.13: Erlöspotenziale bei Kombination der Anwendungen pro Haushalt und Jahr

und die MRL-Grenzleistungspreise bereits etwa 89 % der bei idealer Prognose möglichen Erlöse erzielt werden können. Der Vergleich zwischen Konfig. 1 und 3 zeigt, dass sich durch stündliche Ausschreibung der MRL der dazugehörige Erlös mehr als verdoppelt. Das liegt darin begründet, dass sich die verbleibenden MRL-Potenziale nach der Simulation der Spotmarktteilnahme typischerweise stündlich ändern und daher bei stündlicher Ausschreibung optimal ausgenutzt werden können. In der durch die EUS GmbH im Projekt DINAR durchgeführten Studie wird ebenfalls eine stündliche Ausschreibung angenommen, wobei für die stündlichen Ausschreibungsergebnisse 1/24 der Tagesdurchschnitte für die Grenzleistungspreise angenommen werden. Die o.a. Ergebnisse liegen im Bereich der von der Studie angegebenen Erlöspotenziale (vgl. [40], Tab. 4-8: 48-78 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$ el. Erzeugungsleistung). Durch Konfig. 4 wird jedoch gezeigt, dass ein ähnlich hohes Erlöspotenzial auch ohne stündliche Ausschreibung der MRL erzielt werden kann, wenn mittels Schritt 3 im Algorithmus die Bereitstellung von MRL durch KWK-Anlagen bei hohem prognostizierten Grenzleistungspreis der Spotmarktteilnahme bevorzugt wird. Damit werden die hohen Grenzleistungspreise ausgenutzt, die besonders an Werktagen im Sommer in den beiden

Zeitscheiben zwischen 8 und 16 Uhr auftreten. Obwohl dies auf Kosten der Optimierung der Spotmarktteilnahme geht, sind in Summe deutlich höhere Erlöse möglich. Schließlich wird im Vergleich zu Konfiguration 5 deutlich, dass eine möglichst hohe Spitzenlastreduktion zu Lasten der Erlöse bei der Spotmarktteilnahme geht und in Summe nicht zu einem höheren Erlöspotenzial führt. Dies verdeutlicht das Potenzial der ganzheitlichen wirtschaftlichen Optimierung aller Anwendungen.

3.10.8 Weitere Erlöspotenziale und exemplarischer Vergleich von Kosten und Erlösen

Bei der bisherigen Betrachtung blieben die Erlöse für VN-DL, die Verteilung der Erlöspotenziale auf die Marktteilnehmer und die Kosten für NNE und BEMI unberücksichtigt. In Tab. 3.14 sind exemplarische Stromkosten der Haushalte aufgeschlüsselt¹. Nimmt man

Posten	Höhe (excl. MwSt)	Empfänger
Arbeitspreis Strom (incl. EEG&KWKG-Zuschlag)	$7,75 \frac{ct}{kWh}$	Energiehändler
NNE, Arbeitspreis	$4,85 \frac{ct}{kWh}$	VNB
NNE, Grundpreis	$10 \frac{€}{a}$	VNB
Abrechnung Netznutzung	$10,99 \frac{€}{a}$	VNB
Messtellenbetrieb	$6,63 \frac{€}{a}$	Messtellenbetreiber
Messung&Abrechnung	$4,81 \frac{€}{a}$	VNB
Restl. Servicepauschale (Grundpreis)	$56,66 \frac{€}{a}$	Energiehändler
Konzessionsabgabe ¹	$1,99 \frac{ct}{kWh}$	Städte u. Gemeinden
Stromsteuer (Ökosteuer)	$2,01 \frac{ct}{kWh}$	Fiskus

Tabelle 3.14: Beispiel für Stromkosten der Haushalte

ferner eine Verteilung der Erlöse unter den Marktteilnehmern gemäß Tab. 3.15 sowie eine Vergütung des VNB an den EDL für VN-DL in Höhe von 5% der NNE an, ergeben sich für den Einzelkunden bei Konfiguration 4 die in Tab. 3.16 angegebenen Kosten und

¹vgl. Produktblatt der städtischen Werke Kassel AG Stand 1.01.2009, http://www.stwks.de/fileadmin/stw/dokumente/privat/produktblaetter/Produktblatt_Strom.pdf, 20.01.2009 sowie Preisblatt zur Netznutzung Stand 1.01.2009 [http://www.stwks.de/fileadmin/stw/dokumente/netz/strom/Para_20_\(1\)_EnWG_Entgelte_der_Netznutzung_Strom_seit_01-06-2008.pdf](http://www.stwks.de/fileadmin/stw/dokumente/netz/strom/Para_20_(1)_EnWG_Entgelte_der_Netznutzung_Strom_seit_01-06-2008.pdf), 20.01.2009

¹Für Städte u. Gemeinden bis 500.000 Einwohner, vgl. Konzessionsabgabenverordnung

Zusatzerlöse bzw. Einsparungen. Im Vergleich dazu verursachen angenommene Investiti-

Posten	Anteil VNB	Anteil EDL	Anteil Kunde
Einsparungen und Zusatzerlöse Spotmarktteilnahme	0%	10%	90 %
Erlöse MRL	0%	10%	90 %
Opport.-erlös Spitzenlastreduktion	50%	25%	25%
VNNE (Arbeitspreis)	0%	0%	100 %
VN-DL	0%	50%	50 %

Tabelle 3.15: Annahmen zur Verteilung der Erlöse unter den Marktteilnehmern

onskosten des BEMI von 200 € im Massenmarkt nach der Annuitätenmethode bei einem Zinsfuß von 5% und einer Nutzungsdauer von 20 Jahren einen Kapitaldienst von $16,05 \frac{\text{€}}{\text{a}}$. Dies liegt im Bereich der Erlöse durch LM.

Kosten	
Strompreis incl. Arbeitspreis, Grundpreis, Abgaben	467,91 €
NNE incl. Arbeitspreis, Grundpreis, Messung&Abrechnung, Messstellenbetrieb	202,18 €
Summe	670,09 €
Zusatzerlöse und Einsparungen durch LM und EM	
Spitzenlastreduktion	
Erlös Lasten	0,58 €
Erlös KWK-Anlagen	2,02 €
Spotmarktteilnahme	
Einsparung Lasten	11,47 €
Zusatzerlös KWK-Anlagen	21,73 €
MRL	
Erlös Lasten	1,65 €
Erlös KWK-Anlagen	46,53 €
VN-DL	
	5,05 €
Summe Erlöse LM und VN-DL	18,75 €
Summe Erlöse EM	70,28 €
Gesamt	89,03 €

Tabelle 3.16: Stromkosten, Zusatzerlöse und Einsparungen pro Haushalt und Jahr

Kapitel 4

Betriebszustände und technische Mechanismen des BEMI-Systems

In Kap. 3 wurde die Rolle des BEMI-Systems im Marktumfeld definiert, der EDL (Energiedienstleister) als Betreiber des BEMI-Systems festgelegt und dessen Anwendungen identifiziert. Zur weiteren technischen Systemabgrenzung werden nun die möglichen Betriebszustände definiert. Dies erlaubt eine Zuordnung zwischen den Anwendungen und den Betriebszuständen. Abschließend werden technische Mechanismen und algorithmische Kernkonzepte als Basis zur Umsetzung der Anwendungen identifiziert.

4.1 Definition von Betriebszuständen des BEMI-Systems

Als Basis zur Definition der Betriebszustände des BEMI-Systems werden die Betriebszustände des heutigen elektrischen Netzes verwendet, wie sie in Abb. 4.1 schematisch dargestellt sind. Die Zustandsnamen sind darin kursiv geschrieben. Hierbei dienen folgende Kriterien als Unterscheidungsmerkmal für die Betriebszustände [87]:

O: Der Netzbetrieb ist wirtschaftlich optimal.

V: Alle Verbraucher werden durch das öffentliche Netz versorgt

G: Alle betrieblichen Grenzen sind eingehalten, kein Netzbetriebsmittel ist überlastet.

A: Die Ausfallsimulationsrechnung ist ohne Befund¹.

K: Die Kurzschlussimulationsrechnung ist ohne Befund.

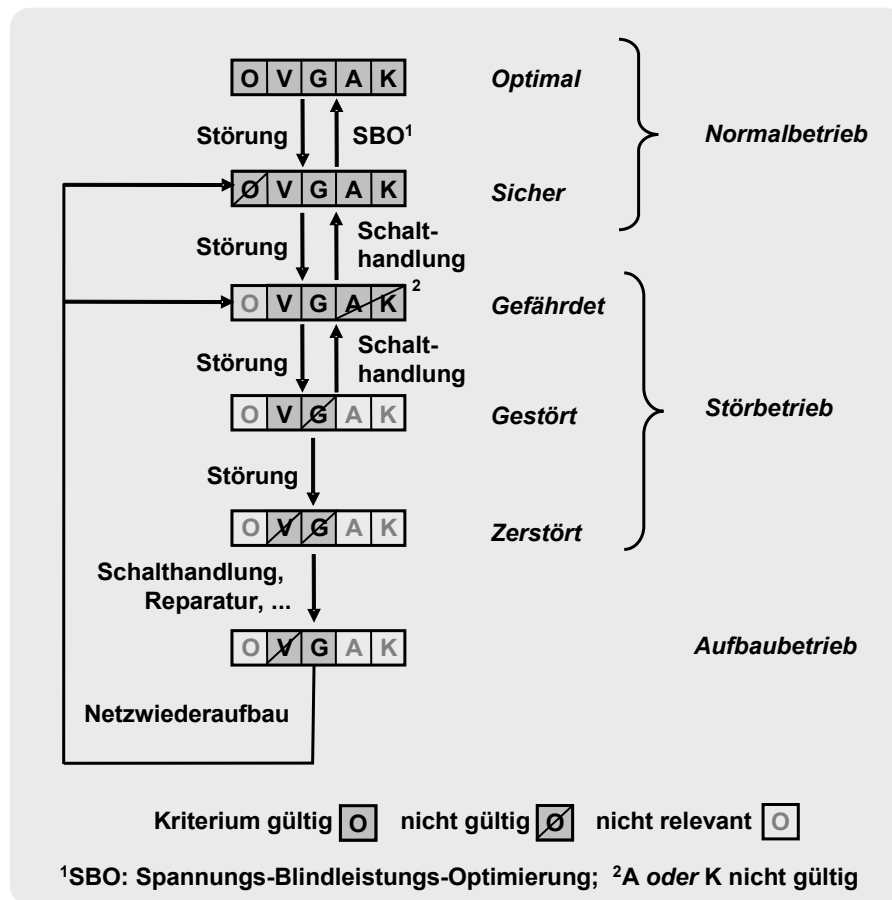


Abbildung 4.1: Betriebszustände des heutigen elektrischen Netzes. Eigene Darstellung nach [87].

Jeder Zustand zeichnet sich durch eine Kombination aus gültigen und nicht gültigen Kriterien aus. Ferner gibt es Zustände, in denen die Gültigkeit bestimmter Kriterien nicht relevant ist. Beispielsweise ist der Zustand „Gestört“ dadurch ausgezeichnet, dass zwar noch alle Verbraucher versorgt, aber nicht alle betrieblichen Grenzen eingehalten sind, also z.B. ein Transformator überlastet ist. Die Optimalität des Betriebs und der Befund von Ausfall- und Kurzschlussrechnungen ändern in diesem Fall nichts am Betriebszustand. Es sei angemerkt, dass eine fortlaufende Ausfall- und Kurzschlussrechnungen nur in Übertragungsnetzen, nicht aber in Verteilnetzen allgemein üblich ist. In diesem Fall kann der „gefährdete Betrieb“, der sich durch Ungültigkeit des Kriteriums A oder K definiert, ggf. nicht erkannt werden. Ferner werden geplante Versorgungsunterbrechungen durch die Darstellung nicht erfasst, da sich Kriterium V nur auf ungeplante Versorgungsunterbrechungen bezieht.

¹D.h. es werden auch bei Ausfall eines Netzbetriebsmittels noch alle betrieblichen Grenzen eingehalten, so dass der sichere Betrieb gewährleistet ist. Dies entspricht dem sog. (n-1)-Kriterium.

Zustandsübergänge werden entweder durch eine technische Störung oder durch Schalt- handlungen, Reparatur- oder Optimierungsmaßnahmen verursacht. DEA, BEMI, Pool-BEMI und die IKT des BEMI-Systems werden als neue Komponenten eingeführt. Dadurch erge- ben sich neue Störungsursachen, aber auch neue Optimierungsmöglichkeiten. Die Kompo- nenten beeinflussen den Betrieb des Verteilnetzes und rufen neue Betriebszustände hervor. Um ein erweitertes Zustandsdiagramm in Anlehnung an Abb. 4.1 zu erstellen, müssen da- her zunächst neue Kriterien für das BEMI-System definiert werden. Dies wird im Folgen- den aus Sicht des EDL, des VNB sowie des Kunden vorgenommen.

4.1.1 Betriebszustände des BEMI-Systems aus Sicht des EDL

Folgende Kriterien werden zur Unterscheidung der Betriebszustände definiert:

O: Der Betrieb des BEMI-Systems ist wirtschaftlich optimal.

Die Kundenreaktion liegt im Rahmen der Prognoseungenauigkeit.

A: Es liegt keine Anforderung vor, die eine schnelle Leistungsänderung im BEMI-System erforderlich macht (z.B. Regelenergieanforderung).

V: Alle Verbraucher werden über das öffentliche Netz versorgt.

I: Kein Bereich des öffentlichen Netzes wird durch DEA in einem Inselnetz versorgt.

P: Das Pool-BEMI ist in Betrieb und ein bidirektionaler Datenaustausch zwischen Pool-BEMI und Netzleitstelle des VNB ist möglich.

B: Alle BEMIs sind in Betrieb und ein bidirektionaler Datenaustausch zwischen Pool-BEMI und allen BEMIs ist möglich

D: Alle netzgekoppelten DEA innerhalb des BEMI-Systems dürfen ohne Wirkleistungsbeschränkung einspeisen.

Jeder Betriebszustand wird ferner einem von drei übergeordneten Systemzuständen zuge- ordnet, die farblich gekennzeichnet sind:

Grün: Normalbetrieb

Gelb: Beeinträchtigter Betrieb

Rot: Störbetrieb

Das Zustandsdiagramm ist in Abb. 4.2 dargestellt. Der Übersichtlichkeit halber enthält die

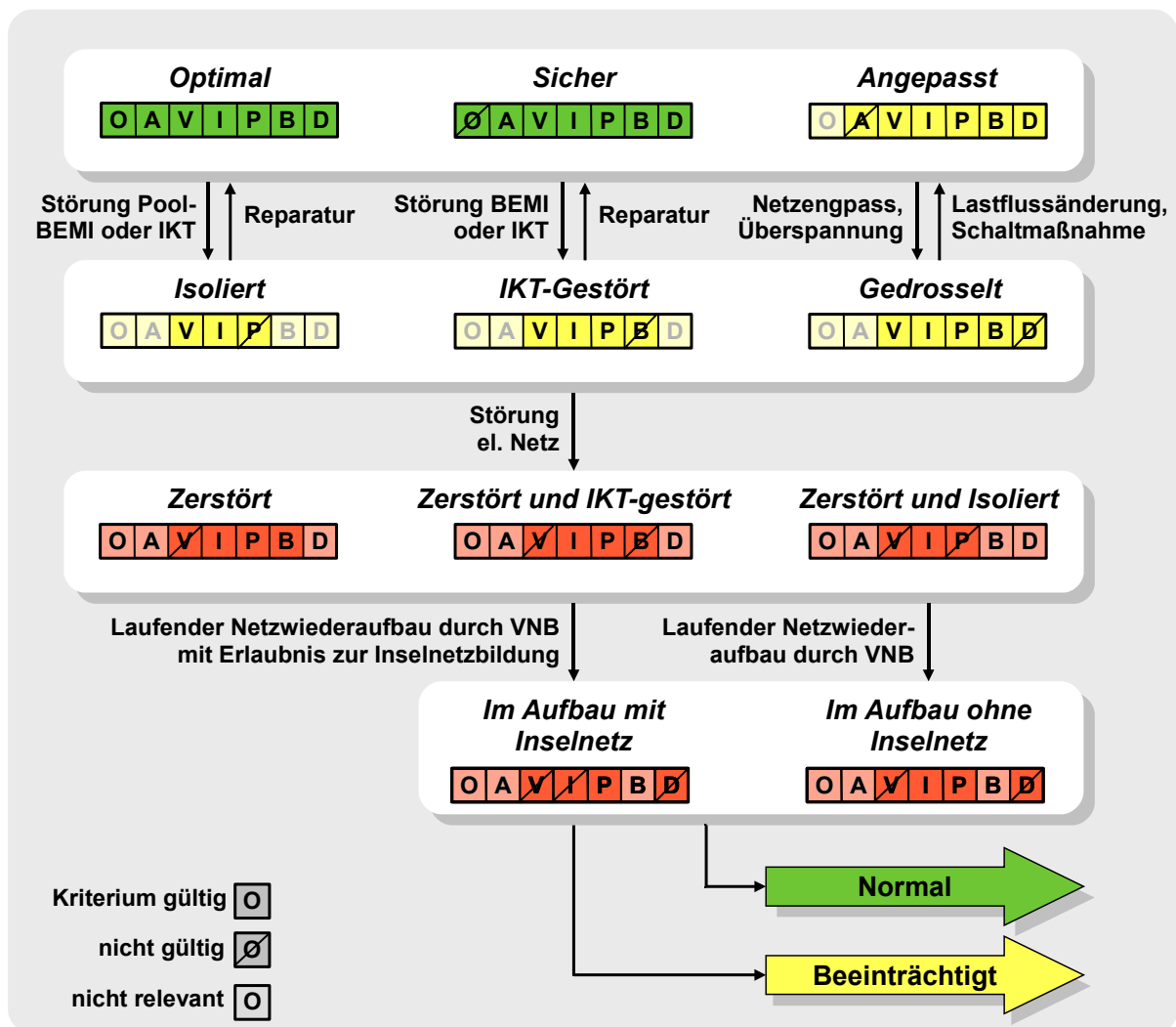


Abbildung 4.2: Betriebszustände des BEMI-Systems aus Sicht des EDL

Abbildung nicht alle möglichen Zustandsübergänge. So versteht sich beispielsweise, dass innerhalb der Ebenen beliebige Zustandsübergänge möglich sind. Hierbei ergeben sich die Ursachen für Zustandswechsel aus den Kriterien. Ist z.B. der Zustand „Isoliert“ durch Defekt des Pool-BEMI verursacht, kann dieser in den Zustand „IKT-Gestört“ übergehen, wenn nach Reparatur des Pool-BEMI nicht alle BEMI erreichbar sind. Für Zustandsübergänge zwischen den Ebenen gilt, dass diese nur zwischen der ersten (obersten) und zweiten Ebene bidirektional möglich sind. Ab der dritten Ebene liegt ein Netzausfall vor, so dass das System erst nach einem Netzwiederaufbau in der vierten Ebene in den beeinträchtigten Betrieb oder Normalbetrieb zurückkehren kann.

Allgemein gilt außerdem, dass oberstes Ziel des EDL die Aufrechterhaltung bzw. Wieder-

herstellung der Funktion des Pool-BEMI ist. Dagegen ist die Aufrechterhaltung der öffentlichen Versorgung aller Verbraucher primäres Ziel des VNB. Dies gilt insbesondere im Störbetrieb, wo der EDL den VNB nur auf dessen Anforderung hin mittels des BEMI-Systems beim Netzwiederaufbau unterstützen soll.

Als Ablaufbeispiel für eine Kette von Zustandswechseln nehmen wir an, dass sich das BEMI-System zunächst im Zustand „Optimal“ befindet. Wir nehmen an, dass ein Netzengpass, der durch Ausfall eines Transformators im Mittelspannungsnetz entsteht, den VNB zwingt, die Abregelung eines Teils der DEA im BEMI-System anzufordern. Das BEMI-System geht dann in den Zustand „Gedrosselt“ über¹. Falls durch eine weitere Störung im Netz die Versorgung unterbrochen wird und auch das Pool-BEMI betroffen ist, geht das BEMI-System in den Zustand „Zerstört und isoliert“ über. Nach Wiederherstellung der Pool-BEMI-Funktion gelangt das System z.B. in den Zustand „Zerstört und IKT-gestört“. Führt der VNB daraufhin einen Netzwiederaufbau im betroffenen Netzabschnitt durch, wobei aus Sicherheitsgründen eine Inselnetzbildung verboten wird, gerät das BEMI-System in den Zustand „im Aufbau ohne Inselnetz“ und kehrt nach Netzwiederaufbau z.B. in den Zustand „Gedrosselt“ zurück. Anschließend ist nach Behebung des Netzengpasses eine Rückkehr in den Zustand „Optimal“ möglich.

An diesem Beispiel wird deutlich, dass der Betriebszustand des BEMI-Systems eng mit dem des Verteilnetzes korrespondiert. Daher wird in Abb. 4.3 ein entsprechendes Zustandsdiagramm für das Verteilnetz angegeben. Die Kriterien haben hier folgende Bedeutung:

O: Der Betrieb des Verteilnetzes ist wirtschaftlich optimal.

VDAlle Verbraucher werden über das öffentliche Netz versorgt und alle DEA sind mit dem öffentlichen Netz verbunden (aber ggf. gedrosselt).

I: Kein Bereich des öffentlichen Netzes wird durch DEA in einem Inselnetz versorgt.

P: Das Pool-BEMI ist in Betrieb und ein bidirektionaler Datenaustausch zwischen Pool-BEMI und Netzleitstelle des VNB ist möglich.

KA Kurzschluss- und Ausfallsimulationsrechnung (falls vorhanden) sind ohne Befund.

E: Es existieren keine drohenden Netzengpässe.

G: Alle betrieblichen Grenzen sind eingehalten, kein Netzbetriebsmittel ist überlastet.

¹Anm.: das Verteilnetz befände sich in diesem Fall im Zustand „Gestört“, da ein Netzbetriebsmittel ausgefallen ist

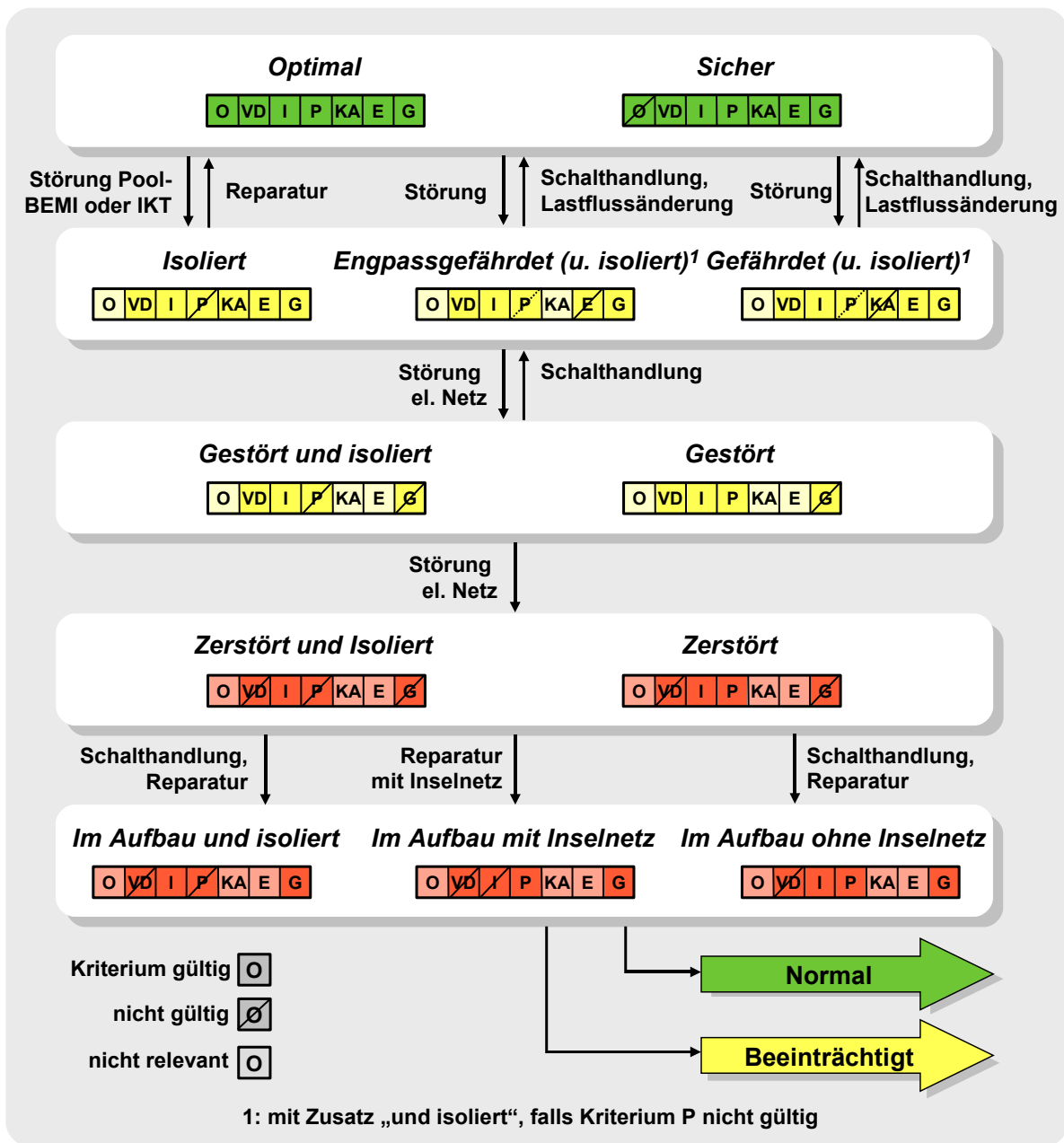


Abbildung 4.3: Betriebszustände des Verteilnetzes unter Berücksichtigung des BEMI-Systems

Schließlich lässt sich auch aus Sicht des Kunden bzw. des BEMI ein Zustandsdiagramm angeben. Dabei wird angenommen, dass das Pool-BEMI dem BEMI Zustandsänderungen des BEMI-Systems übermittelt. Dies kann ggf. zur Information des Kunden oder zu zustandsabhängigen Anpassungen des BEMI-Verhaltens genutzt werden. Hierzu werden folgende Kriterien definiert:

S: Das BEMI-System ist im Normalbetrieb.

V: Der Kunde wird über das öffentliche Netz versorgt.

I: Es existiert kein Haus- oder Siedlungsinselnetz.

P: Das Pool-BEMI ist durch bidirektionale Kommunikation erreichbar.

D: Lokale DEA sind mit dem öffentlichen Netz verbunden und dürfen ohne Wirkleistungsbeschränkung einspeisen.

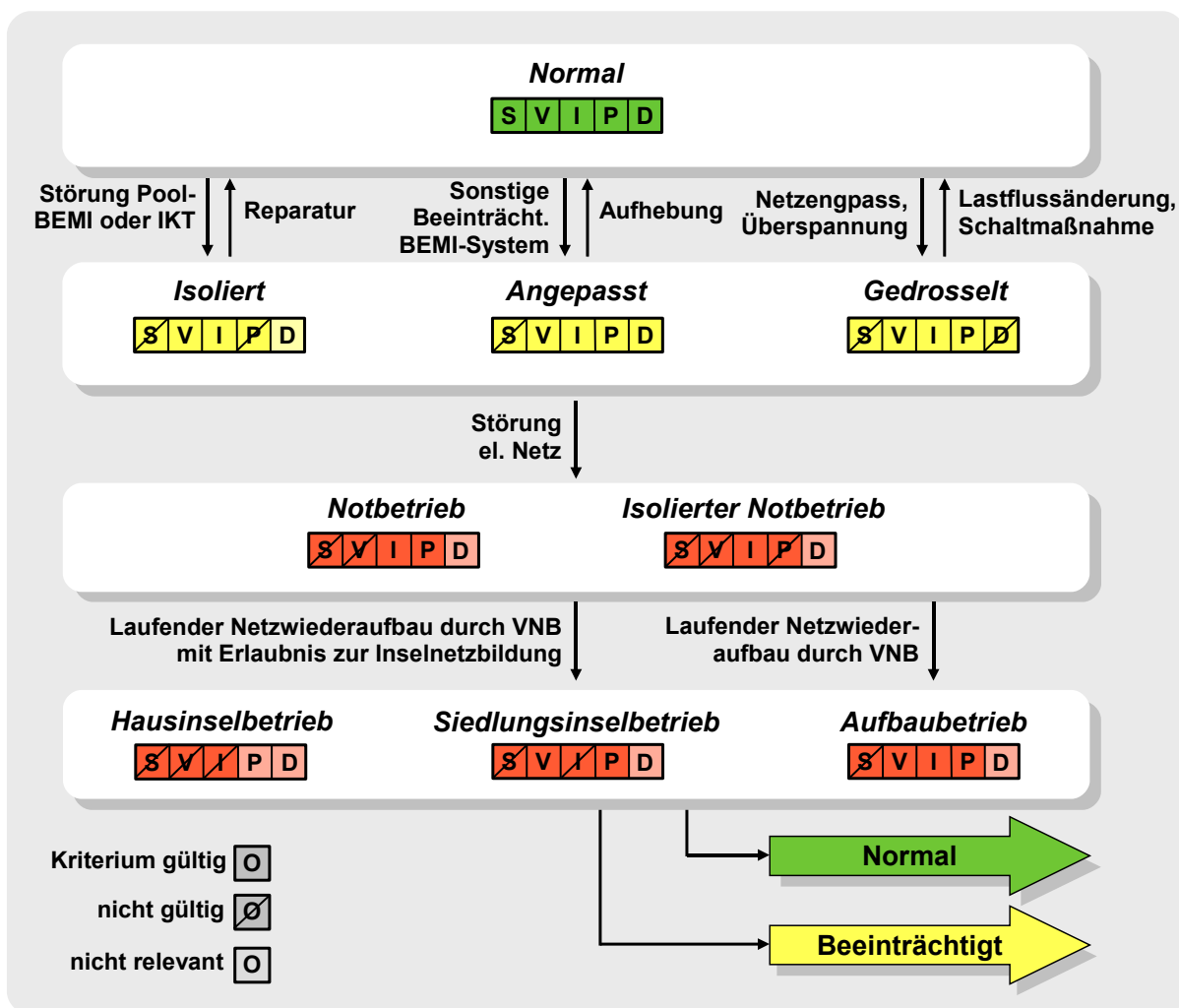


Abbildung 4.4: Betriebszustände des BEMI-Systems aus Sicht des Kunden bzw. BEMI

4.2 Zuordnung zwischen Anwendungen und Betriebszuständen

Es gibt Anwendungen des BEMI-Systems, die in mehreren Betriebszuständen relevant und ungestört durchführbar sind. Andere Anwendungen erlangen erst durch Eintreten eines bestimmten Betriebszustand Relevanz. Durch Tab. 4.1 und 4.2 wird eine Zuordnung zwischen Anwendungen und Betriebszuständen des BEMI-Systems vorgenommen. Damit werden die Anwendungen klassifiziert. Gleichzeitig zeigt die Tabelle, welche Potenziale die Einführung des BEMI-Systems für die Optimierung des Netzbetriebs bei hohem Anteil verteilter Erzeugung eröffnet. Die Auflistung enthält nur Anwendungen, die sich auf die elektrische Energieversorgung beziehen. Weitere Anwendungen sind im Bereich der Gebäudetechnik, Heiztechnik und der Wasser- und Gasversorgung denkbar.

Anwendung	Optimal	Sicher	Angepasst	Isoliert	IKT-Gestört	Gedrosselt	Zerstört	Zerstört und IKT-Gestört	Zerstört und Isoliert	Im Aufbau mit Inseln.	Im Aufbau ohne Inseln.
Herstellung eines gewünschten Last/Erzeugungsverlaufs	X	x	x	X	x	x					
Reduktion der Netzspitzenlast	X	x	x		x	x					
Spitzenlastreduktion bzw. lokales Energiemanagement für den Kunden	X	X	X	X	X	X					
Bereitstellung von MRL	X	X	x	X	x	x					
Bereitstellung von Stundenreserveleistung	X	X	x	X	x	x					
Abrechnungsrelevante Zählung des Last- und Erzeugungsverlaufs	X	X	X	x	x	X					
Autom. Netzzustandsüberwachung durch BEMI, lokale Überwachung der Spannungsqualität für VNB nach dessen Vorgaben	X	X	X	x	x	X	x	x	x	X	X
Netzzustandsdiagnose mit Vorverarbeitung durch Pool-BEMI für VNB nach dessen Vorgaben	X	X	X	x	x	X	X	x	x	X	X

Tabelle 4.1: Anwendungen des BEMI-Systems mit Zuordnung zu Betriebszuständen aus Sicht des EDL (Teil 1)
 X=Anwendung nutzbar
 x=Nutzung wegen Betriebszustand eingeschränkt
 sonst nicht nutzbar oder nicht sinnvoll

4.3 Mechanismen und algorithmische Kernkonzepte im BEMI-Pool

Einige der in Tab. 4.1 und 4.2 aufgelisteten Anwendungen, wie z.B. die Kundeninformation über Systemzustand und Erzeugungsmix, lassen sich offenbar durch reine Informationsübertragung innerhalb des BEMI-Systems umsetzen. Es gibt jedoch auch Anwendungen, wie z.B. die Bereitstellung von Regelenergie oder die Spannungshaltung, bei denen Last und Erzeugung gezielt beeinflusst werden muss und die mehrere BEMI-Kernfunktionen (hier EMS und MSI, vgl. 2.2.1) betreffen. In diesem Abschnitt werden Mechanismen zusammengefasst, die bei der Umsetzung der Anwendungen zur Auswahl stehen und wichtige algorithmische Kernansätze identifiziert.

Anwendung	Optimal	Sicher	Angepasst	Isoliert	IKT-Gestört	Gedrosselt	Zerstört	Zerstört und IKT-Gestört	Zerstört und Isoliert	Im Aufbau mit Inseln.	Im Aufbau ohne Inseln.
Netzengpassmanagement bzw. Spannungshaltung im NSN	X	X	X	x	x	X					
Information des VNB über aktuelle Einspeisesituation	X	X	X		x	X	X		x	X	
Lokale Oberschwingungskompensation bzw. Energiekonditionierung [88]	X	X	X	X	X	X				X	X
Bereitstellung von Blindleistung durch DEA [89]	X	X	X	x	x	x		x	x	X	X
Kundeninformation über Systemzustand und Erzeugungsmix	X	X	X	x	x	X	X	x	x	X	X
Automat. Versorgungsausfallmeldung mit Bereichseingrenzung an VNB	X	X	X		x	X					
DEA-Abschaltung während Netzmontagearbeiten und Netzwiederaufbau							X			X	X
Koordinierte DEE- Ab- oder Zuschaltung, z.B. bei Über- oder Unterfrequenz im Vorfeld eines Lastabwurfs	X	X	X		x	X					
Vorbereitung geplanter Versorgungsunterbrechungen	X	X	X		x	X					
Detektion und Eingrenzung von Netzfehlern							X	x	x	X	X
Inselnetzmodus während Netzwiederaufbau										X	X
Kundeninformation während Netzwiederaufbau										X	X
Netzwiederaufbau mittels schwarzstartfähiger DEA										X	X

Tabelle 4.2: Anwendungen des BEMI-Systems mit Zuordnung zu Betriebszuständen aus Sicht des EDL (Teil 2)

X=Anwendung nutzbar

x=Nutzung wegen Betriebszustand eingeschränkt

sonst nicht nutzbar oder nicht sinnvoll

Dazu wird zunächst folgender Begriff eingeführt:

Eine *BEMI-Gruppe* ist eine Menge von mindestens 2 BEMIs. Die Zusammenstellung von BEMI-Gruppen innerhalb des BEMI-Systems kann nach verschiedenen Kriterien erfolgen, z.B. „Menge aller BEMIs in Haushalten“, „Menge aller BEMIs in einem Netzstrang“, „Menge aller BEMIs, die dasselbe Tarifprofil erhalten“, Schnittmengen aus vorgenannten BEMI-Gruppen.

4.3.1 Mögliche Mechanismen

Vorgabe zentraler Information

Die Vorgabe zentraler Information an eine BEMI-Gruppe ist einer der wichtigsten Mechanismen im BEMI-System und verfolgt drei Ziele:

1. Die gezielte und vorhersagbare Beeinflussung des Gesamtverhaltens der BEMI-Gruppe
2. Die Ermöglichung von dezentralen Entscheidungen
3. Die Reduzierung des Kommunikationsbedarfs im BEMI-System, unter anderem durch Vorgabe von Bewertungskriterien für dezentrale Informationen an die BEMIs

Der dritte Punkt ist dabei von besonderer Bedeutung, da angenommen wird, dass ein hoher Kommunikationsbedarf im BEMI-System Kosten verursacht und die Skalierbarkeit verschlechtert. Die Vorgabe von Bewertungskriterien erlaubt es den BEMIs, dezentral entstehende Information vor Ort auszuwerten, so dass diese nur noch bedarfsgerecht weitergeleitet werden muss. Zentrale Information wird typischerweise an alle Mitglieder einer BEMI-Gruppe verteilt. Daher sind Kommunikationsmedien vorteilhaft, die einen effizienten Multicast erlauben (vgl. Abschnitt 4.3.3). Aus Ziel 2 folgt offensichtlich, dass zentrale Information immer für dezentrale Entscheidungen des BEMIs oder des Kunden relevant sein muss. Sie kann entweder regelmäßig, bei Eintreten eines Ereignisses, wie z.B. der Änderung des Betriebszustands, d.h. differentiell, oder auf Anfrage von BEMIs verteilt werden. Zentrale Information kann verschiedene Kernfunktionen des BEMIs betreffen. Beispiele sind:

- Zeitabhängige variable Tarife (betrifft EMS)
- Leistungsabhängige variable Tarife (betrifft EMS)

- Betriebszustand des BEMI-Systems („System health“) (betrifft EMS, MSI, MMI)
- Erzeugungsmix (betrifft MMI)
- Wetter / Temperaturvorhersage (betrifft EMS)
- Alarmgrenzen für Netzüberwachung, z.B. Spannungsbetrag, bei dessen Erreichen am Anschlusspunkt das Pool-BEMI alarmiert werden soll (betrifft MSI)
- Vorgaben für Spannungs/Blindleistungsstatiken zur Bereitstellung von Blindleistung durch DEA (betrifft MSI)

Sammeln und Bewerten von dezentraler Information durch BEMIs

Jedes BEMI sammelt dezentrale Information durch Abfrage von lokalen Sensoren oder Messgeräten. Auch die Eingaben des Kunden per MMI stellen dezentrale Information dar. Eine Bewertung dieser Information kann aufgrund von festen Regeln und/oder zentraler Information erfolgen.

Lokale Intelligenz und Dezentrale Entscheidung

Die Fähigkeit des BEMI, dezentrale Informationen zu sammeln und nach vorgebbaren Kriterien auszuwerten, kann als „lokale Intelligenz“ betrachtet werden. Das Konzept der dezentralen Entscheidung erlaubt es dem BEMI, aufgrund dezentraler und zentraler Information selbsttätig Handlungen durchzuführen, wie z.B. die Zuschaltung von DEA. Vorteil hierbei ist die Unabhängigkeit der dezentralen Entscheidungen von Kommunikation in Form einer Aufforderung von außen.

Sammeln von Information durch das Pool-BEMI

Um mittels zentraler Information das Verhalten einer BEMI-Gruppe gezielt zu beeinflussen, muss das Pool-BEMI Informationen über diese Gruppe sammeln. Die einfachste Möglichkeit hierzu ist die direkte Abfrage einer dezentralen Information von einem einzelnen BEMI („Direct Request“). Dies wird im aktuellen BEMI-System bei der Abfrage

der Zählzeiten angewendet. Nachteilig ist dabei allerdings der hohe Kommunikationsaufwand und die Notwendigkeit der Erreichbarkeit jedes BEMI mittels einer Punkt-zu-Punkt-Kommunikation. Letzterer Nachteil kann durch ein Kommunikationsmedium behoben werden, das die effiziente Verteilung derselben Informationsanfrage an alle Mitglieder einer BEMI-Gruppe erlaubt („Multicast Request“). Die BEMIs senden dann automatisch Antworten an das Pool-BEMI. Der Kommunikationsbedarf kann weiter reduziert werden, wenn die Anfrage gleichzeitig eine Bedingung enthält, unter der jedes BEMI antworten soll („Conditional Request“). Die Bedingung kann auch aus einer Antwortwahrscheinlichkeit bestehen („Fuzzy Request“). Damit können z.B. repräsentative Umfragen nach aktuell bestehenden Regelpotenzialen in einer großen BEMI-Gruppe mit gleichartiger Kundenstruktur (z.B. Haushalte) durchgeführt werden, wobei der entstehende Kommunikationsaufwand bzw. die Genauigkeit der gewonnenen Information durch das Pool-BEMI mittels Vorgabe der Antwortwahrscheinlichkeit gesteuert werden kann.

Durch Auswertung der Gesamtheit von Informationen einer BEMI-Gruppe können fernere Informationen gewonnen werden, die sich nicht durch Abfrage einzelner BEMIs ergeben. Ein Beispiel dafür ist die Berechnung von Merkmalen der Kundenreaktion mittels des AEM-Algorithmus (vgl. 2.2.3).

Selbstorganisation, Emergenz und Schwarmintelligenz

Im Zusammenhang mit dem BEMI-System wird gelegentlich von Schwarmintelligenz gesprochen. Hierbei bedarf es zunächst einer Begriffsklärung. Im Zusammenhang mit Schwarmintelligenz spielen die Konzepte der Selbstorganisation und Emergenz [33] [90] eine wichtige Rolle. Selbstorganisation ist dabei die Eigenschaft eines Systems, ohne äußere Einwirkung einen geordneten Zustand zu bilden und beizubehalten. Emergenz dagegen ist die Eigenschaft eines Systems, das aus mehreren gleichartigen Teilen besteht, insgesamt ein Verhalten zu zeigen, das sich nicht durch Betrachtung eines einzelnen Teils allein erklären lässt, sondern vielmehr aus der Interaktion der Teile miteinander und mit ihrer Umwelt resultiert.

Der Begriff „Schwarm“ selbst lässt sich im allgemeinen durch folgende Eigenschaften definieren [91] [92]:

- Ein Schwarm besteht aus mehreren gleichartigen Teilen (Individuen)

- die Individuen erfassen ihre Umwelt mit Sensoren
- die Individuen beeinflussen ihre Umwelt mit Aktoren
- die Individuen befolgen einen Satz von Regeln, der die Abhängigkeit ihrer Aktionen von den sensorischen Informationen beschreibt. Jedes Individuum benutzt die gleichen Regeln.

Unter „Umwelt“ wird dabei typischerweise die Umgebung eines Individuums verstanden. Dazu gehören auch alle anderen Individuen. Typische Beispiele für Schwarmssysteme sind Vogelschwärme, Fischschwärme oder staatenbildende Insekten. In manchen Fällen können die Individuen auch durch Kommunikation miteinander interagieren, z.B. bei einem Bienenschwarm.

Ein Schwarm erfüllt typischerweise ein bestimmtes Ziel oder eine Aufgabe. Die Intelligenz liegt darin, dass der Schwarm dieses Ziel erreicht, ohne dass eine zentrale Steuerung oder Führung vorliegt, d.h. der Schwarm zeigt Emergenz. Ein mögliche Nebenerscheinung ist die Herstellung einer Ordnung innerhalb des Systems, also Selbstorganisation.

Ein Beispiel dafür ist ein Vogelschwarm, der eine Pfeilformation einnimmt. Als Ziel wurde hier die möglichst energieeffiziente Fortbewegung jedes Individuums identifiziert [93]. Jeder Vogel erfasst seine Umwelt und beeinflusst diese gleichzeitig mit seinem Flügelschlag. Es konnte nachgewiesen werden, dass sich die typische Pfeilformation einstellt, wenn jeder Vogel folgenden Regeln folgt:

- Fliege so, dass du den Auftrieb durch den Flügelschlag des vor dir fliegenden Vogels nutzt
- Fliege so, dass du ein möglichst freies Blickfeld nach vorne hast

Diesen Regelsatz kann man auch als „schwarmintelligenten Algorithmus“ zur energetischen Optimierung der Fortbewegung jedes Vogels optimieren. Er funktioniert allerdings nur in dem durch den Schwarm gegebenen Umfeld.

Aus der Biologie sind zahlreiche weitere Beispiele für Schwarmssysteme bekannt. Eine wissenschaftliche Anwendung des Konzeptes der Schwarmintelligenz findet man u.a. bei den bekannten Multiagentensystemen, in der Bioinformatik [94], in der Transportlogistik [91] oder im Internet (Peer-2-Peer-Netzwerke). Auch für das Energiemanagement in Gebäuden lassen sich schwarmintelligente Algorithmen einsetzen [95]. Kann man aber nun

beim BEMI-System von einem Schwarm sprechen? Jedes BEMI lässt sich zweifelsohne als Individuum identifizieren. Alle BEMIs folgen gleichartigen Regeln und beeinflussen das Energieversorgungssystem, das sich als „Umwelt“ identifizieren lässt. Jedes BEMI erfasst ferner Informationen vom Energieversorgungssystem und es lassen sich Regeln einführen, die diese Informationen mit Aktionen verknüpfen; auf diese Weise interagieren die BEMIs über ihre Umwelt miteinander, auch wenn keine direkte Kommunikation stattfindet. Insofern handelt es sich also tatsächlich um einen Schwarm. Wird allerdings ein Pool-BEMI eingeführt, trifft dies nicht mehr zu, da das Pool-BEMI andersartig ist als die BEMIs. Außerdem wird zentrale Information verteilt; Schwarmintelligenz beruht aber allein auf dezentralen Entscheidungen aufgrund dezentraler Information.

Insgesamt kann daher festgestellt werden, dass es sich beim BEMI-System in seiner Gesamtheit nicht um einen Schwarm im Sinne obiger Definition handelt. Durchaus denkbar wäre es allerdings, die Umsetzung bestimmter Anwendungen ohne Eingriff des Pool-BEMI zu bewerkstelligen. Beispielsweise wäre die Implementierung des bekannten „droop control“-Verfahrens [41] mit dem Ziel der Spannungs- und Frequenzhaltung mittels BEMI möglich. Dieses Verfahren beruht auf Frequenz/Wirkleistungs- bzw. Spannungs/Blindleistungsstatiken und weist keine zentrale Steuerung auf. Daher würde es auch ohne Eingriff des Pool-BEMI seine Funktion erfüllen. Aus diesem Grund kann man von einem schwarmintelligenten Algorithmus nach obiger Definition sprechen.

Superskalierbarkeit

Ein zentrales Kennzeichen des BEMI-Systems ist, dass es eine hohe Anzahl gleichartiger Elemente enthält. Diese Eigenschaft sollte von entsprechenden Algorithmen ausgenutzt werden. Zur Eingrenzung wird definiert:

Ein System heißt *superskalierbar*, wenn:

- es mehrere gleichartige Teile enthält und
- wenn Teile derselben Art sich aus dem System entfernen oder weitere Teile derselben Art sich in das System integrieren lassen, ohne dass das restliche System in seiner Funktion geändert werden muss und

- wenn das System seine Aufgabe um so besser erfüllt, je mehr gleichartige Teile es enthält.

Das BEMI-System erfüllt diese Definition, solange Algorithmen eingesetzt werden, die durch das Hinzufügen bzw. Entfernen einzelner BEMIs nicht gestört werden und die die hohe Zahl von BEMIs ausnutzen. Ein Beispiel dafür ist der FPM-Algorithmus, dessen Prognosegüte mit zunehmender Zahl BEMIs steigt (vgl. 2.2.3).¹

4.3.2 Algorithmische Kernansätze

Aus den Mechanismen lassen sich folgende Kernansätze ableiten, die für die Entwicklung von Algorithmen im BEMI-System als Leitlinien gelten sollten:

1. Verwende zentrale Information, um den Kommunikationsbedarf auf ein Maß zu reduzieren, das für die entsprechende Anwendung unbedingt nötig ist. Verteile dazu insbesondere Bewertungskriterien für dezentrale Information als zentrale Information.
2. Nutze verteilte Rechenkapazität der BEMI, wann immer für die jeweilige Anwendung möglich.
3. Bewerte Information am Ort ihrer Entstehung und verteile nur Information, die für den oder die Empfänger relevant ist.
4. Nutze die hohe Anzahl von BEMI aus und bevorzuge Algorithmen, die superskalierbare Systeme ermöglichen.

4.3.3 Datenschnittstellen und Datenübertragung im BEMI-System

Bezüglich der Datenübertragung im BEMI-System sei einleitend erwähnt, dass eine genaue Festlegung der Art der zu übertragenden Daten nur bei gleichzeitiger Festlegung eines Algorithmus oder Verfahrens zur Umsetzung einer Anwendung möglich ist. Daher wird in

¹Weiterhin sind Schwarmssysteme häufig superskalierbar. Daher sind schwarmintelligente Algorithmen zur Umsetzung von Anwendungen im BEMI-System ein interessanter Ansatz.

diesem Abschnitt zunächst nur ein Überblick über die Kennzeichen und Anforderungen für die Datenübertragung gegeben, die sich im Laufe der Arbeit ergeben haben. Ferner sei für eine Zusammenstellung möglicher Daten zur Übertragung in einem Energiemanagementsystem auf den Standard IEC 61850-7-420 verwiesen [96].

Im BEMI-System gibt es folgende Arten von Datenübertragung:

- „PBK“: Pool-BEMI-zu-BEMI Kommunikation, unidirektionale Übertragung zentraler Information vom Pool-BEMI an alle BEMI („Broadcast“) oder die Mitglieder einer BEMI-Gruppe („Multicast“) (Abb. 4.5)
- „BPK“: BEMI-zu-Pool-BEMI Kommunikation, bidirektionale Punkt-zu-Punkt-Kommunikation („Unicast“) von einem BEMI zum Pool-BEMI (Abb. 4.6)
- „BBK“: BEMI-zu-BEMI-Kommunikation, Punkt-zu-Punkt-Kommunikation zwischen zwei BEMIs.

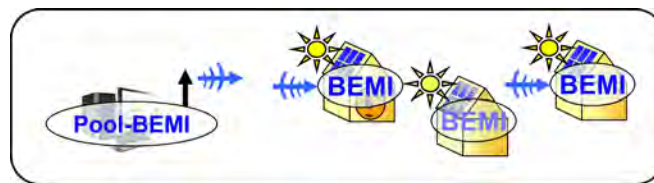


Abbildung 4.5: Unidirektionale Pool-BEMI-zu-BEMI Kommunikation per Multicast (z.B. funkbasiert)

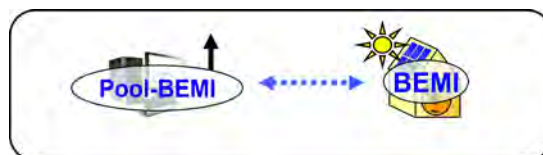


Abbildung 4.6: Bidirektionale Pool-BEMI-zu-BEMI-Kommunikation per Unicast

Bei Betrachtung der Anwendungen fällt auf, dass sich einige durch reine Informationsübertragung umsetzen lassen (z.B. ist „Kundeninformation über Systemzustand“ per PBK umsetzbar) und andere ganz ohne systemweite Kommunikation realisierbar sind (z.B. „Lokale Oberschwingungskompensation“). Tab. 4.3 und 4.4 enthalten eine qualitative Einschätzung der Anforderungen für jede Anwendung.

Bei der PBK ist zunächst keine Notwendigkeit zu erkennen, eine besonders hohe Datenrate zu fordern, da typischerweise zentrale Information (z.B. Tarifprofile), Stellwerte (z.B. Alarmgrenzen für die Netzzustandsüberwachung) oder Anfragen (z.B. nach verfügbaren

Regelenergiepotenzialen) übertragen werden. Hierbei fallen weder große Nutzdatenmengen an (ein Tarifprofil umfasst z.B. nur 96 Gleitkommawerte, die mit je 4 Byte ausreichend genau dargestellt werden können) noch wird die Datenübertragung regelmäßig in kurzen Abständen wiederholt. Es ist ebenfalls nicht zu erkennen, dass bei der PBK eine Kommunikation mit Latenzzeiten im Bereich von Millisekunden benötigt wird, da keine Anwendung harten Echtzeitkriterien genügen muss, wie sie z.B. in der Netzschutztechnik vorkommen. Aus Sicherheitsgründen sollte jedoch die Latenzzeit für hoch priorisierte Meldungen im Bereich von wenigen Sekunden liegen. Damit könnte durch PBK sogar eine kontrollierte Zuschaltung von DEA bzw. Abschaltung von gesteuerten Lasten, etwa im Falle einer netzweiten Unterfrequenz, ausreichend schnell stattfinden. So fanden beispielsweise bei der systemweiten UCTE¹-Störung am 4.11.2006 im westlichen Teil des in drei Teile getrennten UCTE-Netzes Lastabwurf bzw. Zuschaltung von Pumpspeicherkraftwerken im Bereich von 8 Sekunden nach Eintreten der Störung statt [97]. Bei BPK dagegen würde eine Latenzzeit im Bereich von einigen 100 ms, wie sie aus dem Internet bekannt ist, dem Kunden den Abruf von Informationen vom Pool-BEMI per MMI in akzeptabler Zeit erlauben. Außerdem ist hier mit einem höheren Datenaufkommen als bei PBK zu rechnen, wenn mehrere BEMIs nach einer Anfrage des Pool-BEMI Informationen an dieses senden wollen. Als weitere besondere Anforderung für die IKT im BEMI-System gilt, dass Anwendungen im Störbetrieb zumindest PBK, wenn nicht sogar BPK benötigen. Beide Kommunikationsarten sollten daher auch bei Ausfall der öffentlichen Versorgung zumindest einige Minuten noch möglich sein.

Aufgrund dieser Anforderungen liegt es nahe, für BPK auf TCP/IP² - basierte Netze zurückzugreifen, wie sie für die Internetanbindung in vielen Haushalten bereits vorhanden sind. Für den Betrieb bei Stromausfall müssen allerdings einerseits die beim Kunden betriebenen Datenendgeräte, andererseits auch die Datenübertragungseinrichtungen des Netzwerks mit unterbrechungsfreien Stromversorgungen (USV) ausgestattet sein, was mittels verfügbarer Technik aber umgesetzt werden kann. Für den Kunden würde dies als Mehrwert auch die IP-Telefonie oder den Zugriff auf das Internet sicherstellen, während die USV den Stromausfall überbrückt. Der Rechnerkern eines BEMI im DeMoTec-Labor des ISET wurde bereits mit USV ausgestattet.

Auch für die PBK können internetbasierte Lösungen zum Einsatz kommen, wie bei der der-

¹Union for the co-ordination of transmission of electricity

²Transmission control protocol / Internet protocol

zeitigen Umsetzung des BEMI der Fall. Nachteilig ist hier aber, dass das Internet keine effiziente Übertragung von Multicast-Nachrichten erlaubt. Eine interessante Alternative bieten daher Langreichweiten-Funktechnologien wie die europäische Funkrundsteuerung (EFR) [70], die bereits für Zwecke des Energiemanagements eingesetzt wird [98][99]. Hierbei können mit nur zwei Sendern in Mainflingen (Sendeleistung 100 kW, 129,1 kHz) und Burg (Sendeleistung 50 kW, 139 kHz) Empfänger in ganz Deutschland erreicht werden. Ein Multicast ist daher durch entsprechende Gruppenadressierung der Empfänger sehr effizient zu realisieren. Die Empfänger sind ohne anfallende Verbindungsgebühr stets empfangsbereit. Die Verfügbarkeit bei Stromausfall ist technisch einfach herzustellen, da zwischen Sender und Empfänger keine weiteren Elemente existieren. Der Zentralrechner und die Sender des EFR-Systems sind bereits redundant ausgelegt und mit USV versehen, so dass nur noch bei den BEMIs entsprechende Einrichtungen vorgesehen werden müssen. Der Nachteil ist die niedrige Datenrate von ca. 200 baud, was aufgrund der Anforderungen bei PBK aber akzeptabel erscheint. Für die Latenzzeit liegen derzeit keine Angaben vor. Jedoch soll die EFR aufgrund der potenziellen Vorteile im Rahmen kommender Projekte zur Verwendung mit dem BEMI getestet werden.

Anwendung	Beispiele für zu übertragende Daten	Benötigt PBK	Ben. PBK bei Versorgungsausfall	Max. Latenzzeit PBK	Benötigt BPK	Ben. BPK bei Versorgungsausfall	Max. Latenzzeit BPK
Herstellung eines gewünschten Last/Erzeugungsverlaufs	Tarifprofile (PBK), Zähldaten (BPK)	X		Minuten	X		Minuten
Reduktion der Netzspitzenlast	Tarifprofile (PBK)	X		1 Minute			
Spitzenlastreduktion bzw. lokales Energiemanagement für den Kunden	keine						
Bereitstellung von MRL	Anforderung, Potenzialanfrage (BPK), Tarifänderung (PBK)	X		1 Minute	X		Sekunden
Bereitstellung von Stundenreserveleistung	Anforderung, Potenzialanfrage (BPK), Tarifänderung (PBK)	X		Minuten	X		Sekunden
Abrechnungsrelevante Zählung des Last- und Erzeugungsverlaufs	Zählraten (BPK)				X		Minuten
Autom. Netzzustandsüberwachung durch BEMI, lokale Überwachung der Spannungsqualität für VNB nach dessen Vorgaben	Vorgaben des VNB (PBK), Meldungen, Messwerte (BPK)	X		1 Minute	X		Sekunden
Netzzustandsdiagnose mit Vorverarbeitung durch Pool-BEMI für VNB nach dessen Vorgaben	Vorgaben des VNB (PBK), Meldungen, Messwerte (BPK)	X		1 Minute	X		Sekunden
Netzengpassmanagement bzw. Spannungshaltung im NSN (vgl. Abschnitt 6.3)	Vorgaben für (Spannungsgrenzwerte (PBK), Meldungen, Messwerte (BPK)	X		1 Minute	X		Sekunden
Information des VNB über aktuelle Einspeisesituation	Anfrage (PBK), Messwerte (BPK)	X		1 Minute	X		Sekunden

Tabelle 4.3: Qualitative Einschätzung der Anforderungen an die IKT des BEMI-Systems für die Anwendungen (Teil 1)

Anwendung	Beispiele für zu übertragende Daten	Benötigt PBK	Ben. PBK bei Versorgungsausfall	Max. Latenzzeit PBK	Benötigt BPK	Ben. BPK bei Versorgungsausfall	Max. Latenzzeit BPK
Lokale Oberschwingungskompensation bzw. Energiekonditionierung [88]	keine						
Bereitstellung von Blindleistung durch DEA [89]	Sollwerte (PBK)	X		1 Minute			
Kundeninformation über Systemzustand und Erzeugungsmix	Änderung Systemzustand (PBK), Anfragen / Angabe Erzeugungsmix (BPK)	X	X	Sekunden	X		< 1 Sekunde
Automat. Versorgungsausfallmeldung mit Bereichseingrenzung an VNB	Meldung Ausfall, Messwerte (BPK)				X	X	Sekunden
DEA-Abschaltung während Netzmontagearbeiten und Netzwiederaufbau	Anweisung (PBK), Quittierung (BPK)	X	X	1 Minute	X	X	Sekunden
Koordinierte DEE- Ab- oder Zuschaltung, z.B. bei Über- oder Unterfrequenz im Vorfeld eines Lastabwurfs	Anweisung (PBK)	X		Sekunden			
Ankündigung geplanter Versorgungsunterbrechungen	Geplanter Zeitraum (PBK)	X		Minuten			
Detektion und Eingrenzung von Netzfehlern	Anfragen, Messwerte (BPK)				X	X	< 1 Sekunde
Inselnetzmodus während Netzwiederaufbau	Erlaubnis (PBK), Meldung (BPK)	X	X	1 Minute	X	X	Sekunden
Kundeninformation während Netzwiederaufbau	Vorr. Dauer, Leistungsbegrenzung (PBK)	X	X	Sekunden			
Netzwiederaufbau mittels schwarzstartfähiger DEA	Freigabe zur Zuschaltung (PBK, BPK), Meldungen (BPK)	X	X	Sekunden	X	X	< 1 Sekunde

Tabelle 4.4: Qualitative Einschätzung der Anforderungen an die IKT des BEMI-Systems für die Anwendungen (Teil 2)

Datensignierung und Verschlüsselung

Besonderen Stellenwert unter den innerhalb des BEMI-Systems zu übertragenden Daten haben die abrechnungsrelevanten Rohzählraten, für deren Austausch geeignete Signierungs-

und Verschlüsselungsverfahren benötigt werden. Diese müssen folgende Anforderungen erfüllen:

- Sowohl dem EDL als auch dem VNB muss der Zugriff auf die Rohzähl­daten möglich sein, jedoch keinem Dritten (Sicherzustellen mittels Verschlüsselung).
- Dem EDL darf es nicht möglich sein, die Rohzähl­daten ohne Wissen des VNB zu ändern (Sicherstellung der Datenintegrität).
- Der VNB muss prüfen können, von welchem BEMI die Rohzähl­daten kommen. Der EDL darf diese Information nicht ändern können (sicherzustellen mittels Daten­signierung).

Moderne Verfahren zur asymmetrischen Kryptografie bieten hierzu einen Ansatz [100][101]. Hierbei werden Paare von öffentlichen und privaten Schlüsseln verwendet, wobei nur die privaten Schlüssel vom jeweiligen Anwender geheim gehalten werden. Daten lassen sich mit jedem der beiden Schlüssel verschlüsseln. Die Entschlüsselung aber ist nur mit dem dazugehörigen Gegenstück möglich. Keiner der Schlüssel lässt sich aus dem jeweiligen Gegenstück generieren. Es wäre also möglich, dass jedes BEMI die Zähl­daten mit einem öffentlichen Schlüssel sichert, dessen privates Gegenstück sowohl VNB als auch EDL bekannt ist. Dadurch können die Daten von keinem anderen Marktteilnehmer, etwa einem anderen EDL, entschlüsselt werden. Wechselt der Kunde den EDL, wäre auch ein Wechsel des öffentlichen Schlüssels nötig. Wenn das BEMI außerdem eine digitale Signatur - z.B. eine Zeichenfolge, die das BEMI identifiziert - sowie eine Prüfsumme der Daten mit einem geheimen privaten Schlüssel sichert, können EDL und VNB durch Dechiffrierung mit dem dazu gehörigen öffentlichen Schlüssel die Herkunft sowie die Unversehrtheit der Daten durch Neuberechnung und Vergleich der Prüfsumme überprüfen. Durch die Verwendung des privaten Schlüssels zur Verschlüsselung werden Signatur als auch Prüfsumme geschützt. Zur Erzeugung und Verteilung von Schlüsseln ist aber eine unabhängige Zertifizierungsstelle nötig („Trusted Authority“). Im Projekt SESAM wird hierzu z.B. der Hand­netzbetreiber vorgeschlagen.

Kapitel 5

Simulation des BEMI-Systems im Verteilnetz

Im letzten Kapitel wurden Betriebszustände und Anwendungen des BEMI-Systems identifiziert. Es wurden mögliche Mechanismen eingeführt, die zur Umsetzung der Anwendungen zur Auswahl stehen und qualitative Anforderungen an die IKT des BEMI-Systems wurden abgeleitet. Die Entwicklung von konkreten Algorithmen zur Umsetzung von Anwendungen kann jedoch häufig nicht direkt im Feld erfolgen, weil die Versorgungssicherheit der Kunden nicht gefährdet werden darf. Außerdem ist im Laborumfeld nur eine sehr geringe Anzahl von BEMIs mit entsprechenden Lasten und DEA installierbar. Zur Algorithmenentwicklung ist daher ein Simulationswerkzeug unabdingbar, mit dem nicht nur eine Anzahl von 50 und mehr NSN-Anschlussnehmern mit BEMIs und DEE, sondern auch das elektrische Verteilnetz selbst modelliert werden kann. Ein solches Werkzeug wurde im Rahmen dieser Arbeit entwickelt und wird in diesem Kapitel beschrieben.

5.1 Anforderungen an die Simulation

Das Simulationswerkzeug soll die Entwicklung von Algorithmen für alle Anwendungen ermöglichen (vgl. Tab. 4.1). Als Untersuchungsziel wird zunächst ein BEMI-System betrachtet, das nur Haushaltskunden umfasst. Daher müssen folgende Komponenten modelliert werden:

- EMS und MSI einer hohen Zahl voneinander unabhängiger BEMI

- Hohe Zahl voneinander unabhängiger Lasten (SOC-, FPS-, PPC-Geräte) in Haushalten sowie Lasten, deren Betrieb nicht vom Energiemanagement optimiert wird
- Hohe Zahl voneinander unabhängiger DEA in Haushalten, hier Photovoltaik (PV)-Anlagen und KWK-Anlagen
- Verhalten der Haushaltskunden bezüglich der Verwendung der Geräte
- Pool-BEMI und Kommunikation zwischen Pool-BEMI und BEMIs
- Elektrisches Verteilnetz bis hin zu Anschlusspunkten im NSN

Folgende Eigenschaften der Simulationsumgebung sind weiterhin wünschenswert:

- Weitgehende und einfache Parametrierbarkeit (Anzahl Haushalte, Art und Anzahl DEE, ...)
- Abrufbarkeit von Zwischenergebnissen zur Laufzeit der Simulation
- Grafische Bedienoberfläche zur Parametrierung und zum Eingriff in den Simulationsablauf
- Möglichkeit der verteilten Simulation auf mehreren Rechnern
- Hohe Modularität, Erweiterbarkeit
- Verwendung existierender Vorarbeiten
- Mögliche Einbindung realer BEMIs

Ein solches Simulationspaket lag bisher nicht vor und wurde daher im Rahmen dieser Arbeit entwickelt.

5.2 Verwendete Vorarbeiten

Im Rahmen des Projekts DINAR sowie in [47] wurde mittels der Programmiersprache C ein BEMI-Simulationssystem entwickelt. Es beinhaltet bereits Modelle für einen großen Teil der benötigten Komponenten, erfüllt aber nicht alle oben genannten Anforderungen und beinhaltet insbesondere keine Simulation des elektrischen Verteilnetzes. Zwecks Verbesserung der Erweiterbarkeit und Modularität wurde im Rahmen dieser Arbeit eine auf dem objektorientierten Ansatz basierte neue Struktur mittels der Programmiersprache C++

entwickelt. Neue Funktionalitäten, insbesondere die Modellierung des elektrischen Verteilnetzes und die grafische Benutzeroberfläche, wurden hinzugefügt. Die bestehenden Kernkomponenten aus der existierenden BEMI-Simulation wurden, soweit benötigt, in die neue Programmstruktur portiert bzw. aufgrund den Beschreibungen in [47] neu implementiert. Dies umfasst:

- Datenmodelle für SOC- FPS- und PPC-Geräte
- Energiemanagement-Algorithmen für SOC- FPS- und PPC-Geräte
- Synthetisierung von Lastprofilen für einzelne Haushalte aus dem Standardlastprofil VDEW H0 [85]
- Modelle für KWK-Anlagen und deren temperaturabhängigen Betrieb [52]

5.3 Architektur und Module der Simulation

Abb. 5.1 zeigt eine Übersicht über das Simulationssystem. Dieses besteht aus drei Programmmodulen mit folgenden Aufgaben:¹

1. „BEMISim“: Simulation einer hohen Zahl von Haushalten, BEMIs und DEE.
2. „BEMIVis“: Pool-BEMI und grafische Benutzeroberfläche, implementiert mittels der Programmiersprache C#.
3. „BEMI_DSIF“: Schnittstelle zur Netzberechnungssoftware. Als Netzberechnungssoftware wurde das Produkt PowerFactory der Firma DIgSILENT eingesetzt. Ein Skript zum Datenaustausch mit BEMI_DSIF wurde mittels der DIgSILENT - eigenen Programmiersprache „DIgSILENT Programming Language“ (DPL) implementiert.

Die innerhalb der mittels C++ und C# implementierten Module dargestellten Elemente entsprechen Objekten, welche mittels gemeinsamen Speichers (shared memory) auf Variablen (Member-Variablen) über- bzw. untergeordneter Objekte zugreifen. Die Module dagegen sind mittels TCP/IP²-basierter Kommunikation verbunden und tauschen Nachrichten in Form von Protocol data units (PDU) aus, für die ein einfaches Protokoll definiert wurde.

¹Implementierung mittels C++, falls nicht anders angegeben

²TCP/IP: Transmission Control Protocol / Internet Protocol, Protokollfamilie, u.a. genutzt bei Local Area Networks (LAN).

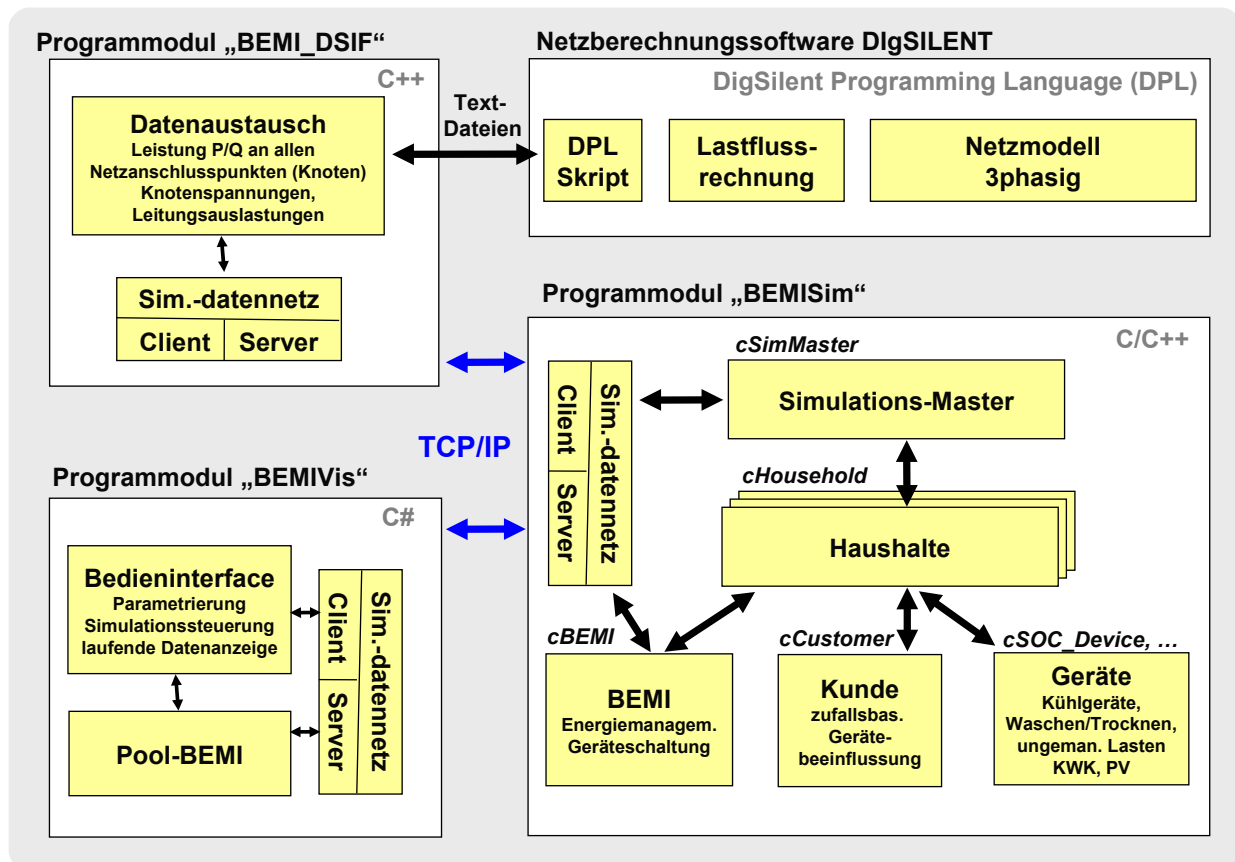


Abbildung 5.1: Schema des BEMI-Simulationssystems, Gesamtansicht

Durch dieses Simulationsdatennetz ist es möglich, dass die drei Module auf unterschiedlichen Rechnern ausgeführt werden oder mehrere Module vom Typ „BEMISim“ auf mehreren Rechnern ausgeführt werden. Im Extremfall kann ein Rechner einen einzigen Haushalt simulieren. Die Verbindungsdaten, also Rechnernamen bzw. IP-Adressen und Ports, werden in einer XML-Datei¹ namens „machines.xml“ festgelegt, das im gleichen Ordner liegen muss wie die ausführbare Datei des „BEMISim“-Moduls. Ein weiterer Vorteil der Architektur besteht darin, dass es durch die Kommunikation per TCP/IP zwischen den Modulen unabdingbar ist, die auszutauschenden Daten genau festzulegen. Dadurch wird gleichzeitig eine einfache Spezifikation der Datenschnittstelle zwischen Pool-BEMI und BEMIs gewonnen, die verwendet werden kann, um Rückschlüsse auf die zu standardisierende Datenübertragung zu ziehen.

¹XML: Extensible Markup Language

5.4 Eigenschaften der Simulation

Bei dem entwickelten Werkzeug handelt es sich um eine diskrete schrittweise Simulation. Möglich ist eine geschlossene Simulation in der Form, dass alle genannten Komponenten als Modelle vorliegen als auch eine offene Simulation in der Form, dass modellierte und reale Komponenten (z.B. Pool-BEMI und reale BEMIs) miteinander interagieren können. Die Simulationsdauer ist nicht begrenzt. Die Simulationsschrittweite ist äquidistant. Bereits vorgesehen ist die Einführung einer ereignisgesteuerten Simulation; hierzu enthält jedes Modell ein Datenfeld für die Simulationszeit des nächsten eintretenden Ereignisses. Die minimale Simulationsschrittweite beträgt 1 Sekunde. Es besteht die Möglichkeit zur verteilten Simulation in einem Rechnernetz.

5.5 Konfiguration und Ausgabe der Ergebnisse

Die Konfiguration für das „BEMISim“-Modul kann weitgehend mittels einer XML-Datei vorgenommen werden, die dem Programm bei Aufruf als Kommandozeilenparameter mitgeteilt und bei Programmstart eingelesen wird. Auf diese Weise kann der Parametersatz ohne Neukompilation der ausführbaren Datei geändert werden. Die in der XML-Datei enthaltenen Parameter für das „BEMISim“-Modul umfassen die Anzahl der simulierten Haushalte mit Identifikationsnummern sowie der Spezifikation des Energieverbrauchs und der Geräteausstattung dieser Haushalte. Dabei können die Parameter für jeden Haushalt in der XML-Datei getrennt eingestellt werden oder einer Gruppe von Haushalten können dieselben Parameter zugewiesen werden. In der Simulation werden manche Parameter, wie z.B. der Speicherinhalt von SOC-Geräten, in festen Grenzen zufällig variiert, da sich sonst alle Geräte synchron verhalten würden. Weitere Parameter der Simulation können mittels der Benutzeroberfläche „BEMIVis“ eingestellt werden. Dies betrifft insbesondere die Zeitparameter der Simulation, d.h. den Start- und Endzeitpunkt sowie die Simulationsschrittweite. Das Modul „BEMISim“ ist ferner auch ohne die übrigen Module für eine Simulation einsetzbar. Allerdings kann ohne die von „BEMIVis“ bereitgestellte Benutzeroberfläche nicht in den Simulationsablauf eingegriffen werden bzw. ohne „BEMI_DSIF“ keine Simulation des Verteilnetzes durchgeführt werden. Die Parametrierung des Zeitablaufs der Simulation kann in diesem Fall nur durch Änderung des Quellcodes stattfinden. Die Simulationsergeb-

nisse werden in einem dafür entwickelten Datenformat abgelegt¹. Dieses erlaubt es, eine Folge von Gleitkommawerten zu speichern, denen jeweils ein Zeitstempel zugeordnet ist. Zur Auswertung der entstehenden Datenfiles wurde eine Leseroutine entwickelt, die mittels der Software Matlab ausführbar ist. Dies erlaubt die Darstellung und Analyse der Ergebnisse mit den Matlab eigenen Werkzeugen. Die Auswahl der zu speichernden Ergebnisse ist derzeit nur per Quellcode möglich.

5.6 Geräte-, Kunden- und BEMI-Simulation „BEMISim“

Die Darstellung in Abb. 5.1 zeigt bereits das grundlegende Klassenschema des Moduls „BEMISim“. Abb. 5.2 zeigt ein entsprechendes UML-Klassendiagramm² [102][103] des Moduls „BEMISim“, wobei diverse Hilfsklassen für Meldungs- und Datenlogging, Thread-Verwaltung und -Synchronisation sowie allgemeine Tools der Übersichtlichkeit halber nicht dargestellt sind. Bei Programmstart wird zunächst eine Instanz der Klasse `cSimMaster` erstellt. Diese enthält die aktuelle Simulationszeit, den Start- und den Endzeitpunkt der Simulation und kommuniziert mittels Simulationsdatennetz mit den anderen beiden Modulen. `cSimMaster` erstellt wiederum laut des XML-Files zur Parametrierung mehrere Objekte der Klasse `cHousehold`. Jedes dieser Objekte modelliert einen Haushalt und hat eine simulationsweit eindeutige Identifikationsnummer (ID). Jedes `cHousehold`-Objekt erzeugt wiederum genau eine Instanz der Klasse `cBEMI`, die das BEMI modelliert sowie eine Instanz der Klasse `cCustomer` zur Simulation von Kundeneingriffen in den Betrieb der Geräte. Außerdem werden Objekte der Klassen `cSOC_Device`, `cFPS_Device` und `cPPC_Device` zur Gerätemodellierung durch `cHousehold` instantiiert und entsprechend parametrisiert. Die Organisation dieser Objekte erfolgt in Form von verketteten Listen, so dass die Anzahl der Geräteobjekte pro Haushalt nicht beschränkt ist. Wie im UML-Diagramm dargestellt, verfügen die letztgenannten Klassen über einen Zeiger zum `cHousehold`-Objekt, so dass z.B. eine Methode der Klasse `cCustomer` oder `cBEMI` auf eine Member-Variable einer Instanz von `cSOC_Device` zugreifen kann.

¹Dateiendung „bdt“

²UML: Unified Modeling Language, Sprache für die Modellierung von Software und anderen Systemen; definiert u.a. grafische Notationen für Modelle von Strukturen und Abläufen

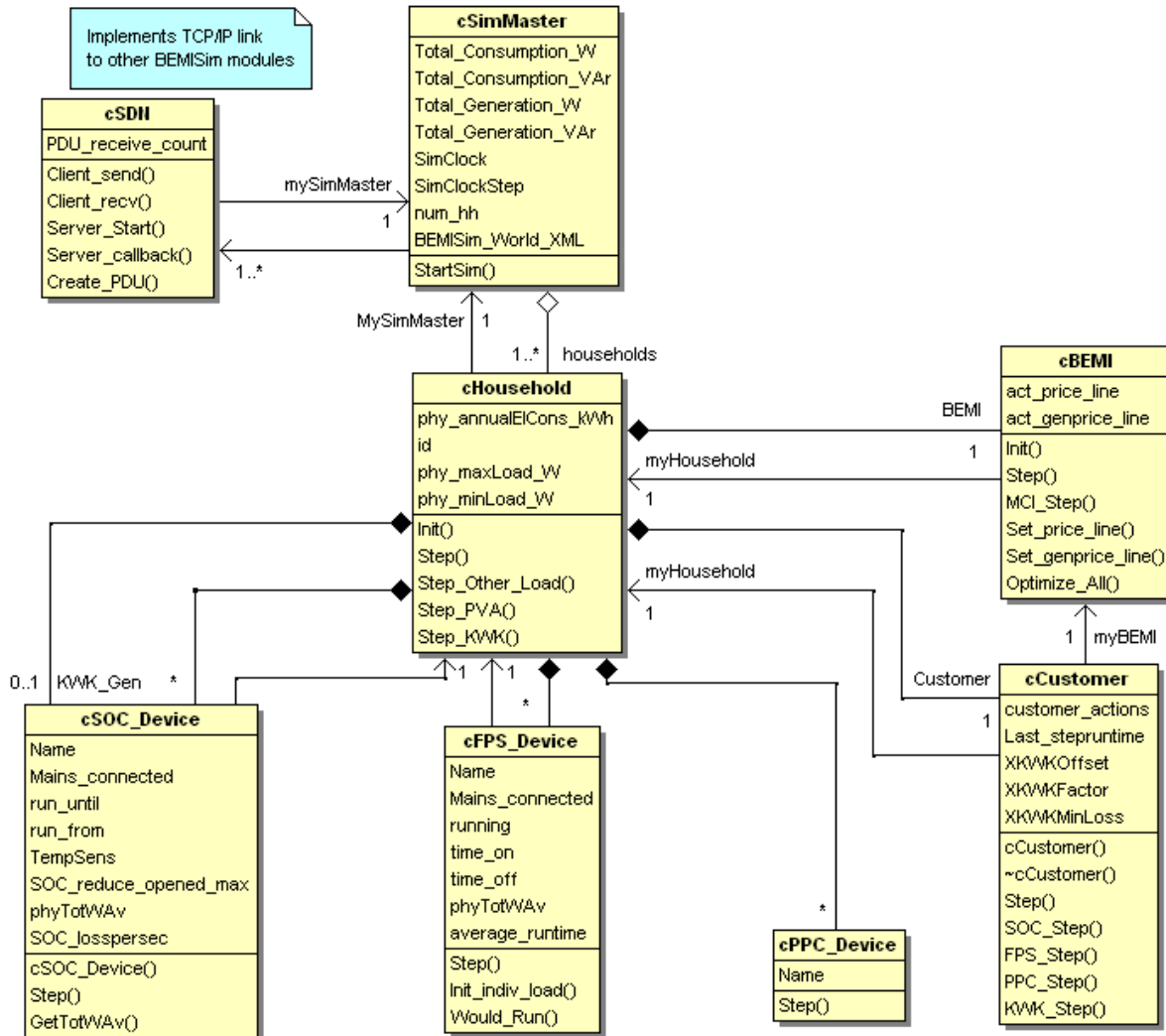


Abbildung 5.2: UML-Klassendiagramm des Moduls „BEMISim“ (vereinfacht)

5.6.1 Modellierung von Kühlgeräten

Kühlgeräte sind SOC-Geräte und werden innerhalb der Klasse `cSOC_Device` modelliert. Dies betrifft auch KWK-Anlagen, deren Modellierung aber in Abschnitt 5.6.5 beschrieben wird. Die Kundeneingriffe für SOC-Geräte werden durch die Klasse `cCustomer` modelliert.

Datenmodell und Parameter

Das Datenmodell für SOC-Lasten ist in [47] beschrieben und wurde unverändert übernommen. Die in Tab. 5.1 angegebenen Parameter können mittels XML-File eingestellt werden. Typische Werte für diese Parameter können [47] und [50] entnommen werden. Das im Folgenden beschriebene Verhalten ist nur für Kühlgeräte ($Model=1$ oder 2) gültig. Die zufällige Parametervariation wird für jedes Gerät statistisch unabhängig vorgenommen. Der Parameter $XSwitchCost$ wird zufällig zwischen $0,005$ € und dem in der XML-Datei angegebenen Wert variiert.

Die in Tab. 5.2 angegebenen Parameter sind Teil des Datenmodells und werden errechnet bzw. als konstant angenommen.

Anfangsbedingungen

Tab. 5.3 enthält variable Parameter, die den Zustand des SOC-Gerätes beschreiben, sowie ihre jeweiligen Anfangswerte.

Verhalten

Zur Simulation des Verhaltens von SOC-Geräten wurde ein lineares Speichermodell zugrunde gelegt. Der Betrieb des SOC-Geräts wird allein durch das Energiemanagement des BEMI bestimmt. In jedem Simulationsschritt wird mittels der *Step*-Methode der Klasse `cSOC_Device` folgender Algorithmus ausgeführt:

1. Berechne die Anzahl der Sekunden $timepassed$ seit dem letzten Simulationsschritt
2. Wenn ($Mains_connected = 1$)
dann setze $Stor+ = timepassed \cdot SOC_winpersec \cdot \left(\frac{100}{1.5 \cdot contents + 25}\right)$
sonst setze $Stor- = timepassed \cdot SOC_losspersec \cdot \left(\frac{100}{1.5 \cdot contents + 25}\right)$
3. Wenn sich ($Mains_connected$) seit dem letzten Simulationsschritt geändert hat,
dann ändere die gesamte Last des Haushalts entsprechend um $\pm TotWav$.

Dies trägt der Eigenschaft von Kühlgeräten Rechnung, dass sich bei hohem Füllstand (Befüllung mit Kühlgut) die Stillstandsdauer deutlich erhöht. Zur Bestimmung des ent-

Parametername	Einheit	typ. Wert	zufällige Parametervariation	Bedeutung
<i>TotWav</i>	Watt	80..200	-	Gerätewirkleistung im eingeschalteten Zustand; p.d. negativ, da Last
<i>MaxOffTm</i>	Sek.	36000..66000 (Kühlschrank), 15000..30000 (Gefriergerät)	±40%	Maximale Stillstandsdauer des Geräts bei mittlerem Füllstand (Befüllung mit Kühlgut) in Sekunden. Entspricht der Zeit, während der der voll geladene Speicher aufgrund von Verlusten im ausgeschalteten Zustand des Geräts vollständig entladen wird.
<i>MaxOnTm</i>	Sek.	15000..21000 (Kühlschrank), 6000..10800 (Gefriergerät)	±16%	Maximale Einschaltdauer des Geräts bei mittlerem Füllstand in Sekunden. Entspricht der Zeit, während der der entladene Speicher im eingeschalteten Zustand des Geräts vollständig aufgeladen wird.
<i>XSwitchCost</i>	ct	0,005..0,02	0,005..Wert	Maximale Kosten für jeden Schaltvorgang des Gerätes
<i>Name</i>				Gerätebezeichnung (max. 25 Zeichen)
<i>TempSens</i>				0: Geräteverhalten von Außentemperatur unabhängig 1: Geräteverhalten von Außentemperatur abhängig (z.B. bei KWK-Anlagen)
<i>Model</i>				Gerätetyp 1: Kühlschrank 2: Gefriergerät 3: KWK-Anlage

Tabelle 5.1: Einstellbare Parameter für SOC-Lasten

sprechenden Faktors wurden Messergebnisse aus [50]¹ herangezogen und die Abhängigkeit zwischen Füllstand und Stillstandsdauer in erster Näherung als linear angenommen. Auch die Einschaltdauer erhöht sich wegen der Speicherkapazität des Kühlguts bei steigendem Füllstand. Der Füllstand ändert sich im Übrigen aufgrund zufälliger Kundeneingriffe.

¹vg. dort Abb. 5.11 und 5.14

Parametername	Einheit	Wert	Bedeutung
<i>SOC_winpersec</i>	$\frac{1}{s}$	$\frac{1}{MaxOnTm}$	SOC-Zunahme pro Sekunde, wenn Gerät eingeschaltet
<i>SOC_losspersec</i>	$\frac{1}{s}$	$\frac{1}{MaxOffTm}$	SOC-Verlust pro Sekunde, wenn Gerät ausgeschaltet
<i>XLowerSOCAllowed</i>		-0,1	Absolute untere SOC-Grenze (bei Unterschreitung erfolgt Noteinschaltung des SOC-Geräts durch BEMI)
<i>XUpperSOCAllowed</i>		1,1	Absolute obere SOC-Grenze (bei Überschreitung erfolgt Notabschaltung des SOC-Geräts durch BEMI)

Tabelle 5.2: Errechnete und konstante Parameter für SOC-Lasten

Parametername	Einheit	Anfangswert	Bedeutung
<i>Stor</i>	%	0..100 zufällige Festlegung	aktueller Speicherzustand; 0%=entladen, 100%=aufgeladen
<i>contents</i>	%	0..100 zufällige Festlegung	aktueller Füllstand (Befüllung mit Kühlgut) für Kühlgeräte; 0%=leer, 100%=voll
<i>Mains_connected</i>	-	0	aktueller Betriebszustand Gerät; 0=ausgeschaltet, 1=angeschaltet

Tabelle 5.3: Variable Parameter und Anfangsbedingungen für SOC-Lasten

Kundeneingriffe

Die Kundeneingriffe werden innerhalb der Methode *SOC_Step* der Klasse *cCustomer* simuliert, nutzen aber weitere Parameter der Klasse *cSOC_Device*, die in Tabelle 5.4 angegeben sind. Die ebenfalls angegebenen Werte sind im Quellcode fest eingestellt. Der Parameter *open_prob_day* wird dabei zu Beginn jeden Tages neu zufällig festgelegt. Die Kundensimulation verläuft damit wie folgt:

1. Zu Beginn jeder Viertelstunde zwischen 5:00 und 24:00 Uhr:
 Erzeuge eine Zufallszahl zwischen 0 und 100.
 Wenn diese kleiner ist als *open_prob_day*,
 dann setze *opened = 1*
 sonst setze *opened = 0*
2. Wenn (*opened = 1*), dann
 Erniedrige *Stor* um einen zufälligen Wert zwischen 0 und *SOC_reduce_opened_max*

Erniedrige *contents* um *content_lower_opened*

Wenn ($contents < 10$), dann setze *contents* auf einen zufälligen Wert zwischen 60 und 100.

Parametername	Einheit	Wert	Bedeutung
<i>content_lower_opened</i>	%	2	Wert, um den <i>content</i> erniedrigt wird, wenn eine simulierte Öffnung des Kühlgeräts stattfindet
<i>SOC_reduce_opened_max</i>	%	3	Maximaler durch Öffnen des Kühlschranks eintretender SOC-Verlust
<i>open_prob_day</i>	%	5..15 (Model=1), 0..5 (Model=2) zufällige Festlegung	Wahrscheinlichkeit, mit der das Kühlgerät am Anfang einer Viertelstunde von 5:00 Uhr bis 24:00 Uhr geöffnet wird

Tabelle 5.4: Parameter zum Kundeneingriff bei Kühlgeräten

Die Variable *opened* gibt dabei an, ob der Kunde das Kühlgerät geöffnet hat. Ist das der Fall, wird angenommen, dass sowohl der Speicherstand *Stor* als auch der Füllstand *contents* verringert wird. Dies entspricht einem einfachen Modell für die Entnahme von Kühlgut aus dem Kühlgerät. Abb. 5.3 zeigt ein Beispiel für die Simulation eines Kühlschranks mit zwei verschiedenen Parametersätzen. Man erkennt an unteren Kurven die zufällige Änderung des Wertes *content*. Außerdem ist deutlich das wesentlich trägere Verhalten des *Stor*-Parameters, der umgekehrt proportional zur Kühlschranktemperatur ist, bei hohen Werten für den Füllgrad *content* zu erkennen.

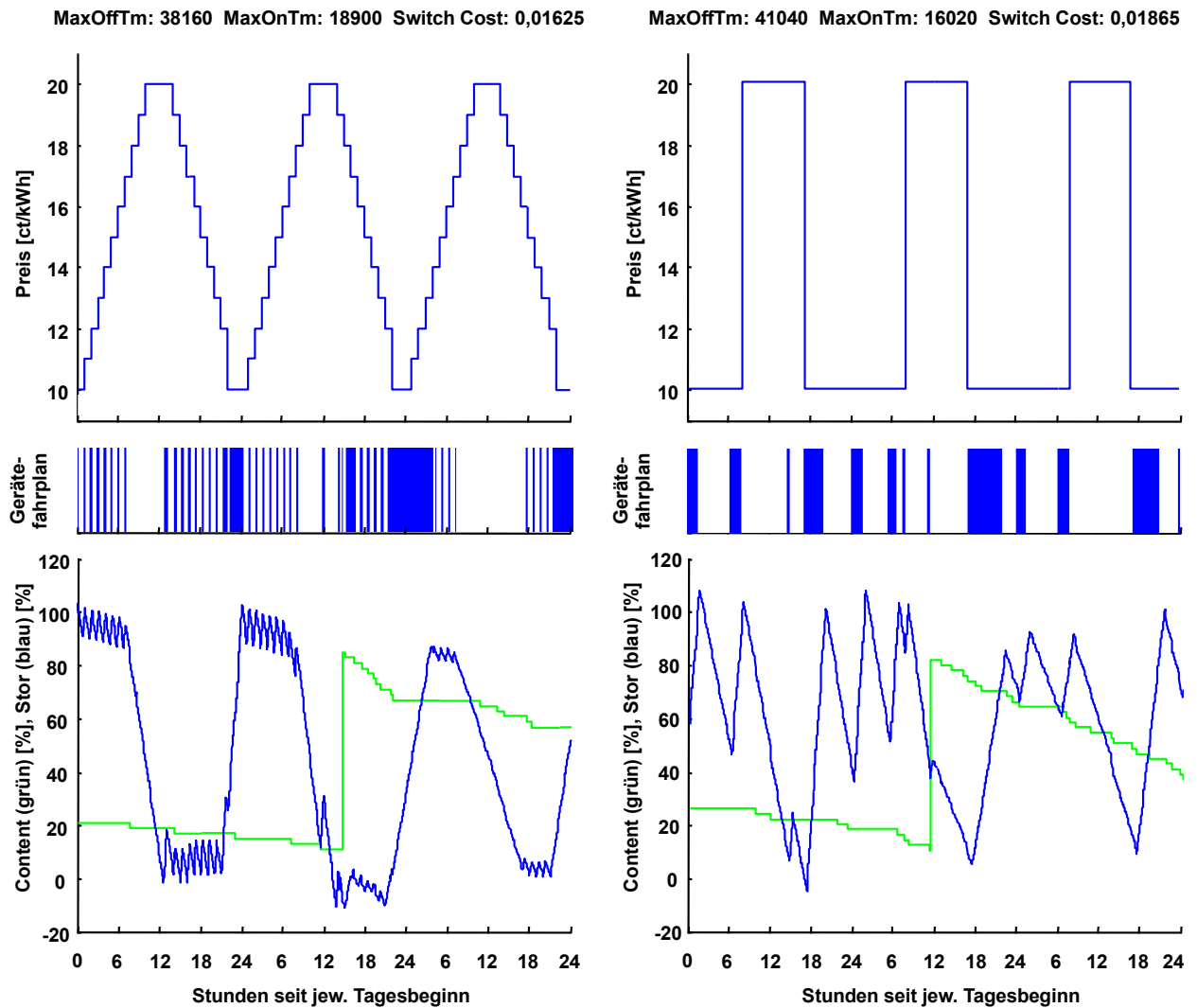


Abbildung 5.3: Beispiele für die Simulation eines Kühlschranks

5.6.2 Modellierung von FPS-Geräten

FPS-Geräte werden mittels der Klasse `cFPS_Device` modelliert, die Kundeneingriffe mittels der Klasse `cCustomer`. Letztere wurden dabei so gestaltet, dass sich durch Überlagerung von Einzellastprofilen einer hohen Anzahl von FPS-Geräten eines Typs bekannte Gesamtlastprofile ergeben, die [50] entnommen wurden.

Datenmodell und Parameter

Das Datenmodell für FPS-Geräte wurde aus [47] unverändert übernommen. Die in Tab. 5.5 angegebenen Parameter können mittels XML-File eingestellt werden. Weiterhin werden

Parametername	Einheit	typ. Wert	zufällige Parameter-variation	Bedeutung
<i>TotWav</i>	Watt	Berechnet, s. Text	-	Gerätewirkleistung im eingeschalteten Zustand; p.d. negativ, da Last
<i>MaxOffTm</i>	Sekunden	7200..79200 [47]	$\pm 50\%$	Maximale Stillstandsdauer des Geräts. Entspricht der max. Wartezeit, bis ein vorbereitetes Programm anläuft.
<i>MaxOnTm</i>	Sekunden	Berechnet, s. Text	-	Mittlere Einschaltdauer des Geräts. Entspricht der mittleren Programmlaufzeit.
<i>StartTime</i>	Minuten	0	-	Frühester täglicher Startzeitpunkt für Programmablauf
<i>DeadlineTm</i>	Minuten	-1	-	Frühester täglicher Endzeitpunkt für Programmablauf (-1=unbegrenzt)
<i>Name</i>				Gerätebezeichnung (max. 25 Zeichen)
<i>Model</i>				Gerätetyp 1: Waschmaschine 2: Trockner 3: Spülmaschine

Tabelle 5.5: Einstellbare Parameter für FPS-Geräte

die in Tab. 5.6 gelisteten Parameter als konstant angenommen. Die in Tab. 5.7 angegebenen Parameter werden zu Beginn der Simulation errechnet.

Parametername	Einheit	Wert	Bedeutung
E_{ges}	Wh	405,3 (Model=1), 251,5 (Model=2), 405,3 (Model=3) [50]	Tägl. Energiebedarf, Erwartungswert
Ev_{BZ}	Minuten	30	Durchschnittliche tägliche Gerätelaufzeit, Erwartungswert
Ev_{BZ_frange}	%	± 30 (Model=1), ± 20 (Model=2), ± 20 (Model=3)	Parametervariation für Ev_{BZ}
p_{off_day}	%	66 (Model=1), 66 (Model=2), 0 (Model=3)	Wahrscheinlichkeit, dass an einem Tag keine Zuschaltung erfolgt
$Ev_{ontimes}$		2 (Model=1), 2 (Model=2), 1 (Model=3)	Anzahl Nutzungen am Tag, falls min. eine Zuschaltung an diesem Tag erfolgt, Erwartungswert
$Ev_{ontimes_frange}$		± 1	Parametervariation für $Ev_{ontimes}$
P_{on_frange}	%	± 30	Parametervariation für $TotWav$

Tabelle 5.6: Konstante Parameter für FPS-Lasten

Parametername	Einheit	Wert	Bedeutung
$TotWav$	W	$\frac{60 \cdot E_{ges}}{Ev_{BZ}} \pm P_{on_frange}$	Individuelle Geräteleistung
Ev_{BZ_day}	Minuten	$\frac{Ev_{BZ}}{1 - p_{off_day}}$	Erwartungswert für tägliche Gerätelaufzeit, wenn das Gerät an diesem Tag zugeschaltet wird
$MaxOnTm$	Sekunden	$60 \cdot Ev_{BZ_day} \frac{100 + Ev_{BZ_frange}}{100 \cdot Ev_{ontimes}}$	Korrigierter Erwartungswert für $MaxTimeOn$, genutzt durch BEMI-EMS

Tabelle 5.7: Errechnete Parameter für FPS-Lasten

Verhalten

Während die aggregierte Last von nicht gemanageten SOC-Geräten in etwa konstant ist, da diese automatisch und stochastisch unabhängig voneinander gesteuert werden, weisen bereits nicht gemanagete FPS-Geräte aufgrund des Nutzerverhaltens ein charakteristisches aggregiertes Lastprofil auf. Der hier vorgestellte Algorithmus zur Simulation des Verhaltens von FPS-Geräten stellt sicher, dass das aggregierte Geräteverhalten diesen bekannten Lastprofilen entspricht. Er basiert auf einer Beschreibung in [104]. Die angenommenen ag-

gregierten Lastprofile für die drei möglichen Gerätetypen sind in Abb. 5.4 dargestellt, wobei deren Energie hier auf den Wert 1 normiert wurde. Die normierten Lastprofile können als Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen für den Gerätebetrieb interpretiert werden. Zur

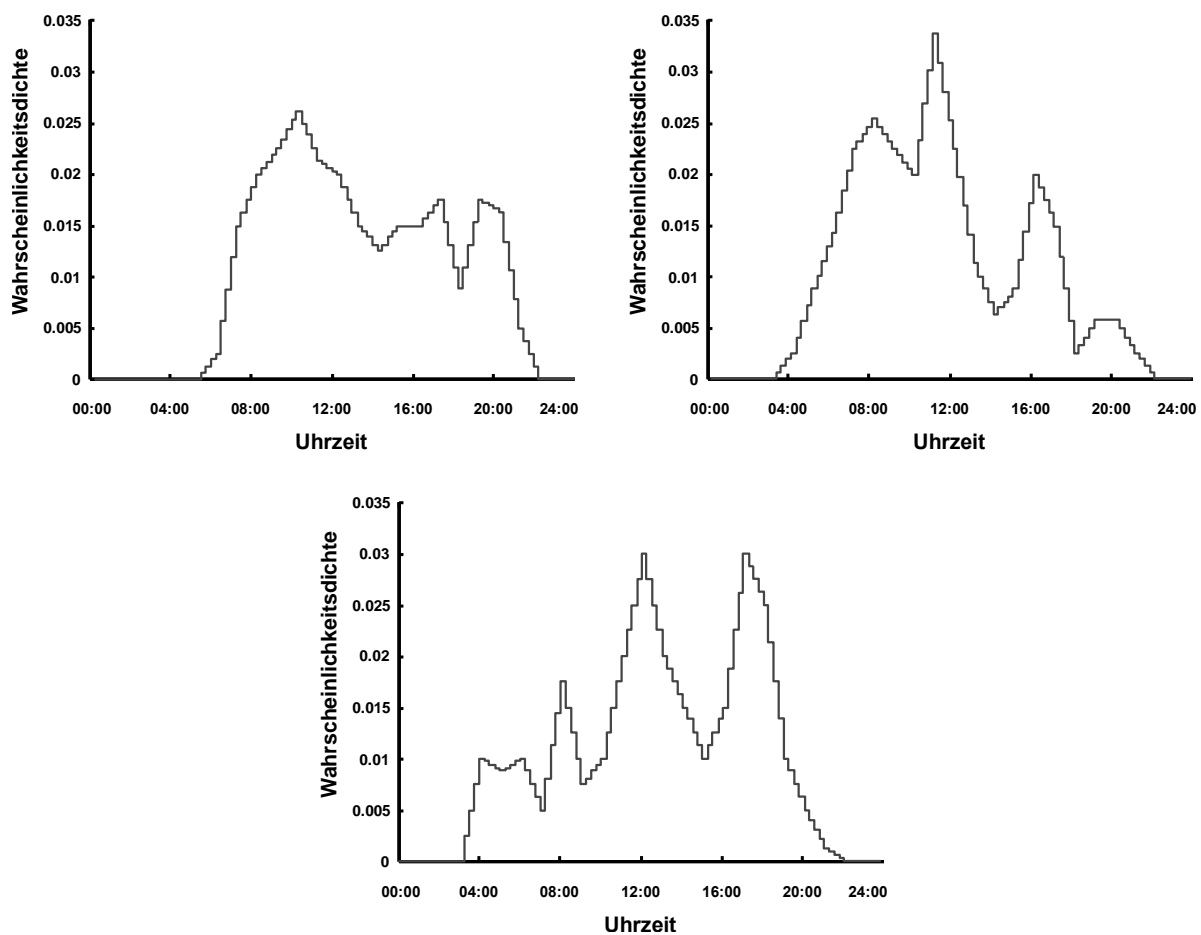


Abbildung 5.4: Normierte Lastgänge bzw. Wahrscheinlichkeitsdichten für Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschinen nach [50]

Modellierung des Geräteverhaltens dient zunächst die Methode *Calc_indiv_load* dazu, zu Beginn jeden Tages ein individuelles Gerätebetriebsprofil für diesen Tag zu ermitteln. Dieses entspricht dem ungesteuerten Betrieb, wie ihn der Kunde durch die Vorbereitung des Geräts vorgesehen hat:

1. Bestimme zufällig unter Berücksichtigung von p_{off_day} , ob das Gerät am aktuellen Tag läuft. Wenn ja, fahre fort mit 2. Sonst brich ab.

2. Bestimme zufällige Anzahl der Zuschaltungen

$Ontimes = Ev_ontimes \pm Ev_ontimes_frange$, zufällige Gerätelaufzeit

$BZ = Ev_BZ_day \pm Ev_BZ_frange$ und Einzellaufzeit

$BZ_{on} = \frac{BZ}{ontimes}$

3. Solange ($BZ > 0$)

3a. Bestimme zufälligen, minutengenauen Zuschaltzeitpunkt $time_on$ unter Verwendung der normierten Lastverläufe als Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion. Interpoliere hierbei letztere linear bis auf minütliche Auflösung.

Berechne $time_off = time_on + BZ_on$.

3b. Wenn das Gerät im Intervall $time_on..time_off$ noch nicht läuft, dann trage dieses Intervall in das Gerätebetriebsprofil ein und setze

$BZ = BZ - BZ_on$.

Sonst verwerfe das Intervall.

Die Überlagerung der so errechneten Gerätebetriebsprofile würde die bekannten Lastgänge hervorrufen. Das BEMI-EMS bewirkt jedoch Änderungen der Gerätebetriebsprofile. Diese werden mittels der in jedem Simulationsschritt ausgeführten *Step*-Methode der Klasse `cFPS_Device` wie folgt modelliert:

Wenn das Gerät durch das BEMI in der aktuellen Minute eingeschaltet wurde, dann:

1. Verschiebe alle vergangenen Zuschaltintervalle im Gerätebetriebsprofil, so dass die erste Zuschaltung zur aktuellen Minute beginnt und zwischen den Zuschaltintervallen mindestens 10 Minuten liegen.
2. Bestimme aufgrund des Gerätebetriebsprofils, ob in der aktuellen Minute ein Programm läuft.

Wenn ja, setze $running = 1$, sonst $running = 0$

Für den Fall, dass seit dem letzten Simulationsschritt aufgrund des Gerätebetriebsprofils ein Programm abgeschlossen wurde, lösche den entsprechenden Eintrag aus dem Gerätebetriebsprofil.

3. Wenn sich der Gerätebetriebszustand seit dem letzten Simulationsschritt geändert hat, dann ändere die Gesamthaushaltslast entsprechend um $\pm TotWav$.

Es ist ferner zu beachten, dass es durch das Management des BEMI vorkommen kann, dass bei einem späten Zuschaltzeitraum $time_on$ bis $time_off$ das Gerät nicht mehr am selben Tag eingeschaltet wird. In diesem Fall wird zu Beginn des nächsten Tages ein zusätzlicher Zuschaltzeitraum zufällig festgelegt, dessen Länge $time_off - time_on$ entspricht.

5.6.3 Lasten außerhalb des Energiemanagements

In jedem Haushalt sind Lasten vorhanden, deren Betrieb nicht durch das BEMI optimiert werden kann. Zur Modellierung dieser Lasten dient das VDEW-Standardlastprofil H0 [85] als Basis. Dieses gilt allerdings nur für einen aggregierten Lastgang einer hohen Anzahl von Haushalten. Lastprofile für einzelne Haushalte finden sich in [83]. Die dort enthaltenen Angaben entstammen Messungen an realen Haushalten. Die Einzellastprofile sind allerdings nur als exemplarisch zu begreifen. In [104] wird ein Modell vorgestellt, das die Zuschaltzeitpunkte einzelner Geräte, darunter FPS- und SOC-Geräte berücksichtigt. In [47] wird zur Generierung von viertelstündlichen Lastprofilen für Einzelhaushalte dagegen ein stochastisches Modell vorgeschlagen, das garantiert, dass der aggregierte Lastgang dem VDEW-Standardlastprofil entspricht. Dieses wurde für die hier entwickelte Simulation übernommen. Das Modell lässt sich durch Parameteranpassung leicht zur Generierung minütlicher Einzellastprofile einsetzen. Die grundlegenden Parameter sind in Tabelle 5.8 angegeben.

Parametername	Einheit	typ. Wert	Bedeutung
$P_{HH,max}$	W	2500..5000	Maximale Leistung des Haushalts
$P_{HH,min}$	W	0..200	Minimale Leistung des Haushalts
$E_{HH,a}$	kWh	2000..4500	elektrischer Jahresenergiebedarf des Haushaltes

Tabelle 5.8: Allgemeine Parameter für Haushalte

Mittels des folgenden Algorithmus wird zu Anfang jedes Tages für jeden Haushalt ein Einzellastprofil berechnet:

- Bestimme das jeweils gültige VDEW-H0-Standardlastprofil unter Berücksichtigung des Tagestyps, des Dynamisierungsfaktors und $E_{HH,a}$. Subtrahiere davon die Lastprofile gemanageter Lasten.
Generiere daraus ein minütliches Lastprofil $P_{load}(t)$ durch Interpolation.
- Setze $inc_last = 0$.
Für jede Minute t des Tages
setze $P_{up1} = \left(\frac{P_{HH,max}}{P_{load}(t)} + P_{uprel} - 1 \right)^{-1}$
setze $P_{up2} = P_{up1} P_{uprel}$
setze $inc = 0$.
Wenn $inc_last = 1$,

```

dann setze  $inc = 1$  mit Wahrscheinlichkeit  $P_{up2}$ ,
sonst setze  $inc = 1$  mit Wahrscheinlichkeit  $P_{up1}$ 
Wenn  $inc = 1$ ,
dann setze  $P_{load,HH}(t)$  auf einen zufälligen Wert
zwischen  $P_{load}(t)$  und  $P_{HH,max}$ 
sonst setze  $P_{load,HH}(t)$  auf einen zufälligen Wert
zwischen  $P_{load}(t)$  und  $P_{HH,min}$ 
setze  $inc_{last} = inc$ 

```

Der Algorithmus hat zur Folge, dass für hohe Werte von P_{uprel} Leistungspeaks zwischen $P_{load}(t)$ und $P_{HH,max}$ weniger häufig auftreten. In [47] wird ein Wert von 3 verwendet; allerdings wurde der Algorithmus dort zur Generierung viertelstündlicher Lastprofile angewendet. Daher wurden hier Werte zwischen 12 und 30 verwendet.

Abb. 5.5 zeigt ein Beispiel für Lastverläufe eines Einzelhaushalts und aggregierte Lastverläufe von insgesamt 1000 Haushalten mit SOC-, FPS-Geräten sowie ungemanageten Lasten. Man kann erkennen, dass bei einem flachen Tarifverlauf die aggregierte Last in etwa dem Standardlastprofil entspricht. Der einzelne Haushalt zeigt dagegen ein Lastverhalten, das abgesehen von den Anteilen von SOC- und FPS-Geräten hauptsächlich von zufälligen Zuschaltungen geprägt ist. Wird dagegen zur Mittagszeit ein minimaler Strompreis angeboten, verschieben die BEMIs große Anteile der Lasten zur Tagesmitte hin. Dies erhöht sichtlich die Spitzenlast an diesem Tag. Außerdem erkennt man, dass durch die gleichzeitige Verteilung desselben Tarifs an alle BEMIs synchrone Zuschaltungen von SOC- und FPS-Geräten erfolgen, die - typischerweise zu Anfang jeder Stunde - zu hohen Leistungsgradienten führen. Das BEMI-Management erhöht also den Gleichzeitigkeitsfaktor der Lasten und Erzeuger. Dies ist auch als „Lawineneffekt“ [47] bekannt. Lawineneffekte können durch Verteilung verschiedener Tarifverläufe an verschiedene BEMI-Gruppen, lokale zufällige Verschiebung des Geräteeinsatzes oder minimale lokale Tarifänderungen im Bereich von $0,1 \frac{ct}{kWh}$ abgeschwächt werden (vgl. Abschnitt 6.1.1).

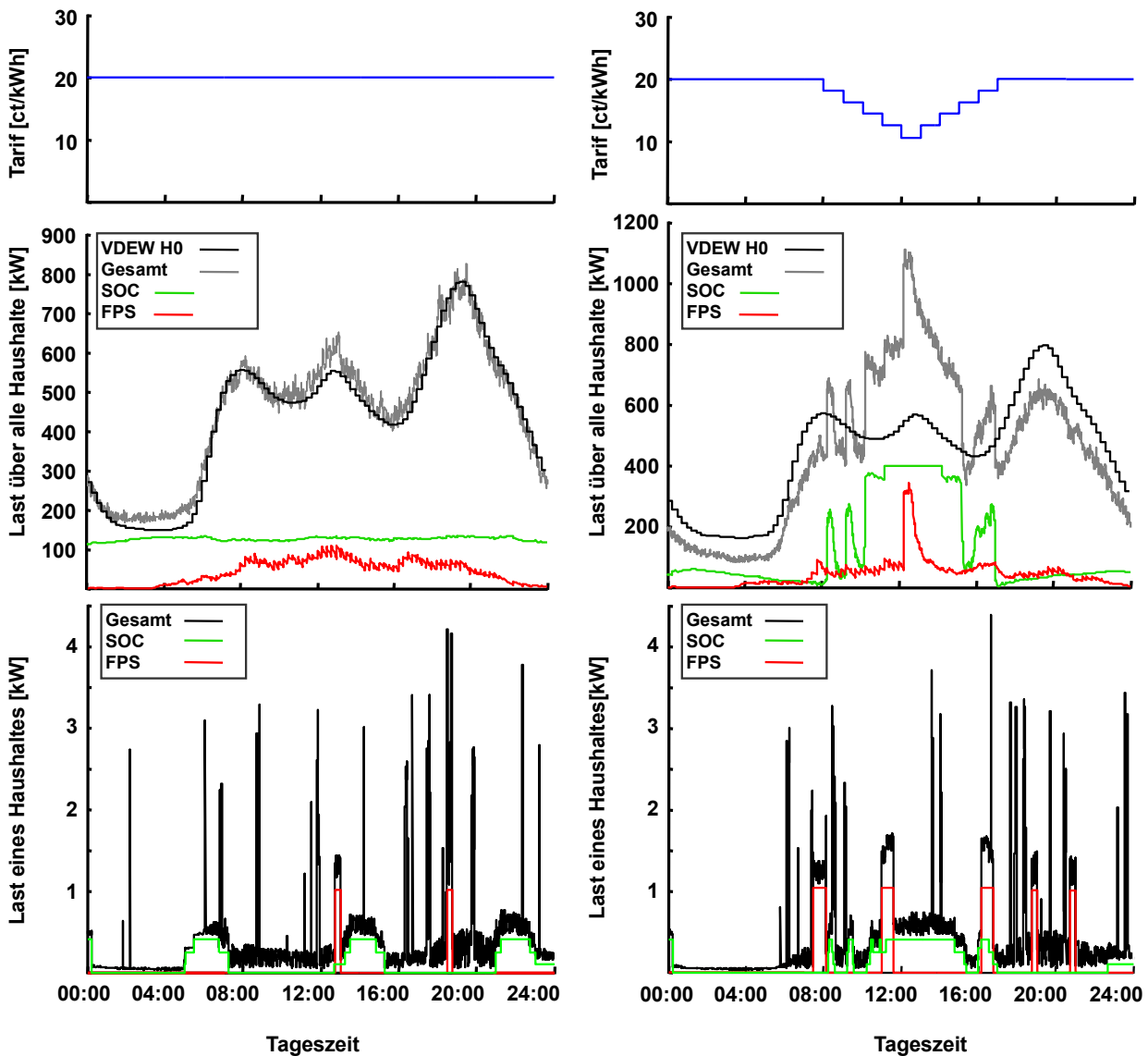


Abbildung 5.5: Beispiele für Einzellastverläufe und aggregierte Lastverläufe bei 1000 simulierten Haushalten

5.6.4 PV-Anlagen

Die PV-Anlagen der Haushalte im BEMI-System wurden mit einem stark vereinfachten Modell abgebildet. Als Datenbasis wurden minutliche Einstrahlungsdaten für den Standort Kassel aus dem Jahr 2005 verwendet, die einer Messung vom PV-Freifeld des ISET entstammen¹. Die Messung wurde mit einem ISET-Sensor in polykristalliner Technik mit einem Neigungswinkel von 30° durchgeführt. Diese Daten werden vom „BEMISim“-Modul

¹siehe: <http://www.pvtestlab.de> (Februar 2009)

jeweils zu Beginn eines simulierten Tages eingelesen und allen `cHousehold`-Objekten zum Zugriff zur Verfügung gestellt. Jeder Haushalt kann über höchstens eine PV-Anlage verfügen, die mittels der in Tab. 5.9 angegebenen Parameter definiert wird. Mit dem Para-

Parametername	Einheit	Bedeutung
<i>PeakWAv</i>	W	Peakleistung der Anlage
<i>Connect</i>	-	s. Text

Tabelle 5.9: Parameter zum Kundeneingriff bei Kühlgeräten

meter *Connect* wird festgelegt, an welcher Phase die PV-Anlage angeschlossen wird. Hat der Parameter den Wert 0, 1 bzw. 2, wird die Anlage einphasig an L1, L2 bzw. L3 angeschlossen. Hat der Parameter den Wert 3, wird die aktuelle Einspeiseleistung gleichmäßig auf die Phasen verteilt, was einem idealen dreiphasigen Anschluss entspricht. Wird der Parameter nicht angegeben, wird die Anlage einphasig an die gleiche Phase wie die Lasten des Haushaltes angeschlossen. Die aktuelle Einspeiseleistung jeder PV-Anlage in der Minute t wird nach Formel 5.1 berechnet.

$$PV_{curapwr}(t) = \frac{irr(t)}{1000W/m^2} * PV_{peakpwr} \quad (5.1)$$

mit $irr(t)$: Einstrahlungsleistung in Minute t in $\frac{W}{m^2}$

Aufgrund dieser einfachen Modellierung bleiben regional unterschiedliche Einstrahlungen, das thermische Verhalten der PV-Module sowie Abschattungseffekte mit einer Dauer unter 1 Minute unberücksichtigt. Für die Einspeisung von Blindleistung wurde ferner im Programmcode ein Datenfeld vorgesehen, das aber i.A. auf Null gesetzt wird.

5.6.5 KWK-Anlagen

Datenmodell und Parameter

Der Betrieb von KWK-Anlagen wird vom BEMI mit dem selben Algorithmus optimiert, der auch bei Kühlgeräten eingesetzt wird, da es sich in beiden Fällen um SOC-Geräte handelt. Bei KWK-Anlagen wird dabei ein thermischer Speicher, z.B. ein Warmwasserspeicher, vorausgesetzt. Das Tarifprofil für die Erzeugung wird invertiert, so dass der Optimierungsalgorithmus die Anlage bevorzugt bei hohen Tarifen zuschaltet. Ansonsten besitzen

KWK-Anlagen zunächst dieselben Parameter wie bei SOC-Geräten dargestellt (vgl. 5.6.1). Jedoch werden in [52] zusätzliche Parameter eingeführt, die die Temperaturabhängigkeit der Speicherentleerung betrachten. Diese Abhängigkeit wird auch bei der Optimierung berücksichtigt. KWK-Anlagen haben daher die in Tab. 5.10 angegebenen zusätzlichen Parameter. Diese Parameter werden vom BEMI während der Optimierung des Betriebs von KWK-Anlagen auch zur Schätzung der Speicherverluste verwendet. Die Temperaturdaten

Parametername	Einheit	typ. Wert	zufällige Parametervariation	Bedeutung
<i>forecast</i>	°C	-	-	Viertelstündlich aufgelöste Prognose für die Außentemperatur am aktuellen und darauf folgenden Tag. In der Simulation wird eine ideale Prognose verwendet.
<i>Connect</i>		0..3	-	s. PV-Anlagen
<i>XForecastFactor</i>	$\frac{1}{C}$	-0,014..-0,011	zufällige Festlegung	s. Text
<i>XForecastOffset</i>	°C	-16..-13	zufällige Festlegung	s. Text
<i>XForecastMin</i>		0,006..0,009	zufällige Festlegung	s. Text
<i>START_DURATION</i>	Sekunden	460	-	Dauer des Startvorgangs der KWK-Anlage
<i>STOP_DURATION</i>	Sekunden	180	-	Abschaltdauer der KWK-Anlage

Tabelle 5.10: Zusätzliche Parameter für KWK-Anlagen

für den Parameter *forecast* entstammen einer Messung in Kassel aus dem Jahr 2005, die zusammen mit der Messung der solaren Einstrahlungsleistung durchgeführt wurde.

Verhalten

Im Unterschied zu Kühlgeräten spielt der Parameter *MaxOffTm* bei KWK-Anlagen keine Rolle zur Speicherentleerung. Stattdessen wird der Speicherfüllstand der KWK-Anlage in

der Methode *KWK_Step* der Klasse *cCustomer* für jede vergangene Sekunde um den Wert *SOC_losspersec* reduziert, der mit der Temperatur *Temp_act* in der jeweiligen Viertelstunde *i* nach Formel 5.2 berechnet wird.

$$SOC_losspersec(i) = \frac{1}{3600} \max \left(\begin{array}{l} XForecastFactor (Temp_act(i) + XForecastOffset), \\ XForecastMin \end{array} \right) \quad (5.2)$$

Dies hat zur Folge, dass die Speicherentnahme *SOC_losspersec* für Temperaturen größer als $\frac{XForecastMin}{XForecastFactor} - XForecastOffset$ den konstanten Wert *XForecastMin* annimmt und sich für kleinere Temperaturen mit Steigung *XForecastFactor* linear vergrößert. Die Temperaturgrenze bewegt sich für die angegebenen Parameter zwischen 12,18 °C und 15,58 °C. Bei einer konstanten Temperatur von 0° würde die Zeit bis zur vollständigen Speicherentleerung je nach zufälliger Festlegung der Parameter zwischen etwa 4,46 und 7 Stunden liegen.

Wenn die KWK-Anlage zugeschaltet ist, erhöht sich der Speicherfüllstand für jede vergangene Sekunde um den Wert $SOC_winpersec = \frac{1}{MaxOnTm}$. Dies wird der Speicherentleerung durch den Kunden, die mittels des Wertes *SOC_losspersec* modelliert wird, überlagert. Daraus folgt, dass die Parameter mit dem Speicherinhalt nach Formel 5.3 in Zusammenhang stehen, wenn ein Warmwasserspeicher eingesetzt wird. Die Beziehung gilt nur näherungsweise, da Speicherverluste durch nichtideale Speicherdämmung vernachlässigt werden.

$$MaxOnTm = \frac{S_{kwk} \cdot \rho \cdot \nu \cdot v \cdot \Delta t}{P_{KWK}} \quad (5.3)$$

mit S_{kwk} = Stromkennzahl KWK-Anlage

$\rho = 4,18 \frac{J}{gK}$ spezifische Wärmekapazität von Wasser

$\nu \approx 1000 \frac{g}{l}$ spezifisches Gewicht von Wasser

v : Volumen Warmwasserspeicher

Δt : Temperaturhub Warmwasserspeicher

P_{KWK} : El. Nennleistung KWK-Anlage

Da KWK-Anlagen ein ausgeprägtes An- und Abfahrverhalten aufweisen, wird außerdem die Anlagenleistung bei Zuschaltung durch das BEMI innerhalb von *START_DURATION*

kontinuierlich auf die Nennleistung gebracht und nach Abschaltung durch das BEMI innerhalb der Zeit $STOP_DURATION$ kontinuierlich bis auf 0 verringert. Typische Werte für diese Parameter wurden bei einer Messung im DeMoTec-Labor des ISET an realen KWK-Anlagen ermittelt und sind in Tab. 5.10 angegeben. Für ein angenommenes $\Delta t = 50K$ und einer thermischen Leistung von $P_{KWK} = 7kW$ ergibt sich $MaxOnTm \approx 29000s \approx 8h$. Diese Werte entsprechen dem im DeMoTec-Labor vorhandenen KWK-System mit einer Anlage des Herstellers WhisperGen. Ein Simulationslauf mit einer Simulationsdauer von einem Jahr und 100 Haushalten ergab mit diesem Wert und den in Tab. 5.10 angegebenen Parametern ergab eine durchschnittliche Vollaststundenzahl von etwa 4800 h, wobei sich an kalten Wintertagen ein Dauerbetrieb der KWK-Anlagen einstellte. Für ein solches KWK-System ist dies ein durchaus plausibles Ergebnis (vgl. 3.10.1).

5.6.6 BEMI

Kern des Modells für ein BEMI, das in der Klasse `cBEMI` implementiert wird, sind die originalen Energiemanagement-Algorithmen, die in unveränderter Form aus [47] übernommen wurden. Die Geräteklassen `cSOC_Device`, `cFPS_Device` enthalten daher als Basis auch die Datenmodelle, die von diesen Algorithmen benötigt werden. Für das EMS kommen dabei für SOC- und FPS-Geräte getrennte Algorithmen zum Einsatz. Modelle für weitere relevante Funktionen des BEMI, besonders das MSI, wurden neu implementiert.

Jedes BEMI-Objekt speichert Kopien der Tarifverläufe für den aktuellen als auch den darauf folgenden Simulationstag. In jedem Simulationsschritt wird die *Step*-Methode jedes BEMI-Objekts aufgerufen, die folgende Funktionen erfüllt:

- Neuoptimierung aller Gerätefahrpläne nach Eintreffen eines neuen Preisprofils für den folgenden Tag oder Änderung des Preisprofils für den aktuellen Tag
- Schalten von SOC-Geräten sowie KWK-Anlagen. Dazu wird am Beginn jeder Viertelstunde aufgrund des Gerätefahrplans festgelegt, ob und wann ein Gerät innerhalb dieser Viertelstunde angeschaltet werden soll. Dabei wird einerseits die Anzahl der Schaltvorgänge möglichst minimiert und andererseits eine zufällige Verschiebung von Zuschaltungen eingeführt, um Lawineneffekte zu dämpfen. Desweiteren wird sichergestellt, dass SOC-Geräte zu- bzw. abgeschaltet werden, falls der minimale bzw. maximale Speicherfüllstand unter- bzw. überschritten wird. Letzteres kann z.B.

durch die Kundeneingriffe vorkommen. Weicht ferner der Speicherfüllstand zu sehr vom mittels BEMI-EMS geplanten Füllstand ab, so wird eine Neuoptimierung des Fahrplans vorgenommen. Die Parameterschätzung für $MaxOffTm$ und $MaxOnTm$, die beim realen BEMI vorgenommen wird, wird in der Simulation nicht modelliert. Stattdessen werden die Parameterwerte verwendet, die auch beim Gerätemodell zum Einsatz kommen (vgl. Abschnitt 5.6.1, Tabellen 5.1 bzw. 5.3). Der aktuelle Werte der Variable *contents* bleibt dabei allerdings unberücksichtigt.

- Schalten von FPS-Geräten. Im Unterschied zu SOC-Geräten wird hier keinerlei zufällige Verschiebung der Einschaltzeitpunkte vorgenommen. Es wird sichergestellt, dass ein FPS-Gerät nicht abgeschaltet wird, wenn gerade ein Programm läuft.

Schalten von SOC-Geräten

Die Zuschaltung von SOC-Geräten wird in jedem Simulationsschritt ausgeführt, also z.B. jede Minute. Die Einträge des jeweiligen Gerätefahrplans für das SOC-Gerät liegen dabei immer zwischen 0 und 1. Ein Wert von 0,5 bedeutet beispielsweise, dass das Gerät in der Hälfte der entsprechenden Viertelstunde eingeschaltet werden soll. Zur Bestimmung der genauen Zuschaltzeitpunkte wird am Anfang jeder Viertelstunde folgender Algorithmus ausgeführt:

```

Wenn das Gerät noch nicht läuft,
dann: Wenn in der aktuellen Viertelstunde  $i$  der Gerätefahrplan größer als 0,
aber kleiner als 1 ist,
dann: Wenn in der nächsten Viertelstunde  $i + 1$  der Gerätefahrplan 1 ist,
dann: plane die Zuschaltung für das Ende von  $i$ 
sonst: plane die Zuschaltung zufällig in  $i$ 
sonst: Wenn in  $i$  der Gerätefahrplan gleich 1 ist,
dann: plane die Zuschaltung für den Anfang von  $i$ 
sonst: plane keine Zuschaltung in  $i$ 
sonst: Wenn in  $i$  der Gerätefahrplan größer 0 ist,
dann plane die Zuschaltung für den Anfang von  $i$ 

```

Dies hat zur Folge, dass die Zuschaltungen zu Blöcken zusammenschoben werden, falls der Gerätefahrplan für eine oder mehrere Viertelstunden den Wert 1 hat und in den beiden flankierenden Viertelstunden Werte zwischen 0 und 1. Gibt es dagegen Viertelstunden, in

denen der Gerätefahrplan zwischen 0 und 1 liegt und denen ein Wert von 0 in der vorherigen Viertelstunde vorausgeht, dann wird die Zuschaltung dort zufällig festgelegt¹. Letzterer Fall tritt typischerweise dann auf, wenn der Speicher des betreffenden SOC-Gerätes den minimalen oder maximalen Speicherfüllstand erreicht. Die BEMI nehmen dann kurzzeitige Zuschaltungen vor, um den Speicherfüllstand auf diesem Niveau zu halten. Diese Art der Zuschaltung von SOC-Geräten hat allerdings charakteristische Schwingungen in den SOC-Zuschaltungen zur Folge, falls viele BEMIs mit demselben Preisprofil versorgt werden. Diese lassen sich durch die Einführung von Mikropreisänderungen dämpfen (vgl. Abschnitt 6.1).

Ein Beispiel für die Zuschaltung von SOC-Geräten zeigt Abb. 5.6. Die horizontale Achse ist eine Zeitachse, auf der Viertelstundenintervalle aufgetragen sind. Die Werte des Gerätefahrplans für jede Viertelstunde und die tatsächlichen Zuschaltzeiträume des SOC-Gerätes sind angegeben. In Viertelstunde 2 liegt der Wert des Gerätefahrplans zwischen 0 und 1, wobei in der vorausgehenden Viertelstunde 1 der Wert 0 beträgt. Daher wurde in Viertelstunde 2 der Zuschaltzeitpunkt zufällig gewählt, so dass das Gerät in 25% der Viertelstunde läuft. Dagegen wurde in Viertelstunde 3 und 5 die Zuschaltung so verschoben, dass sich eine zusammenhängende Gerätelaufzeit ergibt, um die Anzahl der Schaltvorgänge zu minimieren.

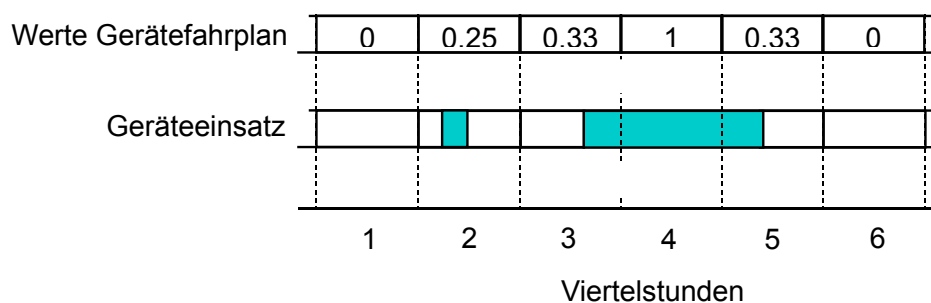


Abbildung 5.6: Beispiel für Zuschaltungen eines SOC-Geräts durch BEMI

Schalten von FPS-Geräten

In Unterschied zu SOC-Geräten errechnet der Optimierungsalgorithmus für FPS-Geräte Fahrpläne, die in jeder Viertelstunde lediglich den Wert 0 oder 1 annehmen. Das BEMI

¹Dies entspricht einem Vorschlag in [47] zur „lokalen Lawinenvermeidung“

verfügt nach Stand von 2009 noch nicht über einen Sensor, der erkennen kann, ob ein Programm eines FPS-Gerätes vorbereitet ist. Stattdessen wird in den Zeiträumen, in denen der Fahrplan den Wert 1 hat, das FPS-Gerät vom BEMI zugeschaltet. Ferner ist die Unterbrechung eines laufenden FPS-Programmes nicht erlaubt. Daher detektiert das BEMI durch Leistungsmessung am FPS-Gerät, ob ein Programm läuft. Falls ja, dann wird das FPS-Gerät bis Programmende unabhängig vom Fahrplan im angeschalteten Zustand belassen. Die Lage der Zuschaltzeitpunkte hängt vom Tarifprofil und von der geschätzten Programmlaufzeit t_{avg}^{FPS} ab. Letztere wird in der Simulation zunächst auf den höchst möglichen Wert gesetzt, der dem in Tab. 5.7 angegebenen Wert für $MaxOnTm$ entspricht. Nach jedem FPS-Programmdurchlauf mit Dauer t_{last}^{FPS} wird die geschätzte Programmlaufzeit durch den Wert $\frac{1}{2}(t_{avg}^{FPS} + t_{last}^{FPS})$ ersetzt und so aktualisiert.

Dennoch kann nicht vermieden werden, dass der Betrieb der FPS-Geräte zeitweise in einen Zeitraum mit hohem Verbrauchstarif („Hochtarifphase“) hineinreicht. Das ist dann der Fall, wenn einer der zufällig festgelegten Programmstarts erst am Ende einer Zuschaltperiode des BEMI erfolgt, worauf das BEMI keinen Einfluss nehmen kann.

Die Zuschaltperioden werden in der Praxis ferner durch die Angabe der „Deadline“ durch den Kunden beeinflusst. Diese entspricht dem Zeitpunkt, zu dem ein Programm spätestens abgelaufen sein muss. Daher muss eine Zuschaltung spätestens zum Zeitpunkt der Deadline abzüglich der geschätzten Gerätelaufzeit erfolgen. In der Simulation wird jedoch keine Deadline verwendet. Die Lage der übrigen Zuschaltperioden ist insbesondere vom Parameter $MaxOffTm$ abhängig, der die maximale Zeit zwischen zwei Zuschaltperioden festlegt.

Ferner enthält die `cBEMI`-Klasse verschiedene Methoden zum Setzen von Tarifen, eine Methode, die ermittelt, ob eine Abregelung von DEA aufgrund von Überspannung vorgenommen werden soll sowie eine Methode zur Ermittlung von Tarifänderungsvorschlägen für das Pool-BEMI (vgl. 6.3).

5.6.7 Simulationsdatennetz

Die Interaktion zwischen den Modulen des Simulationssystems beruht auf TCP/IP-basierter Interprozesskommunikation innerhalb eines Simulationsdatennetzes (SDN). Die Zugriffsdaten (IP-Adressen, Ports) der in diesem Netz vorhandenen Rechner werden zusammen mit einer Angabe des jeweils installierten Moduls in der Datei „machines.xml“ festgelegt.

Für die Kommunikation wurde ein einfaches proprietäres Protokoll entwickelt, das den Austausch von Protocol Data Units (PDUs) vorsieht, die einem festen Format genügen. Jedes Simulationsmodul verfügt über einen Server, der eingehende PDUs empfängt und innerhalb des Moduls verarbeitet. Andererseits versenden Client-Methoden PDUs an einen Server. Alle betriebssystemunabhängigen Funktionen des Simulationsdatennetzes werden in der Klasse `cSDN`, die betriebssystemabhängigen Funktionen in der Klasse `cSockCom` implementiert. Diese Aufteilung wurde vorgenommen, um eine spätere Portierung auf Linux zu erleichtern. Von letzterer Klasse existiert derzeit nur eine Version für Microsoft Windows. Ferner kann ein SDN-Server derzeit nur eine Client-Verbindung gleichzeitig bedienen. Daher führen die Methoden zur Herstellung einer Verbindung zu einem Server in der Klasse `cwin_com` ggf. mehrere Verbindungsversuche durch.

Damit der SDN-Server jederzeit PDUs entgegennehmen kann, wurde dieser als Thread realisiert, der vom Hauptsimulationsthread unabhängig ist. Da der Zugriff auf Datenobjekte innerhalb eines Simulationsmoduls durch gemeinsamen Speicher implementiert wurde, ist eine Threadsynchrisation mittels der Einrichtung kritischer Codeabschnitte nötig. Dazu werden entsprechende Semaphoren in der Klasse `cwin_Thread` verwaltet und Methoden zur Synchronisation vorgehalten. Auch für letztere Klasse liegt derzeit nur eine Version für Microsoft Windows vor. Der SDN-Server des Moduls `BEMISim` nutzt beispielsweise die Threadsynchrisation, falls ein neues Preisprofil für eine BEMI-Preisgruppe eintrifft. In diesem Fall wird der Zugriff auf die `cHousehold`-Objekte durch den SDN-Server mittels einer Semaphore blockiert und das Preisprofil jedes BEMI geschrieben. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass nicht gleichzeitig der Simulationsmaster die Step-Methoden der Haushalte bzw. BEMIs ausführen kann. Ansonsten wäre es möglich, dass das Preisprofil eines BEMI überschrieben wird, während der Optimierungsalgorithmus für das Energiemanagement darauf zugreift, was zu einem korrupten Optimierungsergebnis führen würde.

Jede PDU enthält im Übrigen einen Header, der laut Tab. 5.11 aufgebaut ist. Dem Header folgen je nach PDU ID Nutzdaten mit einer maximalen Länge von 1024 Byte. PDUs werden üblicherweise vom empfangenden Modul mittels einer PDU vom Typ „Acknowledge“ (ACK) quittiert.

Aufgrund dieser festen Definition von PDUs und dem Zwang zu deren Verwendung wird

¹Protocol Data Net

¹Broadcast Data Net

Feld	Datentyp	Bedeutung
type	enum ePDU_type	Angabe des PDU-Typs SDN = keine Übertragung im realen BEMI-System PDN ¹ = PDU bildet reale Datenübertragung durch BPK ab BDN ² = PDU bildet reale Datenübertragung durch PBK ab
PDU_ID	Integer	PDU-Identifikationsnummer, nur eindeutig in Zusammenhang mit Sender_ID. Im Programmcode als Name definiert.
Sender_ID	Integer	Identifikationsnummer des sendenden Moduls. Das Pool-BEMI hat eine eigene Sender_ID, obwohl es derzeit im BEMIVis Modul integriert ist.
Receiver_ID	Integer	Identifikationsnummer des empfangenden Moduls
Content_length	Integer	Anzahl Bytes Nutzdaten, maximal 1024
Contents	Abhängig von type	Nutzdaten

Tabelle 5.11: Aufbau einer PDU des Simulationsdatennetzes

bei der Neuentwicklung von Algorithmen für das BEMI-System schnell deutlich, welche Daten im realen BEMI-System ausgetauscht werden müssen. Insbesondere gilt dies für PDUs, die zwischen BEMIs und Pool-BEMI mittels BPK oder PBK (vgl. Abschnitt 4.3.3) ausgetauscht werden. Diese Informationen können wiederum im Rahmen der internationalen Normung für die Kommunikation in Energiemanagementsystemen eingebracht werden.

Der SDN-Server des BEMISim-Moduls nimmt insbesondere folgende PDUs entgegen, wobei den Namen jeweils feste PDU ID's zugeordnet sind:

- M_Sim_Init: Initialisierung der Simulation unter Angabe von Simulationsstart- und endzeitpunkt sowie Simulationsschrittweite (Sender: BEMIVis)
- M_Sim_Pause: Anweisung zur Pausierung der Simulation (Sender: BEMIVis)
- M_Sim_Stop: Anweisung zum Beenden der Simulation (Sender: BEMIVis)
- M_Tariff: Tarifinformation für aktuellen oder folgenden Tag (Sender: Pool-BEMI)
- Voltage_PCC: Spannungsbeträge für Phasen L1,L2,L3 an einem Haushalts-An-

schlusspunkt (Sender: BEMI_DSIF)

- `MCI_Group_Announce`: Information über MSI-Gruppenzugehörigkeit von BEMIs (Sender: Pool-BEMI)
- `MCI_Voltage_Alarm_Boundary`: Spannungsalarmgrenzen für BEMIs in einer MSI-Gruppe (Sender: Pool-BEMI)
- `MCI_FR_Bonus_Responsiveness`: Fuzzy Request nach Tarifänderungsvorschlägen (Sender: Pool-BEMI)
- `Bonus_Announce`: Ankündigung einer Tarifänderung (Sender: Pool-BEMI)

Der Hintergrund zur Einführung der vier letzteren PDUs ist Gegenstand von Abschnitt 6.3.

5.6.8 Programmablauf von BEMISim

Zur Ablaufsteuerung der gesamten Funktionalität des BEMISim-Moduls dient die Methode „StartSim“ in der Klasse `cSimMaster`. Abb. 5.7 zeigt ein entsprechendes Flussdiagramm. Die Zeitmessung in der Simulation erfolgt unabhängig von der Simulationsschrittweite immer in Sekunden. BEMISim sammelt nach jedem Simulationsschritt verschiedene Daten, z.B. die aktuelle Gesamtwirkleistung von Verbrauch und Erzeugung sowie Leistungsdaten nach Gerätetypen. Auch in anderen Klassen kann eine Datenaufzeichnung eingerichtet werden, um z.B. Kundeneingriffe bei SOC-Geräten aufzuzeichnen. Die Daten werden in `.bdt`-Files zur späteren Auswertung mit Matlab gespeichert. Ein Teil der Daten, insbesondere die aktuelle Last und Erzeugung, wird außerdem zur sofortigen Auswertung mittels SDN an BEMIVis gesendet und mittels der grafischen Benutzeroberfläche dargestellt. Auf diese Weise ist jederzeit eine Beurteilung des Simulationsablaufs möglich.

Den Hauptteil der Rechenzeit des BEMISim-Moduls nimmt die Bearbeitung der Step-Funktionen der Haushalte ein. Diese Step-Funktionen rufen ihrerseits nacheinander Step-Funktionen von

`cCustomer`, `cBEMI` und den Geräteklassen auf. Durch die weitestgehend sequentielle Abarbeitung der Simulation - nur die Funktionen des SDN-Servers werden parallel zur in Abb. 5.7 dargestellten Hauptschleife ausgeführt - wird die Fehlersuche erheblich vereinfacht. Außerdem hätte die Realisierung der Haushaltsmodelle als eigene Threads voraussichtlich einen hohen Overhead durch die Threadverwaltung verursacht. Nachteil der Ar-

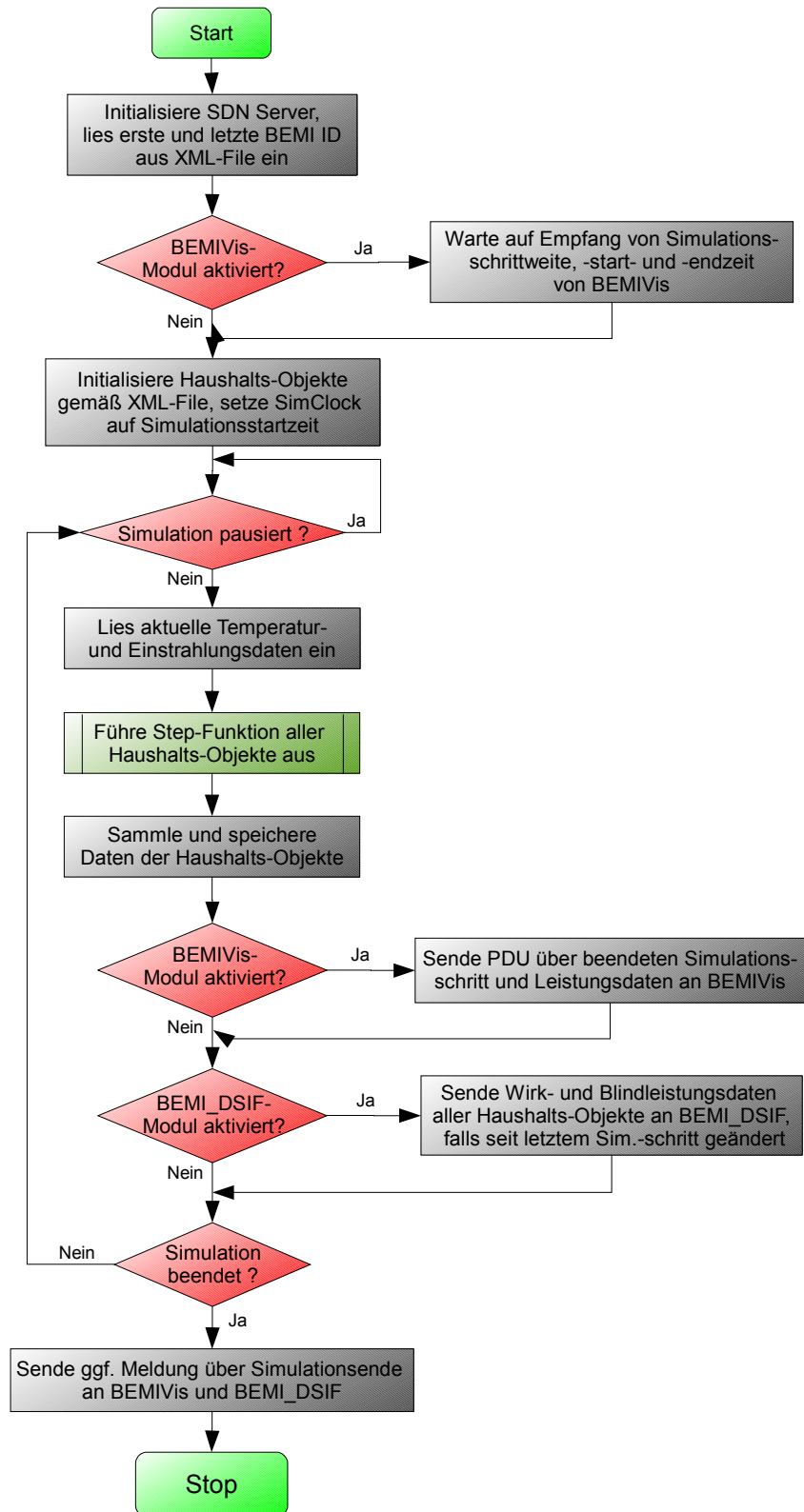


Abbildung 5.7: Flussdiagramm zum Simulationsablauf

chitektur ist allerdings, dass eine Kommunikation zwischen BEMIs nicht ohne Einführung zusätzlicher Mechanismen, wie z.B. Mailboxen, möglich ist. Die Untersuchung dieser Art von Kommunikation war aber ohnehin nicht vorgesehen.

Die Simulation wird entweder durch Erreichen des Simulationsendzeitpunkts oder Nutzereingabe beendet. Letztere ist z.B. mittels der „Stop“-Schaltfläche von BEMIVis möglich.

5.7 Verteilnetz-Simulation

5.7.1 Netzsimulationssoftware

Als Netzberechnungssoftware wird derzeit das Produkt PowerFactory der Firma DlgSILENT eingesetzt. Diese Software erlaubt die grafische Modellierung von elektrischen Wechselstromnetzen in ein- oder dreiphasiger Ausführung. Dafür stehen verschiedene Typen von Knotenpunkten (z.B. Sammelschiene) sowie vordefinierte Standardleitungs- und Kabeltypen zur Verfügung. Verschiedene Spannungsebenen von 380 kV bis hin zu 0,4 kV können mittels ebenfalls vordefinierter Transformatoren verbunden werden. Es existieren weiterhin Modelle für Kompensationseinrichtungen, elektrische Maschinen (z.B. Synchronmaschine), leistungselektronische Netzbetriebsmittel und elektrische Lasten. Die Berechnungsmöglichkeiten von PowerFactory reichen von der ein- oder dreiphasigen Lastflussrechnung mittels Newton-Rhapson-Methode [87] über die Kurzschlussrechnung nach VDE0102 bis hin zu transienten Analysen. Weiterhin besteht die Möglichkeit, eigene Komponenten zu definieren, die z.B. Regelungstechnische Aufgaben erfüllen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Fähigkeit von PowerFactory genutzt, Lastflussrechnungen in asymmetrisch betriebenen dreiphasigen NSN durchzuführen. Die Anforderungen des BEMI-Simulationssystems wurden in der Weise erfüllt, dass jeder Haushalt einem in PowerFactory modellierten NSN-Netzknotenpunkt zugeordnet wurde. In PowerFactory werden alle Lasten und Erzeuger eines Haushaltes zu einer NSN-Last zusammengefasst. Dieses Lastmodell fungiert als Erzeuger, wenn eine negative Wirkleistung verwendet wird. Für das BEMI-Simulationssystem soll während des Simulationsablaufs nach jedem Simulationsschritt eine automatische Lastflussrechnung durchgeführt werden. Dies entspricht einer quasistationären Untersuchung des dynamisch veränderlichen Lastflusses. Als Er-

gebnis sind vor allem die Knotenspannungen interessant, die im realen System von jedem BEMI am Netzanschlusspunkt gemessen werden. Sie müssen daher nach Durchführung der Lastflussrechnung dem Modul „BEMISim“ zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich sollte die Leistungsauslastung aufgezeichnet werden.

Es ergibt sich einerseits die Notwendigkeit, Berechnungsabläufe in PowerFactory zu automatisieren, um einen Simulationsablauf ohne Nutzereingriff zu ermöglichen. Andererseits müssen Daten zwischen PowerFactory und dem Simulationsmodul „BEMI_DSIF“ ausgetauscht werden, das als Schnittstelle zur restlichen Simulation fungiert. Dazu wurde die PowerFactory-interne Programmiersprache „DIGSILENT Programming Language (DPL)“ eingesetzt. Diese bietet allerdings nur rudimentäre Funktionen, so dass etwa der SDN-Server dort nicht direkt implementierbar ist. Jedoch können mittels eines DPL-Skriptes die Wirk- und Blindleistungswerte der NSN-Lasten gesetzt, automatische Lastflussrechnungen durchgeführt und die Ergebnisse ausgelesen werden. Weiterhin bietet DPL die Möglichkeit, Textdateien zu lesen und zu schreiben. Dies wurde ausgenutzt, um einen dateibasierten Datenaustausch mit BEMI_DSIF zu realisieren.

Um den Datenaustausch zu organisieren, wurde ein Namensformat für die NSN-Lasten definiert. Die in PowerFactory betrachtete Netztopologie des NSN hat grundsätzlich die Form einer Matrix mit n Zeilen, welche NSN-Stränge repräsentieren. Jede Zeile z kann eine unterschiedliche Anzahl $m(z)$ von Knotenpunkten haben, an denen jeweils eine NSN-Last angeschlossen ist. Die NSN-Lasten werden Zeile für Zeile fortlaufend mit der Bezeichnung „HH_z_j“ versehen, wobei $z=0..n-1$ und $j=0..m(z)-1$. Auf diese Weise wird jeder Haushalt für das DPL-Skript eindeutig identifizierbar.

Damit die Erstellung eines solchen NSN-Modells nicht von Hand nötig ist, wurde ein Definitionsdatenformat sowie ein Konvertierungsprogramm „DOLEgen“ entwickelt, mit dem sich NSN der o.g. Form sehr einfach modellieren lassen. Benötigt werden dazu die Angaben von n , $m(z) \forall z \in \{0..m(z)\}$ sowie die Angabe eines Standardkabeltyps sowie einer Standardkabellänge für die Verbindungen zwischen den Knotenpunkten. Für jede NSN-Zeile kann alternativ auch ein eigener Kabeltyp angegeben werden. Ebenso können die Leitungslängen zwischen den Knotenpunkten einer Zeile auch individuell festgelegt werden. Ferner werden die NSN-Stränge standardmäßig beidseitig mit Transformatoren verbunden, deren Typ ebenfalls im Definitionsfile festgelegt wird. Mittels des Konvertierungsprogramms generiert man aus diesem Definitionsfile anschließend eine Datei im

PowerFactory-eigenen .dle-Format. Diese Datei lässt sich in PowerFactory einlesen, worauf das definierte NSN inklusive aller Benennungen automatisch erstellt wird. Das so generierte NSN lässt sich anschließend mit anderen Netzteilen verbinden.

5.7.2 Schnittstelle zu BEMISim

Da die Verbindung zum restlichen BEMI-Simulationssystem per SDN nicht im DPL-Skript realisiert werden kann, wurde das Modul „BEMI_DSIF“ als Schnittstelle entwickelt. Dieses tauscht PDUs mit dem „BEMISim“-Modul aus und empfängt von diesem nach jedem Simulationsschritt Wirk- und Blindleistungssetzwerte für die Phasen L1,L2 und L3 aller NSN-Lasten. Um diese an PowerFactory zu übertragen, stehen nur zwei Möglichkeiten zur Verfügung: der Austausch über Dateien oder mittels Dynamic Data Exchange (DDE). DDE ist ein von Microsoft Windows auf Betriebssystemebene bereitgestelltes Protokoll zum Austausch von Daten zwischen zwei Anwendungen. Erstere Möglichkeit wurde bevorzugt, weil der Dateiaustausch mittels C++ ohne weitere Zugriffe auf Funktionen des Betriebssystems möglich ist und zudem der Inhalt der Dateien zur Fehlersuche mit jedem Editor betrachtet werden kann.

Die Wirk- und Blindleistungssetzwerte werden nach Aufforderung von BEMISim durch BEMI_DSIF in eine Eingabedatei für das PowerFactory-DPL-Skript geschrieben. Das Skript führt anschließend eine stationäre Lastflussrechnung durch und schreibt das Ergebnis in eine Ausgabedatei. Diese enthält alle Knotenspannungen und die Leistungsauslastung jeder NSN-Zeile. Die Ergebnisse werden von BEMI_DSIF gelesen und aufgezeichnet. Außerdem werden die Knotenspannungen per SDN an BEMISim zurückgegeben.

Zur Synchronisation zwischen dem DPL-Skript und BEMI_DSIF wird ausgenutzt, dass das DPL-Skript erkennen kann, ob eine Datei von BEMI_DSIF geöffnet ist. Es werden insgesamt zwei Ein- und Ausgabedateisätze sowie eine zusätzliche „Output-Done“ Datei verwendet. Dadurch, dass BEMI_DSIF immer mindestens eine Eingabedatei geöffnet hält, ist eine Synchronisation möglich. Der genaue Ablauf ist in Abb. 5.8 dargestellt.

Ferner wurde BEMI_DSIF im Zuge des Labortests (vgl. Kap. 7) so erweitert, dass ein an die serielle Schnittstelle angeschlossenes Messgerät ausgelesen werden kann, das eine Spannungsmessung an einem Referenzpunkt in einem realen Netz durchführt. Die gemessene Spannung wird auf die gleiche Weise an das DPL-Skript übertragen wie die simulierten

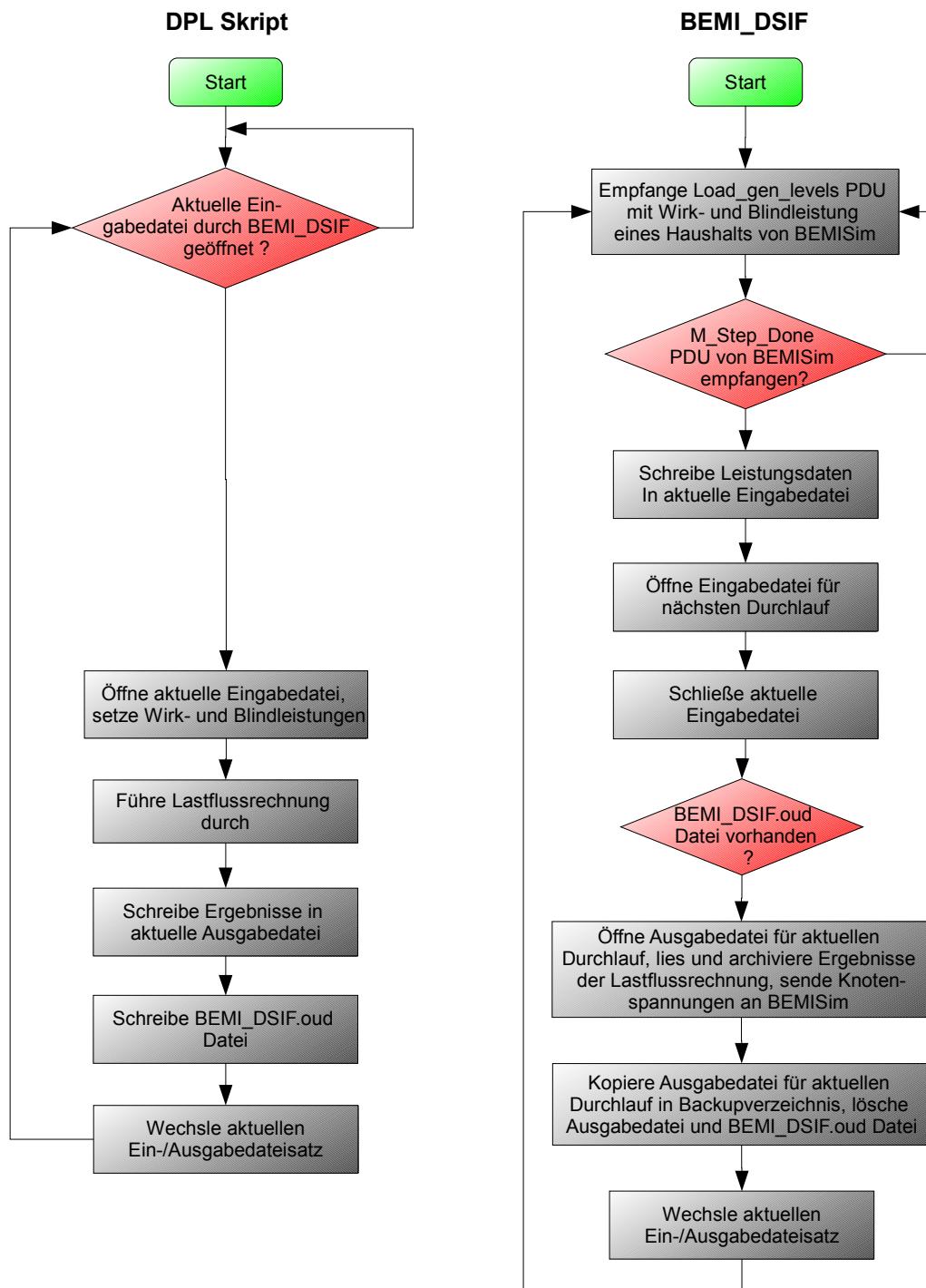


Abbildung 5.8: Programmablauf von BEMI_DSIF in Zusammenhang mit PowerFactory DPL-Skript

Leistungswerte. Der Referenzpunkt lässt sich in PowerFactory als externes Netz modellieren, wobei dessen Sollspannung auf die gemessene Spannung gesetzt wird. Auf diese

Weise ist es möglich, ein simuliertes Netz virtuell mit einem realen Netz zu verbinden.

5.8 Benutzeroberfläche und Pool-BEMI

5.8.1 Grafische Benutzeroberfläche

Das Modul „BEMIVis“ wurde als grafisches Frontend für die BEMI-Simulation entwickelt. Es erlaubt die Konfiguration und die Beobachtung des Simulationsablaufs. Das in Abb. 5.9 dargestellte Hauptfenster umfasst folgende Funktionen:

- Starten, Pausieren und Stoppen der Simulation
- Kommunikationstest zum „BEMISim“-Modul
- Anzeige der aktuellen Simulationszeit
- Grafische Anzeige des Last- und Erzeugungsverlauf des aktuellen und vergangenen Tages mit Möglichkeit der Anzeige von Punktwerten und Ausschnittsvergrößerung

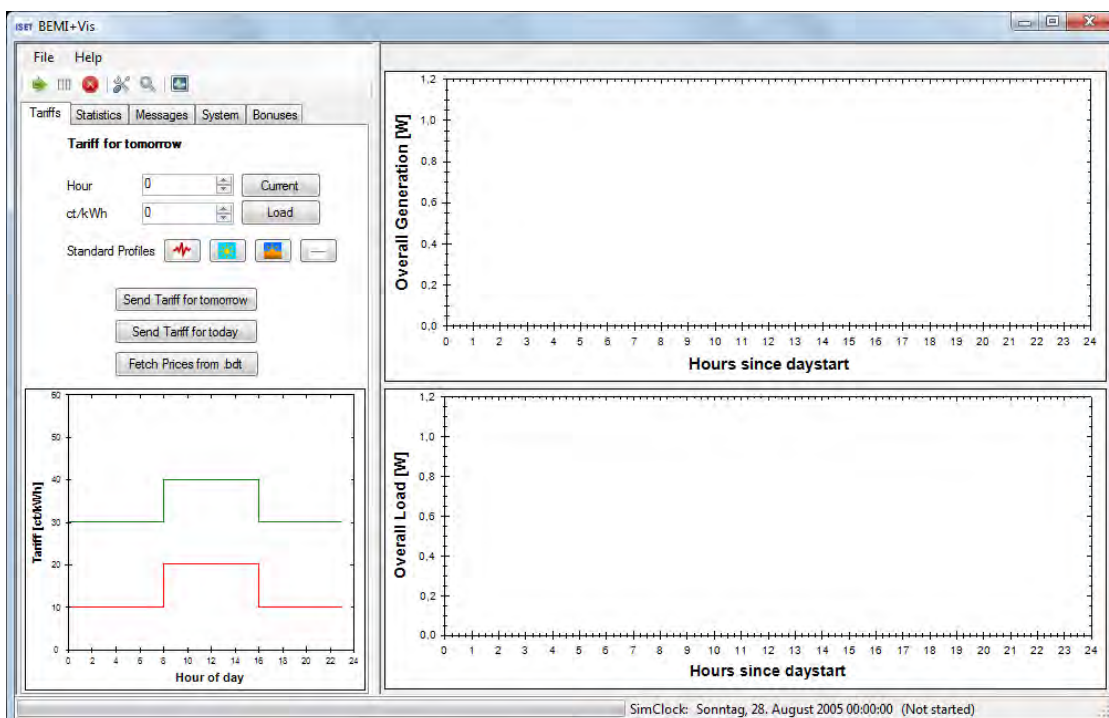


Abbildung 5.9: Hauptfenster von BEMIVis

Insbesondere die grafische Anzeige erlaubt eine erste Beurteilung, ob die Simulation wunschgemäß abläuft. Mittels eines Weiteren in Abb. 5.10 dargestellten Konfigurationsfensters lassen sich Parameter für Simulation und Anzeige einstellen. Dies umfasst:

- Festlegung von Simulationsstart- und endzeitpunkt mittels Kalender, Festlegung der Simulationsschrittweite
- Festlegung der Wiederholrate der grafischen Anzeige
- Konfigurationseinstellungen für den Labortest(vgl. Kapitel 7)

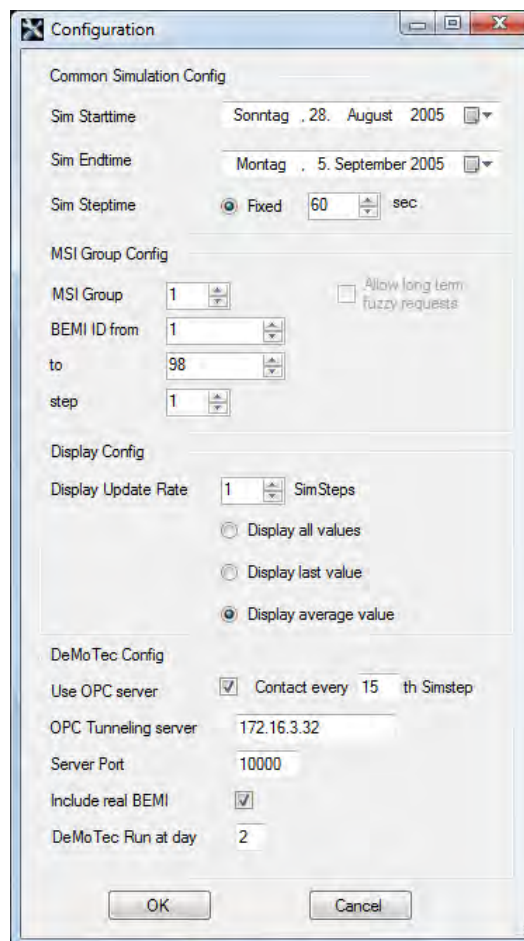


Abbildung 5.10: Konfigurationsfenster von BEMIVis

Bei der Festlegung der Simulationsschrittweite ist zu beachten, dass diese wegen der Implementierung der Gerätemodelle nicht völlig beliebig getroffen werden kann. So ist es Bedingung, dass der Wert 900 (Anzahl der Sekunden pro Viertelstunde) ein ganzzahliges Vielfaches der Schrittweite sein muss. Außerdem sollte der Wert 60 entweder ein ganzzahliges Vielfaches der Schrittweite sein oder ganz durch diese teilbar sein. Mögliche Schritt-

weiten sind damit z.B. 900, 300, 180, 60, 30 oder 10 Sekunden. Bei anderen Werten, z.B. 70 oder 120 Sekunden, arbeitet die Simulation nicht wie vorgesehen.

5.8.2 Pool-BEMI

Die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Funktionen des Pool-BEMI sind im BEMIVis-Modul integriert. Dies betrifft:

- Manuelle oder automatische Versendung von Tarifprofilen für Last und Erzeugung an simulierte und reale BEMI
- Zuordnung von BEMIs zu MSI-Gruppen (vgl. Abschnitt 6.3)
- Konfiguration und Ausführung des Pool-BEMI-Verfahrens für anreizbasierte kurzfristige Laständerung bzw. Spannungsbandhaltung (vgl. Abschnitt 6.3)

Vorteil dieser Vorgehensweise ist es, dass die Pool-BEMI Funktionen ebenfalls grafisch konfiguriert werden können. Es ist allerdings zu beachten, dass der Bediener der Simulation mehr Informationen über den Zustand des BEMI-Systems erhält als dies für den realen EDL der Fall wäre. So wird letzterer wegen der real beschränkten Kommunikationsbandbreite i.a. nicht die Möglichkeit zur Anzeige der aktuellen Erzeugung und Last haben, weil diese mittels Abfrage jedes BEMI ermittelt werden müsste. Allenfalls wären diese Daten vom VNB zu beziehen, aber nur für den Fall, dass eine gemeinsame Leistungsmessung - etwa an einer Ortsnetzstation - genau die BEMIs erfasst, die sich im BEMI-System des EDL befinden. Dies kann man aber i.A. nicht voraussetzen. Bei der Entwicklung von Pool-BEMI-Algorithmen ist daher streng darauf zu achten, dass keine Informationen verwendet werden, die mittels PDUs mit type-Feld *SDN* versendet werden, da diese im realen Prozessdatennetz nicht zur Verfügung stehen. Vom Pool-BEMI gesendete PDUs haben aus demselben Grund immer den type *BDN* oder *PDN*. Dagegen wird die reale Pool-BEMI Benutzeroberfläche für den EDL über zusätzliche Funktionen, insbesondere zur Tarifgenerierung, zur Vorhersage der Kundenreaktion sowie zur Interaktion mit der VNB-Netzleitstelle, verfügen. Die Einbettung bzw. Anbindung entsprechender Funktionen an existierende betriebliche Software der Energiebranche ist Gegenstand aktueller Forschungsprojekte.

5.9 Anwendungsmöglichkeiten der Simulation

Die Simulation wurde im Rahmen dieser Arbeit zum Einsatz als Werkzeug zur Entwicklung von Algorithmen für das BEMI-System entwickelt. Es wurde allerdings deutlich, dass die Anwendungsmöglichkeiten perspektivisch darüber hinaus gehen.

So wäre es denkbar, die Simulation z.B. im Rahmen der Netzausbauplanung als Werkzeug für den VNB einzusetzen, um abzuschätzen, welche Auswirkungen die Installation von BEMI auf den Netzbetrieb hätte. Weiterhin wäre auch der Einsatz als Werkzeug für den laufenden Betrieb des BEMI-Systems denkbar, um das Verhalten der BEMI im Netz im Vorfeld einer Versendung von Tarifprofilen zu simulieren. Die BEMI-Simulation könnte also langfristig in Netzen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung eine ähnliche Rolle wie die Kurzschluss- oder Ausfallsimulationsrechnung einnehmen. Auch die Kombination mit Simulationswerkzeugen für das Verhalten virtueller Kraftwerke ist denkbar.

Nötig wäre dazu die Modellierung einer entsprechenden realen Netztopologie in Power-Factory. Dies ist mit dem vorliegenden System möglich. Weiterhin wäre die Abbildung der realen Verbrauchsstruktur in BEMISim nötig. Dazu muss voraussichtlich das BEMISim-Modul um weitere Geräte- sowie Verbrauchertypen, z.B. gewerbliche, industrielle oder landwirtschaftliche Verbraucher erweitert werden. Außerdem ist eine Verifikation der Simulationsergebnisse mit einer hohen Zahl von realen BEMIs sowie eine anschließende Korrektur der Modelle notwendig. Dies konnte bislang noch nicht durchgeführt werden, weil keine ausreichende Zahl von BEMIs im Feld vorhanden war, um eine entsprechende Datenbasis zu sammeln. Da zur Zeit jedoch mehrere Projekte bearbeitet werden, die die Umsetzung von BEMIs im Feld vorsehen, ist zu erwarten, dass dies mittelfristig möglich werden wird.

Kapitel 6

Anwendung der Simulation zur Algorithmenentwicklung

Im letzten Kapitel wurde ein Simulationswerkzeug vorgestellt, mit dessen Hilfe das Verhalten des BEMI-Systems im Verteilnetz untersucht werden kann. Der Einsatz dieses Werkzeugs ist Gegenstand dieses Kapitels. Hier werden zunächst Beobachtungen bezüglich des Managements von SOC-Geräten zusammengefasst, die als bedeutsam für den Betrieb von BEMI erachtet werden und die sich auf das BEMI-Energiemanagement zurückführen lassen. Der Hauptteil des Kapitels betrifft die simulationsbasierte Entwicklung eines Algorithmus, der eine kurzfristige Änderung der Bilanzleistung des BEMI-Systems zum Ziel hat. Der Algorithmus nutzt mehrere der in Kapitel 4 vorgestellten Mechanismen. Schließlich wird anhand von Simulationsergebnissen nachgewiesen, dass der Algorithmus genutzt werden kann, um ein neues Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung im Niederspannungsnetz umzusetzen.

6.1 Für den Netzbetrieb relevantes Verhalten von BEMIs

6.1.1 Synchrones Verhalten von SOC-Geräten

Ein potenziell für den Netzbetrieb problematisches Verhalten von BEMIs ist die Erhöhung des Gleichzeitigkeitsfaktors von Lasten oder Erzeugern wegen synchronisierter Zu- oder Abschaltungen der Geräte durch das EMS. Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist definiert als Quo-

tient aus der maximalen Leistung einer Gruppe von Lasten bzw. Erzeugern und der Summe der jeweiligen Einzelleistungen [105]. Betrachtet man eine BEMI-Gruppe, in der jedes BEMI denselben Tarif erhält, kann es trotz unterschiedlicher Parameter der Lasten oder Erzeuger zu einem synchronen Verhalten kommen, bei dem der Gleichzeitigkeitsfaktor erhöht wird. Man kann erwarten, dass dieses besonders deutlich bei SOC-Geräten auftritt, deren Betrieb allein durch das BEMI gesteuert wird.

Ein Beispiel dafür zeigt die rechte Grafik in Abb. 6.1. Simuliert wurden hier 1000 Haushalte mit je einem SOC-Gerät vom Typ SOC1¹. Das verwendete Preisprofil ist typisch für das FPM-Verfahren (vgl. Abschnitt 2.2.3). Man erkennt deutlich, dass in Zeiten niedriger Tarife vermehrt SOC-Geräte zugeschaltet werden. In der Zeit zwischen 16 und 20 Uhr führt das dazu, dass zeitweise alle Geräte mit einer Gesamtleistung von 100 kW gleichzeitig zugeschaltet sind. Zwischen 0 und 8 Uhr hingegen ergibt sich in der Mitte der Niedrigpreisphase ein Leistungsminimum. Dieses ist plausibel, da jeweils nach und vor der Hochpreisphase besonders viele SOC-Geräte zugeschaltet werden, weil in ersterem Fall viele Speicher relativ leer sind und in letzterem Fall die Speicher möglichst knapp vor der folgenden Hochtarifphase noch einmal aufgeladen werden, um Zuschaltungen während der Hochtarifphase zu vermeiden.

Ein solches synchrones Verhalten entspricht einer Erhöhung des Gleichzeitigkeitsfaktors. Dieser würde, wenn man allein die SOC-Geräte betrachtet, den Wert 1 annehmen, weil die maximale Leistung der Geräte gerade der Summe aller Einzelleistungen entspricht. Bei ungemanagemtem Betrieb ist das Auftreten dieses Falles hingegen äußerst unwahrscheinlich. Hier entspricht der Erwartungswert für den Gleichzeitigkeitsfaktor gerade der erwarteten Nutzungsdauer pro Tag, also für Kühlgeräte etwa $\frac{8h}{24h} = \frac{1}{3}$.

Man kann annehmen, dass das Verhalten der synchronen Zuschaltung der SOC-Geräte bei plötzlicher Änderung des Tarifes vom EDL durchaus erwünscht ist. Dem dadurch auftretenden hohen Leistungsgradienten kann man durch Verteilung verschiedener Preise an mehrere Preisgruppen begegnen, wie es beim FPM-Verfahren vorgesehen ist (sog. „Zentrale Lawinenvermeidung“ oder „central anti-avalancing“ [47]). Nicht unbedingt erwünscht ist jedoch der Leistungseinbruch im Falle einer längeren Niedrigpreisperiode und die Erhöhung des Gleichzeitigkeitsfaktors. Dieser Problematik kann durch die Einführung sog. Mikropreisänderungen entgegnet werden, die von den BEMIs selbst vorgenommen werden.

¹Verwendete Parameter: siehe Anhang A

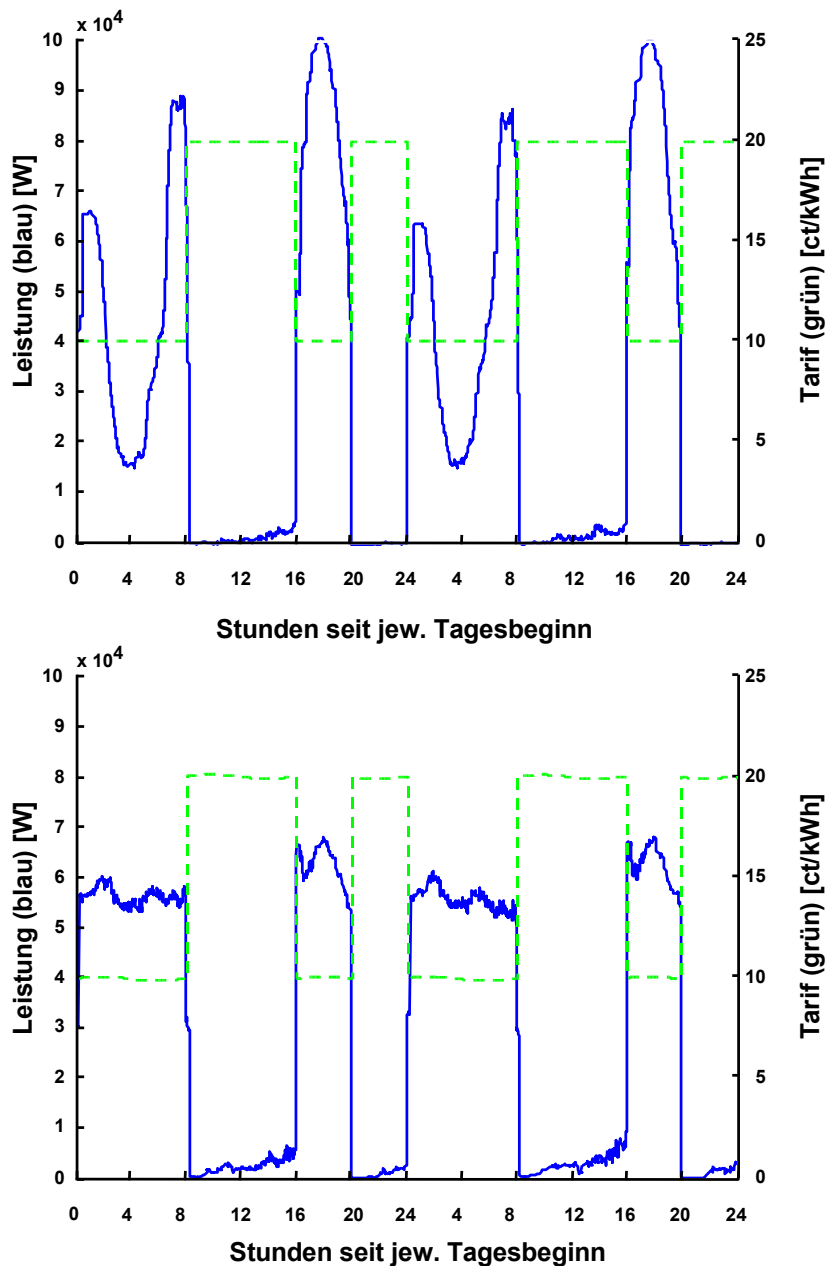


Abbildung 6.1: SOC-Leistung ohne (oben) und mit Mikropreisänderungen (unten) bei rechteckförmigem Tarif

6.1.2 Senkung des Gleichzeitigkeitsfaktors durch Mikropreisänderungen

Hierbei prägt jedes BEMI selbsttätig dem Tarif eine Sinusfunktion mit sehr kleiner Amplitude auf. Dazu wurden hier $\pm 0,1$ ct/kWh angenommen. Diese Preisänderung muss nicht notwendigerweise abrechnungsrelevant sein; für den Kunden stellt sie daher keinen Nach-

teil dar.

Das Ziel der Mikropreisänderung ist die Glättung der Leistungsverlaufs innerhalb mehrerer Stunden. Daher sollte sich die Periodendauer der Sinusfunktion ebenfalls in diesem Zeitbereich bewegen. Mit einer Periodendauer von 8 Stunden wurden bei den verwendeten Preisprofilen, die für das FPM-Verfahren typisch sind¹ gute Erfahrungen gemacht. Wesentlich ist, dass die Phasenverschiebung der Sinusfunktion durch jedes BEMI zufällig festgelegt werden muss. Die hier verwendete Funktion zur Mikropreisänderung des Preises $P(i)$ in jeder Viertelstunde i ist in Formel 6.1 angegeben.

$$P'(i) = P(i) + 0.1 \frac{ct}{kWh} \cdot \sin \left(\frac{1}{16} \pi (i + 32 \cdot \varphi) \right) \quad (6.1)$$

mit $\varphi \in \{0..1\}$ zufällige Phasenverschiebung

Die linke Grafik in Abb. 6.1 zeigt das Ergebnis einer Simulation mit denselben Parametern wie bei der rechten Grafik, jedoch mit Mikropreisänderungen. Es lassen sich zwei Effekte beobachten. Erstens entfällt der Leistungseinbruch zwischen 0 bis 8 Uhr, da die BEMIs nun die Zuschaltung nicht mehr bevorzugt synchron am Anfang und Ende der Niedrigpreisperiode vornehmen, sondern jedes BEMI individuell optimale Zuschaltzeitpunkte hat. Zweitens verringert sich aus dem gleichen Grund die Spitzenlast der SOC-Geräte von 100 kW auf 67,5 kW. Dies mag für den Netzbetrieb belanglos sein, solange man nur Kühlgeräte mit relativ geringen Leistungen ins Auge fasst. Macht man sich jedoch gegenwärtig, dass auch KWK-Anlagen sowie bidirektionale elektrische Speicher, wie z.B. Plug-In Hybridfahrzeuge, SOC-Geräte darstellen, gewinnt die Möglichkeit zur Senkung der Spitzenlast an Bedeutung. Aufgrund dieser beiden Vorteile wurden die weiteren Simulationen mit Mikropreisänderungen durchgeführt.

Abb. 6.2 zeigt die Bedeutung der zufälligen Phasenverschiebung bei den Mikropreisänderungen. In dieser Simulation wurde die Phasenverschiebung bei allen BEMIs auf konstant 0 gesetzt. Man erkennt, dass beide positiven Effekte nicht mehr eintreten. Zudem ergibt sich nun sogar während der kürzeren Niedrigpreisphasen ein Leistungseinbruch, weil die Mikropreisänderung ein lokales Preismaximum innerhalb dieser Phasen verursacht.

¹Preisänderung nur alle 4 Stunden, vgl. Abschnitt 2.2.3

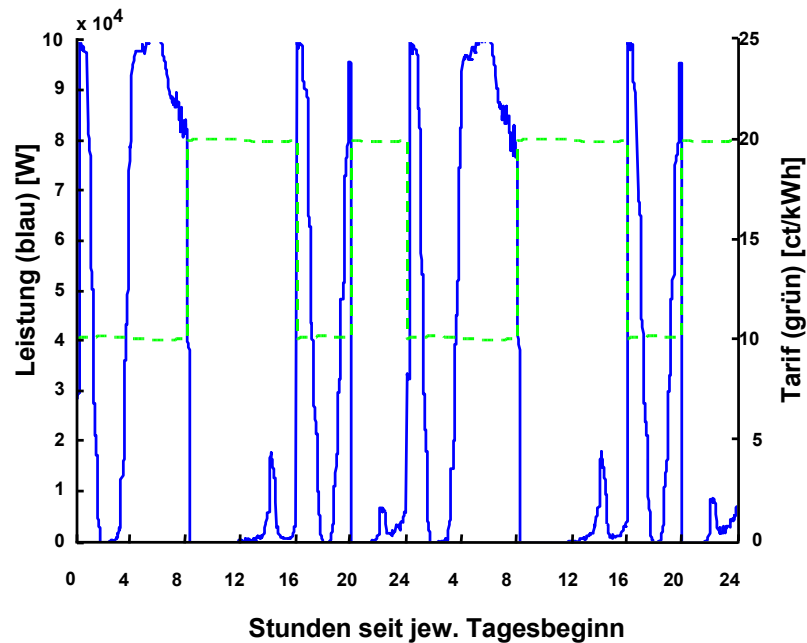


Abbildung 6.2: SOC-Leistung mit Mikropreisänderungen mit konstanter Phasenverschiebung bei rechteckförmigem Tarif

6.1.3 SOC-Schwingungen

Bei bestimmten Preisprofilen wurde in der Simulation beobachtet, dass die Leistung von SOC-Geräten ins Schwingen gerät. Abb. 6.3 zeigt ein Beispiel. Die Simulationsparameter gleichen denen von Abb. 6.1; lediglich der Tarif wurde durch einen Dreieckstarif ersetzt.

Es fällt auf, dass die Frequenz der beobachteten Schwingung 60 Minuten beträgt. Das entspricht dem Intervall, während dem der verwendete Tarif konstant bleibt. Der Effekt lässt sich dadurch erklären, dass sich trotz unterschiedlicher Speichergrößen bei den einzelnen BEMIs der Speicherzustand insgesamt ähnlich verhält. Während der Hochpreisphase gegen 12 Uhr sind bereits einige Speicher leer. Sobald der Preis zu fallen beginnt, sind zunehmend viele BEMIs gezwungen, kurzzeitige Zuschaltungen vorzunehmen, damit der SOC-Speicherinhalt nicht unter den erlaubten Bereich fällt. Diese Zuschaltungen werden jeweils unmittelbar nach Preisänderung vorgenommen, also am Anfang jeder Stunde. Erreicht der Preis sein Minimum, werden dann alle SOC-Geräte zugeschaltet und alle Speicher voll geladen. Bei steigendem Preis werden SOC-Geräte mit niedriger maximaler Ausschaltzeit kurzzeitig zugeschaltet, damit deren Speicherinhalt nicht während der Hochpreisphase unter den erlaubten Bereich fällt. Leider lässt sich dieser Effekt auch durch Mikropreisände-

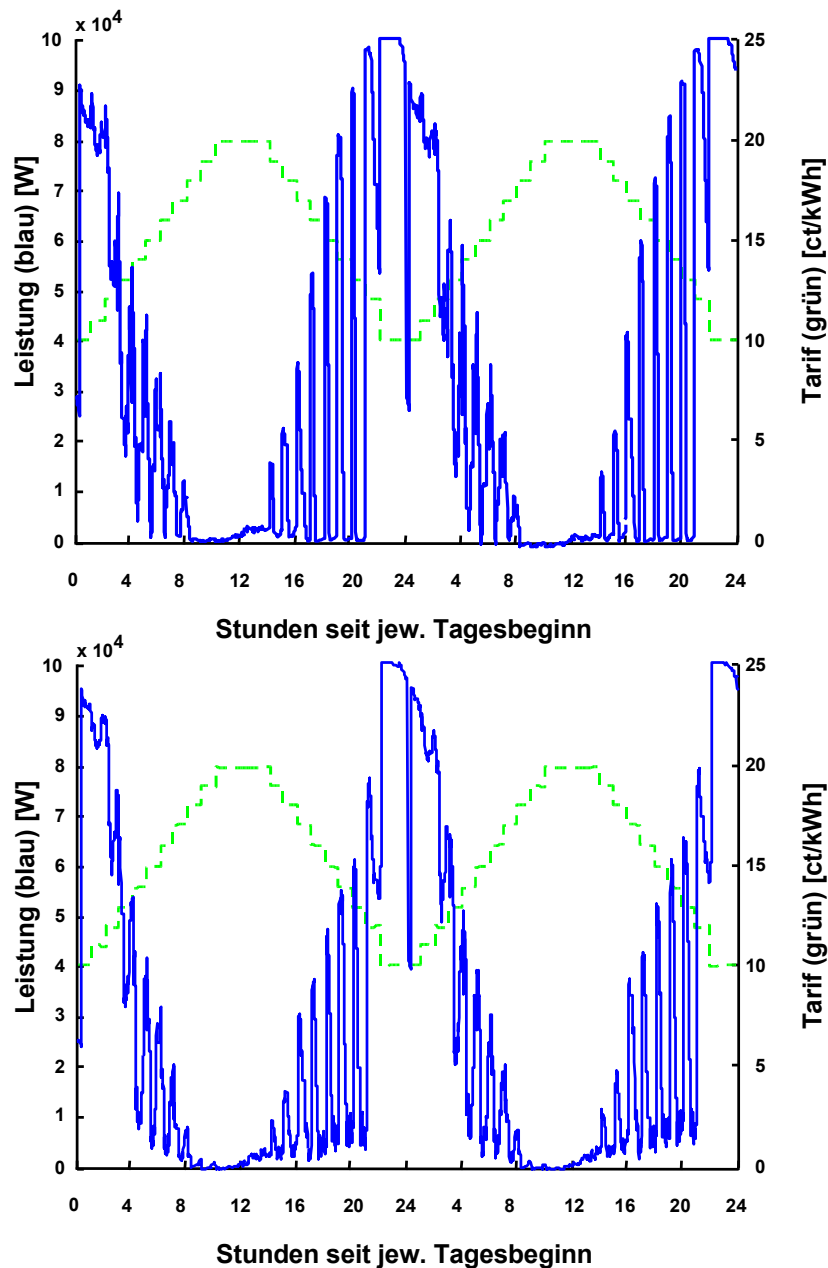


Abbildung 6.3: SOC-Schwingungen bei dreiecksförmigem Tarif ohne (oben) und mit Mikropreisänderungen (unten)

rungen allenfalls dämpfen, wie die rechte Grafik in Abb. 6.3 zeigt. Der Grund dafür ist, dass Mikropreisänderungen nichts an der Notwendigkeit zu kurzzeitigen Zuschaltungen ändern. Allerdings ist der verwendete Dreieckstarif für das FPM-Verfahren untypisch. Bei Verwendung eines anderen Verfahrens wäre anhand Simulation vor der Tarifvergabe zu prüfen, ob aufgrund der Parameter der SOC-Geräte und des eingesetzten Tarifs unerwünschte SOC-Schwingungen auftreten können.

6.2 Verfahren zur kurzzeitigen Leistungsänderung im BEMI-System

6.2.1 Bedeutung

Die bisher untersuchte Beeinflussung der Gesamtleistung des BEMI-Systems durch die Tarifvorgabe des EDL bezog sich auf vortägige Vorgabe eines Tarifes, der für den gesamten nächsten Tag gilt [47][52]. Im BEMI-System sind jedoch verschiedene Szenarien denkbar, die eine kurzfristige oder unmittelbare Änderung der gesamten Last oder Erzeugung nötig machen. Dazu zählen:

- Kurzfristiger Ausgleich eines Bilanzungleichgewichts
- Inanspruchnahme von Minutenreserveleistung
- Inanspruchnahme von Stundenreserveleistung
- Lastzuschaltung oder Erzeugerabschaltung zur kurzzeitigen Spitzenlastkappung
- Drohende Netzengpassituation
- Ausgleich einer kurzfristig von der Prognose abweichenden Einspeisung durch verteilte Erzeuger

6.2.2 Anreizbasierte kurzfristige Leistungsänderung

Die einfachste Möglichkeit zur kurzfristigen Leistungsänderung im BEMI-System besteht offensichtlich darin, den aktuell gültigen Tarif zu ändern. Diese Möglichkeit ist beim BEMI bereits in der Weise vorgesehen, dass auch der geltende Tarif jederzeit neu an die BEMIs versendet werden kann und von diesen unmittelbar zu einer Neuoptimierung des Einsatzes aller DEE genutzt wird. Um den Tarif ausgehend von einem vorher gültigen Basistarif zu ändern, gibt es mehrere Möglichkeiten, z.B.:

- Senkung oder Erhöhung des Basistarifs um einen konstanten Wert
- Senkung oder Erhöhung des Basistarifs auf einen konstanten Wert

Die Senkung bzw. Erhöhung des Basistarifs muss innerhalb eines definierten Zeitintervalles stattfinden. Dieses kann ausgehend vom aktuellen Zeitpunkt unmittelbar oder in der Zukunft beginnen. Dies eröffnet mehrere Möglichkeiten z.B. zur unmittelbaren Lastabschaltung bzw. unmittelbaren Erzeugerzuschaltung:

1. Unmittelbare Erhöhung des Basistarifs
2. Senkung des Basistarifs zu einem späteren Zeitpunkt

Die erste Variante muss bei ausreichender Erhöhung offensichtlich zu einer sofortigen Lastabschaltung führen. Für die zweite Variante kann dies ebenfalls zutreffen, wenn einerseits die Senkung ausreichend ist und andererseits der entsprechende Zeitpunkt nicht zu weit in der Zukunft liegt. Denn in diesem Fall eröffnet sich für die BEMI die Möglichkeit einer Optimierung in der Form, dass eine bereits geplante Zu- bzw. Abschaltung von Lasten bzw. DEA wegen der Tarifänderung in die Zukunft verschoben wird. Dies ist natürlich abhängig vom aktuellen Zustand und den Parametern der Lasten bzw. DEA. Für den Kunden ist ohne Frage beim Verbrauchstarif die zweite Variante eher zumutbar, falls die Tarifänderung auch auf nicht gemanagete Lasten angewendet wird. Denn der Kunde hat ggf. nicht die Möglichkeit, bei unmittelbarer und unvorhersehbarer Erhöhung des Basistarifs den Betrieb aller nicht gemanageten Lasten zu unterbrechen. Beim Einspeisetarif ist aus Sicht des Kunden die erstere Variante zu bevorzugen. Analog dazu gibt es zwei Möglichkeiten zur unmittelbaren Lastzuschaltung bzw. Erzeugerabschaltung:

1. Unmittelbare Senkung des Basistarifs (aus Sicht des Kunden bei Lasten zu bevorzugen)
2. Erhöhung des Basistarifs zu einem späteren Zeitpunkt (aus Sicht des Kunden bei Erzeugern zu bevorzugen)

Die Wirkung der genannten Möglichkeiten läßt sich mittels Simulation untersuchen. Abb. 6.4 zeigt dazu ein Beispiel, bei dem durch Senkung des Verbrauchstarifs eine unmittelbare Zuschaltung von SOC- und FPS-Geräten erzielt wurde. Die Tarifsenkung in der dargestellten Höhe wurde am zweiten Tag der Simulation um 10:00 Uhr angekündigt und bis 12:15 Uhr gewährt. Es ist im Vergleich zur entsprechenden Zeitperiode des vorherigen Tages eine deutliche und unmittelbare Zuschaltung von SOC- als auch FPS-Geräten zu erkennen. Dafür fällt die Zuschaltung in der Niedrigpreisphase des Basistarifes zwischen 16 und 20 Uhr am zweiten Tag wesentlich geringer aus als am ersten, da der Betrieb vieler Geräte in

die Phase der Tarifsenkung verlagert wurde.

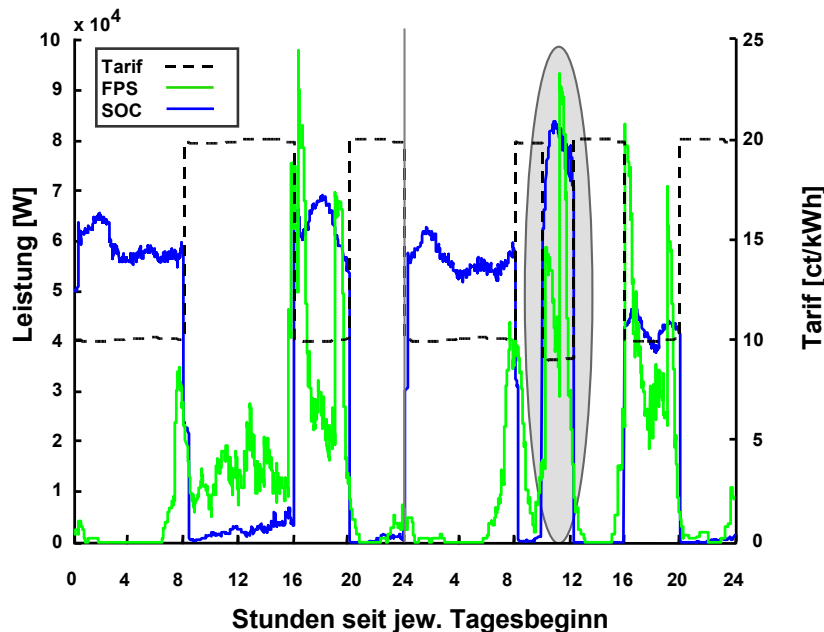


Abbildung 6.4: Beispiel zur unmittelbaren Lastzuschaltung (s. Markierung) aufgrund sofort gültiger Tarifsenkung

Abb. 6.5 zeigt dagegen ein Beispiel für eine unmittelbare Lastabschaltung durch eine in der Zukunft wirkende Tarifsenkung. Hier wurde am ersten simulierten Tag um 18:00 eine Tarifsenkung zwischen 21:45 und 24:00 angekündigt. Im Vergleich zu den entsprechenden Zeiträumen des zweiten Tages ist zu erkennen, dass der Betrieb von Lasten unmittelbar nach der Ankündigung in den Zeitraum der Tarifsenkung verlagert wurde. Außerdem ist der Effekt zu erkennen, dass der Betrieb von SOC-Geräten vom Beginn des zweiten Tages auf den Zeitraum der Tarifsenkung am Ende des ersten Tages verschoben wurde. Daher ist die Leistung der SOC-Geräte am Anfang des zweiten Tages wesentlich niedriger als am Anfang des ersten Tages. Während des Zeitraums der Tarifsenkung sind dagegen zeitweise alle SOC-Geräte zugeschaltet.

Aus Sicht des EDL ist die Möglichkeit der kurzfristigen Leistungsänderung ohne Benachteiligung der Kunden zu begrüßen. Es stellt sich allerdings einerseits die Frage, wie hoch das aktuelle Potenzial zur Laständerung ist und andererseits, welche Höhe die angebotene Tarifänderung haben muss, um im fraglichen Zeitraum eine Laständerung zu erzielen.

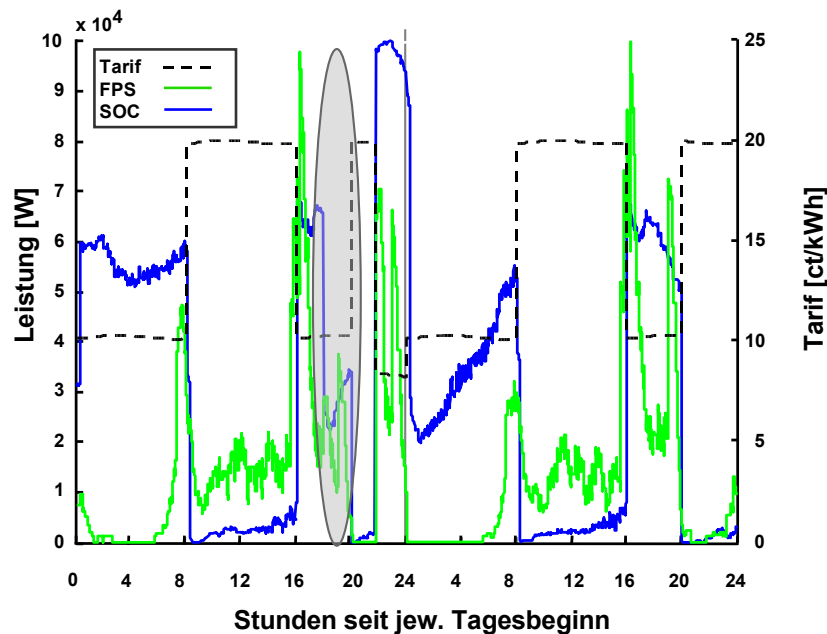


Abbildung 6.5: Beispiel zur unmittelbaren Lastabschaltung (s. Markierung) aufgrund Tarifsenkung in der Zukunft

6.2.3 Potenziale und Potenzialabschätzung durch Prognose

Das aktuell verfügbare Potenzial zur Leistungsänderung entspricht dem negativen oder positiven Regelpotenzial und ist vom aktuellen Zustand der DEE abhängig. Dieser wiederum ist bei gemanageten DEE vom Basistarif, aber auch von den Kundeneingriffen abhängig. Letztere spielen insbesondere bei FPS-Geräten, aber auch bei manchen SOC-Geräten eine Rolle. Ein Beispiel hierfür sind Plug-In-Hybridfahrzeuge, die in Abhängigkeit von Kundeneingriffen nicht jederzeit an das NSN angeschlossen sind.

Zur Abschätzung des aktuellen Regelpotenzials durch den EDL existiert derzeit kein entsprechender Prognosealgorithmus. Der Entwicklung eines solchen Algorithmus steht prinzipiell zwar nichts im Wege. Hierbei muss aber beachtet werden, dass dem Pool-BEMI die genauen Parameter und Zustände der DEE nicht jederzeit bekannt sind. Für eine Prognose lassen sich aber analog zum bekannten FPM-Verfahren historische Daten heranziehen. Es besteht allerdings die Problematik, dass kurzfristige Leistungsänderungen in der Praxis typischerweise nicht regelmäßig auftreten. Zudem ist das Regelpotenzial vom aktuell geltenden Basistarif abhängig. Das Sammeln einer entsprechenden Datenbasis in der Art des FPM-Verfahrens (vgl. Abschnitt 2.2.3) erscheint daher nicht in akzeptabler Zeit möglich. Ein möglicher Lösungsansatz wäre aber die Einführung einer Prognose, die -

ähnlich wie beim AEM-Verfahren - dem EDL bekannte Merkmale des BEMI-Systems, wie z.B. Abschätzungen über die Anzahl und Parameter der vorhandenen DEE sowie deren aktuellem Status heranzieht. Die Prognose des Regelenergiepotenzials auf diese Weise erscheint durchaus möglich. Allerdings zeigt das Beispiel des AEM-Verfahrens, dass die Komplexität eines entsprechenden Verfahrens hoch ist. Die Komplexität der Problematik steigt weiterhin, wenn man Änderungen in der Gerätezusammensetzung des BEMI-Systems und einen hohen Anteil von DEE einbezieht, deren Betrieb vom Kundenverhalten abhängt. Anhand von Simulationen lässt sich dies verdeutlichen.

Dazu zeigt Abb. 6.6 ein Beispiel für das Potenzial zur Lastzuschaltung in einem BEMI-System mit 1000 Haushalten, die jeweils mit einer Last vom Typ SOC1 ausgestattet sind. Dieses entspricht offensichtlich der Leistung der gerade abgeschalteten Geräte, deren Anzahl RDY in der Grafik dargestellt ist. Das Potenzial ist daher stark vom geltenden Basistarifprofil abhängig. Anhand der maximalen Zuschaltdauer der Geräte, die dem BEMI als Parameter bekannt ist, wurde ferner eine Abschätzung für die mögliche Dauer einer Zuschaltung t_{ON} vorgenommen. Diese ist offenbar um so höher, je näher der Beginn des Zuschaltzeitraums an einer gerade abgeschlossenen Hochpreisphase liegt, da dann die SOC-Speicher einen niedrigen Speicherstand erreicht haben.

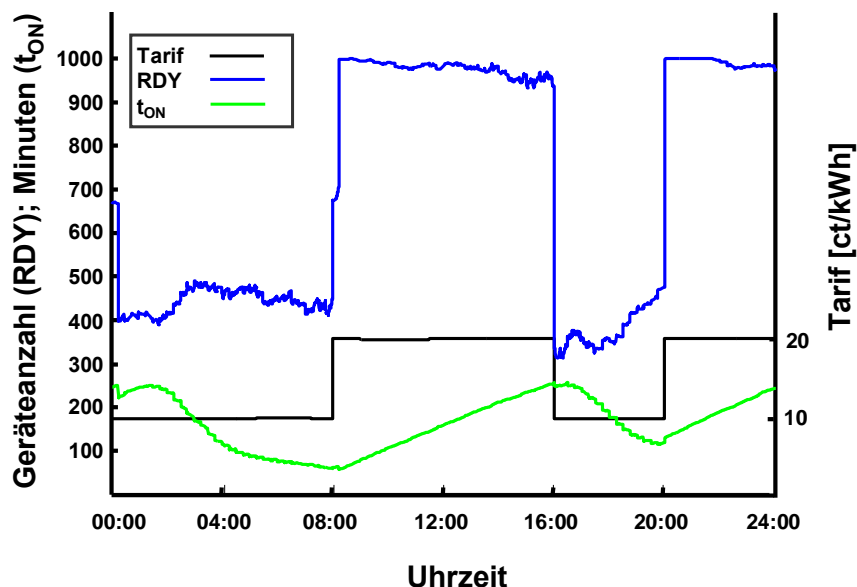


Abbildung 6.6: Potenziale zur Zuschaltung von SOC-Geräten bei Rechteck-Basistarif

Bei FPS-Geräten ist das Potenzial zur Lastzuschaltung auf Geräte beschränkt, die sich zur fraglichen Zeit im Zustand „Programm bereit“ befinden, so dass sie bei Zuschaltung

durch BEMI unmittelbar anlaufen. Damit die Zuschaltung eines FPS-Geräts ferner zu einer tatsächlichen Lasterhöhung im fraglichen Zeitraum führt, darf das BEMI dessen Zuschaltung auch nicht bereits für diesen Zeitraum eingeplant haben. Diese Bedingungen reduzieren das Regelpotenzial durch FPS-Geräte erheblich. Abb. 6.7 zeigt zur Verdeutlichung das Ergebnis einer Simulation mit 1000 Haushalten, die mit je einem Gerät des Typs FPS1 ausgestattet sind. Relevant sind folgende Kennwerte:

1. Die Anzahl der FPS-Geräte, die zum jeweiligen Zeitpunkt laufen (Running, „*RUN*“)
2. Die Anzahl der FPS-Geräte, die zum jeweiligen Zeitpunkt zwar vorbereitet sind, aber nicht laufen (Ready, „*RDY*“)
3. Die Anzahl der FPS-Geräte, die zum jeweiligen Zeitpunkt zwar vorbereitet sind, aber nicht laufen und laut Fahrplan in der nächsten Stunde auch nicht laufen sollen (Ready but not scheduled, „*RNS*“)
4. Die Anzahl der FPS-Geräte, die zum jeweiligen Zeitpunkt vorbereitet sind, noch nicht laufen, aber laut Fahrplan in der nächsten Stunde laufen sollen (Ready and scheduled, „*RS*“)¹

Die Kennwerte 1, 3 und 4 wurden innerhalb eines einzigen Simulationslaufs aufgezeichnet, um die Vergleichbarkeit zu garantieren. Für eine sichere kurzfristige Lastzuschaltung innerhalb der nächsten Stunde ist zu einem gegebenen Zeitpunkt nur die Anzahl FPS-Geräte nutzbar, die durch RNS angegeben werden. Dieses Ergebnis lässt sich verschiedentlich interpretieren. Der Wert für RNS steigt während einer Hochpreisphase, z.B. zwischen 8:00 und 16:00 Uhr stetig an, da mehr und mehr Kunden Programme vorbereiten. Dabei wird jedoch niemals die Gesamtanzahl von 1000 Geräten erreicht, da aufgrund des verwendeten Modells jedes Gerät nur an jedem dritten Tag verwendet wird. Etwa eine Stunde vor Beginn der Niedrigpreisphase ab 16:00 sinkt die Anzahl RNS zugunsten von RS, d.h. es werden vorbereitete Geräte zum Einsatz in der nächsten Stunde eingeplant. Die Anzahl der laufenden Geräte RUN erreicht zu Anfang der Niedrigpreisphase dann ihren höchsten Wert und sinkt bis zu deren Ende kontinuierlich ab. Zu Zuschaltungen kommt es außerdem kurz vor Beginn der Hochpreisphase, z.B. gegen 7:00 Uhr.

Die Summe der Werte von RUN über der betrachteten Zeit von einem Tag beträgt ferner 29882 Minuten. Bezogen auf einen Haushalt ergibt sich ein Wert von ca. 30 Minuten, der

¹Aufgrund dieser Definitionen gilt: $RDY = RS + RNS$.

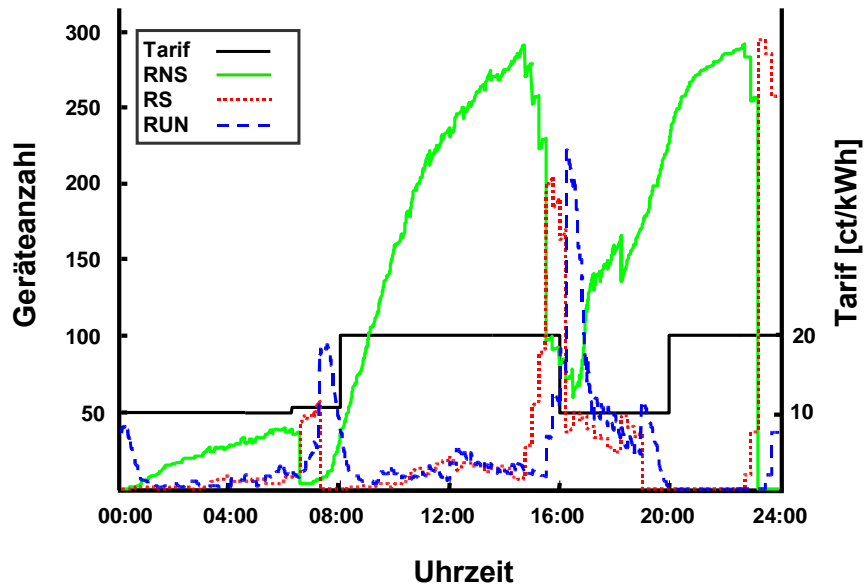


Abbildung 6.7: Potenziale zur Zuschaltung von FPS-Geräten bei Rechteck-Basistarif

der angenommenen Gerätebetriebsdauer pro Tag entspricht. Die Summe über alle Werte RS ist im Beispiel mit 37224 Minuten höher als die Summe über alle Werte RUN, weil am Ende des Tages viele Geräte zur Zuschaltung am nächsten Tag vorgesehen sind. Dies ist der Hochpreisphase am Ende des betrachteten Tages zuzurechnen.

Es sei bemerkt, dass ein BEMI zur Ermittlung, ob ein FPS-Gerät sich im Zustand „RNS“ befindet - und somit zur Ermittlung des Potenzials zur Lastzuschaltung - die Angabe benötigt, ob ein Programm vorbereitet ist. Derzeit ist dies nur durch Zuschaltung des Gerätes und anschließende Leistungsmessung möglich. Damit wird aber das Regelpotenzial zur Lastzuschaltung egalisiert, weil die Zuschaltung dann bereits erfolgt ist. Zur Ermittlung des Regelpotenzials bei FPS-Geräten muss also eine Hardwareeinrichtung vorgesehen werden, die es dem BEMI erlaubt, vorbereitete Programme ohne Zuschaltung der Geräte zu erkennen.

Analog besteht bei SOC- und FPS-Geräten ein Regelpotenzial zur Lastabschaltung. Bei den SOC-Geräten entspricht dieses der Leistung der gerade laufenden Geräte. Laut Abb. 6.6 ist dieses während Hochpreisphasen nahezu Null, da fast alle Geräte ohnehin abgeschaltet sind. Während Niedrigpreisphasen sind dagegen etwa 500-700 Geräte zugeschaltet. Deren Regelpotenzial wird sich um so länger zur Lastabschaltung nutzen lassen, je näher die zeitliche Entfernung der Abschaltperiode zu einer Hochpreisphase liegt.

Bei FPS-Geräten besteht kein Regelpotenzial zur Lastabschaltung durch Unterbrechung laufender Programme, da dies nach Annahme nicht erlaubt ist. Es besteht allerdings die Möglichkeit, den Einsatz von FPS-Geräten, die bekanntermaßen vorbereitet und in nächster Zeit eingeplant sind, weiter in die Zukunft zu verschieben. Diese Verzögerung des geplanten Einsatzes entspricht einer Lastabschaltung in einem vorher liegenden Zeitraum.

6.2.4 Potenzialabschätzung durch Abfrage von BEMIs

Wie die vorherigen Beispiele zeigen, können die aktuellen lokalen Regelenergiepotenziale eines Haushalts durch das jeweilige BEMI leicht ermittelt werden. Eine Alternative zur Potenzialabschätzung durch Prognose bietet daher die Abfrage von BEMIs durch das Pool-BEMI. Diese Möglichkeit ist unmittelbar und jederzeit mittels BPK bzw. PBK umsetzbar und erfordert lediglich die Definition entsprechender Vorgaben für das einzusetzende Datenübertragungsprotokoll sowie einen BEMI-Algorithmus, der die aktuellen Potenziale errechnet. Dies entspricht einer Nutzung lokaler Intelligenz (vgl. Abschnitt 4.3).

Werden alle BEMIs abgefragt, erhält das Pool-BEMI zumindest für die aktuell zur Zu- oder Abschaltung zur Verfügung stehende Leistung im Unterschied zur Prognose eine sichere Information. Für die Dauer von möglichen Zu- oder Abschaltungen von DEE gilt dies nicht, da diese je nach Gerätezusammensetzung mehr oder weniger von Kundeneingriffen während des fraglichen Zeitraums abhängig ist. Eine Abfrage aller BEMIs kann z.B. durch Broadcast Request in der Art erfolgen, dass das Pool-BEMI eine Anfrage per PBK versendet und die BEMIs per BPK antworten. Der entstehende Kommunikationsaufwand lässt sich zu Lasten der Genauigkeit der Antwort reduzieren. Dazu ist z.B. der Conditional Request in der Art möglich, dass die BEMIs aufgefordert werden, nur bei einem Mindestpotenzial zu antworten, das in der Anfrage per PBK angegeben ist. Da angenommen wird, dass dem Pool-BEMI die Gesamtanzahl der BEMIs stets bekannt ist, lässt sich aus dem Ergebnis des Conditional Request auf das Regelpotenzial der gesamten Gruppe schließen. Möglich ist auch ein Fuzzy Request, bei dem die BEMIs aufgefordert werden, nur mit einer in der Anfrage angegebenen Wahrscheinlichkeit zu antworten. Falls die Anfrage an eine BEMI-Gruppe mit homogener Verbraucherstruktur gerichtet wird, kann man annehmen, dass mittels der Erhöhung der Antwortwahrscheinlichkeit die Genauigkeit des Ergebnisses zu Lasten des Kommunikationsaufwands gesteuert werden kann. Die Antwortwahrschein-

lichkeit als zentrale Information wird also genutzt, um die Notwendigkeit zur Übertragung dezentraler Information zu verringern (vgl. Abschnitt 4.3.3).

Abb. 6.8 zeigt als Beispiel das Simulationsergebnis aus Abb. 6.6, wobei zusätzlich in jeder Minute eine Potenzialermittlung mittels Fuzzy Request bei einer Antwortwahrscheinlichkeit von 50% vorgenommen wurde. Das zurück gemeldete Potenzial für die Anzahl *RDY* wurde durch Verdopplung auf die Gesamtanzahl der BEMI hochgerechnet. Das Ergebnis für t_{ON} wurde gemittelt. Die Ergebnisse des Fuzzy Request sind in der Grafik als Punkte aufgetragen. Es ergibt sich für die Anzahl *RDY* eine Standardabweichung von 11,2. Für die Zeit t_{ON} beträgt sie 2,45 Minuten.

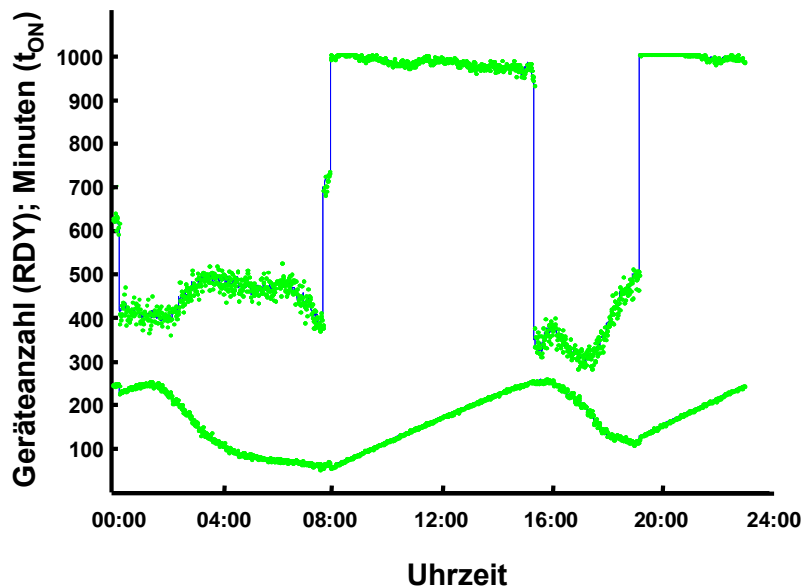


Abbildung 6.8: Potenziale zur Zuschaltung von SOC-Geräten bei Rechteck-Basistarif nach simuliertem Fuzzy Request mit 50% Antwortwahrscheinlichkeit

Analog dazu zeigt Abb. 6.7 die Potenzialermittlung des RNS-Kennwertes bei FPS-Geräten mit einem Fuzzy Request mit 50% Antwortwahrscheinlichkeit. Die Standardabweichung beträgt hier 9,93. Allerdings können die möglichen Abweichungen gerade für kleine Anzahlen RNS teils mehr als 100% bezogen auf den Wert bei Abfrage aller BEMI betragen. Bei hohen Anzahlen, z.B. zwischen 10:00 und 15:30 Uhr, liegen die Abweichungen um $\pm 15\%$. Ein einmaliger Fuzzy Request ergibt also unter Umständen nur ein ungenaues Bild über die aktuellen Potenziale. In der Praxis ist es aber möglich, die Genauigkeit des Ergebnisses im Zweifel durch einen anschließenden Conditional Request zu erhöhen, der als Bedingung nur diejenigen BEMIs zur Antwort auffordert, die beim vorhergehenden Fuz-

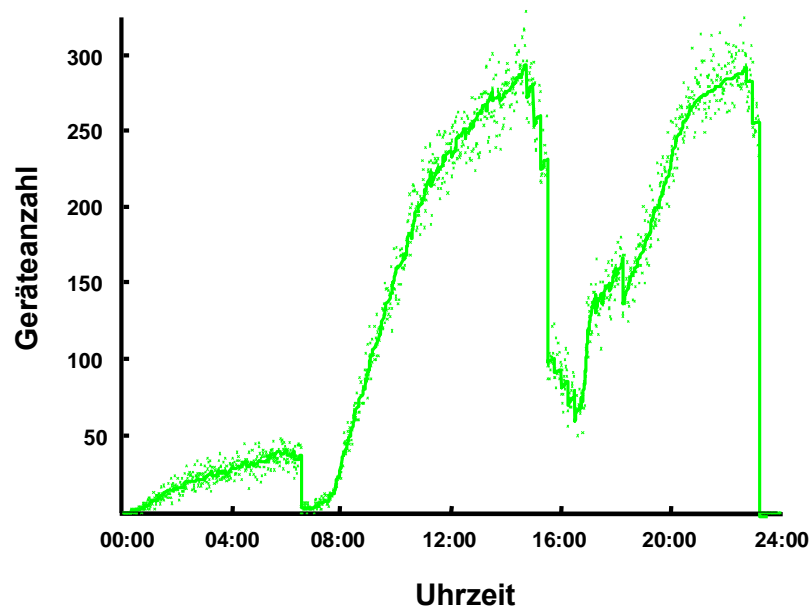


Abbildung 6.9: Potenziale zur Zuschaltung von FPS-Geräten bei Rechteck-Basistarif nach simuliertem Fuzzy Request mit 50% Antwortwahrscheinlichkeit

zy Request noch nicht geantwortet haben. Auf diese Weise ließe sich das Potenzial unter Kontrolle des Kommunikationsaufkommens durch das Pool-BEMI jederzeit beliebig genau bestimmen.

6.2.5 Kurzfristige Leistungsanpassung durch Tarifierreize mit Abfrage von BEMIs

Auch bei bekannten aktuellen Regelpotenzialen bleibt für den EDL die Frage offen, wie hoch die Tarifänderung ausfallen muss, um die Potenziale zu aktivieren. Wiederum liegt es nahe, diese Information durch Abfrage von BEMIs einzuholen. Seitens des BEMI können dazu dieselben Algorithmen eingesetzt werden, die den Einsatz der DEE in Abhängigkeit der Geräteparameter und des Tarifprofils optimieren.

Die Untersuchung dieser Möglichkeit wird im Folgenden auf Tarifierenkungen beschränkt, die eine unmittelbare Lastzuschaltung bzw. Erzeugerabschaltung zum Ziel haben. Weiterhin wird angenommen, dass der Tarif durch den EDL in einem begrenzten Zeitraum, dem sog. Anreizzeitraum oder der Anreizperiode, auf einen konstanten Wert gesenkt wird. Die

Mikropreisänderungen der einzelnen BEMIs werden prinzipiell auch für den Anreizzeitraum durchgeführt.

Algorithmus für BEMI zur Ermittlung von Tarifänderungsvorschlägen

Bei dem in der Simulation verwendeten und in der Klasse cBEMI implementierten BEMI-Modell wurde ein Algorithmus eingeführt, der aufgrund des jeweiligen Zustands vorhandener DEE zwei Arten von Tarifänderungen errechnet. Als Parameter wird der Anreizzeitraum sowie die Angabe benötigt, ob eine Lastzuschaltung bzw. Erzeugerabschaltung oder eine Lastabschaltung bzw. Erzeugerzuschaltung erwünscht ist. Der Algorithmus liefert als Ergebnis zwei verschiedene Angaben:

1. Die Tarife $B_{min,load}$ bzw. $B_{min,gen}$, die nötig sind, um im angegebenen Anreizzeitraum eine minimale Reaktion der Last- bzw. Erzeugungsleistung in die erwünschte Richtung zu erwirken
2. Die Tarife $B_{max,load}$ bzw. $B_{max,gen}$, die im angegebenen Anreizzeitraum eine maximale Reaktion der Last- bzw. Erzeugungsleistung in die erwünschte Richtung erwirken

Der Algorithmus setzt keine bestimmte Form des Basistarifprofils voraus, funktioniert also sowohl für die beim FPM-Verfahren verwendeten Rechtecktarife als auch für beliebige andere Tarifprofile. Der Algorithmus führt dabei die BEMI-Optimierungsalgorithmen iterativ für verschiedene angenommene Tarife durch. Beim Ziel der Lastzuschaltung durch SOC-Geräte werden zur Errechnung der Tarifänderungen folgende Schritte ausgeführt:

1. Initialisiere $B_{min,load}$ und $B_{max,load}$ mit dem Wert -1.
2. Ermittlung von $B_{min,load}$ - Für alle SOC-Geräte des BEMI:
 - a. Falls der Gerätefahrplan $Sched_{cur}$ den Betrieb des Geräts im gesamten Anreizzeitraum von Viertelstunde a bis b bereits vorsieht, fahre mit dem nächsten Gerät fort
 - b. Setze obere Tarifgrenze B_{upper} auf den maximalen Preis des Basistarifs innerhalb des Anreizzeitraums.
Wenn bereits ein Tarif $B_{min,load} \neq -1$ ermittelt wurde,
dann setze untere Tarifgrenze $B_{lower} = B_{min,load}$ und $B_{test} = B_{min,load}$
sonst setze untere Tarifgrenze $B_{lower} = 0$ und $B_{test} = \frac{B_{upper}}{2}$
 - c. Generiere aus dem Basistarifprofil ein Tarifprofil, das während des Anreizzeitraums den Wert B_{test} hat. Modifiziere dieses während des Anreizzeitraums mittels Mikropreisänderung.

Erstelle für dieses angenommene Tarifprofil testweise einen neuen Gerätefahrplan $Sched_{res}$.

- d. Berechne für alle Viertelstunden i innerhalb des Anreizzeitraums den Kennwert

$$f = \frac{1}{b-a+1} \sum_{i=a}^b (Sched_{res}(i) - Sched_{cur}(i))$$

Wenn $f > 0$,

dann setze $B_{lower} = B_{test}$, $B_{res} = B_{test}$ und $B_{test} = \frac{1}{2}(B_{lower} + B_{upper})$

sonst: Wenn $B_{test} = B_{lower}$,

dann brich ab

sonst setze $B_{upper} = B_{test}$ und $B_{test} = \frac{1}{2}(B_{lower} + B_{upper})$

- e. Wenn Schritte 2c-2d bereits 10 mal durchlaufen wurden oder $|B_{test} - B_{res}| < 0.5$, dann fahre fort mit Schritt 2f; sonst fahre fort mit Schritt 2c.
- f. Wenn bei den vorherigen Durchläufen von 2c-2d ein Tarif B_{res} gefunden wurde, der kleiner ist als der bisherige Tarif $B_{min,load}$, dann setze $B_{min,load} = B_{res}$.
Fahre mit dem nächsten Gerät fort.

3. Ermittlung von $B_{max,load}$ - Für alle SOC-Geräte des BEMI:

- a. Falls der Gerätefahrplan den Betrieb des Geräts im gesamten Anreizzeitraum von Viertelstunde a bis b bereits vorsieht, fahre mit dem nächsten Gerät fort
- b. Wenn bereits ein Tarif $B_{max,load} \neq -1$ ermittelt wurde, dann setze obere Tarifgrenze $B_{upper} = B_{max,load}$
sonst setze obere Tarifgrenze B_{upper} auf den maximalen Preis des Basistarifs innerhalb des Anreizzeitraums.
Setze $B_{lower} = 0$, $B_{test} = 0$ sowie $f_{save} = -1$.

- c. Generiere aus dem Basistarifprofil ein Tarifprofil, das während des Anreizzeitraums den Wert B_{test} hat. Modifiziere dieses während des Anreizzeitraums mittels Mikropreisänderung. Erstelle für dieses angenommene Tarifprofil testweise einen neuen Gerätefahrplan $Sched_{res}$.

- d. Berechne für alle Viertelstunden i innerhalb des Anreizzeitraums den Kennwert

$$f = \frac{1}{b-a+1} \sum_{i=a}^b (Sched_{res}(i) - Sched_{cur}(i))$$

Wenn $f > 0$ und $f > f_{save}$,

dann setze $B_{lower} = B_{test}$, $B_{res} = B_{test}$, $B_{test} = \frac{1}{2}(B_{lower} + B_{upper})$ und $f_{save} = f$.

sonst: Wenn $B_{test} = B_{lower}$,

dann brich ab

sonst setze $B_{upper} = B_{test}$ und $B_{test} = \frac{1}{2}(B_{lower} + B_{upper})$

- f. Wenn Schritte 3c-3d bereits 10 mal durchlaufen wurden oder $|B_{test} - B_{res}| < 0.5$, dann fahre fort mit Schritt 3g; sonst fahre fort mit Schritt 3c.
- g. Wenn bei den vorherigen Durchläufen von 3c-3d ein Tarif B_{res} gefunden wurde,

der größer ist als der bisherigen Tarif $B_{max,load}$,
 setze $B_{max,load} = B_{res}$. Fahre mit dem nächsten Gerät fort.

Zur Bestimmung der Tarife zur Senkung der Erzeugungsleistung von KWK-Anlagen wird der Algorithmus analog eingesetzt. Bei FPS-Geräten wird im Wesentlichen ebenfalls derselbe Algorithmus verwendet, wobei ein FPS-Gerät nur dann einbezogen wird, wenn das FPS-Gerät aktuell über ein vorbereitetes Programm verfügt. Um zu beurteilen, ob eine Tarifsenkung im Anreizzeitraum zu einer tatsächlichen Lastzuschaltung führen kann, wird außerdem aus dem aktuellen FPS-Gerätfahrplan und der Schätzung für die Programmlaufzeit ein geschätzter Fahrplan errechnet, bei dem angenommen wird, dass der Kunde das FPS-Gerät nach jedem Programmdurchlauf erneut vorbereitet. Das Iterationsverfahren wird nur durchgeführt, wenn im so errechneten Fahrplan weniger als eine Programmlaufzeit innerhalb der Anreizperiode liegt. Nach Errechnung von $Sched_{res}$ in Schritt 2c bzw. 3c wird wiederum ein Fahrplan errechnet, diesmal aber unter der Annahme, dass der Kunde das FPS-Gerät nach Ablauf des Programms nicht neu vorbereitet. Dieses Vorgehen bildet den „worst-case“ für eine zusätzliche Zuschaltung des FPS-Gerätes ab und soll sicherstellen, dass nur tatsächlich vorhandene Potenziale in die Berechnung eingehen. Ist der errechnete Tarif $B_{min,load}$ bzw. $B_{max,load}$ für FPS-Geräte größer bzw. kleiner als für SOC-Geräte, so wird dieser als Ergebnis verwendet. Für PPC-Geräte wird der Algorithmus derzeit noch nicht eingesetzt, da diese bei der Simulation nicht untersucht wurden.

Ferner können mit dem gleichen Ansatz auch Algorithmen für die Lastabschaltung bzw. Erzeugerzuschaltung angegeben werden. Der obige Algorithmus liefert für die beiden Tarife $B_{min,load}$ und $B_{max,load}$ außerdem das nach Geräteleistung gewichtete Mittel aus den während des Ablaufs errechneten Werten für den Kennwert f (s. Algorithmus). Dieser Wert liegt stets zwischen 0 und 1 und ist eine Abschätzung für die Änderung der Gerätefahrpläne, die mit dem entsprechenden Tarif erzielt werden kann. Als weiterer Anhaltspunkt wird die Summe der Geräteleistung aller DEE geliefert, deren Betrieb durch den jeweiligen Tarif $B_{min,load}$ und $B_{max,load}$ beeinflusst wird.

Vergleichmäßigung der Last- bzw. Erzeugerreaktion

Es wurde bereits erwähnt, dass Mikropreisänderungen auch für den Anreizzeitraum verwendet werden, um den aggregierten Betrieb der DEE innerhalb dieses Zeitraums zu vergleichmäßigen. Ist die Anzahl der BEMIs, welchen der Anreiz angeboten wird, gering (z.B. kleiner als 100), wird es jedoch wahrscheinlicher, dass die zufällige Festlegung der Phasenverschiebung bei der Mikropreisänderung nur zu einer nichtidealen Vergleichmäßigung führt. Verzichtet man ganz auf die Mikropreisänderung, konnte jedoch beobachtet werden, dass die BEMIs dazu neigen, zu Beginn und Ende des Anreizzeitraums eine besonders hohe Leistungsreaktion zu zeigen.

Daher wurde ein Algorithmus entwickelt, der es erlaubt, mit wenig zusätzlich zu übertragender Information eine Mikropreisänderung einzuführen, die zu einer besseren und verlässlicheren Vergleichmäßigung führt. Kernansatz hierzu ist die Verwendung einer in der jeweiligen BEMI-Gruppe eindeutigen BEMI-Identifikationsnummer id mit $id > 1$ zur Festlegung der Phasenverschiebung für die Mikropreisänderung. Diese Nummer muss einmalig an das jeweilige BEMI übertragen werden, sobald dieses der Gruppe beitrifft. Auf die Reihenfolge der Nummerierung der BEMIs innerhalb der Gruppe kommt es nicht an, jedoch müssen die Nummern fortlaufend vergeben werden. Außerdem muss den BEMIs die aktuelle Anzahl n der Mitglieder in der BEMI-Gruppe mitgeteilt werden. Dies kann z.B. zusammen mit der Übertragung der Tarifprofile von Pool-BEMI an die BEMIs geschehen.

Die Mikropreisänderung des Last- bzw. Erzeugungstarifs innerhalb des Anreizzeitraums wird dann mit dem folgenden Algorithmus durchgeführt. Dieser benötigt als weitere Parameter die erste und letzte Viertelstunde a und b des Anreizzeitraums sowie einen Parameters $area$ mit $0 < area \leq 1$:

1. Setze $a' = a + \lfloor \frac{1}{2}(b - a)(1 - area) \rfloor$ und $b' = a + \lfloor (area(b - a)) \rfloor$
 Setze $i = 1$ und $t_{min} = a'$
2. Solange ($i < id$):
 Erhöhe i und t_{min} um 1
 Wenn $t_{min} > b'$
 dann: Wenn $(n - i + 1) < (b - a)$
 dann setze $t_{min} = a' + \text{round}(\frac{b' - a'}{2}) - \lfloor \frac{n - i + 1}{2} \rfloor$
 sonst setze $t_{min} = a'$
3. Für alle Viertelstunden i mit $a \leq i \leq b$:
 Subtrahiere den Wert $0, 1 \frac{ct}{kWh} \cos(\frac{2\pi(i - t_{min})}{b - a})$

vom Verbrauchstarif bzw. addiere ihn zum Erzeugungstarif

Der erste Teil des Algorithmus errechnet für das jeweilige BEMI ein lokales Preisminimum innerhalb eines Intervalls a' bis b' um die Mitte des Anreizzeitraums. Das Intervall hat den Bruchteil $area$ der Länge des Anreizzeitraums. Hierfür wurde in den in Abschnitt 6.4.3 dargestellten Simulationen ein Wert von 0,7 verwendet, der sich aufgrund der Simulationsergebnisse als günstig erwies. Die lokalen Preisminima werden durch den Algorithmus möglichst gleichmäßig zwischen a' und b' verteilt, so dass in jedem Fall die meisten BEMIs ihr Preisminimum in der Mitte des Anreizzeitraums haben. Im Zuge der Simulationen für Abschnitt 6.3 wurde beobachtet, dass dieser Algorithmus zur Folge hat, dass die Reaktion der Lasten auf den Anreiz sich in der Mitte und am Ende des Anreizzeitraums konzentriert. Der erstere Effekt ist dabei beabsichtigt. Letzterer Effekt lässt sich durch die Mikropreisänderung nicht vermeiden, weil das Ende des Anreizzeitraums genutzt wird, um den Speicher von SOC-Geräten vor der anschließenden Phase mit höherem Preis noch zu füllen.

Beispiel zur Anwendung des Algorithmus

Abb. 6.10 zeigt als Beispiel zur Anwendung des Algorithmus die Wirkung des Anreizes nach Abfrage der BEMI auf den Betrieb von SOC- und FPS-Lasten. Simuliert wurden 1000 Haushalten mit je einer Last vom Typ FPS1 und SOC1; dargestellt sind 4 Tage. Das Basistarifprofil entspricht dem bekannten Rechteckprofil. Der erste Tag wurde zum Vergleich ohne Gewährung eines Anreizes simuliert. Am zweiten Tag wurde um 10:26 Uhr der Verbrauchstarif auf einen sehr niedrigen Wert von 5 ct/kWh gesenkt, um eine unmittelbare Lastzuschaltung zu erwirken. Der Wert von 5 ct/kWh wurde ohne vorherige Abfrage der BEMI angenommen. Das Ende der Anreizperiode lag um 13:30. Eine deutliche Reaktion sowohl von SOC- als auch FPS-Lasten am zweiten Tag (s. zweite Markierung) im Vergleich zum ersten Tag (s. erste Markierung) ist zu beobachten. Am dritten Tag wurde der Algorithmus zur Abfrage der BEMI nach Tarifänderungsvorschlägen verwendet. Das Ergebnis betrug 19,427 ct/kWh für den Durchschnitt von $B_{min,load}$, also den Tarif zum Erzielen einer minimalen Lastreaktion. Der minimale Wert für $B_{max,load}$ über alle BEMIs betrug 9.356 ct/kWh. Der Verbrauchstarif wurde auf letzteren Wert gesetzt, wobei der Anreizzeitraum im Vergleich zum zweiten Tag unverändert blieb. Trotz dieses geringeren Anreizes

ist eine Lastreaktion zu beobachten, die der am zweiten Tag nahezu gleich kommt (s. dritte Markierung). Die während der Anreizperiode des dritten Tags verbrauchte Energie betrug hier über 94% des entsprechenden Wertes am dritten Tag. Am vierten Tag wurde dagegen der Tarif während der Anreizperiode auf den Wert $B_{max,load} + 0.9 \cdot (B_{min,load} - B_{max,load})$ gesetzt. Eine Lastreaktion ist zwar noch zu beobachten (s. vierte Markierung), fällt aber deutlich geringer aus als am dritten Tag. Dieses Beispiel zeigt, dass der Zusammenhang zwischen Lastreaktion und angebotener Tarifsenkung keineswegs linear ist.

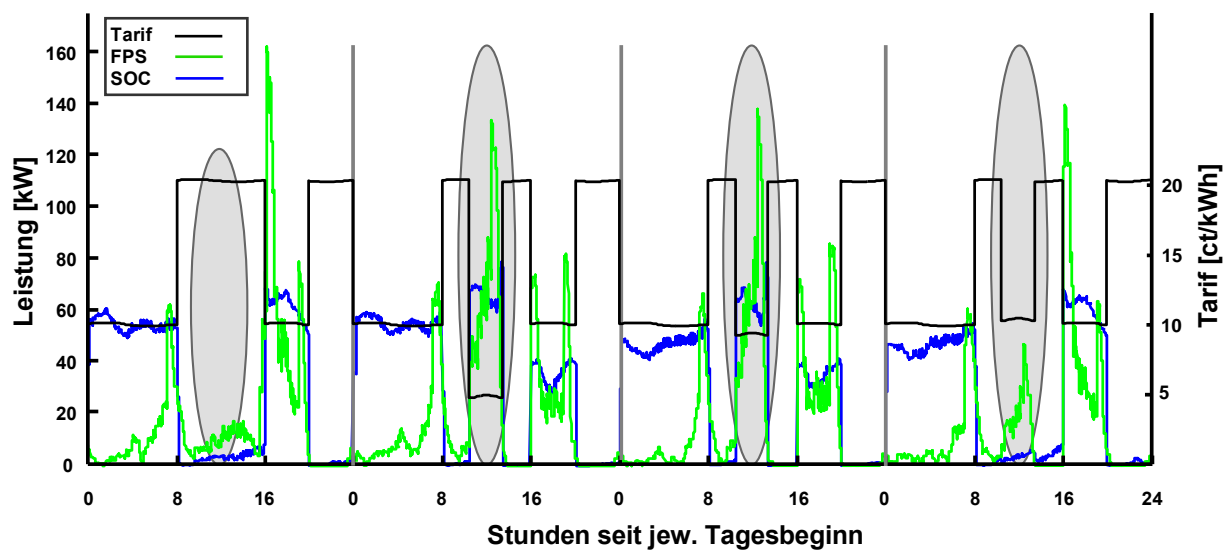


Abbildung 6.10: Beispiel für Anwendung des Algorithmus zur Abfrage von BEMIs nach Tarifänderungsvorschlägen

6.3 Anwendung für ein Verfahren zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz durch anreizbasierte Wirkleistungsänderung

Die Sicherstellung der Spannungsqualität an allen Anschlusspunkten im elektrischen Netz ist Teil der Systemdienstleistungen und somit Aufgabe des systemverantwortlichen Netzbetreibers. Dies bezieht sich prinzipiell auf alle Kennzeichen der Spannung, u.a. deren Effektivwert, Oberschwingungen, transiente Störungen oder Spannungsunsymmetrien zwischen den Leitern des Drehstromnetzes [88]. Die folgenden Betrachtungen beziehen sich ausschließlich auf die statische Spannungshaltung, d.h. die Einhaltung von oberen und unteren Grenzwerten für 10-Minuten Mittelwerte des Spannungsbetrags.

6.3.1 Grundsätzliches zur statischen Spannungshaltung

Zulässige Spannungsbänder, innerhalb derer sich die Netzspannung im Regelfall bewegen darf, werden international durch Richtlinien festgelegt. Für das NSN ist laut DIN IEC-60038 (VDE 0175) seit 2008 ein Spannungsbereich von $\pm 10\%$ um die Normspannung von 0,4 kV zwischen den Phasen L1, L2 und L3 („Dreiecksspannung“) festgelegt. Die europäische Norm EN 50160:2007¹ beschreibt zu erwartende Grenzwerte für die Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Hier wird für das NSN angegeben, dass langsame Spannungsänderungen (d.h. über 10 Minuten gemittelte Werte) in der Regel einen Bereich von $\pm 10\%$ um die Normspannung nicht verlassen sollten. Zeitweilige Abweichungen in den Bereich $+10\%$ bis -15% werden jedoch nicht ausgeschlossen.

Der Spannungsbetrag wird durch elektrische Lasten an den Netzanschlusspunkten wegen des Spannungsabfalls über die Längsimpedanzen des elektrischen Netzes gegenüber der Nennspannung gesenkt. Zur Beeinflussung der Spannung stehen dem VNB netzseitige Maßnahmen zur Verfügung. Dazu gehören Kompensationsanlagen, mit Stufenstellern ausgestattete Transformatoren sowie Topologieänderungen, wie z.B. das Schließen eines Niederspannungsnetzringes. Auch leistungselektronische Komponenten, wie z.B. statische Blindleistungskompensatoren („SVC“²-Anlagen) können zur Spannungsregelung eingesetzt

¹Stand April 2008

²Static Var Compensator

werden. Im Allgemeinen ist der Netzbetreiber bestrebt, die Netzspannung am oberen Ende des erlaubten Bereichs zu halten, um Netzverluste möglichst zu minimieren. Eine Überschreitung des zulässigen Spannungsbereichs ist aber zu vermeiden, um Schäden an Betriebsmitteln und angeschlossenen Lasten zu verhindern. In der Praxis kann z.B. bereits eine Spannungsanhebung von 5 V im Niederspannungsnetz bei konventionellen Leuchtmitteln zu erhöhter Energieaufnahme und im Extremfall zu thermischer Zerstörung führen.

6.3.2 Einfluss verteilter Erzeugung auf die Spannung

Im Allgemeinen erhöht die Wirkleistungseinspeisung durch DEA die Spannung am Netzanschlusspunkt [106]. Im Mittelspannungsnetz (MSN) darf nach der technischen Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“¹ die von allen DEA mit Anschlusspunkt im MSN verursachte Spannungserhöhung an keinem Verknüpfungspunkt einen Wert von 2% überschreiten. Nach der Richtlinie zum Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz² darf diese Spannungsanhebung durch Anschluss einer DEA am ungünstigsten Anschlusspunkt im NSN nicht mehr als 2% betragen, wobei die Grenzwerte nach DIN IEC-60038 nicht berührt werden. Aus der Praxis sind Fälle bekannt, in denen durch die Gesamtheit aller angeschlossenen DEA die Spannungsanhebung über der Nennspannung aber zeitweise wesentlich höher liegt [107][108].

Im NSN wurde durch praktische Untersuchungen bestätigt, dass eine Überschreitung der zulässigen Spannungsgrenzen wegen hohen Anteils verteilter Erzeugung i.a. einer Betriebsmittelüberlastung bzw. einem Netzengpass vorangeht [109]. Die VDN-Richtlinie zum Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz schreibt vor, dass DEA bei unzulässigen Spannungswerten am Netzanschlusspunkt mittels einer Entkupplungseinrichtung vom Netz getrennt werden müssen. Hierbei müssen bei dreiphasig angeschlossenen DEA alle drei Phasen überwacht und die Trennung bereits bei einpolig unzulässiger Spannung ausgelöst werden. Bei DEA mit einer Nennscheinleistung von höchstens 4,6 kVA (einphasig) bzw. 30 kVA (dreiphasig) darf der Entkupplungsschutz mittels einer Einrichtung zur Netzüberwachung mit jeweils zugeordnetem Schaltorgan in Reihe (ENS) gemäß DIN VDE 0126 ausgeführt sein. Die Netztrennung muss bei Überschreiten von 115 % U_{nenn} sowie bei einem vom VNB vorgegebenen Wert zwischen 106 % und 115

¹Stand Juli 2008

²Stand September 2005

$\% U_{nenn}$, gemessen als Mittelwert über 10 Minuten, innerhalb von 200 msec erfolgen.

In der Praxis begrenzen diese zulässigen Spannungswerte die maximale Anschlussleistung von verteilten Erzeugern [79]. In [77] werden Simulationsrechnungen an Modellnetzen mit dem Schwerpunkt städtischer Versorgungsgebiete mit hohem Anteil verteilter Erzeugung aus PV-Anlagen und Blockheizkraftwerken (BHKW) durchgeführt. Bei einem Szenario mit einem Verhältnis von 3:1 zwischen der Erzeugungs- und Verbraucherleistung ergaben sich Spannungserhöhungen im Bereich von $1,06 \% U_{nenn}$, die zwar deutlich vom nach DIN IEC-60038 zulässigen oberen Grenzwert von $1,1 \% U_{nenn}$ entfernt sind, aber bereits negative Auswirkungen auf angeschlossene Lasten haben können. Obgleich dieses Szenario als „Extremszenario“ bezeichnet wird, zeigen praktische Messungen, dass das Problem der Spannungsanhebung in Netzgebieten mit besonders hohem Anteil verteilter Erzeugung durchaus praxisrelevant ist, wie z.B. in Solarsiedlungen [107][108]. Ein Beispiel aus Japan zeigt, dass die Problematik bei sehr hohem Anteil verteilter Erzeugung aus PV-Anlagen durchaus die Abregelung eines nicht zu vernachlässigenden Anteils der Anlagenwirkleistung zur Folge haben kann [110].

6.3.3 Spannungshaltung bei hohem Anteil verteilter Erzeugung

Eine mögliche Abhilfe ist der Netzausbau, der aufgrund hoher Kosten und ggf. erheblichem Aufwands aber nicht immer bevorzugt wird. In der Forschung wurden daher bereits mehrere alternative Lösungsansätze zur Spannungsregelung speziell für Netze mit hohem Anteil verteilter Erzeugung untersucht und erfolgreich demonstriert.

Darunter gibt es Ansätze durch netzseitige Maßnahmen, wie z.B. den Einsatz von Transformatoren mit elektronisch geregelten Stufenstellern oder die Spannungsregelung mittels im Netz verteilter Spannungsmessungen und statischer Blindleistungskompensation [111][112][113]. Möglich sind außerdem die Vergleichmäßigung der Wirkleistungseinspeisung verteilter Erzeuger mittels elektrischer Speicher [43] sowie Kombinationen verschiedener Maßnahmen [114]. Ebenfalls nachgewiesen wurde die Möglichkeit der Spannungsregelung durch Blindleistungseinspeisung von DEA mittels lokaler oder zentraler Regelung [41][115].

Eine Spannungsregelung mittels Änderung der Wirkleistungseinspeisung bzw. Abregelung von DEA wird als Möglichkeit in Betracht gezogen [114]. Der Einsatz dieser Maßnahme ist speziell im NSN wegen der hauptsächlich ohm'schen Leitungsimpedanzen mit R/X-Verhältnissen von 3:1 und mehr (s. Tab. 6.1) technisch effizient möglich.

Die Möglichkeit der aktiven Einbeziehung von DEA ist im Jahr 2008 auch durch die Anschlussrichtlinien festgehalten worden. Die geltende Technische Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“¹ schreibt vor, dass DEA in der Lage sein müssen, sich während der Netzeinspeisung an der Spannungshaltung zu beteiligen. Auch die Möglichkeit einer Abregelung der Wirkleistungseinspeisung ist vorgeschrieben, die in bestimmten Fällen, z.B. der Gefahr von Netzüberlastungen, auf Verlangen des Netzbetreibers durchgeführt werden muss. Das seit Anfang 2009 geltende EEG enthält eine ähnliche Vorschrift, nach der DEA mit einer Leistung über 100 kW mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung zum Zugriff durch den Netzbetreiber ausgestattet werden müssen². Auch in der Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ sowie im Entwurf für die Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am NSN“ ist eine solche ferngesteuerte Abregelung vorgesehen [116]. Wirtschaftlich als

¹Stand Juli 2008

²EEG §6 Abs. 1a)

auch energetisch ist dies aber von Nachteil, da einerseits die Anlagenbetreiber eine Ausfallvergütung erhalten müssen, andererseits der Anteil elektrischer Energie aus regenerativen Quellen durch die Abregelung sinkt.

Außerdem müssen zur Umsetzung dieser Anforderungen die lokalen DEA-Anschlusspunkte (z.B. Wechselrichter) mit Kommunikationseinrichtungen ausgestattet werden. Letztere ließen sich aber prinzipiell auch nutzen, um ein aktives Energiemanagement, beispielsweise mit variablen Tarifen, einzuführen. Das im Folgenden vorgestellte Verfahren hat daher das Ziel, das Energiemanagement zum Zweck der Spannungsregelung einzusetzen.

Kabeltyp	$R' \left[\frac{\Omega}{km} \right]$	$X' \left[\frac{\Omega}{km} \right]$	$R':X'$
NSN			
NAYY 4x50 SE	0,770	0,085	9,1:1
NAYY 4x120 SE	0,305	0,08	3,8:1
NAYY 4x150 SE	0,248	0,08	3,1:1
MSN 10 kV, Aluminiumleiter			
NA2XS2Y 1x240 RM	0,166	0,11	1,5:1
NA2XS2Y 1x300 RM	0,134	0,1	1,3:1
MSN 10 kV, Kupferleiter			
N2XS2Y 1x240 RM	0,102	0,11	1:1,1
N2XS2Y 1x300 RM	0,0831	0,1	1:1,2

Tabelle 6.1: R/X - Verhältnisse gebräuchlicher Nieder- und Mittelspannungskabel [117]
 R' : Wirkwiderstandsbelag bei 70°C (NSN) bzw. 90°C (MSN)
 X' : Induktivitätsbelag je Leiter

6.3.4 Verfahrensprinzip und Verfahrensablauf

Ziel des hier vorgestellten Verfahrens ist speziell die Zuschaltung von Lasten und die Abschaltung von steuerbaren Erzeugern (KWK-Anlagen) im Falle einer drohenden Überschreitung der zulässigen Spannung an einem Netzanschlusspunkt im NSN, die durch hohen Anteil verteilter Erzeugung verursacht wird. Das Verfahren basiert auf einer Bündelung der BEMI-Kernfunktionen BEMI-EMS und BEMI-MSI durch das Pool-BEMI unter Nutzung lokaler Intelligenz der BEMIs. Dabei werden die Spannungsmessungen der BEMIs eingesetzt, um eine drohende Überschreitung von Spannungsgrenzen zu erkennen.

Das Verfahren umfasst 5 Schritte, die in Abb. 6.11 schematisch dargestellt sind:

1. Vereinbarung von Alarmgrenzen für elektrische Messwerte (z.B. Spannung) zwischen Pool-BEMI und Netzleitstelle des VNB. Die Alarmgrenzen sollen am am je-

weiligen Netzanschlusspunkt der BEMIs gelten und sind typischerweise von der Netztopologie und der stochastischen Verteilung der Lasten und Erzeuger abhängig. Dazu kommuniziert das Pool-BEMI mit der Netzleitstelle des Verteilnetzbetreibers und hält einen Speicher (z.B. in Form einer Datenbank), in dem die an den jeweiligen Netzanschlusspunkten aktuell geltenden Alarmgrenzen gespeichert werden.

2. a) Die Alarmgrenzen werden, vorzugsweise mittels funkbasierter PBK, an alle BEMIs in einer BEMI-Gruppe übermittelt, die in Abb. 6.11 exemplarisch durch drei BEMIs repräsentiert wird. Die BEMI-Gruppe umfasst in der Praxis beispielsweise alle BEMIs, deren Netzanschlusspunkte innerhalb eines NSN-Stranges liegen. Die BEMIs sichern die Alarmgrenzen in einem eigenen Speicher.
b) Das Pool-BEMI aktiviert eine fortlaufende Erfassung und Überwachung der betreffenden elektrischen Messwertedurch jedes BEMI mittels BEMI-MSI.
3. Stellt die Messwertüberwachung eines BEMI zu einem späteren Zeitpunkt fest, dass die aktuellen Messwerte die gespeicherten Alarmgrenzen verletzen, sendet das BEMI eine Alammeldung an das Pool-BEMI. Im Beispiel ist dies für zwei der drei dargestellten BEMIs der Fall. In der Praxis werden im Falle eines einseitig gespeisten NSN-Stranges mit hohem Anteil verteilter Erzeugung typischerweise diejenigen BEMIs zuerst Alarmmeldungen wegen Überschreitung einer Spannungsalarmgrenze melden, deren Anschlusspunkt am weitesten von der Ortsnetzstation entfernt ist. Jede Alarmmeldung enthält typischerweise eine Angabe, welcher Grenzwert verletzt wurde, sowie den entsprechenden Messwert. Das Pool-BEMI zeichnet die eingetroffenen Alarmmeldungen auf, kann sich damit ein Bild über den Netzzustand machen und ggf. die Netzleitstelle des VNB über die Situation benachrichtigen. Außerdem bewertet das Pool-BEMI die Alarmmeldungen nach Anzahl und Art; wenn z.B. eine kritische Anzahl von Alarmmeldungen zur Überschreitung des Spannungsgrenzwerts von derselben BEMI-Gruppe empfangen wurden, kann auf eine drohende Netzüberlast durch hohe verteilte Einspeisung geschlossen werden.
4. a) Ergibt die Bewertung der Alarmmeldungen, dass eine kurzfristige Leistungsänderung sinnvoll ist, sendet das Pool-BEMI eine Anfrage nach Tarifänderungsvorschlägen an die BEMI-Gruppe. Die Anfrage enthält den Anreizzeitraum, wobei dessen Dauer entweder vorher festgelegt oder aufgrund von historischen Daten über vergangene Anfragen vom Pool-BEMI geschätzt wird.

- b) Nach Empfang der Anfrage erstellt jedes BEMI einen Tarifänderungsvorschlag mittels des in Abschnitt 6.2.5 vorgestellten Algorithmus. Die Vorschläge werden ggf. zusammen mit einer Angabe über lokal vorhandene Regelpotenziale an das Pool-BEMI gesendet.
5. Das Pool-BEMI zeichnet die empfangenen Vorschläge auf, bis entweder eine vorher festgelegte Anzahl von Vorschlägen eingetroffen ist, alle BEMI geantwortet haben oder eine vorher festgelegte Zeit verstrichen ist. Danach bestimmt das Pool-BEMI die Höhe der Tarifänderung unter Verwendung der Tarifänderungsvorschläge. Ein Signal zur Tarifänderung wird per PBK an alle BEMIs innerhalb der BEMI-Gruppe versendet. Jedes BEMI nimmt daraufhin mittels BEMI-EMS eine Neuoptimierung des Betriebs von DEE vor, die zu einer unmittelbaren Leistungsänderung in der BEMI-Gruppe führt.

Wurde das Verfahren - z.B. wegen Spannungsüberhöhung - einmal durchlaufen, kann es z.B. mit Schritt 3) unter Beibehaltung oder Änderung der Alarmgrenzen fortgesetzt werden. Dies wird i.A. aber nicht unbedingt vorteilhaft sein, weil eine sofortige erneute Alarmierung möglich ist, obwohl die zur Verfügung stehenden Regelpotenziale bereits beim ersten Verfahrensdurchlauf aktiviert wurden. Alternativ kann die Überwachung der Alarmgrenzen auch für einen gewissen Zeitraum durch das Pool-BEMI ausgesetzt werden, der z.B. auch dem Anreizzeitraum entsprechen kann. Ferner kann die Anfrage nach Tarifänderungsvorschlägen natürlich auch als Fuzzy Request gestaltet werden, um den in Schritt 4b entstehenden Kommunikationsaufwand kontrollieren zu können.

Das Verfahren sowie die Anordnung zu dessen Umsetzung wurden im Rahmen der Arbeit zum Patent angemeldet [118], wobei die Anwendung zur anreizbasierten Spannungsbandhaltung eine Beispielanwendung darstellt.

Bei praktischer Anwendung des Verfahrens ist ggf. die Kundenakzeptanz ein Problem. Wie in Abschnitt 6.2.2 bereits erwähnt, sollten unmittelbar wirksame Erhöhungen des Verbrauchstarifs bzw. unmittelbar wirksame Senkungen des Erzeugungstarifs zum Erzielen einer Last- bzw. Erzeugerabschaltung aus Kundensicht eher vermieden werden. Dies trifft besonders bei DEE zu, deren Betriebszeitpunkte vom Kunden beeinflusst oder geplant werden. Alternativ können zukünftig wirkende Senkungen des Verbrauchstarifs bzw. Erhöhungen des Erzeugungstarifs eingesetzt werden. Letztere Möglichkeit wurde im Rahmen der Arbeit allerdings noch nicht näher untersucht. Außerdem wurde angenommen, dass eine

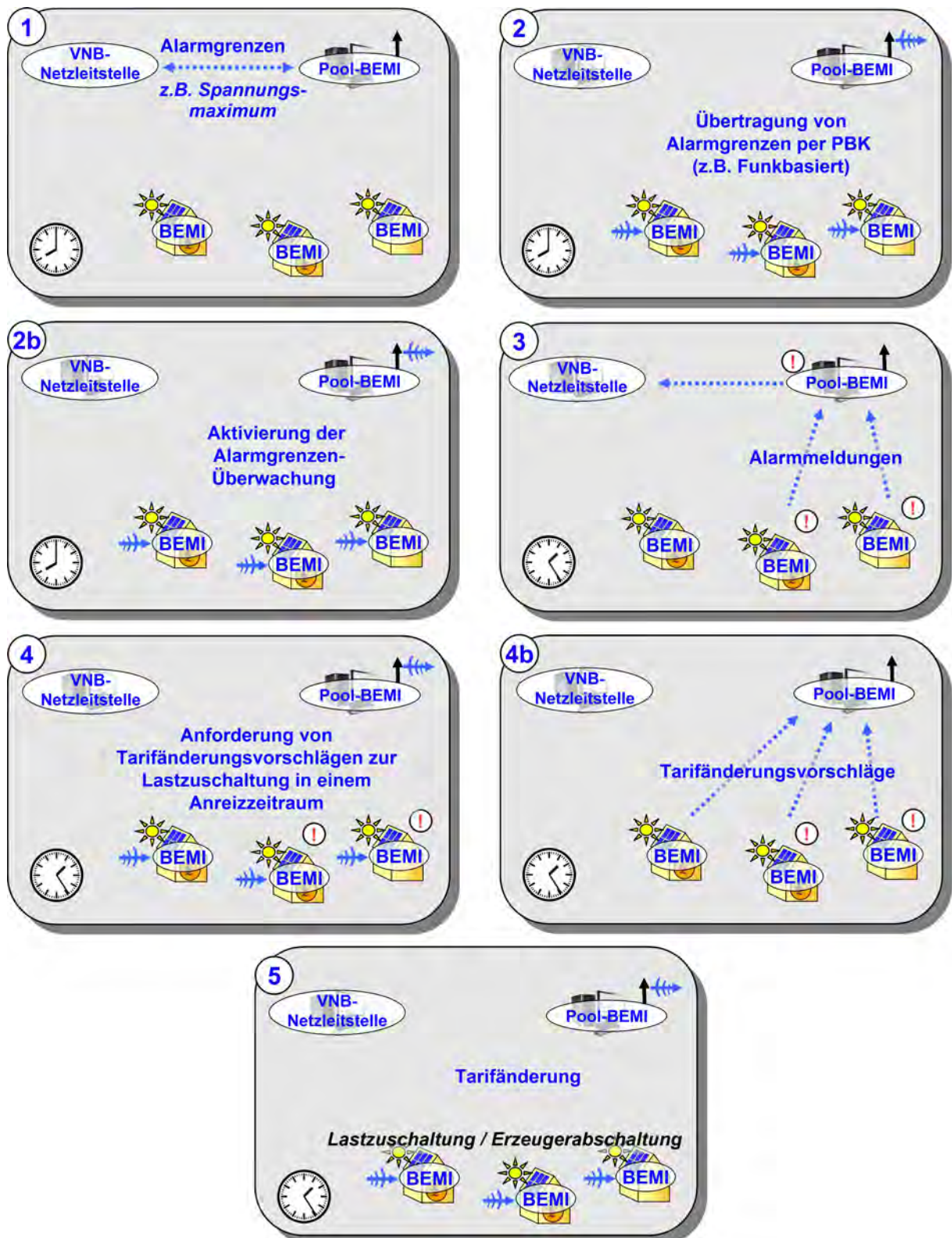


Abbildung 6.11: Schema zur Verdeutlichung der Verfahrensschritte zur anreizbasierten Spannungshaltung

Tarifsenkung während des Anreizzeitraums für alle BEMIs in der entsprechenden BEMIGruppe angewendet wird, also auch für jene, die keinen Tarifänderungsvorschlag abgegeben haben oder die eine höhere Tarifänderung vorgeschlagen haben als vom Pool-BEMI durchgeführt. Ferner gilt die Tarifänderung für alle Lasten und Erzeuger, nicht nur für vom BEMI optimierte DEE. In der Praxis wird dadurch zwar die Leistungsänderung durch den Tarifanreiz maximiert, ist aber ggf. nicht verursachungsgerecht. Insbesondere profitieren z.B. bei einer Tarifsenkung solche Kunden mehr, die zufälligerweise gerade eine elektrische Last mit hoher Leistung zugeschaltet haben, obwohl sie nicht aktiver als andere Kunden am Energiemanagement teilgenommen haben. In der Praxis wird man daher ggf. unterschiedliche Tarife für die vom BEMI optimierten DEE und andere Lasten und Erzeuger einführen und die Tarifänderung nur auf die erstere Gruppe anwenden. Dies erfordert allerdings lokal eine getrennte abrechnungsrelevante Zählung des Energiebedarfs der entsprechenden DEE.

Umsetzung in der Simulation

Die simulationsbasierte Untersuchung des oben vorgestellten Verfahrens erfordert eine Kombination aller drei Simulationsmodule. Untersucht wurde speziell die Spannungssenkung bei Überschreitung eines Alarmgrenzwerts, der auf die Leiter-Erde-Spannung jeder einzelnen Phase angewendet wird. Die notwendigen technischen Einrichtungen des Pool-BEMI wurden softwaretechnisch innerhalb des Moduls „BEMIVis“ umgesetzt, um einen automatischen Ablauf des Verfahrens während des Simulationsdurchlaufs zu ermöglichen. Durch die Verwendung der grafischen Oberfläche von BEMIVis ist es dem Bediener unmittelbar möglich zu beurteilen, ob das Verfahren erfolgreich eingesetzt wurde und zu einer Reaktion der Lasten bzw. Erzeuger geführt hat. Als Parameter müssen lediglich die Höhe der Spannungsalarmgrenze und die Dauer des Anreizzeitraums angegeben werden. Der Algorithmus zur Erstellung von Tarifänderungsvorschlägen wurde innerhalb des „BEMISim“-Moduls in der Weise implementiert, dass auf Anfrage des Pool-BEMI über eine PDU im selben Simulationsschritt alle Tarifänderungsvorschläge generiert und an den Server des „BEMIVis“-Moduls versendet werden. Dieser leitet die Ergebnisse wiederum den Methoden zu, die das Pool-BEMI modellieren und eine entsprechende Tarifänderung festlegen. Der Verfahrensablauf inklusive aller Tarifänderungsvorschläge wird während der Simulation sowohl angezeigt als auch zur späteren Auswertung aufgezeichnet.

Zur Festlegung der Tarifänderung existieren denkbar viele Möglichkeiten. Mittels Simulati-

on wurden verschiedene Ansätze hierzu untersucht, darunter die Absenkung des Verbrauchstarifs auf einen konstanten Wert zwischen dem Durchschnitt aus $B_{min,load}$ und $B_{max,load}$ über alle Tarifänderungsvorschläge oder die stufenweise Absenkung des Verbrauchstarifs aufgrund mehrerer hintereinander ausgeführter Verfahrensabläufe während eines laufenden Anreizzeitraums. Diese Versuche führten zur Entwicklung der angepassten Mikropreisänderung zur Vergleichmäßigung der Last- bzw. Erzeugerreaktion (vgl. Abschnitt 6.2.5). Im Rahmen dieser Arbeit wurden damit die besten Ergebnisse erzielt, die im nächsten Abschnitt vorgestellt werden. Außerdem wurde während eines laufenden Anreizzeitraums auf weitere Verfahrensdurchläufe verzichtet, weil beobachtet wurde, dass damit keine signifikanten zusätzlichen Regelpotenziale erschlossen werden konnten. Diese Variante hat den Vorteil, dass sehr wenige Verfahrensdurchläufe pro Tag entstehen. Werden die Spannungsalarmgrenze und die Dauer des Anreizzeitraums günstig gewählt, findet sogar nur genau eine Tarifänderung statt.

6.4 Simulation des Verfahrensablaufs

6.4.1 Beispielszenario

Das für die Simulation verwendete theoretische Szenario umfasst ein elektrisches Niederspannungsnetz sowie insgesamt 98 mit BEMI ausgestattete Haushalte mit verschiedenen DEE.

Die Netztopologie ist schematisch in Abb. 6.12 dargestellt. Das NSN besteht aus vier Strängen, die durch eine Ortsnetzstation einseitig gespeist werden. Der Anschluss der Ortsnetzstation an das übergeordnete Netz wird durch ein externes Netz repräsentiert. Das NSN ist nicht vermascht und die Möglichkeit zum Ringbetrieb wird nicht betrachtet. Der verwendete Kabeltyp NAYY 4x150 SE ist im NSN gebräuchlich. Im Vergleich mit real existierenden NSN [79] stellt diese Topologie wegen der hohen Leitungslängen von 210 m (Strang D) bis 714 m (Strang A und B) ein recht schwaches ländliches Netz dar; städtische Netze besitzen typischerweise Netzstrahlen mit geringerer Länge bis zu 400 m [119]. Die Leitungen und Parameter der Haushalte wurden so dimensioniert, dass in keinem Fall eine Netzüberlastung auftritt. Es sei ferner bemerkt, dass im Modell die Ortsnetzstation an ein übergeordnetes Netz mit konstanter Spannung angeschlossen wurde. In der Praxis hat

der Netzanschlusspunkt der Ortsnetzstation am übergeordneten MSN aber eine wesentlich höhere Netzimpedanz, so dass die Spannung an der Sammelschiene wesentlich stärkeren Schwankungen unterworfen ist als in der Simulation. Im Rahmen des Labortests (vgl. Kap. 7) konnte beobachtet werden, dass sich dieser Effekt nicht nachteilig auf die Wirkung des Verfahrens zur anreizbasierten Spannungshaltung auswirkt.

Das dargestellte NSN wird mittels PowerFactory unter Einsatz eines dreiphasigen Modells simuliert. Das Ergebnis der mittels PowerFactory durchgeführten Lastflussrechnungen entspricht der Spannung zwischen Phase und Erde, da der Nulleiter nicht explizit modelliert wird. Um den dadurch entstehenden Fehler zu minimieren, wurde die Anschlussleistung der Lasten und DEA möglichst gleichmäßig auf die Phasen verteilt. Außerdem wurde für die Lasten zunächst eine Dreiecksschaltung angenommen, was im Modell zur Folge hat, dass die Leistung einphasig angeschlossener Lasten auf zwei Phasen verteilt wird. Dies verringert zusätzlich die Spannungsunsymmetrie an den Anschlusspunkten. Der für die Lastflussrechnung verwendete Bezugs- oder „Slack“-Knoten ist die Sammelschiene der Ortsnetzstation. Während der Simulation wurden die Knotenspannungsbeträge am Anschlusspunkt des Haushaltes 1 und des Haushaltes 34 im Strang A sowie für jede der vier Leitungen, die die Sammelschiene der Ortsnetzstation verlässt, die maximale Leitungsauslastung über die drei Phasen aufgezeichnet.

Den angeschlossenen Haushalten wurde mittels BEMISim ein Jahresenergiebedarf von 4200 kWh zugeordnet. Jeder Haushalt wurde mit insgesamt drei SOC- und drei FPS-Geräten mit den Typen SOC2, SOC3 und SOC4 bzw. FPS2, FPS3 und FPS4 ausgestattet. Insgesamt ergibt sich daraus für alle von einem BEMI gemanageten Geräte eine Gesamtleistung von etwa 2500 W und ein Verbrauch von ca. 1500 kWh/a. Die eingestellte Maximalleistung pro Haushalt betrug 4200 W, die minimale Leistung wurde auf 0 gesetzt. Die Lasten eines einzelnen Haushalts wurden an dieselbe Phase angeschlossen. Diese Phase wurde jedoch von Haushalt zu Haushalt gewechselt, um eine möglichst symmetrische Belastung zu erzielen. Weiterhin wurde jeder Haushalt mit einer PV-Anlage mit einer Peakleistung von 5 kWp ausgestattet. Obwohl laut Richtlinie für den Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen an das NSN hierfür noch ein einphasiger Anschluss zulässig ist, wurde für die PV-Anlagen der dreiphasige Anschluss gewählt.

Zur Untersuchung des Verfahrens wurden alle 98 BEMI derselben BEMI-Gruppe zugeordnet. Alle BEMI erhielten dieselben Alarmgrenzen und Tarife. Der verwendete Basistarif für

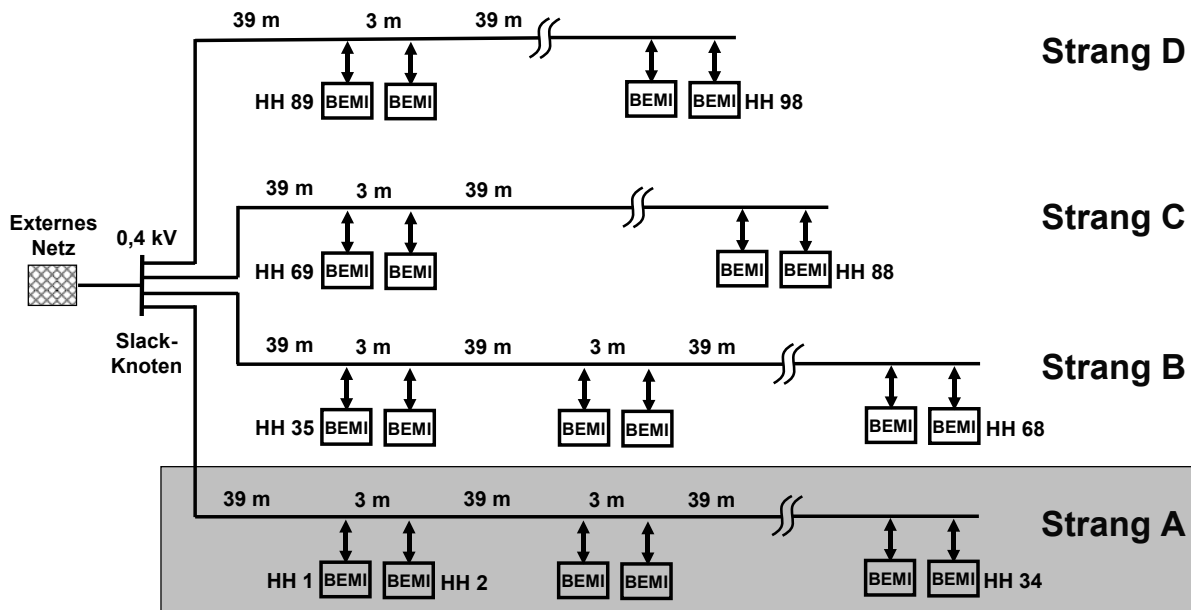


Abbildung 6.12: Schematische Darstellung des Beispielszenarios

die Untersuchung umfasste eine Hochpreisphase mit einem Tarif von 20 ct/kWh von 8:00 bis 16:00 Uhr und eine Niedrigpreisphase mit einem Tarif von 10 ct/kWh in der restlichen Zeit des Tages.

Das Ziel der durchgeführten Untersuchung ist der Nachweis der Eignung des vorgestellten Verfahrens für eine Spannungssenkung. Es sei daher bemerkt, dass der verwendete Basisstarif nicht unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ausgewählt wurde, sondern lediglich, weil durch die ausgeprägte Hochpreisphase in der Mittagszeit ein hohes Regelpotenzial zur Lastzuschaltung entsteht. Dies stellt für die Untersuchung den „Best Case“ dar, der jedoch auch mit anderen Tariffhöhen - z.B. 20 ct/kWh und 17 ct/kWh hätte hergestellt werden können. Eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Verfahrens ist im Rahmen dieser Untersuchung daher weder möglich noch beabsichtigt.

Mit dieser Konfiguration wurde eine Woche im Sommer des Jahres 2005 simuliert. Der Zeitraum umfasste Montag, den 29.08.2005 bis Sonntag, den 4.09.2005. Abb. 6.13 zeigt den Verlauf der Gesamtleistung der PV-Anlagen in diesem Zeitraum. Die gesamte aus PV-Anlagen eingespeiste Energie betrug in der betrachteten Woche ca. 22138 kWh. Dies entspricht etwa dem dreifachen der von den Lasten benötigten Energie von ca. 7154 kWh.

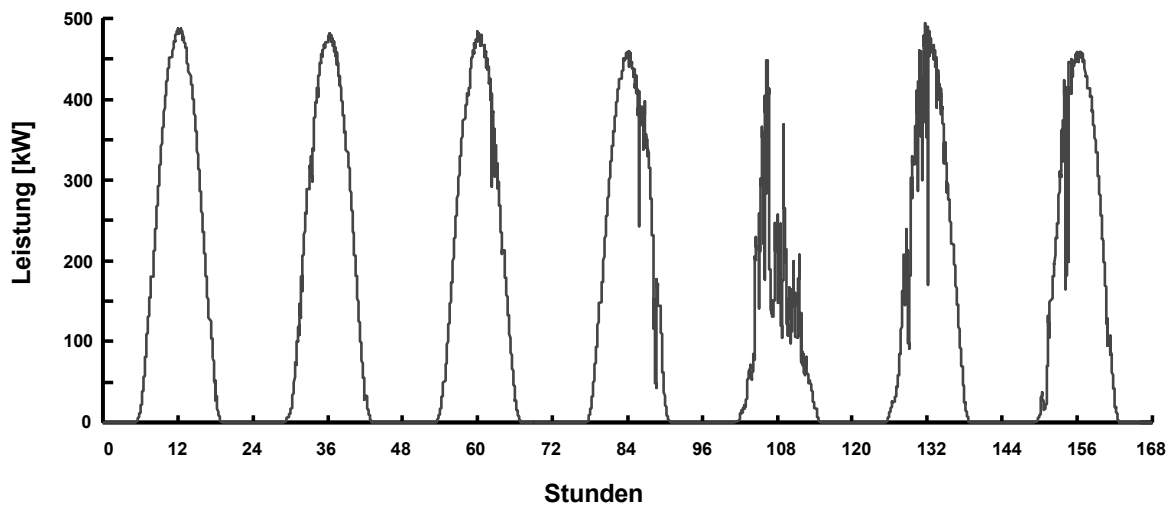


Abbildung 6.13: Leistungsverlauf der PV-Anlagen im simulierten Zeitraum

Lokale Abregelung von PV-Anlagen als Vergleichsbasis

Mit der Simulation ist zwar zu beobachten, dass durch die mittels des Verfahrens ausgelöste Lastzuschaltung eine Spannungssenkung eintritt. Allerdings musste ein Vergleichsmaßstab definiert werden, der eine quantitative Beurteilung erlaubt. Daher wurden die Modelle der Haushalte bzw. BEMI zusätzlich mit einem Algorithmus ausgestattet, der bei Überschreitung einer einstellbaren Spannungsgrenze die Wirkleistungseinspeisung der lokal vorhandenen PVA abregelt. Dies entspricht einer Notabregelung verteilter Erzeugung (vgl. 6.3.3).

Der Algorithmus ist zum Einsatz bei einer Simulationsschrittweite von 1 Minute vorgesehen und basiert rein auf dezentraler Entscheidung. Das Ergebnis ist die Angabe, ob die Wirkleistungsabregelung der PV-Anlagen auslösen soll oder nicht. Als Eingaben benötigt der Algorithmus die Spannungen am BEMI-Netzanschlusspunkt, eine Spannung U_{trip} , bei der die Auslösung erfolgt sowie eine Spannung $U_{triprelease}$, die für die Aufhebung der Auslösung verwendet wird. Ferner ist eine Zeitangabe $t_{triprelease}$ nötig. Damit ist der Ablauf wie folgt:

In jedem Simulationsschritt:

Wenn (Wirkleistungsabregelung nicht ausgelöst):

Wenn für eine der Phasen der letzte Spannungswert über U_{trip} liegt,

dann löse aus

sonst beende

sonst Wenn die Auslösung bereits länger als $t_{triprelease}$ andauert und alle 10 letzten Spannungswerte für alle Phasen kleiner oder gleich $U_{triprelease}$ sind,

dann hebe die Auslösung auf
sonst beende

Die Simulation wurde mit den Werten $U_{trip} = 1,06\%U_{nenn}$ und $U_{triprelease} = 1,055\%U_{nenn}$ durchgeführt. Für $t_{triprelease}$ wurde für jeden Haushalt ein zufälliger Wert zwischen 10 und 15 Minuten festgelegt. Dadurch wird vermieden, dass die Abregelung einer hohen Anzahl PV-Anlagen gleichzeitig aufgehoben wird, was eine sofortige erneute Abregelung aller Anlagen im nächsten Simulationsschritt zur Folge hätte. In der Simulation wurde beobachtet, dass der Algorithmus die Spannung zuverlässig unter dem erlaubten Auslösewert U_{trip} hält, wobei einzelne Überschreitungen nicht zu vermeiden sind, da diese die Abregelung erst auslösen. Es sei bemerkt, dass der Algorithmus nur geeignet ist, um die Leistungsfähigkeit des Verfahrens zur anreizbasierten Spannungshaltung beurteilen zu können. Zur Verwendung in der Praxis ist der Algorithmus ungeeignet, da er die Betreiber von PV-Anlagen um so mehr benachteiligt, je weiter deren Anschlusspunkt von der Ortsnetzstation entfernt ist.

6.4.2 Plausibilitätsbetrachtung

Zur Abschätzung der erwarteten Ergebnisse und Plausibilisierung der Simulation werden in diesem Abschnitt die Spannungen für den NSN-Strang A näherungsweise bestimmt.

PowerFactory verwendet zur Lastflussrechnung das Iterationsverfahren nach Newton-Rhaphson [87]. Dabei werden zunächst die Spannungen an den Netzknoten in Abhängigkeit von den dort herrschenden Leistungsentnahmen bzw. -Einspeisungen iterativ genähert. Im Beispielszenario entspricht der Anschlusspunkt jedes Haushalts einem Netzknoten. Sind die Spannungen bekannt, werden sekundäre Berechnungsgrößen, wie z.B. der Lastfluss über die Leitungen und die Leitungsauslastung berechnet.

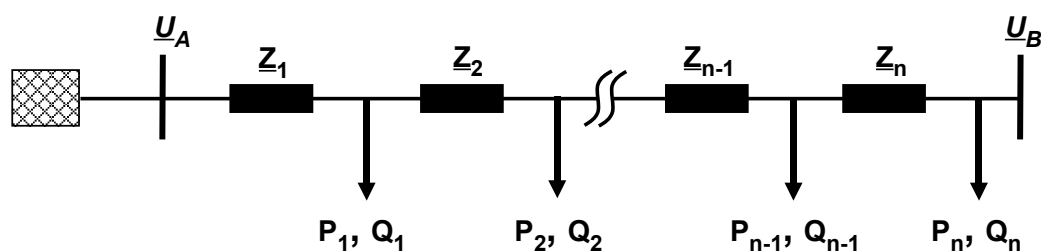


Abbildung 6.14: Ersatzschaltbild für Strang A des Beispielnetzes

Der erste Schritt des Iterationsverfahrens lässt sich in vereinfachter, einphasiger Betrachtung leicht von Hand ausführen. Wir betrachten dazu das in Abb. 6.14 unter Vernachlässigung der Querimpedanzen dargestellte Ersatzschaltbild des Stranges A des Beispielszenarios. An jedem Anschlusspunkt $h, h = 1..n$ werden Wirk- bzw. Blindleistungen P_h, Q_h entnommen. Für den Strom \underline{I}_h an dem Anschlusspunkt gilt:

$$\underline{S}_h = P_h + jQ_h = 3\underline{U}_h \underline{I}_h^* \quad (6.2)$$

$$\underline{I}_h = \frac{P_h - jQ_h}{3\underline{U}_h^*} \quad (6.3)$$

Zur Berechnung von \underline{I}_h werden also die Knotenspannungen benötigt. Daher werden in jedem Iterationsschritt s die bekannten Knotenspannungen $U_h^{(s-1)}$ des letzten Iterationsschrittes verwendet, wobei für den ersten Schritt die Nennspannungen $U_h^{s=0} = U_N \forall h = 1..n$ angenommen werden.

Die Längsimpedanzen \underline{Z}_k werden von der Summe der Ströme durchflossen, die die Anschlusspunkte im jeweiligen Teilstück des Stranges verursachen. Die Spannungsabfälle \underline{U}_{Zk} über den Längsimpedanzen betragen:

$$\underline{U}_{Zk} = \underline{Z}_k \sum_{o=k}^n I_o = \underline{Z}_k \sum_{o=k}^n \frac{P_o - jQ_o}{3\underline{U}_o^*} \quad (6.4)$$

Für die Spannung U_h^s in Schritt s an Anschlusspunkt h gilt dann unter Verwendung der Spannung U_A am Anfang des Stranges („Slack-Knoten“):

$$\underline{U}_h^s = \underline{U}_A - \sum_{k=1}^h \underline{U}_{Zk}^s \quad (6.5)$$

Im Beispielszenario gilt ferner:

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_3 = \underline{Z}_5 = \dots = \underline{Z}_u \quad (6.6)$$

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_4 = \underline{Z}_6 = \dots = \underline{Z}_g \quad (6.7)$$

Damit sollte ein Netzstrang modelliert werden, bei dem Haushalte auf beiden Seiten eines Straßenzuges an eine Leitung angeschlossen sind. In diesem Fall gilt für die Spannung am

Ende des Netzstranges U_B im ersten Iterationsschritt:

$$\underline{U}_B^{(s=1)} = \underline{U}_A - \sum_{k=1}^n \underline{Z}_k \sum_{o=k}^n \frac{P_o - jQ_o}{3\underline{U}_N^*} \quad (6.8)$$

Werden alle Knotenleistungen nach $P_h = P$, $Q_h = Q$ als gleich angenommen und ist ferner die Anzahl der Anschlusspunkte gerade mit $n = 2y$, folgt:

$$\begin{aligned} \underline{U}_B^{(1)} &= \underline{U}_A - \frac{P - jQ}{3\underline{U}_N^*} \sum_{k=1}^n \underline{Z}_k (n - k + 1) \\ &= \underline{U}_A - \frac{P - jQ}{3\underline{U}_N^*} \left[\left(\underline{Z}_u \sum_{k=1}^y (n - (2k - 1) + 1) \right) + \left(\underline{Z}_g \sum_{k=1}^y (n - 2k + 1) \right) \right] \\ &= \underline{U}_A - \frac{P - jQ}{3\underline{U}_N^*} \left(\underline{Z}_u \left(\frac{n^2}{4} + \frac{n}{2} \right) + \underline{Z}_g \frac{n^2}{4} \right) \end{aligned} \quad (6.9)$$

Der Längsimpedanzbelag pro Kilometer Kabellänge des im Beispielszenario verwendeten Kabeltyps NAYY 4x150 SE ist in Tab. 6.1 zu $R' = 0,248 \frac{\Omega}{km}$ und $X' = 0,08 \frac{\Omega}{km}$ angegeben. Nimmt man weiterhin Leistungen an, die sich durch die Einspeisung aus PV-Anlagen um die Mittagszeit ergeben, z.B. $P = -4500W$ und $Q = 0Var$, ergibt sich mit $n = 34$:

$$\begin{aligned} \underline{U}_B^{(1)} &= \frac{400V}{\sqrt{3}} - \frac{P - jQ}{400V\sqrt{3}} \left(0,039km (R' + jX') \left(\frac{n^2}{4} + \frac{n}{2} \right) + 0,003km (R' + jX') \frac{n^2}{4} \right) \\ &\approx 251,52V + j \cdot 6,65V \end{aligned} \quad (6.10)$$

Dies entspricht einem Spannungsbetrag von $|\underline{U}_B^{(1)}| = 251,6V$ nach dem ersten Iterationsschritt.

Abb. 6.15 zeigt die nach Formel 6.9 ermittelte Spannung am Ende des Stranges A in Abhängigkeit von der Wirk- und Blindleistung, die an jedem Netzknoten entnommen wurde. Hierbei wurde das Verbraucherzählpeilsystem verwendet. Wirk- und Blindleistung haben für die angenommenen Parameter nahezu linearen Einfluss auf den Spannungsbetrag. Die Spannung wird durch Wirkleistungsverbrauch um etwa $4,5 \frac{V}{kW}$ gesenkt. Auch durch Verbrauch induktiver Blindleistung (Verbraucherzählpeilsystem) bzw. Einspeisung induktiver Blindleistung (Erzeugerzählpeilsystem) wird die Spannung gesenkt, hier aber nur um etwa $1,3 \frac{V}{kVar}$. Mittels Wirkleistung lässt sich die Spannung also im betrachteten NSN gut dreimal so stark beeinflussen als mit induktiver Blindleistungseinspeisung. Es ist zu

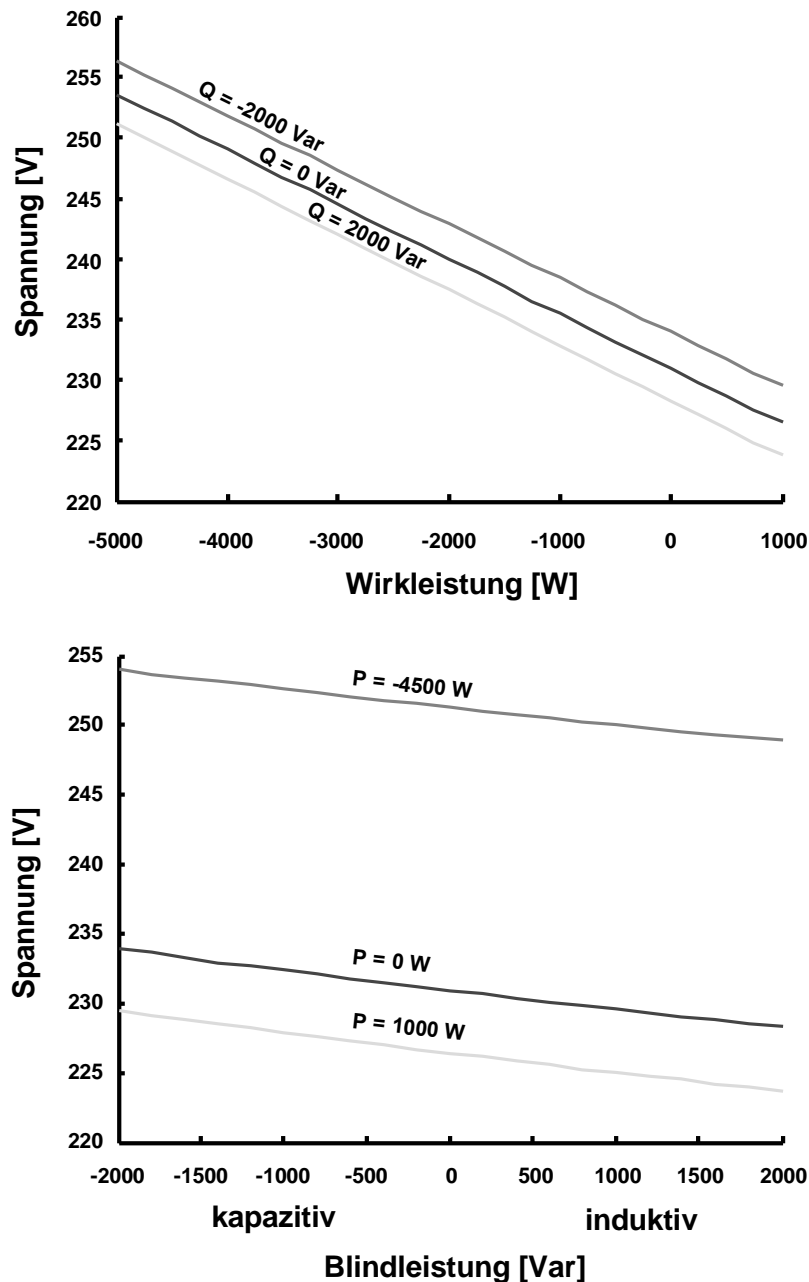


Abbildung 6.15: Berechnete Spannung am Ende des Netzstranges A in Abhängigkeit von Wirk- und Blindleistungsentnahme an jedem Anschlusspunkt

beachten, dass die errechneten Näherungen für die Knotenspannungen eine Abschätzung nach oben darstellen, weil sich im nächsten Iterationsschritt die Ströme I_o durch die höheren Werte für $U_h^{s=1}$ verkleinern und somit der Spannungsabfall über den Längsimpedanzen U_{Zk} gegenüber dem ersten Schritt sinkt. Auch die Berücksichtigung von Querimpedanzen, die in PowerFactory gegeben ist, senkt die Ergebnisse für die Knotenspannungen.

6.4.3 Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse von vier verschiedenen Simulationsläufen vorgestellt:

1. Referenz ohne Maßnahmen zur Spannungsreduzierung
2. Ausschließlicher Einsatz der lokalen PV-Abregelung zur Spannungsreduzierung
3. Gemeinsamer Einsatz des Verfahrens zur anreizbasierten Spannungshaltung und der lokalen PV-Abregelung zur Spannungsreduzierung
4. Blindleistungseinspeisung durch jede PV-Anlage mit konstantem Leistungsfaktor $\cos \varphi = 0,93$ induktiv zur Spannungsreduzierung

Die Simulationsläufe zu 2) und 3) wurden jeweils vierfach durchgeführt, um den Einfluss stochastischer Abweichungen bei der Simulation beurteilen zu können. Um die Abläufe im Beispielnetz zu veranschaulichen, werden im Folgenden jeweils nur die Leitungsauslastung des Stranges A sowie die Spannungen am Anschlusspunkt des Haushaltes 1 und des Haushaltes 34 angegeben. Letzterer ist im Strang A am weitesten von der Ortsnetzstation entfernt. Die dargestellten Daten zum Verlauf von Erzeugung und Verbrauch umfassen jedoch alle 98 Haushalte.

Ergebnisse zum Referenzszenario

Die Abb. 6.16 oben zeigt den Lastverlauf sowie den Basistarif für den ersten Simulationstag im Referenzfall. Jeder der 98 Haushalte trägt mit gut 1 kW zur maximalen Last bei. Allerdings sinkt in den Mittagsstunden wegen der Hochpreisphase die gesamte Last auf ca. 35 kW. Dies verursacht in Summe mit der nicht abgeregelten Einspeisung durch PV-Anlagen (s. Abb. 6.16 unten) eine erhebliche Rückspeisung von maximal ca. 450 kW ins übergeordnete Netz. Diese Situation stellt bezüglich der Spannungsanhebung den denkbar schlechtesten Fall dar. Dementsprechend kommt es in den Mittagsstunden am letzten Anschlusspunkt des Stranges A zu einer Spannungsanhebung auf bis zu 1,07 % U_{nenn} (s. Abb. 6.17 oben). Diese Spannungsanhebung liegt wie erwartet niedriger als in der durch Formel 6.9 getroffenen Abschätzung. Die in Abb. 6.17 unten dargestellte Leitungsauslastung bleibt mit bis zu ca. 80 % deutlich unter der maximalen Belastbarkeit.

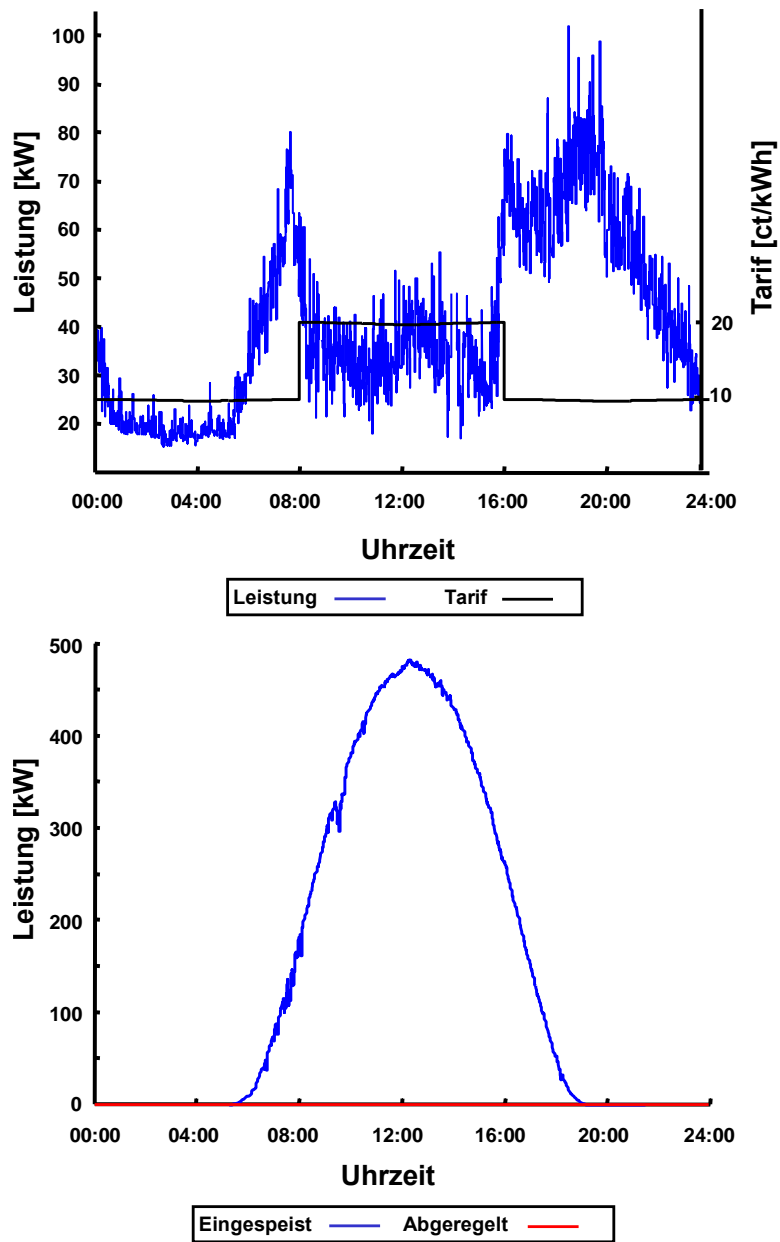


Abbildung 6.16: Lastgang und PV-Leistung im Fall 1 (Referenz)

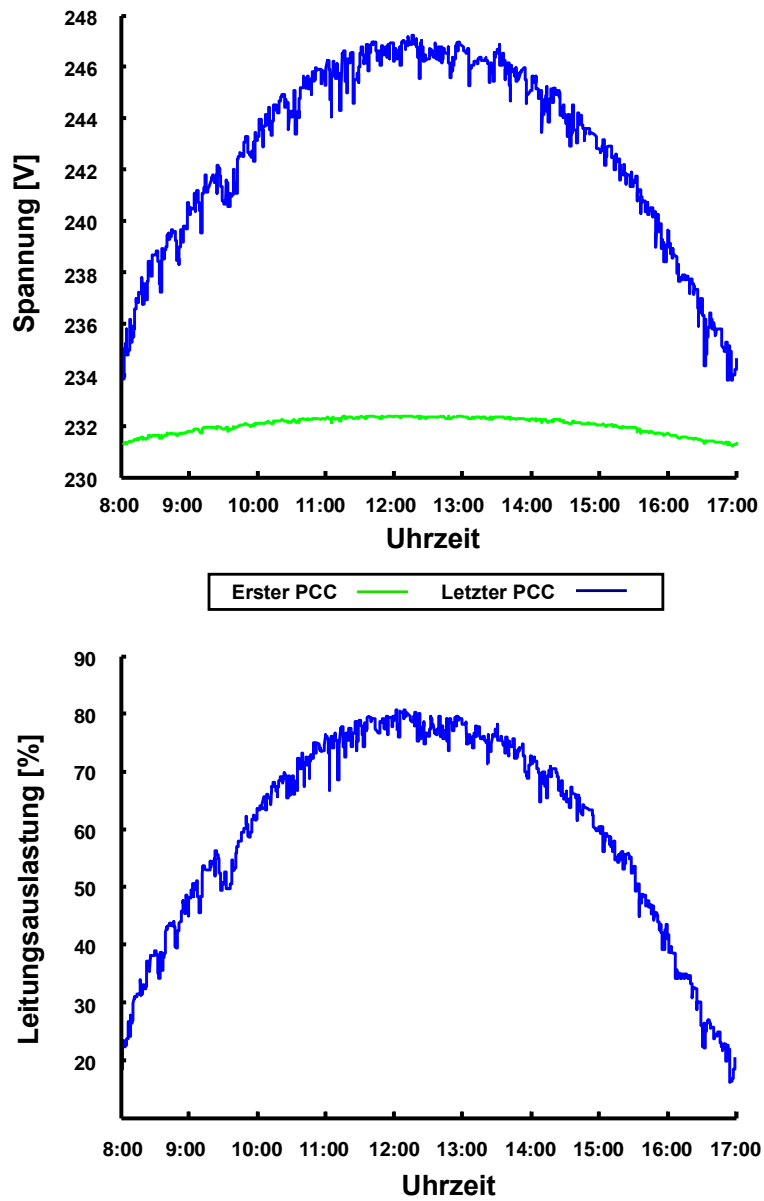


Abbildung 6.17: Spannung und Leitungsauslastung im Fall 1 (Referenz)

Ergebnisse zum ausschließlichen Einsatz der lokalen PV-Abregelung

Der in Abb. 6.18 oben dargestellte Lastverlauf unterscheidet sich im Vergleich zur Referenz nur wegen des stochastischen Verhaltens der Lasten. Jedoch wurde in den Mittagsstunden ein Teil der PV-Anlagen abgeregelt (s. Abb. 6.18 unten). Dies hat eine Senkung der maximalen Spannung am letzten Anschlusspunkt des Stranges A auf die eingestellte Auslösespannung von 1,06 % U_{nenn} zur Folge (s. Abb. 6.19 unten).

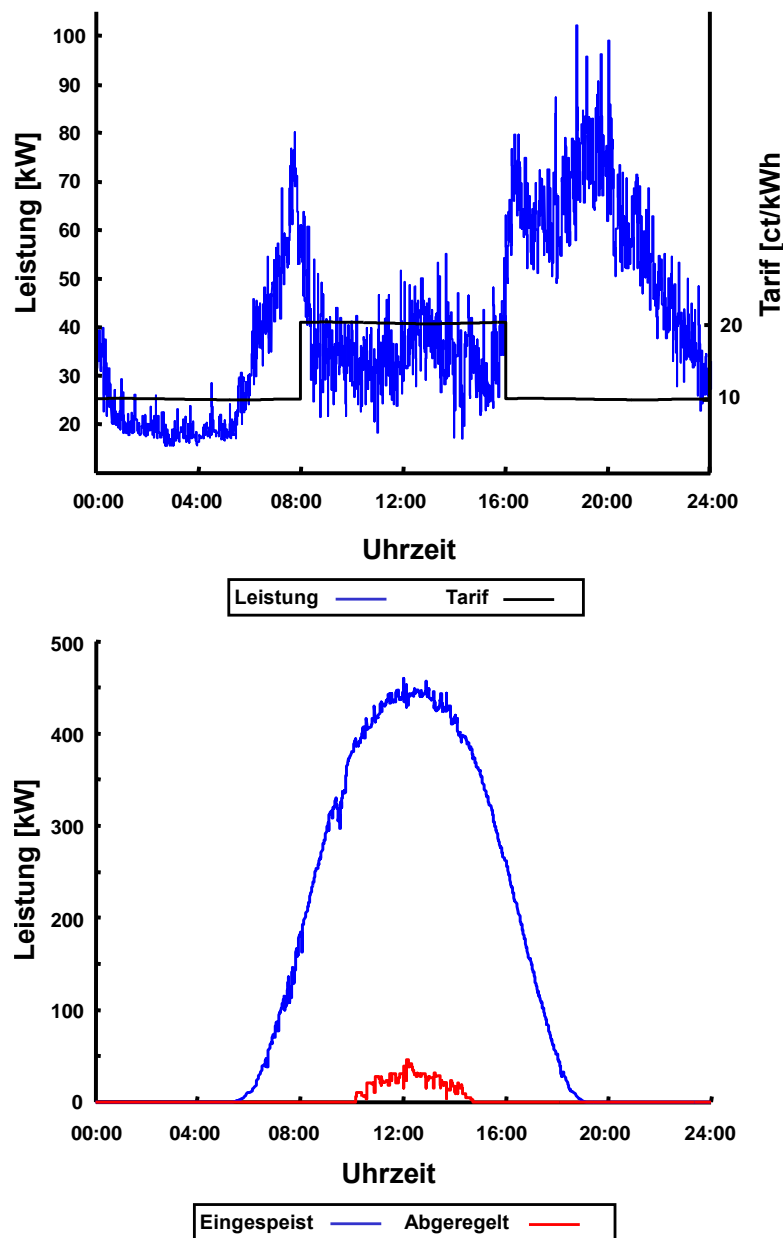


Abbildung 6.18: Lastgang und PV-Leistung im Fall 2) (lokale PV-Abregelung)

Der Simulationslauf wurde vier mal durchgeführt. Die abgeregelte Energie aus PV-Anlagen betrug für die gesamte simulierte Woche im Schnitt über die durchgeführten vier Wiederholungen ca. 528 kWh. Die in Abb. 6.19 dargestellte Leitungsauslastung wird aufgrund der Abregelung gegenüber der Referenz deutlich auf etwa 72 % gesenkt.

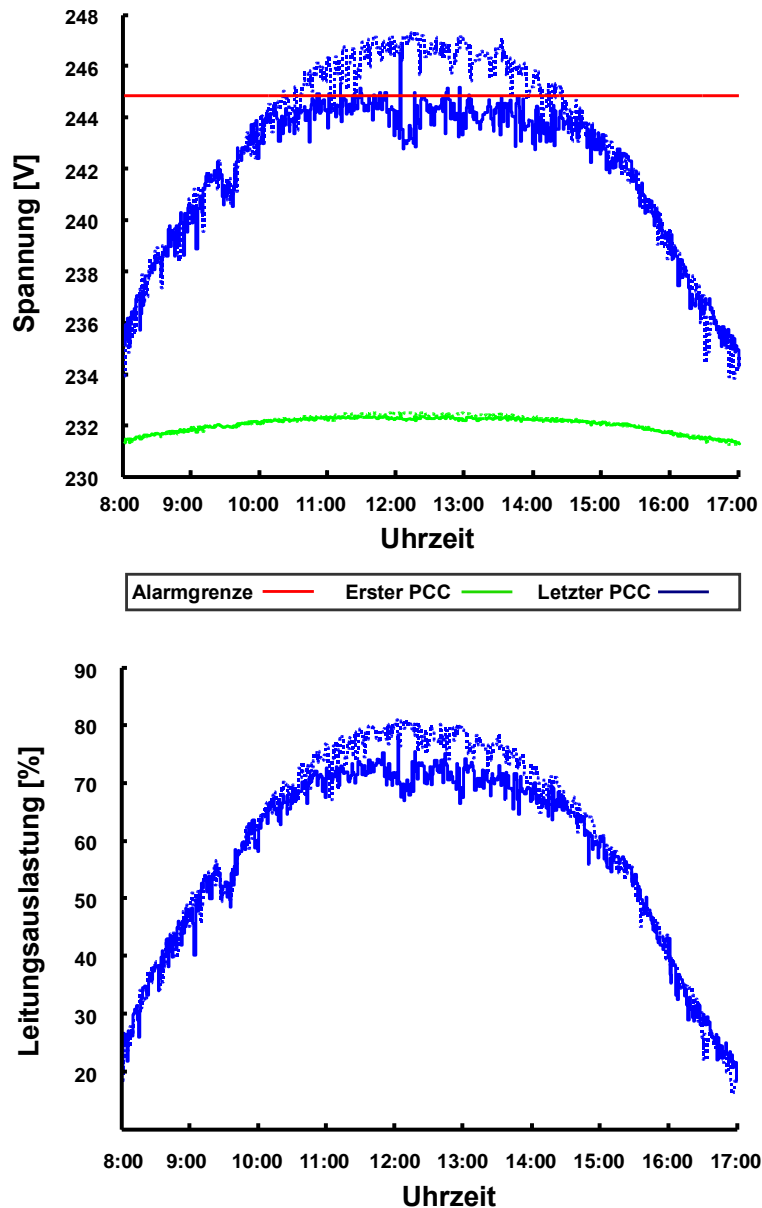


Abbildung 6.19: Spannung und Leitungsauslastung im Fall 2) (lokale PV-Abregelung, durchgezogene Linie) im Vergleich zur Referenz (gestrichelte Linie)

Ergebnisse zum Einsatz des Verfahrens zur anreizbasierten Spannungshaltung und der lokalen PV-Abregelung

Für das Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung wurde eine Spannungsalarmgrenze von $1,06 \% U_{nenn}$ und ein Anreizzeitraum mit einer Dauer von 270 Minuten gewählt. Dieser Simulationslauf wurde ebenfalls vier mal wiederholt. Es ergab sich jeweils ein Verfahrensdurchlauf pro Tag um jeweils etwa 10:15 Uhr. Um eine möglichst maximale Lastzuschaltung zu erzielen, wurde der Tarif nach Abfrage der BEMIs auf den Durchschnitt der zurückgemeldeten Werte für $B_{max,load}$ gesetzt, der an allen Tagen zwischen 6 und 7 ct/kWh lag. Wie aus dem in Abb. 6.20 oben dargestellten Lastverlauf ersichtlich ist, kommt es dadurch zu einer deutlichen Lastverlagerung in die Mittagszeit. Aus der Auswertung ist ferner ersichtlich, dass sich für alle vier Wiederholungen ein absoluter Mehrverbrauch von durchschnittlich ca. 54 kWh gegenüber Fall 2) ergibt. Dieser konnte auf die SOC-Geräte zurückgeführt werden, die in Fall 3) etwa 3 % mehr Energie verbrauchen als im Fall 2) (vgl. Tab. 6.3). Der Mehrverbrauch ist dadurch zu begründen, dass die BEMIs wegen der Tarifsenkungen den Speicherinhalt der SOC-Geräte im Schnitt auf einen höheren Wert regeln.

In Fall 3) ist die Abregelung von Energie aus PV-Anlagen im Schnitt ca. 173 kWh geringer als im Fall 2) (s. Abb. 6.20 unten sowie Tab. 6.2). Dies lässt sich entsprechend zum größten Teil auf die Verlagerung von Lasten in die Mittagszeit, zum kleineren Teil auf den beobachteten Mehrverbrauch durch die SOC-Geräte zurückführen. Die Spannung bewegt sich um die Mittagszeit wie in Fall 2) unter der eingestellten Alarmgrenze (Abb. 6.21 oben). Die in Abb. 6.21 unten dargestellte Leitungsauslastung wird sowohl gegenüber der Referenz in Fall 1) als auch dem Fall 2) gesenkt und beträgt maximal noch etwa 70%.

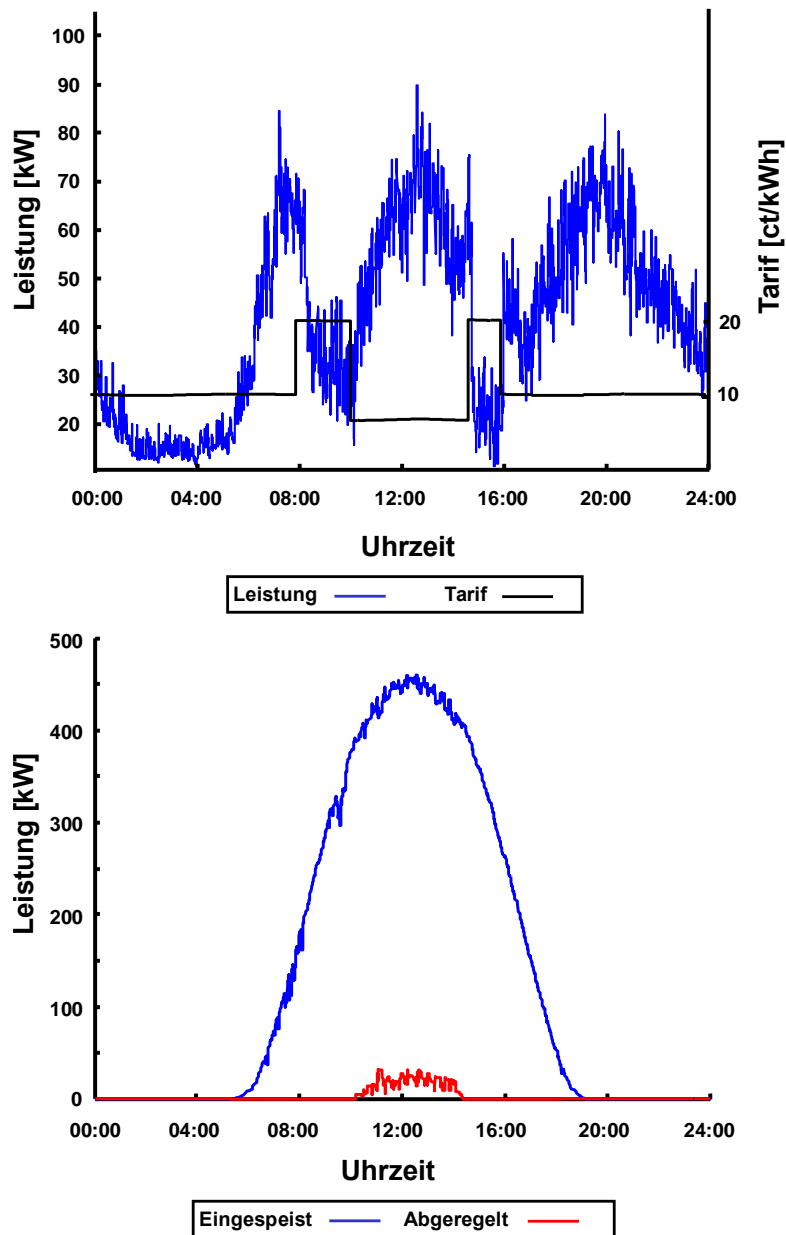


Abbildung 6.20: Lastgang und PV-Leistung im Fall 3) (anreizbasierte Spannungshaltung und lokale PV-Abregelung)

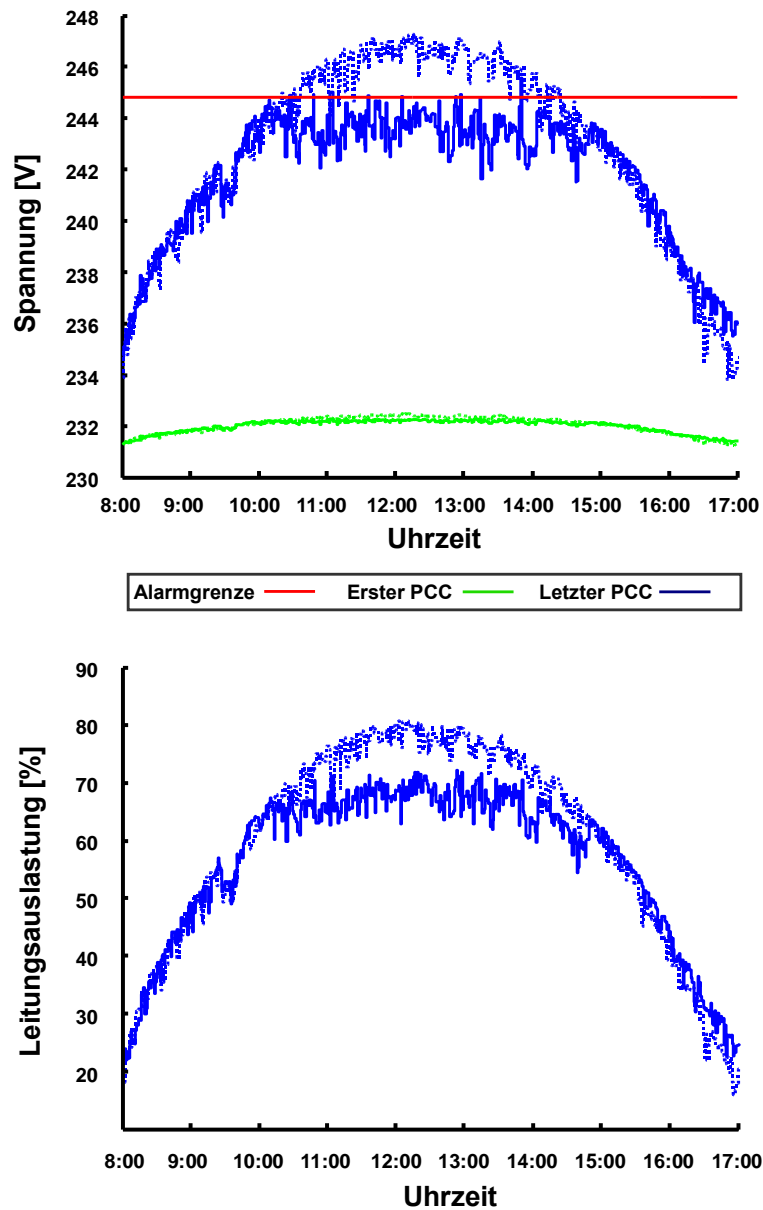


Abbildung 6.21: Spannung und Leitungsauslastung im Fall 3) (anreizbasierte Spannungshaltung und lokale PV-Abregelung, durchgezogene Linie) im Vergleich zur Referenz (gestrichelte Linie)

Ergebnisse zur Blindleistungseinspeisung durch PV-Anlagen

Der zum Vergleich durchgeführte Fall mit Blindleistungseinspeisung durch alle PV-Anlagen mit konstantem $\cos\varphi = 0.93$ induktiv ergibt bei nicht aberegelter Anlagenwirkleistung eine sichere Senkung der Netzspannung unter den angenommenen Alarmwert von 1,06 % U_{nenn} . Allerdings erhöht sich dadurch die maximale Leitungsauslastung auf ca. 89 % (s. Abb. 6.22 und 6.23), da die eingespeiste Blindleistung nicht im NSN verbraucht wird.

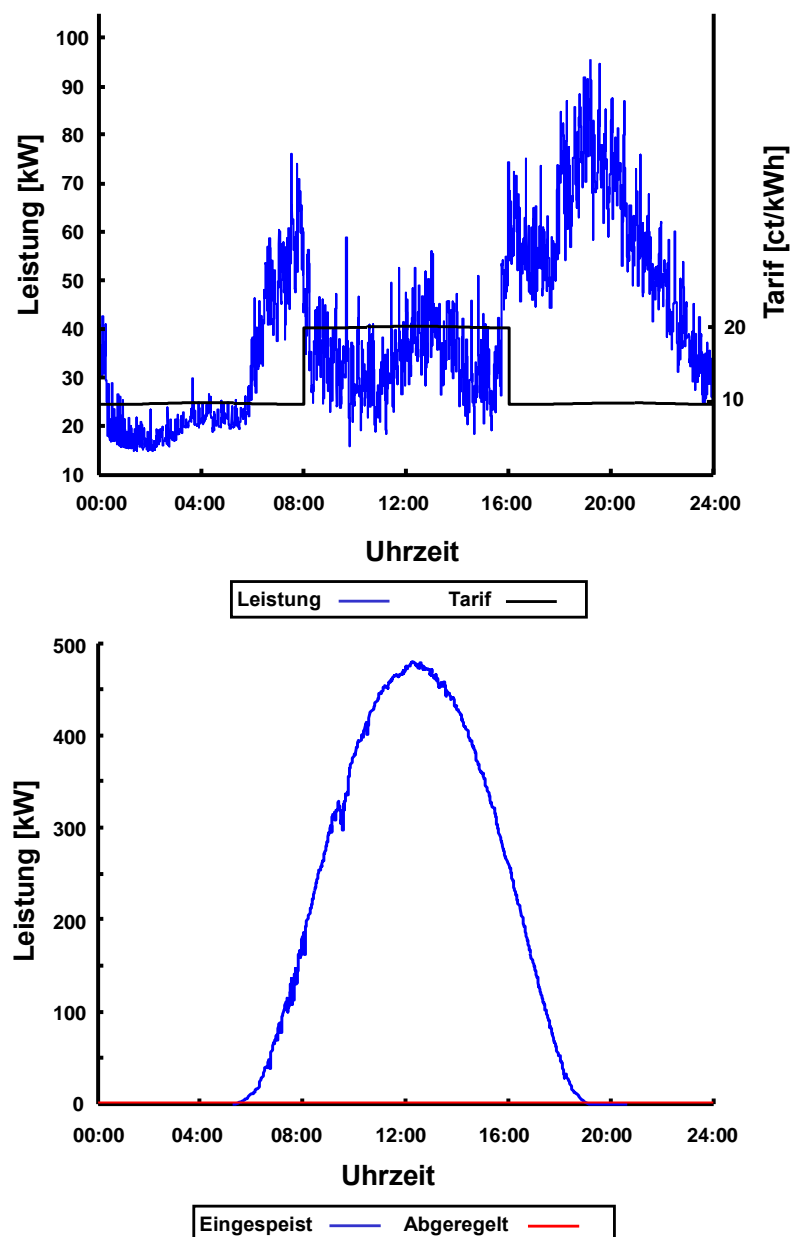


Abbildung 6.22: Lastgang und PV-Leistung im Fall 4) (Blindleistungseinspeisung)

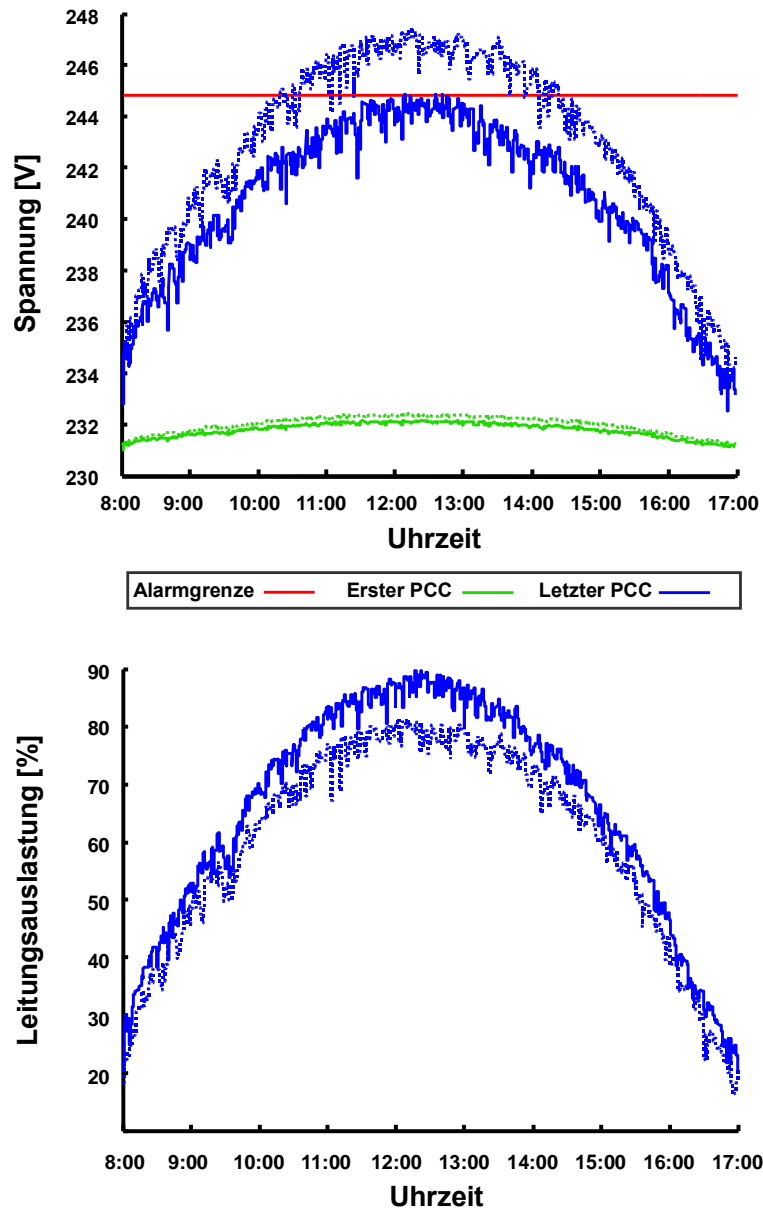


Abbildung 6.23: Spannung und Leitungsauslastung im Fall 4) (Blindleistungseinspeisung, durchgezogene Linie) im Vergleich zur Referenz (gestrichelte Linie)

Wiederholung Nr.	Abgeregelte Energie Fall 2)	Abgeregelte Energie Fall 3)	Reduzierung der Abregelung
1	528,9 kWh	339,41 kWh	35,8 %
2	535,15 kWh	336,40 kWh	37,1 %
3	536,77 kWh	342,26 kWh	36,3 %
4	512,59 kWh	322,78 kWh	37,0 %
Mittelwert	528,35 kWh	355,21 kWh	36,6 %

Tabelle 6.2: Ergebnisse zu Fällen 2) und 3) aus der Simulation zur anreizbasierten Spannungshaltung - abgeregelte Energie aus PV-Anlagen

Fall 2 Wiederholung Nr.	Verbrauch Gesamt (kWh)	Verbrauch SOC-Geräte (kWh)	Verbrauch FPS-Geräte (kWh)	Verbrauch Andere Lasten (kWh)
1	7078,18	2163,83	653,42	4260,93
2	7129,76	2145,14	700,29	4284,33
3	7097,03	2114,55	709,32	4273,16
4	7098,78	2169,44	682,13	4247,21
Mittelwert	7100,94	2148,24	686,29	4266,41
Fall 3 Wiederholung Nr.	Verbrauch Gesamt (kWh)	Verbrauch SOC-Geräte (kWh)	Verbrauch FPS-Geräte (kWh)	Verbrauch Andere Lasten (kWh)
1	7139,44	2200,03	683,09	4256,32
2	7150,38	2224,09	663,39	4262,9
3	7163,64	2169,26	708,53	4285,85
4	7165,23	2245,24	665,57	4254,42
Mittelwert	7154,67	2209,66	680,15	4264,87

Tabelle 6.3: Ergebnisse zu Fällen 2) und 3) aus der Simulation zur anreizbasierten Spannungshaltung - durch Lasten verbrauchte Energie

6.4.4 Fazit

Bei allen untersuchten Methoden zur Spannungsregelung konnte die Spannung unter einem Wert von $1,06 \% U_{nenn}$ stabilisiert werden. Mit dem Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung konnte die abgeregelte Energie aus PV-Anlagen im Vergleich zu einer reinen Wirkleistungsabregelung unter den hier getroffenen Annahmen um gut $1/3$ reduziert werden. Damit wurde nachgewiesen, dass das Verfahren zur Spannungshaltung im Netz beitragen kann. Die Spannung kann trotz der überwiegend ohmschen Leitungsimpedanzen auch mittels Einspeisung von induktiver Blindleistung durch PV-Anlagen unter den angenommenen Grenzwert gesenkt werden. Dies hat allerdings eine deutliche Erhöhung der Leitungsauslastung zur Folge, während durch das anreizbasierte Verfahren die Ausnutzung

der lokal erzeugten regenerativen Energie verbessert und die Leitungsauslastung gesenkt wird.

Eine ähnliche Simulation unter Einbeziehung von KWK-Anlagen zeigte außerdem, dass deren Betrieb bei ausreichender Kapazität des Wärmespeichers durch Tarifierreize ganz aus dem Anreizzeitraum hinaus verlagert werden kann. Die Simulationsergebnisse zeigen außerdem, dass die Potenziale zur Lastzuschaltung bzw. Erzeugerabschaltung nur zeitlich begrenzt nutzbar sind. Dies gilt in der Praxis ebenfalls, auch wenn hier andere Parameter für die DEE gelten mögen als in der Simulation angenommen. Daher wird ein sinnvoller Einsatz des entwickelten Verfahrens zur anreizbasierten Spannungshaltung in der Praxis nur möglich sein, wenn man es als „Baustein“ für die Netzintegration eines hohen Anteils verteilter Erzeugung begreift, der mit anderen Bausteinen sinnvoll kombiniert werden muss. Eine vorteilhafte Kombination wurde im Rahmen des in Kap. 7 vorgestellten Laboraufbaus mit dem zentral gemanageten virtuellen Kraftwerk erprobt. Eine weitere vorteilhafte Kombination ist mit im NSN verteilten elektrischen Speichern möglich. Diese können verwendet werden, um die ansonsten abgeregelte Energie aus PV-Anlagen zur späteren Einspeisung - etwa in der Nacht - zwischenzupuffern, wenn Netzkapazitäten frei sind. Die Speicher lassen sich dann zur Stabilisierung lang- und kurzfristiger Spannungsschwankungen ausnutzen [43]. Der gleichzeitige Einsatz des Verfahrens zur anreizbasierten Spannungshaltung würde den Einsatz kleinerer Speicher ermöglichen und wegen des sofortigen Verbrauchs eines Teils der sonst gepufferten Energie auch die Speicherverluste verringern. Die mögliche Reduktion der Speicherkapazität entspricht dabei der in Tab. 6.2 angegebenen Reduzierung der Abregelung, im Beispiel also gut 1/3.

Kapitel 7

Labortest zum Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung

Ziel des in diesem Kapitel beschriebenen Labortests ist es, in einem realen Netz das Verhalten eines NSN-Stranges zu untersuchen, in dem das in 6.3 beschriebene Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung eingesetzt wird. Außerdem soll demonstriert werden, dass es technisch möglich und sinnvoll ist, das Konzept der dezentralen Entscheidung mit dem Konzept eines zgVK (zentral gesteuertes virtuelles Kraftwerk, s. Abschnitt 1.4.1) zu kombinieren. Dazu wird die Spannungshaltung im MSN und NSN als technische Anwendung einer solchen Kombination untersucht. Die Experimente wurden im Designzentrum Modulare Versorgungstechnik (DeMoTec) durchgeführt [54]¹.

7.1 Szenario

Konzeptioneller Hintergrund des Labortests bildet eine Kombination aus BEMI-System und zgVK. Eine Umsetzungsmöglichkeit dazu ist in Abb. 7.1 dargestellt. Der EDL betreibt hier einerseits das BEMI-System sowie andererseits ein Pool-BEMI in bekannter Weise (vgl. Abschnitt 3.9.1). Dieses wird zum Energiemanagement von DEE eingesetzt, die sich im Besitz von im Niederspannungsnetz verteilten Kunden befinden. Laut der Definition in

¹Ich möchte meinen Kollegen Dr. Martin Braun und Rodrigo Estrella für ihre Unterstützung bei Planung und Durchführung des Laborversuches danken. Sie betreuten den Teil des Versuchsaufbaus außerhalb des NSN-Stranges.

[23] werden die privaten Kundennetze mit den von BEMIs optimierten DEE hier als „Active Customer Networks“ (Aktive Kundennetze, ACN) bezeichnet. Zusätzlich betreibt der EDL ein zgVK, innerhalb dessen mittels einer Zentrale der Betrieb verteilter DEE direkt gesteuert und optimiert wird, die sich nicht innerhalb von ACNs befinden. Eine dezentrale Entscheidung wird bei diesen DEE nicht vorgesehen. Unter Ausnutzung dieser beiden

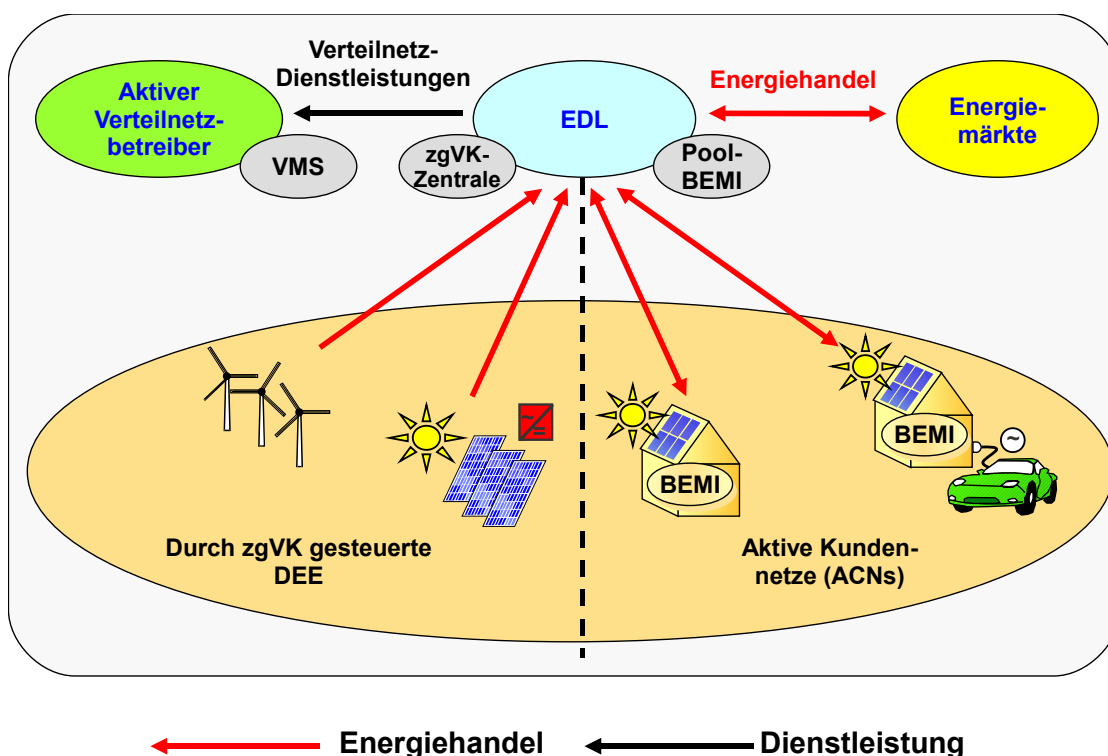


Abbildung 7.1: Konzept zur Kombination von BEMI-System und zentral gesteuertem virtuellem Kraftwerk

Ansätze für die Aggregation von DEE betreibt der EDL Energiehandel mit den übergeordneten Märkten und bietet Verteilnetz-Dienstleistungen, welche auch klassische Systemdienstleistungen umfassen können, gegenüber dem Netzbetreiber an. Letzterer ist in Abb. 7.1 als „Aktiver“ Verteilnetzbetreiber bezeichnet. Dieser bekannte Begriff (z.B. [62]) bezeichnet hier einen Netzbetreiber, der die vom EDL angebotenen Systemdienstleistungen nutzt. Dafür betreibt er ein Verteilnetzmanagementsystem (VMS), das auch als Leitstelle für den technischen Betrieb des zgVK fungiert (vgl. [29]). Nicht dargestellt ist hier die nötige Datenschnittstelle zwischen VMS und zgVK-Zentrale bzw. Pool-BEMI.

Die im Labortest abgebildeten Komponenten dieses Systems sind die DEE, die ACN, das Pool-BEMI und die zgVK-Zentrale. Das im den Labortest untersuchte elektrische Netz ist

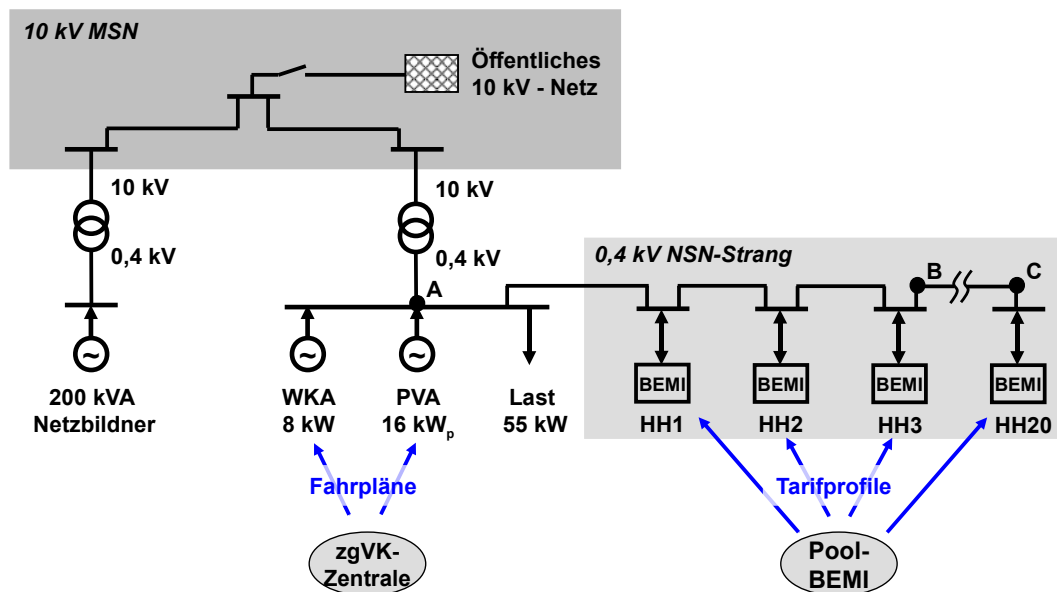


Abbildung 7.2: Szenario für den Labortest

in Abb 7.2 abgebildet. Das Netz wird im Inselmodus betrieben, da dies die freie Kontrolle des Spannungsniveaus erlaubt. Es umfasst ein MSN, an das mittels zweier Transformatoren eine Last, ein Netzbildner sowie zwei DEE angeschlossen sind. Dabei handelt es sich um eine PV-Anlage mit 16 kW_p und eine kleine Windkraftanlage (WKA) mit 8 kW Nennleistung. Die Wirkleistungseinspeisung dieser DEE ist fluktuierend und wird nicht durch das zgVK beeinflusst. Jedoch wird angenommen, dass beide DEE zu Zwecken der Spannungshaltung Blindleistung einspeisen können. Hierfür wird den DEE jeweils ein von der zgVK-Zentrale berechneter Fahrplan vorgegeben und der Betrieb der DEE laufend überwacht. Es wird angenommen, dass diese Fahrpläne einen Tag im Voraus berechnet und während des Betrieb nicht geändert werden.

Weiterhin umfasst das Szenario einen Niederspannungsnetzstrang mit 20 angeschlossenen Haushalten, die mit jeweils einer PV-Anlage sowie elektrischen Lasten ausgestattet sind, deren Betrieb durch BEMIs optimiert wird. Diese werden vom Pool-BEMI in bekannter Weise mit Tarifprofilen versorgt. In diesem BEMI-System wird das Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung angewendet. Ziel ist hierbei die Senkung der Spannung im NSN-Strang, in dem ein hoher Anteil verteilter Erzeugung aus PV-Anlagen vorliegt.

7.2 Versuchsanordnung

Das zu untersuchende Szenario wurde mittels verschiedener Betriebsmittel im DeMoTec abgebildet. Das DeMoTec ist eine Versuchseinrichtung des ISET, die es erlaubt, verschiedene Hardwaremodelle für verteilte Erzeuger und Lasten flexibel miteinander zu verbinden. Die für die Versuche verwendeten Einrichtungen sind in Abb. 7.3 dargestellt.

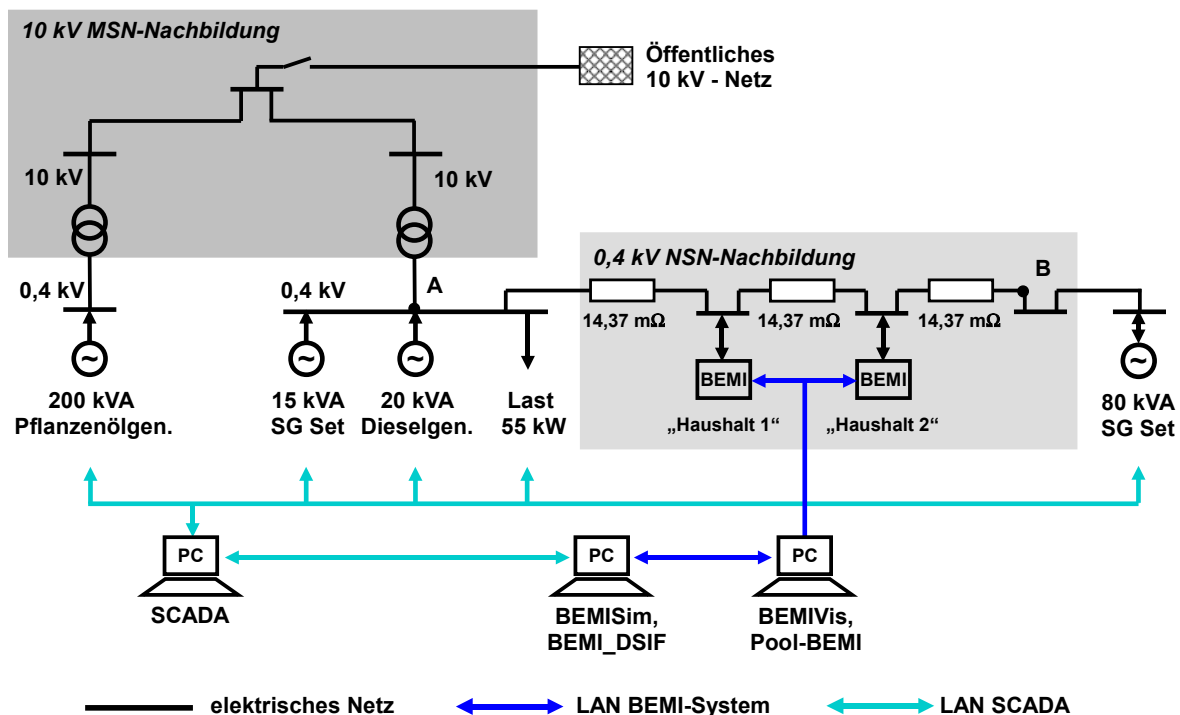


Abbildung 7.3: Versuchsanordnung

7.2.1 Elektrisches Netz, Netzbildner und durch zgVK gesteuerte dezentrale Energieeinheiten

Das 10 kV MSN wurde mittels einer Hardware-Netznachbildung modelliert, die während der Versuche vom öffentlichen Netz getrennt wurde. Für die drei der NSN-Sammelschiene nächsten Leitungsabschnitte des NSN-Stranges wurde ebenfalls ein Hardware-Netzmodell eingesetzt, das im Unterschied zur MSN-Nachbildung nur ohm'sche Längsimpedanzen modelliert (s. Abb. 7.4). Für jeden Leitungsabschnitt wurde eine Impedanz von $14,37 \text{ m}\Omega$ verwendet. Dies entspricht einer Länge von ca. 19 Metern bei Verwendung des Ka-

beltyps NAYY 4x50 SE [117]. Als Netzbildner wurde ein Biodieselgenerator mit einer

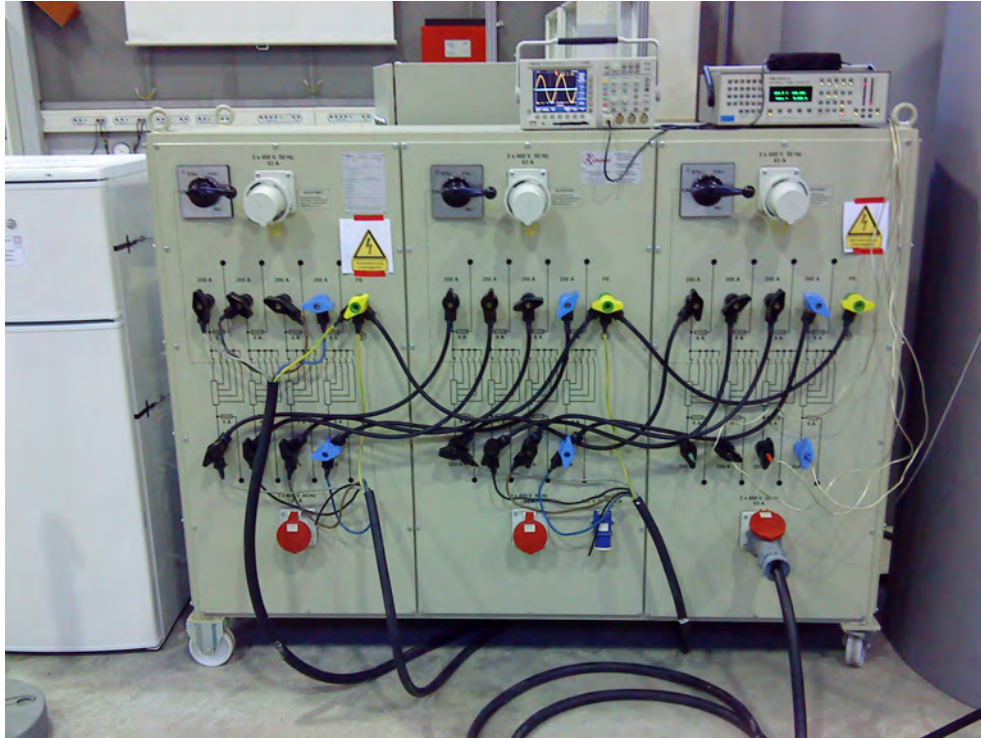


Abbildung 7.4: NSN Netznachbildung im Labortest

Nennscheinleistung von 200 kVA eingesetzt (s. Abb. 7.5). Dieser wurde über einen 0,4/10 kV-Transformator mit der MSN-Nachbildung verbunden. Die Nennspannung am Einspeisepunkt des Netzbildners wurde auf 405 V gesetzt, die Frequenz auf 50 Hz. Die durch das zgVK gesteuerte PV-Anlage wurde durch einen stromrichtergekoppelten Generator mit Nennscheinleistung von 20 kVA nachgebildet (s. Abb. 7.5). Die Windkraftanlage wurde durch einen Synchrongeneratorsatz mit Nennscheinleistung von 15 kVA repräsentiert (s. Abb. 7.6). Beide Einheiten wurden zusammen mit einer Last von 55 kW mittels eines zweiten 0,4/10 kV-Transformator mit der MSN-Nachbildung verbunden.

7.2.2 Haushalte innerhalb des BEMI-Systems

Im DeMoTec stehen zwei Testhaushalte zur Verfügung, die mit BEMIs, typischen Haushaltslasten und jeweils einer KWK-Anlage ausgestattet sind (vgl. Abschnitt 2.2.5). Diese wurden an den ersten bzw. zweiten Anschlusspunkt der NSN-Nachbildung angeschlossen. An den dritten Anschlusspunkt (Punkt B in Abb. 7.3) wurde ein Synchrongeneratorsatz mit einer Nennscheinleistung von 80 kVA angeschlossen (s. Abb. 7.5). Dieser repräsentiert



Abbildung 7.5: 80 kVA Synchrongeneratorsatz (vorn), 20 kVA stromrichtergekoppeltes Aggregat (Mitte) und 200 kVA Biodiesलगenerator (hinten)

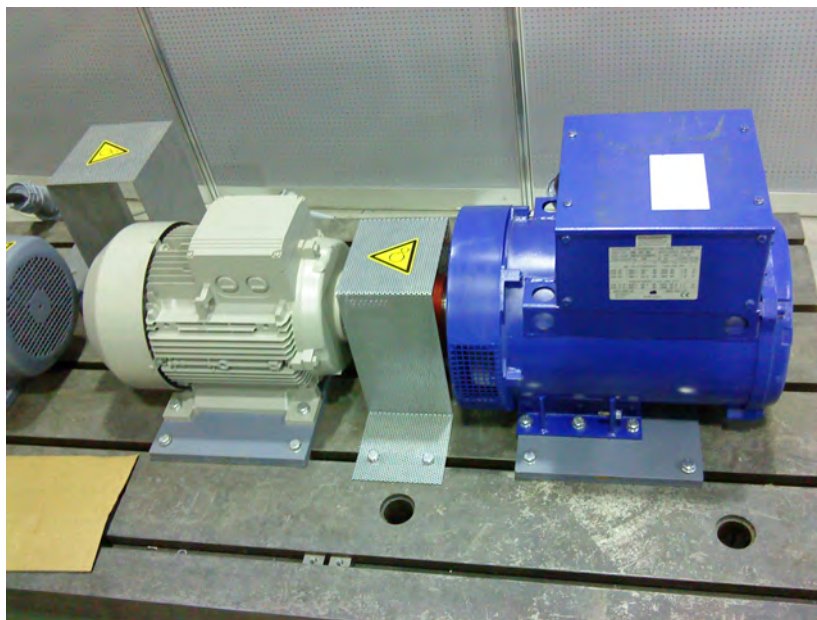


Abbildung 7.6: 15 kVA Synchrongeneratorsatz

die übrigen 18 Haushalte im NSN-Strang, deren Verhalten mittels der BEMI-Simulation simuliert wurden. Der sich ergebende Lastfluss am Punkt B wird als Sollwert für den 80 kVA-Synchrongeneratorsatz verwendet. Letzterer kann sowohl als Generator als auch im motorischen Betrieb eingesetzt werden, wobei der einstellbare Wirkleistungsbereich zwischen -35 (Generator) und +25 kW (Motor) liegt.

7.2.3 Informations- und Kommunikationstechnik des zgVK

Zur Steuerung der DEE wurde im DeMoTec ein IKT-System implementiert. Dieses umfasst einerseits lokale Steuereinheiten (Remote Terminal Units, RTU), die jeder DEE zugeordnet sind. Diese regeln den Betrieb der DEE nach vorgebbaren Sollwerten und nehmen Messwerte von Spannung, Frequenz und aktuellen Wirk- und Blindleistungsflüssen an den Anschlusspunkten der DEE auf. Die Mess- und Sollwerte werden über ein DeMoTec-internes Local Area Network (LAN) zu bzw. von einem zentralen Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)-Rechner übertragen. Dieser Rechner steuert den Versuchsablauf und zeichnet alle von den RTU aufgenommenen Messdaten auf. Zusätzlich repräsentiert der SCADA-Rechner im Labortest die zgVK-Zentrale.

Auf dem SCADA-Rechner werden Wirk- und Blindleistungsfahrpläne abgelegt, die den DEE während des Versuchsablaufs als Sollwerte übermittelt werden. Die Wirkleistungsfahrpläne simulieren den Betrieb der modellierten Windkraftanlage und PV-Anlage über einen Tag in viertelstündlicher Auflösung. Die Blindleistungsfahrpläne wurden aufgrund einer vorherigen Simulation derart festgelegt, dass die aufgrund der fluktuierenden Wirkleistungseinspeisung schwankende Spannung im Netz stabilisiert wird. Zu Beginn und Ende des simulierten Zeitraums soll die Spannung dabei durch Einspeisung kapazitiver Blindleistung erhöht, in der Mitte durch induktive Blindleistung gesenkt werden.

Während des Versuchsablaufs übermittelt der SCADA-Rechner den RTUs der DEE alle 30 Sekunden neue Sollwerte. Der Zeitraum von 30 Sekunden definiert somit einen Simulationsschritt des simulierten Tages und entspricht real 15 Minuten. Ein gesamter Versuchsdurchlauf nimmt damit 48 Minuten in Anspruch. Nach Übermittlung der Sollwerte benötigen die DEE bis zu 20 Sekunden zur Regelung. Damit stellt sich am Anfang des nächsten Simulationsschrittes wieder ein quasistationärer Zustand für den Lastfluss und die dadurch beeinflussten Spannungen an den Netzknoten ein.

7.2.4 Informations- und Kommunikationstechnik des BEMI-Systems

Für das BEMI-System wurde ein unabhängiges IKT-System implementiert, das zwei Rechner umfasst. Auf dem ersten Rechner wurden die Module BEMISim und BEMI_DSIF des BEMI-Simulationssystems installiert. Außerdem wurde auf diesem Rechner der NSN-

Strang, der die 18 simulierten Haushalte umfasst, mittels PowerFactory modelliert. Hierfür wurde ein äußerst schwaches Netz mit dem Leitungstyp NAYY 4x50SE und einer Leitungslänge von 45 m zwischen den Haushalten verwendet. Der Beginn des simulierten Netzstranges wurde in PowerFactory wie beim Beispielszenario (vgl. Abschnitt 6.4.1) mit einem externen Netzelement verbunden. Die Annahme einer konstanten Spannung für dieses externe Netz hätte jedoch zu einem Verhalten der BEMIs geführt, wie dies auch in der Simulation beobachtet wurde. Um zu berücksichtigen, dass das Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung sich auch auf die Spannung des Anschlusspunktes B auswirkt, wurde BEMI_DSIF derart erweitert, dass regelmäßige automatische Spannungsmessungen an diesem Anschlusspunkt durchgeführt werden konnten. Der jeweils aktuelle Spannungswert wurde verwendet, um den Spannungssollwert des in PowerFactory eingesetzten externen Netzes während der Simulation automatisch zu setzen.

Auf einem zweiten Rechner wurde das Modul BEMIVis installiert. Dieses wurde so erweitert, dass das darin enthaltene Pool-BEMI Tarifprofile nicht nur an die simulierten, sondern auch an die beiden realen BEMIs senden kann. Die realen BEMIs erhielten damit zwar die Tarifänderungen aufgrund des Verfahrens zur anreizbasierten Spannungshaltung, jedoch ist es nicht möglich, die in Echtzeit ablaufenden Reaktionen der BEMIs derart zu beschleunigen, dass das zeitliche Verhalten dem der simulierten BEMIs gleich kommt. Insbesondere die Einbeziehung der beiden KWK-Anlagen war wegen der hohen Totzeiten bei der An- und Abschaltung von mehreren Minuten nicht möglich. Die Beobachtungen aufgrund des Labortests sind daher hauptsächlich auf das Verhalten der simulierten BEMIs in Verbindung mit dem Hardwareaufbau zur Modellierung des elektrischen Netzes und der durch das zgVK gesteuerten DEE zurückzuführen. Die Tarifänderungsvorschläge wurden ferner nur von den simulierten BEMIs erstellt.

Abb. 7.7 zeigt den Rechner mit installiertem BEMIVis-Modul während der Versuchsdurchführung. Die Abbildung zeigt außerdem das Mensch-Maschine-Interface des BEMI in Haushalt 2. Sowohl das Mensch-Maschine-Interface als auch die Benutzeroberfläche von BEMIVis zeigen den Verbrauchstarif nach mehrmaligen Tarifänderungen durch das Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung an. Das Pool-BEMI führte während des Labortests im Tagesverlauf mehrere Tarifänderungen durch, da die angepasste Mikropreisänderung zur Vergleichmäßigung der Last- bzw. Erzeugerreaktion (vgl. 6.2.5) erst nach Durchführung des Labortests entwickelt wurde und erst damit eine effiziente Lastzuschaltung bei

nur einmaliger Verfahrensdurchführung möglich ist.

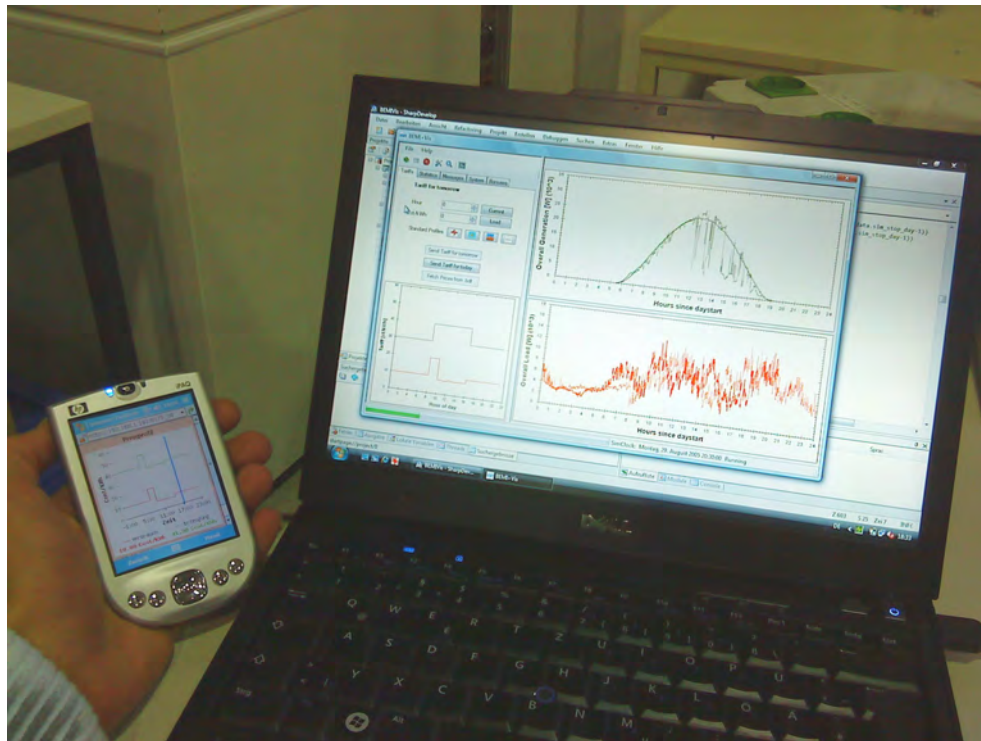


Abbildung 7.7: BEMIVis und MMI des BEM1 eines Testhaushalts während des Labortests

Um die Spannungsmessungen und das Setzen der Sollwerte für den 80 kVA Synchrongeneratorsatz mit dem SCADA-System zu synchronisieren, wurde BEMIVis so erweitert, dass über eine LAN-Verbindung auf einen vom SCADA-Rechner vorgehaltenen Zeitstempel zugegriffen werden konnte. Der zweite Rechner agierte dazu als Ethernet-Bridge zwischen den unabhängigen LANs des BEMI- und SCADA-Systems. Die Spannungsmessung am Punkt B wurde durch BEM1_DSIF aufgrund des Zeitstempels bei Beginn eines neuen Simulationsschrittes durchgeführt. Nach Simulation von 15 Minuten Betrieb des BEMI-Systems, innerhalb von ca. 8 Sekunden wurde über dieselbe Verbindung der Sollwert für den Lastfluss am Punkt B an das SCADA-System übermittelt, das diesen unmittelbar an die RTU des 80 kVA Synchrongeneratorsatzes weiterleitete. Letzterer verfügt über ein ausreichend schnelles Regelverhalten und erreichte so zu Beginn des nächsten Simulationsschrittes wieder einen quasistationären Zustand.

Jedem der 18 simulierten Haushalte wurde je ein SOC-Gerät vom Typ SOC5, SOC6 und SOC7, je ein FPS-Gerät vom Typ FPS5 und FPS6 und eine PV-Anlage mit Peakleistung von 1,4 kWp zugeordnet (vgl. Anhang A). Um stochastische Schwankungen zu begrenzen,

wurde die Maximalleistung jedes Haushalts wurde auf 1500 W gesetzt. Die Minimalleistung betrug 100 W, der Jahresverbrauch jedes Haushalts 3125 kWh. Der simulierte Tag war Montag, der 29.08.2005. Für die Einstrahlungsdaten wurden wiederum die am Standort Kassel durchgeführten Messergebnisse verwendet (vgl. Abschnitt 5.6.4).

7.2.5 Durchgeführte Experimente

Mit dem Aufbau wurden insgesamt vier Experimente durchgeführt (s. Tabelle 7.1):

1. Referenz: Abfahren der Wirkleistungsfahrpläne durch DEE und BEMI-Simulation ohne Maßnahmen zur Spannungshaltung
2. Spannungshaltung durch BEMI-System: wie Referenz, aber mit Anwendung des Verfahrens zur anreizbasierten Spannungshaltung im NSN-Strang
3. Spannungshaltung durch zgVK: wie Referenz, aber mit Spannungshaltung durch zgVK, das die Blindleistungsbereitstellung der DEE steuert
4. Kombination: wie Referenz, aber gleichzeitiger Einsatz von Spannungshaltung durch zgVK als auch Spannungshaltung durch BEMI-System

Ansatz zur Spannungshaltung	zgVK	Pool-BEMI
Experiment 1		
Experiment 2		x
Experiment 3	x	
Experiment 4	x	x

Tabelle 7.1: Untersuchte Ansätze bei den vier Experimenten

7.3 Voruntersuchung

Um zu beurteilen, ob bei einem BEMI-System mit nur 18 Haushalten eine deutliche Reaktion auf die Tarifänderung durch das Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung zu erwarten ist, wurde eine Simulation unter alleiniger Betrachtung des NSN-Stranges durchgeführt. Für die Spannung des externen Netzes in PowerFactory wurde dabei die Nennspannung von 0,4 kV angenommen.

Der hier verwendete Basistarif entspricht dem aus der Untersuchung des Beispielszenarios (vgl. etwa Abb. 6.16, Abschnitt 6.4.1). Der Referenzfall entspricht daher bezüglich der Spannungsanhebung dem „worst case“. Abb. 7.8 zeigt als Ergebnis den Lastfluss am Anfang des Netzstrangs (späterer Sollwert für den 80 kVA-Synchrongeneratorsatz) als Vergleich zwischen dem Referenzfall und dem Fall mit Verfahrensanwendung. Abb. 7.9 zeigt den Betrag der sich ergebenden mittleren Dreiecksspannung am Ende des NSN-Stranges (Punkt C, vgl. Abb. 7.2). Bei der Spannung ist zu beobachten, dass deren Maximalwert wegen der im Vergleich zum Beispielnetz aus Abschnitt 7.9 geänderten Netztopologie nur noch ca. 103,4 % der Nennspannung beträgt. Wird die Alarmgrenze auf 102 % gesetzt, ergibt sich die dargestellte Lastreaktion. Diese wurde in mehrfach durchgeführten Simulationsläufen beobachtet und kann eindeutig auf die Verfahrensanwendung zurückgeführt werden. Die ersten Alarmmeldungen wurden bei dieser Alarmgrenze um 10:45 Uhr ge-

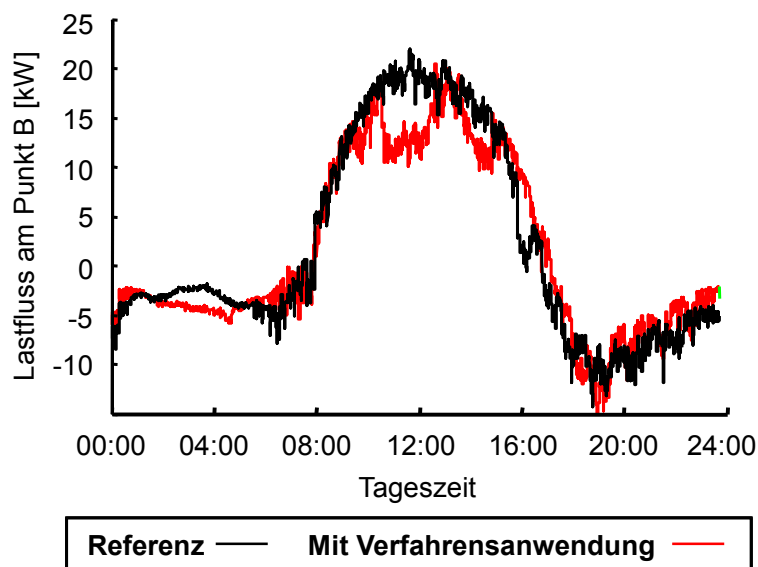


Abbildung 7.8: Simulation zum Laborversuch: Lastfluss

sendet. Es ist zu beobachten, dass die Lastzuschaltung aufgrund der vorhandenen Regel- und Verschiebepotenziale nur für ca. 120 Minuten aufrecht erhalten werden kann. In dieser Zeit betrug die durch das Verfahren erzielte Absenkung der Dreiecksspannung ca. 5 V. Eine weitere Verfahrensanwendung um 12:45 erzielte keine signifikante Lastzuschaltung mehr. Aufgrund dessen war eine deutliche Reaktion auch im Labortest zu erwarten. Ebenfalls war zu erwarten, dass die Spannungsalarmgrenze im Labortest höher als 102 % gewählt werden musste, weil dort die Annahme der konstanten Spannung am Anfang des NSN-Stranges (Punkt B) nicht gültig war, sondern die Spannung dort bereits durch den Betrieb

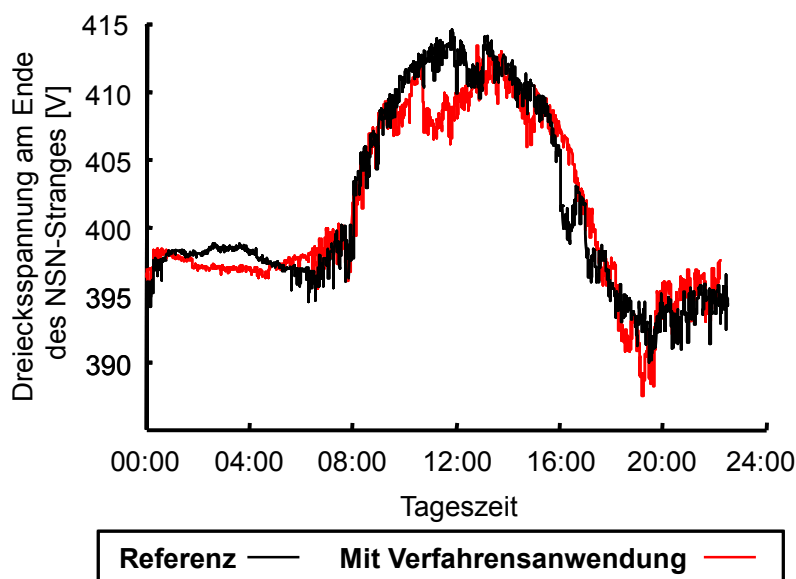


Abbildung 7.9: Simulation zum Laborversuch: Spannung am Ende des NSN-Stranges

der übrigen DEE erhöht wurde. Außerdem wurde wegen der im Laboraufbau im Vergleich zur Simulation höheren Netzimpedanz am Punkt B auch eine höhere Spannungsabsenkung erwartet.

7.4 Versuchsergebnisse

Als Ergebnis der vier durchgeführten Versuche zeigt Abb. 7.10 den Verlauf der Wirkleistung am Einspeisepunkt des 80 kVA-Synchrongeneratorsatzes. Verwendet wurde das Erzeugerzählpfeilsystem. Die Zeitskala zeigt einen Ausschnitt des simulierten Tages von 5:15 Uhr bis 19:45 Uhr. Die Zeiteinheit entspricht dem Zeitstempel des SCADA-Systems: 2 Sekunden auf der Zeitskala entsprechen einer Minute des simulierten Tages. Abb. 7.11 zeigt die gemessene Wirkleistung der modellierten PV-Anlage und Windkraftanlage mit fluktuierendem Einspeiseprofil. Diese Wirkleistungseinspeisung ist für alle Experimente identisch. Die Abb. 7.12 und 7.13 zeigen den gemessenen Blindleistungsfluss am Einspeisepunkt von PV-Anlage und WKA für Experimente 3 und 4. Der Fahrplan für die WKA sieht für Anfang und Ende des simulierten Zeitraums die Einspeisung kapazitiver Blindleistung zur Spannungsstützung vor. In der Mitte des Zeitraums speisen beide Anlagen induktive Blindleistung zur Spannungssenkung ein. Die Ergebnisse für die Spannungen sind in Abb. 7.14 bis 7.16 dargestellt. Die ersten beiden Abbildungen zeigen gemessene Spannungen an den

Punkten A und B, die letzte zeigt die unter Berücksichtigung der Messung an Punkt B simulierte Spannung am Punkt C. In Tab. 7.2 und 7.3 sind Vergleichswerte zu den Spannungen in den vier Experimenten zusammengefasst.

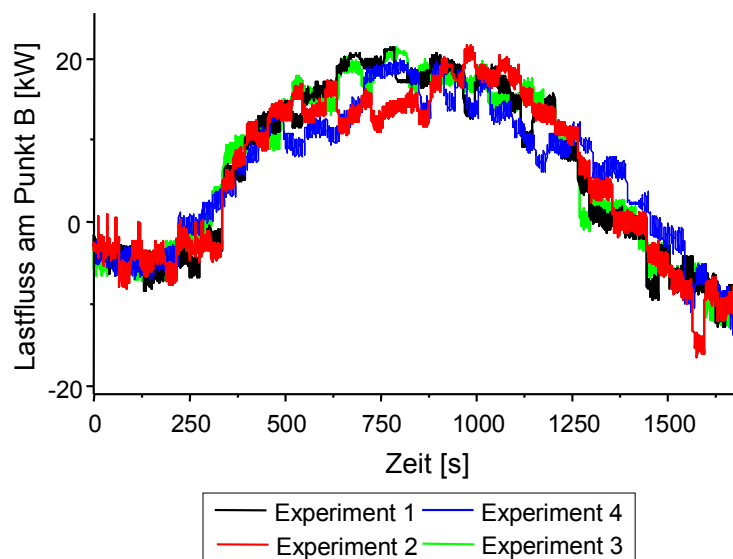


Abbildung 7.10: Wirkleistungsmessung am Punkt B

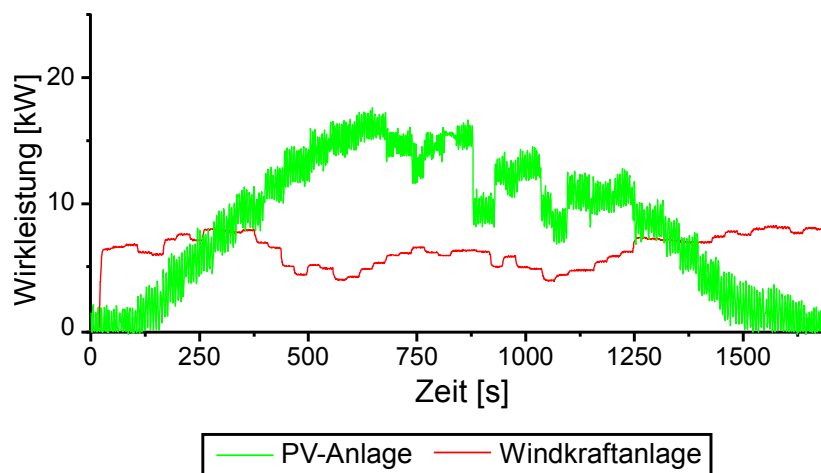


Abbildung 7.11: Wirkleistungsmessung am Einspeisepunkt von PV-Anlage und Windkraftanlage

Es wurde beobachtet, dass die Steuerung mittels BEMI-Simulation in Experimenten 1 und 3 zu sehr ähnlichen Lastflüssen geführt hat (vgl. Abb. 7.10). Der Verlauf der Wirkleistung wird stark durch die Einspeisung aus PV-Anlagen im NSN beeinflusst. Die verbleibenden Unterschiede kommen durch das stochastische Verhalten der simulierten Lasten zustande. In Experiment 2 und 4 kommt es aufgrund von Tarifänderungen durch das Pool-BEMI zu veränderten Lastflüssen.

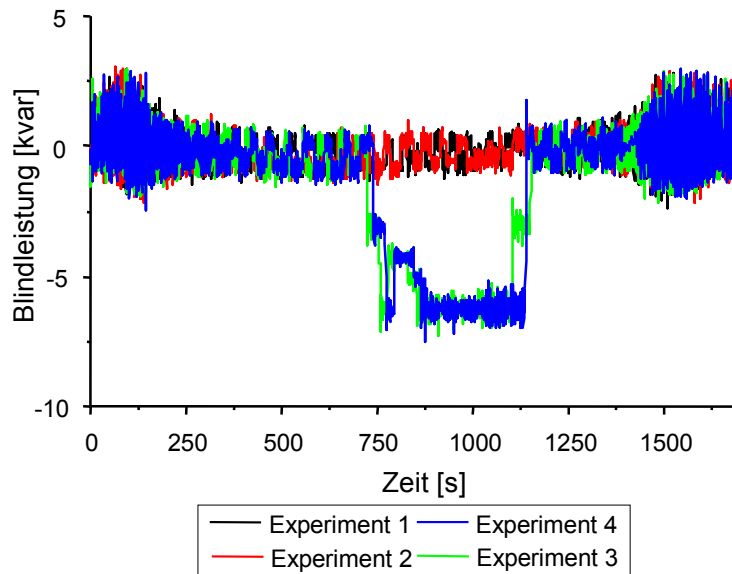


Abbildung 7.12: Blindleistungsmessung am Einspeisepunkt der PV-Anlage

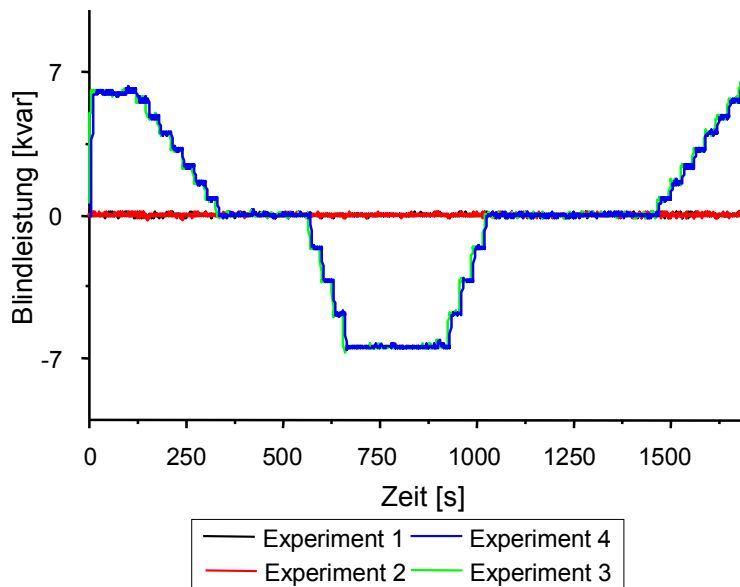


Abbildung 7.13: Blindleistungsmessung am Einspeisepunkt der Windkraftanlage

	Max. Spannung		
	Punkt A	Punkt B	Punkt C
Experiment 1	402,9	409,6	421,5
Experiment 2	401,4	406,9	418,7
Experiment 3	401,0	406,5	418,2
Experiment 4	399,9	405,9	417,2

Tabelle 7.2: Spannungmaxima (ungemittelt) im Vergleich zwischen den vier Experimenten

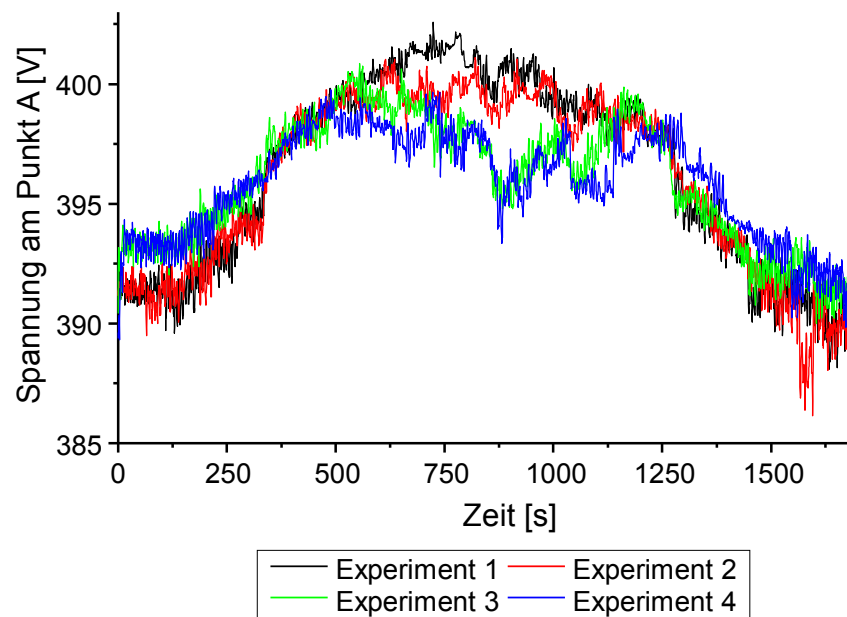


Abbildung 7.14: Gemessene Dreiecksspannungen am Punkt A

	Max. Senkung Spannungsmittelwert		
	Punkt A	Punkt B	Punkt C
Experiment 1	-	-	-
Experiment 2	2,6	4,4	8,2
Experiment 3	4,9	5,7	5,8
Experiment 4	6,2	8,3	11,9

Tabelle 7.3: Maximale Senkung der über 20 Sekunden gemittelten Spannung im Vergleich zwischen den vier Experimenten

In Experiment 1 (Referenz) kommt es durch die fehlenden Maßnahmen zur Spannungshaltung an den Punkten A, B und C zu den erwarteten hohen Spannungswerten (vgl. Tab. 7.2), die durch alle getesteten Maßnahmen erfolgreich reduziert werden konnten.

Für Experiment 2 (Spannungshaltung durch BEMI-System) wurde aufgrund der Beobachtungen im Experiment 1 die Alarmgrenze zu 104 % der Nennspannung gewählt. Dies führte zu einer ersten Tarifänderung um 10:32 (dargestellte Zeitachse: 630 s) und in Folge zu einer Lastzuschaltung im NSN-Strang mit einer Dauer von etwa 2 Stunden am simulierten Tag. Ein zweiter Verfahrensdurchlauf konnte wegen eines Kommunikationsproblems nicht abgeschlossen werden, hätte aber aufgrund der Beobachtungen in der Simulation voraussichtlich nicht zu einer weiteren signifikanten Lastzuschaltung geführt. Die Lastzuschaltung führte sowohl an Punkt B als auch C zu Spannungssenkungen, die am Punkt C im

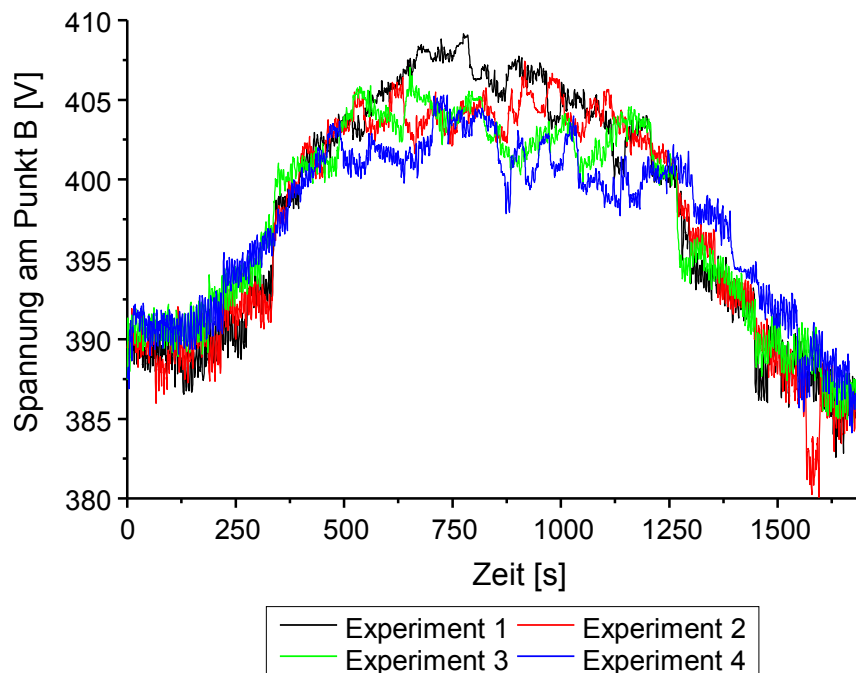


Abbildung 7.15: Gemessene Dreiecksspannungen am Punkt B

Maximum im Bereich von 8-9 V lagen. Dies übertrifft wie erwartet den in der Simulation erreichten Wert von ca. 5 V. Der Grund hierfür ist, dass wegen der im Vergleich zur Simulation höheren Netzimpedanz an Punkt B die Spannung bereits dort durch Lastzuschaltung gesenkt wird. In der reinen Simulation wird die Spannung an diesem Punkt dagegen als konstant U_{nenn} angenommen.

In Experiment 3 zeigte sich, dass die Spannungshaltung durch Blindleistungseinspeisung am Anfang des NSN-Stranges (Punkte A und B) eine höhere Spannungsabsenkung erzielte als die Spannungshaltung durch das BEMI-System. Am Ende des NSN-Stranges (Punkt C) war dies nicht der Fall. Das ist plausibel, weil der Ansatz zur Spannungshaltung durch das zgVK die Leistungsflüsse der Erzeuger und Lasten im NSN nicht steuert, sondern das Spannungsniveau im NSN-Strang nur von Punkt A aus beeinflusst. Dagegen beeinflusst die Spannungshaltung durch das BEMI-System den Lastfluss an jedem einzelnen NSN-Anschlusspunkt und erzielt daher eine stärkere lokale Spannungsänderung. Weiterhin wurde am Anfang und Ende des dargestellten Zeitraums die Spannung durch Blindleistungseinspeisung von der durch das zgVK gesteuerten Windkraftanlage und PV-Anlage wie beabsichtigt erhöht. Dies ist auch in Experiment 4 zu beobachten und reduziert das insgesamt genutzte Spannungsband.

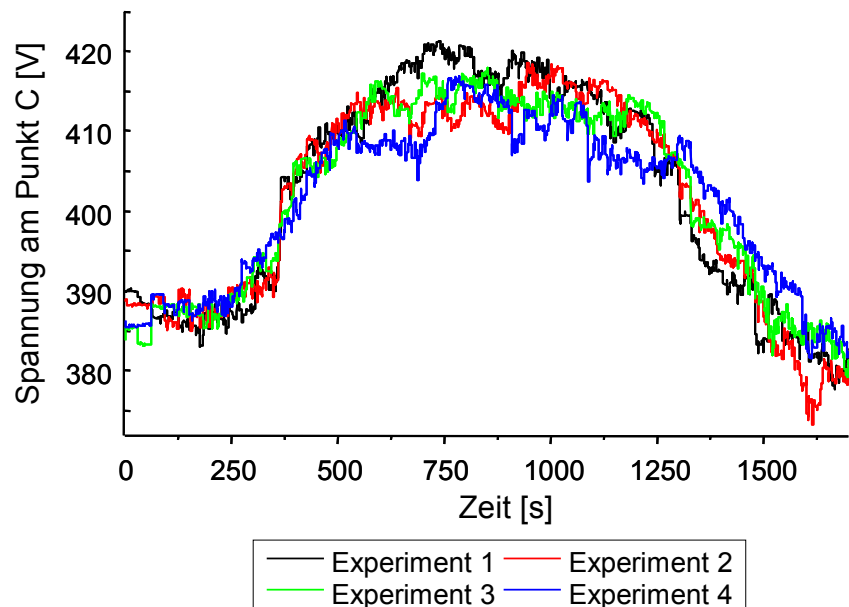


Abbildung 7.16: Unter Berücksichtigung der Messung an Punkt B simulierte Dreiecksspannungen am Punkt C

Zur Kombination beider Ansätze wurde in Experiment 4 die Alarmgrenze für die Spannungshaltung durch das BEMI-System auf 103 % gesetzt, weil aufgrund der Beobachtungen in Experiment 3 eine Spannungssenkung am Punkt B erwartet wurde. Dies führte zu mehreren Tarifanpassungen im Tagesverlauf und in Folge zu den niedrigsten beobachteten Spannungen von allen Experimenten. Dies geht auch aus der Zusammenfassung der Ergebnisse in Tabellen 7.2 und 7.3 hervor. In Tabelle 7.3 sind hierbei die maximalen Senkungen der über 20 Sekunden gemittelten Spannung angegeben. Dies entspricht 10-Minuten-Mittelwerten in Realzeit.

7.5 Fazit

Es wurde festgestellt, dass mit beiden untersuchten Ansätzen die Spannung im Netz effektiv reduziert werden kann. Da die beiden Ansätze sich jeweils stärker auf das MSN bzw. auf das NSN auswirken, ergibt sich erst beim kombinierten Ansatz das volle Potenzial zur Spannungsreduzierung. Damit gelang auch der Nachweis, dass eine Kombination aus dem Konzept des zgVK und dem Konzept der dezentralen Entscheidung durch BEMIs und Pool-

BEMI technisch sinnvoll ist.

Kapitel 8

Zusammenfassung und Forschungsbedarf

8.1 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit liefert drei Beiträge zur Entwicklung eines übergeordneten dezentral entscheidenden Energiemanagements im elektrischen Verteilnetz:

1. Konzept für Pool-BEMI und BEMI-System
2. Entwicklung eines Simulationswerkzeugs zur Untersuchung des BEMI-Systems im elektrischen Verteilnetz
3. Entwicklung eines Algorithmus zur kurzfristigen Leistungsänderung im BEMI-System und simulationsbasierte Untersuchung einer Anwendung für ein neues Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung

Hinsichtlich des Konzepts wurde zunächst die Einordnung des BEMI-Systems in das liberalisierte Marktumfeld in Deutschland betrachtet. Dabei wurden vier verschiedene Modelle der Marktintegration aus technischer Sicht identifiziert und bewertet. Als Ergebnis wurde ein Modell für die weiteren Betrachtungen ausgewählt. Danach wurde eine wirtschaftliche Abschätzung der möglichen Erlöse für den Stromkunden und den Betreiber des BEMI-Systems vorgenommen. Mögliche Anwendungen des Systems im Marktumfeld wurden identifiziert. Im Anschluss wurden Betriebszustände des BEMI-Systems aus technischer Sicht definiert. Die Anwendungen wurden den Betriebszuständen zugeordnet. Schließlich wurden algorithmische Kernkonzepte und Mechanismen zur Umsetzung der Anwendungen identifiziert.

Um eine technische Untersuchung dieses Konzeptes zu ermöglichen, wurde ein Simulationswerkzeug vorgestellt, mit dem es erstmals möglich ist, das Verhalten von BEMIs im elektrischen Verteilnetz zu modellieren. Das Werkzeug kann flexibel konfiguriert werden und enthält Modelle für vom BEMI gesteuerte und nicht gesteuerte elektrische Verbraucher in Haushalten, das Kundenverhalten, PV- und KWK-Anlagen, das elektrische Verteilnetz und das Pool-BEMI. Die Simulation kann auf mehrere Rechner verteilt werden und reale Hardwarekomponenten einschließen.

Unter Verwendung dieses Simulationswerkzeugs wurde ein Algorithmus zur kurzfristigen Leistungsänderung im BEMI-System entwickelt und untersucht, der auf Anreizen mittels variablen Tarifen basiert. Der Algorithmus nutzt lokale Intelligenz der BEMIs zur Ermittlung von Tarifänderungen durch das Pool-BEMI. Unter Nutzung dieses Algorithmus wurde ein neues Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung im Niederspannungsnetz entwickelt. Dieses Verfahren kombiniert das Konzept der dezentralen Entscheidung [40], welches ein Energiemanagement mittels variablen Tarifen vorsieht, mit den von BEMIs ausgeführten verteilten Messungen an den Netzanschlusspunkten. Hierbei werden die entsprechenden BEMI-Kernfunktionen durch das Pool-BEMI gebündelt, das in Verbindung mit dem Verteilnetzbetreiber steht. Das Verfahren wurde im simulierten BEMI-System implementiert und getestet. Dadurch wurde nachgewiesen, dass das Verfahren zur Spannungshaltung im Verteilnetz beitragen kann.

Schließlich wurde im Labor eine konzeptionelle Erweiterung des BEMI-Systems erprobt, die eine Kombination mit einem zgVK (zentral gesteuerten virtuellen Kraftwerk) vorsieht. Mit dem Laboraufbau wurde gezeigt, dass diese Kombination vorteilhaft eingesetzt werden kann, um mittels Blindleistungseinspeisung durch vom zgVK gesteuerte DEA sowie dem entwickelten Verfahren für das BEMI-System Spannungshaltung im Mittel- und Niederspannungsnetz zu betreiben. Das Verfahren wurde im Rahmen der Arbeit zum Patent angemeldet [118].

8.2 Ausblick und Forschungsbedarf

8.2.1 Umsetzung des BEMI-Systems und geplante Feldtests

Zur Zeit wird im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte unter Beteiligung von Forschungsinstituten und Industriepartnern an der Weiterentwicklung des BEMI gearbeitet. Dazu zählen die nationalen Projekte „Modellstadt Mannheim“¹, „Regeneratives Kombikraftwerk Harz“², „Energiemanagementsystem Eichhof (EMSE)“³ sowie das europäische Projekt „SmartHouse/SmartGrid“⁴.

Die Weiterentwicklungen betreffen insbesondere eine neue Softwareplattform, die es erlauben soll, dass die von der BEMI-Hardware zur Verfügung gestellten Funktionen über gemeinsame Schnittstellen von verschiedenen Anwendungen genutzt werden können. Damit soll das BEMI für neue Anwendungen, z.B. im Bereich der Gebäudeautomation und des Multisparten-Meterings geöffnet werden. Außerdem wird auch die Hardware selbst weiterentwickelt. Ziele sind dabei neben der Erprobung neuer Kommunikationstechnologien die Verringerung des Eigenenergiebedarfs des BEMI, die Verbesserung der Zuverlässigkeit und Bedienbarkeit durch den Nutzer, die Vereinfachung der Installation im Gebäude, die Möglichkeit zur modularen Erweiterung, die Standardisierung der Hardware sowie die Kostensenkung. Diese Punkte werden mitentscheidend dafür sein, ob es gelingt, das BEMI auf dem Massenmarkt einzuführen.

In den Forschungsprojekten sind außerdem mehrere Feldtests geplant, in denen BEMI-Systeme erprobt werden sollen. Die Haupteinsatzorte des BEMI sind dabei private Haushalte. Im Projekt EMSE wird der Einsatz von BEMI in einem landwirtschaftlichen Betrieb untersucht. Ferner ist auch der Einsatz in Industriebetrieben angedacht. Im Projekt

¹Förderung durch BMU; Koordinator: MVV Energie AG. <http://www.modellstadt-mannheim.de> (Zugriff im März 2009)

²Förderung durch BMWi, BMU; Koordinator: RegenerativKraftwerk Harz GmbH&Co KG. <http://www.regmodharz.de> (Zugriff im März 2009)

³Auftraggeber: hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz (HMULV) und hessisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung (HMWVL). Auftragnehmer: Institut für solare Energieversorgungstechnik (ISET e.V.). http://www.iset.uni-kassel.de/pls/w3isetdad/www_iset_new.main_page?p_name=7251003&p_lang=ger (Zugriff im März 2009)

⁴Förderung im 7. EU-Forschungsrahmenprogramm. Koordinator: SAP AG. <http://www.smarthouse-smartgrid.eu> (Zugriff im März 2009)

„Regeneratives Kombikraftwerk Harz“ wird ferner der konzeptionelle Ansatz verfolgt, das BEMI-System in Kombination mit einem zentral gemanageten virtuellen Kraftwerk zu betreiben.

Ein weiteres aktuelles Forschungsthema bildet die Einbeziehung von neuen DEE in das BEMI-System. Hier sind insbesondere elektrische Speicher im Bereich der Individualmobilität zu nennen. Dies betrifft das Speichermanagement von Plug-In Hybridfahrzeugen bzw. Elektrofahrzeuge als SOC-Geräte durch BEMIs.

Weitergehende Konzepte und Anwendungen, die im Rahmen dieser Arbeit identifiziert wurden, bilden ebenfalls Untersuchungsschwerpunkte in den o.g. Forschungsprojekten. So ist die Implementierung von Pool-BEMIs vorgesehen, um Dienstleistungen des BEMI-Systems für den Verteilnetzbetrieb zu ermöglichen. Daher ist zu erwarten, dass mittelfristig die Möglichkeit bestehen wird, das entwickelte Verfahren im Feld zu testen.

8.2.2 Datenübertragung

Im Bereich der Datenübertragung und speziell der Datensicherheit innerhalb des BEMI-Systems besteht noch Forschungsbedarf. Man kann erwarten, dass die Markteinführung des BEMI-Systems nur dann erfolgreich ist, wenn die Datensicherheit gewährleistet ist. Dies betrifft die Datenverschlüsselung und -Signierung, die Datenintegrität, den Schutz gegen Angriffe und Missbrauch und den Schutz der Datenübertragung gegen Störungen. Hierfür müssen entsprechende Verfahren gefunden bzw. entwickelt und erprobt werden. Die eingesetzten Verfahren müssen zusätzlich mit dem Ziel einer standardisierten Datenübertragung, z.B. nach IEC 61850-7-420 [96], vereinbar sein. Da die Datenübertragung im BEMI-System Auswirkungen auf den Betrieb des elektrischen Netzes hat, wäre auch der Schutz der elektrischen Energieversorgung gegen Störungen der Datenübertragung zu betrachten.

8.2.3 Konzeptionelle Weiterentwicklung

Wie in Abschnitt 6.4.4 erwähnt, müssen die Anwendungen des BEMI-Systems als Bausteine begriffen werden, die in einer zukünftigen elektrischen Energieversorgung eine Rolle spielen können. Forschungsbedarf existiert hier noch bei der Frage, auf welche Weise diese und weitere Bausteine technisch und wirtschaftlich am vorteilhaftesten kombiniert

werden können. Weiterer Forschungsbedarf besteht auch bezüglich der Schnittstelle zwischen Energiemanagement und Verteilnetzbetrieb bzw. Netzleittechnik. Insbesondere die Frage, wie das BEMI-System einen Beitrag zur Netzschutztechnik bei hohem Anteil verteilter Erzeugung leisten kann, wurde bislang noch nicht ausreichend untersucht. Es wird jedoch allgemein erwartet, dass Energiemanagementsysteme einen wertvollen technischen Beitrag hierzu leisten können [120].

8.2.4 Wirtschaftliche Betrachtung und Rahmenbedingungen

Im Bereich der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung existiert Forschungsbedarf bei der Tarifgenerierung und Tarifgestaltung für BEMI-Kunden. Aufbauend auf den Ergebnissen des Projekts DINAR und dieser Arbeit kann außerdem eine Erweiterung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den EDL vorgenommen werden, die z.B. eine Investitionsrechnung umfassen kann. Auch konnte bislang noch keine wirtschaftliche Bewertung des Verfahrens zur anreizbasierten kurzfristigen Leistungsänderung vorgenommen werden. Um dies zu bewerkstelligen, muss das Verfahren als Baustein in einem BEMI-System eingesetzt werden, in dem die Abläufe nicht nur technisch simuliert, sondern auch wirtschaftlich bewertet werden. Eine entsprechende Erweiterung des Simulationswerkzeugs in diese Richtung bietet einen möglichen Ansatz dazu.

Weiterhin wurde bereits die Erweiterung des BEMI-Systems um ein börsenorientiertes internes Energiehandelssystem zur dynamischen Preisbildung beschrieben [52]. Die Eignung dieses Ansatzes für Handel in der Energieversorgung wurde zwar bereits mehrfach nachgewiesen (u.a. [33][31][32]), aber eine notwendige Weiterentwicklung des BEMI zu einem elektronischen Handelsagenten wurde noch nicht vorgenommen.

Forschungsbedarf besteht weiterhin bei der Aktualisierung bzw. Fortsetzung der Anpassung von Rahmenbedingungen, die im Projekt DINAR bereits Schwerpunkt war. Durch das geänderte Regulierungsumfeld, insbesondere die Einführung des Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas, sind die Chancen zur Markteinführung des BEMI-Systems gewachsen. Die politische und gesellschaftliche Akzeptanz von erneuerbaren Energien sind ebenso ungebrochen, wie der Beschluss des integrierten Energie- und Klimaschutzpakets der Bundesregierung 2008 demonstriert. Nötig ist aber einerseits die Anpassung des BEMI-Systems an die veränderten Rahmenbedingungen und andererseits die Ableitung von Emp-

fehlungen an die Politik.

8.2.5 Weiterentwicklung des Simulationswerkzeugs

Wie bereits erwähnt, ist zu erwarten, dass das Simulationswerkzeug anhand von Daten aus den geplanten BEMI-Feldtests validiert und weiterentwickelt werden kann. Die BEMI-Simulation kann außerdem künftig in Hinsicht auf neue Einsatzfelder, z.B. für Netzplanung und Netzbetrieb sowie Einsatz seitens des Energiehändlers weiterentwickelt werden. Die Bedienoberfläche und das Pool-BEMI müssen zudem derart weiterentwickelt werden, dass eine Tarifgenerierung mittels bekannter Algorithmen, wie z.B. dem FPM-Algorithmus, oder neu entwickelten Verfahren möglich ist. Dies beinhaltet auch eine Einbeziehung der Prognose der Kundenreaktion auf Tarifprofile, die ebenfalls im Rahmen kommender Feldtests entscheidend weiterentwickelt werden kann.

8.2.6 Umsetzung neuer Anwendungen

Nach wie vor existieren nur für einen Teil der hier identifizierten Anwendungen auch entsprechende Algorithmen. Deren Umsetzung definiert entsprechenden Forschungsbedarf.

Insbesondere zeigen die Anwendungen (vgl. Tab. 4.1) hohe Potenziale des BEMI-Systems zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs und zur Verbesserung der Versorgungssicherheit bei hohem Anteil verteilter Erzeugung. Durch die von BEMIs ausgeführten dezentralen Messungen im Niederspannungsnetz stehen frühzeitig Daten zur Verfügung, die eine aktuelle Beurteilung des Netzzustandes und eine Fehlerfrüherkennung bzw. Fehlereingrenzung erlauben. Zur Nutzung dieses Potenzials sind insbesondere im gefährdeten oder gestörten Netzbetrieb innovative Ansätze denkbar, die Gegenstand zukünftiger Forschung sein müssen.

Anhang A

Für Simulationen verwendete Geräteparametersätze

A.1 Kühlgeräte

Gerätebezeichnung	$T_{ot} - W_{av}$	$MaxOff - T_m$	$MaxOn - T_m$	$X_{Switch} - Cost$	$Temp - Sens$	Model
SOC1	100	48000	18000	0,02	0	1
SOC2	100	50000	20000	0,02	0	1
SOC3	150	50000	20000	0,02	0	1
SOC4	150	27000	10000	0,02	0	2
SOC5	100	30000	18000	0,5	0	1
SOC6	150	48000	18000	0,5	0	2
SOC7	100	48000	18000	0,5	0	2

Tabelle A.1: Geräteparametersätze von Kühlgeräten

A.2 FPS-Geräte

Gerätebezeichnung	$MaxOffT_m$	Model
FPS1	28800	1
FPS2	21600	1
FPS3	21600	2
FPS4	18000	3
FPS5	14000	1
FPS6	9000	3

Tabelle A.2: Geräteparametersätze von FPS-Geräten

Abbildungsverzeichnis

1.1	Elektrischer Energieverbrauch in Deutschland 2006 nach Sektoren. Eigene Darstellung nach [8].	8
1.2	Elektrische Energienutzung in Haushalten nach Anwendungen. Eigene Darstellung nach [9].	8
2.1	Zeitablauf für Zählwertsammlung und Tarifübermittlung	23
2.2	Zählerschrank mit BEMI-Hardware	24
3.1	Vereinfachte abstrakte Darstellung des heutigen Energieversorgungssystems	36
3.2	Beispiele für die grafische Darstellung von Marktteilnehmern ohne und mit technischen Einrichtungen sowie mit technischen Einrichtungen, die zu einer Baugruppe gehören	41
3.3	Schematische Darstellung des heutigen Marktumfeldes	44
3.4	Schematische Darstellung des Modells VNB	54
3.5	Schematische Darstellung des 2-Leitstellen-Modells	57
3.6	Schematische Darstellung des Modells „neutrales Pool-BEMI“	59
3.7	Schematische Darstellung des Modells EH	62
3.8	Zeitlicher Ablauf der Day-Ahead Auktion an der EEX	66
3.9	Zeitlicher Ablauf der Ausschreibung von Minutenreserveleistung und Day-Ahead Auktion an der EEX	68
3.10	Tageslastgänge von FPS-Geräten, Durchschnitt pro Haushalt nach [50]	79
3.11	Jahresdurchschnitt (blau) und Standardabweichung (rot) der Tagespreisverläufe am Day-Ahead-Markt für Stundenkontrakte 2006	80
3.12	Wochenpreisverlauf am Day-Ahead-Markt für Stundenkontrakte 2006 mit hohen Preisspitzen	81

3.13	Korrelationskoeffizienten zwischen dem mittleren Tagespreisverlauf und den realen Tagespreisverläufen an Werktagen im Sommer 2006	81
3.14	Potenzial zur Reduktion der Jahresspitzenlast im BEMI-System	94
4.1	Betriebszustände des heutigen elektrischen Netzes. Eigene Darstellung nach [87].	103
4.2	Betriebszustände des BEMI-Systems aus Sicht des EDL	105
4.3	Betriebszustände des Verteilnetzes unter Berücksichtigung des BEMI-Systems	107
4.4	Betriebszustände des BEMI-Systems aus Sicht des Kunden bzw. BEMI . .	108
4.5	Unidirektionale Pool-BEMI-zu-BEMI Kommunikation per Multicast (z.B. funkbasiert)	118
4.6	Bidirektionale Pool-BEMI-zu-BEMI-Kommunikation per Unicast	118
5.1	Schema des BEMI-Simulationssystems, Gesamtansicht	127
5.2	UML-Klassendiagramm des Moduls „BEMISim“ (vereinfacht)	130
5.3	Beispiele für die Simulation eines Kühlschranks	135
5.4	Normierte Lastgänge bzw. Wahrscheinlichkeitsdichten für Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschinen nach [50]	138
5.5	Beispiele für Einzellastverläufe und aggregierte Lastverläufe bei 1000 simulierten Haushalten	142
5.6	Beispiel für Zuschaltungen eines SOC-Geräts durch BEMI	148
5.7	Flussdiagramm zum Simulationsablauf	153
5.8	Programmablauf von BEMI_DSIF in Zusammenhang mit PowerFactory DPL-Skript	157
5.9	Hauptfenster von BEMIVis	158
5.10	Konfigurationsfenster von BEMIVis	159
6.1	SOC-Leistung ohne (oben) und mit Mikropreisänderungen (unten) bei rechteckförmigem Tarif	164
6.2	SOC-Leistung mit Mikropreisänderungen mit konstanter Phasenverschiebung bei rechteckförmigem Tarif	166
6.3	SOC-Schwingungen bei dreiecksförmigem Tarif ohne (oben) und mit Mikropreisänderungen (unten)	167
6.4	Beispiel zur unmittelbaren Lastzuschaltung (s. Markierung) aufgrund sofort gültiger Tarifsenkung	170

6.5	Beispiel zur unmittelbaren Lastabschaltung (s. Markierung) aufgrund Tarifsenkung in der Zukunft	171
6.6	Potenziale zur Zuschaltung von SOC-Geräten bei Rechteck-Basistarif . . .	172
6.7	Potenziale zur Zuschaltung von FPS-Geräten bei Rechteck-Basistarif . . .	174
6.8	Potenziale zur Zuschaltung von SOC-Geräten bei Rechteck-Basistarif nach simuliertem Fuzzy Request mit 50% Antwortwahrscheinlichkeit	176
6.9	Potenziale zur Zuschaltung von FPS-Geräten bei Rechteck-Basistarif nach simuliertem Fuzzy Request mit 50% Antwortwahrscheinlichkeit	177
6.10	Beispiel für Anwendung des Algorithmus zur Abfrage von BEMIs nach Tarifänderungsvorschlägen	183
6.11	Schema zur Verdeutlichung der Verfahrensschritte zur anreizbasierten Spannungshaltung	191
6.12	Schematische Darstellung des Beispielszenarios	195
6.13	Leistungsverlauf der PV-Anlagen im simulierten Zeitraum	196
6.14	Ersatzschaltbild für Strang A des Beispielnetzes	197
6.15	Berechnete Spannung am Ende des Netzstranges A in Abhängigkeit von Wirk- und Blindleistungsentnahme an jedem Anschlusspunkt	200
6.16	Lastgang und PV-Leistung im Fall 1 (Referenz)	202
6.17	Spannung und Leitungsauslastung im Fall 1 (Referenz)	203
6.18	Lastgang und PV-Leistung im Fall 2) (lokale PV-Abregelung)	204
6.19	Spannung und Leitungsauslastung im Fall 2) (lokale PV-Abregelung, durchgezogene Linie) im Vergleich zur Referenz (gestrichelte Linie)	205
6.20	Lastgang und PV-Leistung im Fall 3) (anreizbasierte Spannungshaltung und lokale PV-Abregelung)	207
6.21	Spannung und Leitungsauslastung im Fall 3) (anreizbasierte Spannungshaltung und lokale PV-Abregelung, durchgezogene Linie) im Vergleich zur Referenz (gestrichelte Linie)	208
6.22	Lastgang und PV-Leistung im Fall 4) (Blindleistungseinspeisung)	209
6.23	Spannung und Leitungsauslastung im Fall 4) (Blindleistungseinspeisung, durchgezogene Linie) im Vergleich zur Referenz (gestrichelte Linie)	210
7.1	Konzept zur Kombination von BEMI-System und zentral gesteuertem virtuellen Kraftwerk	214
7.2	Szenario für den Labortest	215

7.3	Versuchsanordnung	216
7.4	NSN Netznachbildung im Labortest	217
7.5	80 kVA Synchrongeneratorsatz (vorn), 20 kVA stromrichtergekoppeltes Aggregat (Mitte) und 200 kVA Biodieselgenerator (hinten)	218
7.6	15 kVA Synchrongeneratorsatz	218
7.7	BEMIVis und MMI des BEMI eines Testhaushalts während des Labortests	221
7.8	Simulation zum Laborversuch: Lastfluss	223
7.9	Simulation zum Laborversuch: Spannung am Ende des NSN-Stranges . . .	224
7.10	Wirkleistungsmessung am Punkt B	225
7.11	Wirkleistungsmessung am Einspeisepunkt von PV-Anlage und Windkraftanlage	225
7.12	Blindleistungsmessung am Einspeisepunkt der PV-Anlage	226
7.13	Blindleistungsmessung am Einspeisepunkt der Windkraftanlage	226
7.14	Gemessene Dreiecksspannungen am Punkt A	227
7.15	Gemessene Dreiecksspannungen am Punkt B	228
7.16	Unter Berücksichtigung der Messung an Punkt B simulierte Dreiecksspannungen am Punkt C	229

Tabellenverzeichnis

2.1	Auszug aus den Ergebnissen des DINAR-Feldtests [40]	32
3.1	Vom Marktumfeld unabhängige Nutzung der BEMI-Kernfunktionen durch die Marktteilnehmer	51
3.2	Vom Marktumfeld unabhängige Kernfunktionen des Pool-BEMI und Nutzung durch die Marktteilnehmer	52
3.3	Parameter für Gebäude, Wärmebedarf und KWK-Anlagen [40]	74
3.4	Jahreszeitabhängiger Wärmebedarf	75
3.5	Eckdaten für BEMI-System	76
3.6	Abschätzungen für Potenzialkennwerte zum Lastmanagement	78
3.7	Ergebnisse zur Spotmarktteilnahme (Angaben in €pro Haushalt)	85
3.8	Durchschnittliche Grenzleistungspreise für positive MRL, Vattenfall 2006 (Angaben in €pro MW)	86
3.9	Durchschnittliche Grenzleistungspreise für negative MRL, Vattenfall 2006 (Angaben in €pro MW)	86
3.10	Erlöse aus Bereitstellung und Inanspruchnahme von MRL mittels SOC-Lasten (Angaben in €pro Haushalt und Jahr)	89
3.11	Erlöse aus Bereitstellung und Inanspruchnahme von MRL mittels KWK-Anlagen (Angaben in €pro Haushalt mit KWK-Anlage und Jahr)	90
3.12	Zusammenfassung der Erlöspotenziale pro Haushalt und Jahr	95
3.13	Erlöspotenziale bei Kombination der Anwendungen pro Haushalt und Jahr	98
3.14	Beispiel für Stromkosten der Haushalte	99
3.15	Annahmen zur Verteilung der Erlöse unter den Marktteilnehmern	100
3.16	Stromkosten, Zusatzerlöse und Einsparungen pro Haushalt und Jahr	101

4.1	Anwendungen des BEMI-Systems mit Zuordnung zu Betriebszuständen aus Sicht des EDL (Teil 1) X=Anwendung nutzbar x=Nutzung wegen Betriebszustand eingeschränkt sonst nicht nutzbar oder nicht sinnvoll	110
4.2	Anwendungen des BEMI-Systems mit Zuordnung zu Betriebszuständen aus Sicht des EDL (Teil 2) X=Anwendung nutzbar x=Nutzung wegen Betriebszustand eingeschränkt sonst nicht nutzbar oder nicht sinnvoll	111
4.3	Qualitative Einschätzung der Anforderungen an die IKT des BEMI-Systems für die Anwendungen (Teil 1)	121
4.4	Qualitative Einschätzung der Anforderungen an die IKT des BEMI-Systems für die Anwendungen (Teil 2)	122
5.1	Einstellbare Parameter für SOC-Lasten	132
5.2	Errechnete und konstante Parameter für SOC-Lasten	133
5.3	Variable Parameter und Anfangsbedingungen für SOC-Lasten	133
5.4	Parameter zum Kundeneingriff bei Kühlgeräten	134
5.5	Einstellbare Parameter für FPS-Geräte	136
5.6	Konstante Parameter für FPS-Lasten	137
5.7	Errechnete Parameter für FPS-Lasten	137
5.8	Allgemeine Parameter für Haushalte	140
5.9	Parameter zum Kundeneingriff bei Kühlgeräten	143
5.10	Zusätzliche Parameter für KWK-Anlagen	144
5.11	Aufbau einer PDU des Simulationsdatennetzes	151
6.1	R/X - Verhältnisse gebräuchlicher Nieder- und Mittelspannungskabel [117] <i>R'</i> : Wirkwiderstandsbelag bei 70°C (NSN) bzw. 90°C (MSN) <i>X'</i> : Induktivitätsbelag je Leiter	188
6.2	Ergebnisse zu Fällen 2) und 3) aus der Simulation zur anreizbasierten Spannungshaltung - abgeregelte Energie aus PV-Anlagen	211
6.3	Ergebnisse zu Fällen 2) und 3) aus der Simulation zur anreizbasierten Spannungshaltung - durch Lasten verbrauchte Energie	211
7.1	Untersuchte Ansätze bei den vier Experimenten	222
7.2	Spannungsmaxima (ungemittelt) im Vergleich zwischen den vier Experimenten	226

7.3	Maximale Senkung der über 20 Sekunden gemittelten Spannung im Vergleich zwischen den vier Experimenten	227
A.1	Geräteparametersätze von Kühlgeräten	237
A.2	Geräteparametersätze von FPS-Geräten	237

Literaturverzeichnis

- [1] G. HOSEMANN: *Michael von Dolivo-Dobrowolsky, Pionier der Elektrotechnik*. In: *5. International Conference on unconventional electromechanical and electrical systems*, Miedzyzdroje, Polen, September 2001.
- [2] J.K. LEGGETT: *Peak Oil*. Köln, 1 Auflage, 2006.
- [3] P. NEWMAN, T. BEATLEY UND H. BOYER: *Resilient cities*. Island-Press, Washington, DC, 2009.
- [4] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC): *Climate Change 2007: Synthesis Report*. <http://www.ipcc.ch/ipccreports/ar4-syr.htm> (Zugriff im Januar 2009).
- [5] N. H. STERN: *The economics of climate change*. Cambridge Univ. Press, Cambridge, 2007.
- [6] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU, HRSG.): *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007*. März 2008.
- [7] SENERTEC KRAFT-WÄRME-ENERGIESYSTEME GMBH: *Technische Daten - Dachs*. Mai 2008.
- [8] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWi, HRSG.): *Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung*. Februar 2008.
- [9] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW, HRSG.): *BDEW zu Stromverbrauch in Haushalten*. Januar 2008.
- [10] STATISTISCHES BUNDESAMT DEUTSCHLAND (HRSG.): *Haushalte*. <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/>

- Internet/DE/Navigation/Statistiken/Bevoelkerung/
Haushalte/Haushalte.psml, Januar 2009.
- [11] B. GEIGER, M. NICKEL und F. WITTKER: *Energieverbrauch in Deutschland*. BWK - Brennstoff, Wärme, Kraft, 57(1-2):Seiten 48–56, 2005.
- [12] K. SERNHED: *What's on the top? Household load patterns and peak load problems*. In: *International Energy Efficiency in Domestic Appliances & Lighting Conference (EEDAL)*, London, Juni 2006.
- [13] T. MOROVIC, R. PILHAR und W. MÖHRING-HÜSER: *Dynamische Stromtarife und Lastmanagement. Erfahrungen und Perspektiven*. In: *2. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik*, Kassel, Oktober 1997.
- [14] S. GÖLZ, G. BOPP, B. BUCHHOLZ und R. PICKHAN: *Waschen mit der Sonne - direkter Verbrauch von lokal erzeugtem PV Strom durch gezielte Lastverschiebung in Privathaushalten*. In: *21. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Seiten 99–104, Bad Staffelstein, März 2006.
- [15] M. KLOBASA, T. ERGE, A. S. BUKVIC-SCHÄFER und M. HOLLMANN: *Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen*. In: *11. Kassler Symposium Energie-Systemtechnik*, Seiten 115–134, Kassel, November 2006.
- [16] B. HASCHE, R. BARTH und D.J. SWIDER: *Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem. Projektbericht zu AP 1.1 im Projekt NETMOD*. www.netmod.org/download/AP1.1_final.pdf (Zugriff im März 2009), April 2006.
- [17] *Bioenergiedorf Jühnde*. <http://www.bioenergiedorf.de>, Mai 2008.
- [18] DEENET E.V. (HRSG.): *Entwicklungsperspektiven für nachhaltige 100%-Erneuerbare-Energien-Regionen in Deutschland*. http://www.100-ee.de/fileadmin/redaktion/100ee/downloads/Flyer_100_EE.pdf, Oktober 2008. Projektbroschüre.
- [19] A. EINFALT, D. TIEFGRABER, G. BRAUNER, C. LEITINGER und S. GHAEMI: *ADRES - Autonome Dezentrale Regenerative Energie Systeme*. In: *10. Symposium Energieinnovation*, Graz, Februar 2008.

- [20] VERBAND DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT - VDW - E.V., VERBAND DER NETZBETREIBER - VDN - E.V. BEIM VDEW (HRSG).: *Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, September 2005. 4. Ausgabe, mit VDN-Ergänzungen.
- [21] T. WIESNER: *Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in elektrische Verteilnetze*. Dissertation, Universität Dortmund, Juli 2001. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 21 Nr. 313.
- [22] T. KEIL, J. JÄGER, A. SHUSTOV und T. DEGNER: *Changing network conditions due to distributed generation - systematic review and analysis of their impacts on protection, control and communication systems*. In: *19th International Conference on Electricity Distribution, CIRED*, Wien, Mai 2007.
- [23] M. BRAUN und P. STRAUSS: *A review on aggregation approaches of controllable distributed energy units in electrical power systems*. In: *International Journal of Distributed Energy Resources*, Band 4, Seiten 297–319, 2008.
- [24] I. RÖTZER: *Strom und Kommunikation aus der Steckdose*. Fraunhofer Magazin, 3:Seiten 20–21, 2000.
- [25] C. BENDEL, D. NESTLE, J. RINGELSTEIN, A. ESSER, D. MÖST, O. RENTZ, M. FRANKE und A. GEYER-SCHULZ: *Marktmodell für ein dezentral organisiertes Energiemanagement im elektrischen Verteilnetz - Grundlage für ein internetbasiertes Managementsystem*. In: *Internationaler ETG Kongress 2007*, Oktober 2007.
- [26] U. ARNDT, S. VON ROON und U. WAGNER: *Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität ?* BWK - Brennstoff, Wärme, Kraft, 58(6):Seiten 52–57, 2006.
- [27] *FENIX Project*. <http://www.fenix-project.org>, Januar 2009.
- [28] *Projekt Regenerative Modellregion Harz*. <http://www.regmodharz.de>, Januar 2009.
- [29] M. SEBASTIAN, J. MARTI und P. LANG: *Evolution of DSO control centre tool in order to maximize the value of aggregated distributed generation in smart grid*. In: *CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution*, Frankfurt, Juni 2008.
- [30] F. YGGE, H. AKKERMANS, A. ANDERSSON, M. KREJIC und E. BOERTJES: *The HOMEBOTS system and field test: a multi-commodity market for predictive power*

- load management. In: Proceedings of the forth international conference on the practical application of intelligent agents and multi-agents, London, 1999.*
- [31] J.K. KOK, C.J. WARMER und I.G. KAMPHUIS: *PowerMatcher: Multiagent Control in the Electricity Infrastructure. In: Forth international joint conference on autonomous agents and multi-agent systems, Utrecht, Juli 2005.*
- [32] H.F. WEDDE, S. LEHNHOFF, E. HANDSCHIN und O. KRAUSE: *Real-time multi-agent support for decentralized management of electric power. In: Proceedings of the 18th euromicro conference on real-time systems, Dresden, Juli 2006.*
- [33] A. ESSER, O. RAABE, D. ROLLI und M. SCHÖLLER: *Eine sichere verteilte Marktplattform für zukunftsfähige Energiesysteme. IT - Information Technology, 4:Seiten 187–192, 2006.*
- [34] M. WOOLRIDGE: *An introduction to multi-agent systems. Verlag John Wiley&Sons, Februar 2002. ISBN 0 47149691X.*
- [35] P. SESTER und T. NITSCHKE: *Softwareagent mit Lizenz zum ...? - Vertragsschluss und Verbraucherschutz beim Einsatz von Softwareagenten. Computer und Recht, Seiten 548–554, 2004.*
- [36] C. BENDEL: *Dezentrale Energieeinspeisung ins Niederspannungsnetz - Information über das Forschungsprojekt DINAR -. Vortragsveranstaltung des VDE Kassel am 30.09.2004, http://www.vde.com/de/Regionalorganisation/Bezirksvereine/Kassel/berichte_mitteilungen/Berichte/2004/Documents/bericht_30.09.2004.pdf (Zugriff im März 2009), September 2004.*
- [37] C. BENDEL und D. NESTLE: *Decentralized electrical power generators in the low voltage grid - development of a technical and economical integration strategy. In: International Journal of Distributed Energy Resources, Band 1, Seiten 63–70, Januar 2005.*
- [38] C. BENDEL, D. NESTLE und S. MALCHER: *Dezentrale Energieeinspeisung ins Niederspannungsnetz - technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen -. In: 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Seiten 236–240, Bad Staffelstein, Mai 2005.*

- [39] C. BENDEL, D. NESTLE und J. RINGELSTEIN: *Bidirektionales dezentrales Energiemanagement im Niederspannungsnetz auf Basis zentraler und dezentraler Information*. In: *11. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik*, Seiten 161–175, Kassel, November 2006.
- [40] C. BENDEL, P. FUNTAN, T. GLOTZBACH, J. KIRCHHOF, G. KLEIN, D. NESTLE, M. RIES, S. MALCHER, S. KLEINLÜTKE, H. HIPPMANN, E. STACHORRA und V. BÜHNER: *Dezentrale Energieerzeugungsanlagen: Technische und wirtschaftliche Integration in den Netzbetrieb und Anpassung von Rahmenbedingungen (DINAR). Abschlussbericht*. Kassel, Mai 2008.
- [41] A. ENGLER: *Applicability of droops in low voltage grids*. In: *International Journal of Distributed Energy Resources*, Band 1, Seiten 3–15, 2005.
- [42] G. KAESTLE: *Virtual power plants as real CHP clusters: an new approach to coordinate the feeding in the low voltage grid*. In: *Proceedings of the 2nd International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Sources*, Napa, Kalifornien, Dezember 2006.
- [43] M. BODACH: *Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen*. Dissertation, Universität Chemnitz, März 2006.
- [44] P. ASMUTH: *Versorgungsstrukturen für elektrische Energie und Wärme mit Brennstoffzellen*. Dissertation, Universität Wuppertal, Januar 2007.
- [45] F. UPHAUS: *Objektorientiertes Betriebsführungssystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen*. Dissertation, Universität Dortmund, Mai 2006.
- [46] O. HAAS: *Kommunikation für dezentrale Stromversorgungssysteme*. Dissertation, Universität Kassel, September 2002.
- [47] D. NESTLE: *Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung*. Dissertation, Universität Kassel, August 2007.
- [48] J. RINGELSTEIN, C. BENDEL und D. NESTLE: *Netz- und marktkonformes bidirektionales Energiemanagement für Lasten und dezentrale Erzeuger im Niederspannungsnetz*. In: *10. Symposium Energieinnovation*, Graz, Februar 2008.

- [49] C. BENDEL, D. NESTLE und M. VIOTTO: *Safety aspects of decentralized net-coupled electrical generators*. In: *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Paris, 2004.
- [50] I. STADLER: *Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Habilitation, Universität Kassel, Oktober 2005.
- [51] JÜRIG NIPKOW, STEFAN GASSER und ERIC BUSH: *Der typische Haushalt-Stromverbrauch. Energieverbrauch von Haushalten in Ein- und Mehrfamilienhäusern*. Bulletin SEV/VSE, 19:Seiten 24–26, 2007.
- [52] D. DALLINGER: *Simulationsgestützte Betrachtung eines bidirektionalen Energiemanagementsystems im liberalisierten Energiemarkt*. Masterarbeit, Universität Kassel, Juni 2008.
- [53] C. BENDEL, D. DALLINGER, D. NESTLE und J. RINGELSTEIN: *Bidirektionales Energiemanagement für Lasten und dezentrale Erzeuger im Niederspannungsnetz - Feldtest und Anwendungen*. In: *VDI-Berichte*, Nummer 2036, Seiten 285–294, Braunschweig, Mai 2008.
- [54] T. DEGNER und P. STRAUSS: *Laboratory Grid for Distributed Generation*. <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/demotec/bilder/demotec.pdf> (Zugriff im Februar 2009), Oktober 2003.
- [55] HESSISCHER RUNDFUNK: *Günstiger Strom: Hessens Forscher liegen vorn*. Fernsehbeitrag in der Sendung m€x am 7. Mai 2008, http://www.hr-online.de/website/fernsehen/sendungen/index.jsp?rubrik=33612&key=standard_document_34262816 (Zugriff im März 2009).
- [56] BAYERISCHER RUNDFUNK: *Alternative Energie: Software spart Strom*. <http://www.br-online.de/wissen/umwelt/energie-strom-management-ID1201516584351.xml> (Zugriff im März 2009), Januar 2008.
- [57] D. NESTLE und J. RINGELSTEIN: *Flexibles Energiemanagement beim Stromkunden*. ETA Energie, 01:32–34, Januar 2009.

- [58] *Einrichtung zum Anschluss eines Gebäudes oder dgl. an ein elektrisches Niederspannungsnetz*. Europäische Patentanmeldung EP 1 339 153 A2. Veröffentlichung: 27.08.2003, ISET, Kassel.
- [59] *Bildmarke ISET-BEMI+*. Eintragsnummer 005482005, Eintragung am 15.11.2007, ISET, Kassel.
- [60] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWi, HRSG.): *Energie in Deutschland. Trends und Hintergründe zur Energieversorgung in Deutschland*. Mai 2008.
- [61] F. VAN OOSTVOORN: *SOLID-DER: RTD results on benefits & solutions for more integration of DER in EU*. In: *3rd International Conference on Integration of Renewable and Distributed Resources*, Nizza, Dezember 2008.
- [62] U. LEPRICH, D. BAUKNECHT, E. EVERS, H. GASSNER und K. SCHRADER: *Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber (DENSAN). Endbericht*. Oktober 2005.
- [63] J. GORDIJN und H. AKKERMANS: *Business models for distributed generation in a liberalized market environment*. <http://busmod.e3value.com>, März 2007.
- [64] K. HEUCK, K-D. DETTMANN und D. SCHULZ: *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Springer Verlag, 7. Auflage, 2007.
- [65] *Begriffe im liberalisierten Strommarkt*. In: *VDEW Materialien M-14/2001*, September 2001.
- [66] P. FUNTAN: *Verbraucherseitiger Blindleistungsbedarf - Praxisuntersuchung*. Präsentation auf DINAR-Projekttagung, Kassel, Juni 2006.
- [67] *Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex*. <http://www.eex.com/de/document/4423>, April 2007.
- [68] W. ZANDER, D. NAILIS, M. HOPPE-KILPPER und B. ERNST: *Wälzungsmechanismus des EEG*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), März 2004.
- [69] <http://www.regelleistung.net>, Juli 2007.

- [70] C. HARDT, T. LOH, D. NESTLE und V. SCHLEBUSCH: *Multifunktionale Kommunikation im Niederspannungsnetz*. In: 8. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, November 2003.
- [71] P. MAHER: *Perspectives on Power Quality in a Smart Metering World*. In: VDE Kongress, München, November 2008.
- [72] BUNDESNETZAGENTUR (HRSG.): *Beschluss zur Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelleistung in Gestalt der Minutenreserve*, Dezember 2006. AZ BK6-06-12.
- [73] VERBAND DER NETZBETREIBER VDN E.V. BEIM VDEW (HRSG.): *Transmission-Code Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung*, August 2006.
- [74] H. LINDENBERG und G. HILLMANN: *Minutenreserve: im Pool auch für kleine Leistungseinheiten attraktiv*. Elektrizitätswirtschaft (ew), 4:Seiten 48–50, 2008.
- [75] P. MAUCHLE, C. HÄDERLI und M. HÖCKEL: *Dezentrale Energieerzeugungsanlagen im Verteilnetz*. Bulletin SEV/AES, 21:Seiten 17–20, 2006.
- [76] C. BENDEL, M. VIOTTO, H. FASSHAUER, P. FUNTAN, J. KIRCHHOF, G. KLEIN, D. NESTLE und M. RIES: *Sicherheitsaspekte bei dezentralen netzgekoppelten Energieerzeugungsanlagen (SIDENA)*. Abschlussbericht. August 2005.
- [77] D. WESTERMANN und P. MORENO: *Einsatz dezentraler netzgekoppelter Stromerzeugungsanlagen im städtischen Versorgungsgebiet*. Elektrizitätswirtschaft (ew), 10:Seiten 34–40, 2008.
- [78] G. GJARDY: *Beitrag zur zukünftigen marktorientierten Betriebsführung und Systemintegration großflächig verteilter dezentraler Erzeugungen mit besonderer Berücksichtigung der Windenergie*. Dissertation, Universität Cottbus, Februar 2006.
- [79] J. SCHEFFLER: *Bestimmung der maximalen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*. Dissertation, Universität Chemnitz, Juni 2002.
- [80] S. RIESS: *Innovatives Störungsmanagement erhöht Kundenzufriedenheit*. Elektrizitätswirtschaft (ew), 23-24:Seiten 93–95, 2006.

- [81] J. SCHMID: *Energiemanagement in Gebäuden*. Vorlesungsskript, Institut für elektrische Energietechnik - Rationelle Energiewandlung, Universität Kassel, 2007.
- [82] R. LEISTEN, J. MATHIAK und J. ROES: *Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellenanlagen zur dezentralen Hausenergieversorgung - Ein Vergleich zur konventionellen Technologie*. BWK - Brennstoff, Wärme, Kraft, 3, 2002.
- [83] VDI E.V. (HRSG.): *Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*, Mai 2007. VDI-Richtlinie VDI 4655.
- [84] STADTWERKE SCHWÄBISCH HALL GMBH (HRSG.): *Durchschnittsverbrauch je Haushalt im Jahr 2004*. www.stadtwerke-hall.de/infocenter/energiespartipps/durchschnittsverbraeuche.html, August 2007.
- [85] VATTENFALL TRADING SERVICES GMBH (HRSG.): *The wholesale product GH0*. <http://www.ohv.nl/uploads/files/GH0%20brochure%20engels.pdf?PHPSESSID=ac2215d27aca57b24db54bfa0c3f2462> (Zugriff im März 2009).
- [86] T. SCHAUPP: *Design of a test site for agent based microgrid management with dispersed generation in a real distribution grid*. Diplomarbeit, Fachhochschule Mannheim, Mai 2007.
- [87] J. VERSTEGE: *Leittechnik für elektrische Übertragungsnetze*. Vorlesungsskript, Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung, Bergische Universität Wuppertal, 2005.
- [88] J. JAHN: *Energiekonditionierung in Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Integration verteilter Energieerzeuger in schwachen Netzausläufern*. Dissertation, Universität Kassel, Mai 2007.
- [89] M. BRAUN: *Reactive power supply by distributed generators*. In: *IEEE PES General Meeting*, Pittsburgh, USA, Juli 2008.
- [90] T. DE WOLF und T. HOLVOET: *Emergence and Self-Organization: a statement of similarities and differences*. In: *2nd International Workshop on Engineering Self-Organizing Applications*, New York, Juli 2004.
- [91] P. MILLER: *The Genius of Swarms*. <http://www.ngm.nationalgeographic.com/2007/07/swarms/miller-text> (Zu-

griff im Februar 2009), Juli 2007.

- [92] B. NIESING: *Gemeinsam schlau*. Fraunhofer Magazin, 3:Seiten 54–55, März 2004.
- [93] A. NATHAN UND V. C. BARBOSA: *V-like formations in flocks of artificial birds*. Artificial Life, 14:Seiten 179–188, 2008.
- [94] D. SWAGATAM, A. AJITH UND K. AMIT: *Swarm intelligence algorithms in bioinformatics*, Band 94, Seiten 113–147. Springer Verlag, 2008.
- [95] T. HAMILTON: *Schwarmintelligenz trifft Energiemanagement*. <http://www.heise.de/tr/Schwarmintelligenz-trifft-Energiemanagement--/artikel/127167>, Februar 2009.
- [96] *DIN EN 61850-7-420*, September 2006. Kommunikationsnetze und -systeme in Stationen - Teil 7-420: Kommunikationssysteme für verteilte Energieversorgung, Norm-Entwurf.
- [97] UNION FOR THE CO-ORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY (UCTE, HRSG.): *Final Report System Disturbance on 4. November 2006*. http://www.ucte.org/_library/otherreports/Final-Report-20070103.pdf (Zugriff im Januar 2009), 2007.
- [98] EFR EUROPÄISCHE FUNKRUNDSTEUERUNG GMBH: *Technologiebroschüre*. <http://www.efr-funk.eu/de/download/pdfs/Technologie.pdf> (Zugriff im Januar 2009).
- [99] J. KRÄMER, R. FUHRMANN, T. REMPEL und M. EIBL: *Funk-Rundsteuerung bietet mehr Flexibilität bei geringerem technischem Aufwand*. Elektrizitätswirtschaft (ew), 5:Seiten 50–53, 2005.
- [100] A. BEUTELSPACHER, H. B. NEUMANN UND T. SCHWARZPAUL: *Kryptografie in Theorie und Praxis*. Vieweg+Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2. Auflage, 2010.
- [101] T. SCHAUB: *Selma - Technologie und Anwendung*. <http://www.selma-project.de/uebersicht/veroeffV1.htm> (Zugriff im Januar 2009), Oktober 2003.

- [102] *UML-Kurzreferenz*. <http://www.st.informatik.tu-darmstadt.de/pages/lectures/inf1/ws01-02/uebungen/umlkr.pdf> (Zugriff im März 2009), 2001.
- [103] G. BANNERT und M. WEITZEL: *Objektorientierter Softwareentwurf mit UML*. Addison-Wesley Verlag GmbH, 1999. ISBN 3-8273-1487-9.
- [104] G. BÄRWALDT und M. KURRAT: *Auswirkungen von dynamischen Haushaltsstromtarifen auf der Basis stochastischer Haushaltslastprofile*. In: *10. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2008*.
- [105] R. HARTIG: *Untersuchungen zur Optimierung des Energiemanagements im Privatkundenbereich*. Dissertation, Universität Chemnitz, August 2001.
- [106] B. VALOV, S. HEIER und G. ARNOLD: *Spannungsänderungen und Stabilisierungsmöglichkeiten in Versorgungsnetzen mit erneuerbaren Energieanlagen*. In: *48. Internationales Wissenschaftliches Kolloquium, Technische Universität Ilmenau, September 2003*.
- [107] E. METTEN: *Integration von Dezentralen Erzeugungsanlagen in das Verteilungsnetz*. Workshop Energie und Kommunikation, Dortmund, März 2005.
- [108] H. LAUKAMP: *Stromüberschüsse aus Photovoltaik im Niederspannungsnetz - ein technisches Problem?* In: *Workshop Netzqualität - Auswirkungen und Chancen der PV-Technik, Kassel, Mai 2006*.
- [109] R. WITZMANN und G. KERBER: *Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik*. *Elektrizitätswirtschaft (ew)*, 4:Seiten 50–54, 2007.
- [110] Y. UEDA: *Analysis result of voltage rise and network behaviour simulations with large scale DER deployment*. In: *3rd International Conference on Integration of Renewable and Distributed Resources, Nizza, Dezember 2008*.
- [111] G. SCHULZ: *Spannungsbandproblematik in Niederspannungsnetzen mit dezentraler Einspeisung aus Solaranlagen*. In: *10. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2008*.
- [112] V. THORNLEY, J. HILL, P. LANG und D. REID: *Active network management of voltage leading to increased generation and improved network utilisation*. In: *CIREN*

Seminar Smart Grids for Distribution, Frankfurt, Juni 2008.

- [113] H. HATTA und H. KOBAYASHI: *Demonstration study on centralized voltage control system for distribution line with sudden voltage fluctuations*. In: *CIREC Seminar Smart Grids for Distribution*, Frankfurt, Juni 2008.
- [114] W. PRÜGGLER, H. BRUNNER, B. BLETTERIE und F. KUPZOG: *Aktive Netzintegration dezentraler Stromerzeuger unter verbesserter Ausnutzung bestehender Verteilnetzinfrastrukturen - eine österreichische Fallstudie*. In: *10. Symposium Energieinnovation*, Graz, Februar 2008.
- [115] M. BRAUN: *Provision of ancillary services by distributed generators - technological and economic perspective*. Dissertation, Universität Kassel, 2008.
- [116] A. MÜHLBERGER, R. PRÖTSCH und J. WOLFAHRT: *Paradigmenwechsel bei den Netzanschlussbedingungen im Niederspannungsnetz und dessen Folgen*. In: *24. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Seiten 80–84, Bad Staffelstein, März 2009.
- [117] L. HEINHOLD und R. STUBBE (HRSG.): *Kabel und Leitungen für Starkstrom*. Siemens Aktiengesellschaft, Erlangen, 4. Auflage, 1989. ISBN 3-8009-1524-3.
- [118] *Verfahren zum netzkonformen Betrieb von elektrischen Lasten und Erzeugern*. Deutsche Patentanmeldung 10 2008 057 563.1. Priorität: 11.11.2008, ISET, Kassel.
- [119] J. SCHEFFLER: *Betrieb und Kenngrößen des Niederspannungsnetzes der Stadtwerke Leipzig*. Elektrizitätswirtschaft (ew), 8:Seiten 50–56, 2001.
- [120] J. JÄGER, T. KEIL, T. DEGNER und N.SCHÄFER: *Schutztechnik in DER Netzen*. In: *13. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik*, Kassel, September 2008.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung, Seite
ACN	Active Customer Network, 213
AEM	Attribute-based Estimation Management, 28
BBK	BEMI-zu-BEMI-Kommunikation, Punkt-zu-Punkt-Kommunikation zwischen zwei BEMIs, 118
BEMI	Bidirektionales Energiemanagement-Interface, 16
BEMI-EMS	siehe EMS, 53
BEMI-LS-EH	BEMI-Leitstelle beim Energiehändler (beim zwei-Leitstellen-Modell), 57
BEMI-LS-VNB	BEMI-Leitstelle beim Verteilnetzbetreiber (beim zwei-Leitstellen-Modell), 57
BEMI-MSI	siehe MSI, 63
BEMI-ZI	siehe ZI, 55
BISI	Bidirektionales Sicherheitsinterface, 26
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher, 31
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 13
BNetzA	Bundesnetzagentur, 67
BPK	BEMI-zu-Pool-BEMI Kommunikation, bidirektionale Punkt-zu-Punkt-Kommunikation (Unicast) von einem BEMI zum Pool-BEMI, 118

Abkürzung	Bedeutung, Seite
DDE	Dynamic Data Exchange, 156
DEA	Dezentrale Anlage zur Stromerzeugung, 9
DEE	Dezentrale Energieeinheit (Dezentrale Anlage zur Stromerzeugung, dezentrale elektrische Last oder dezentraler elektrischer Speicher, 11
DeMoTec	Designzentrum modulare Versorgungstechnik, 31
DINAR	Dezentrale Energieerzeugungsanlagen: technische und wirtschaftliche Integration in den Netzbetrieb und Anpassung von Rahmenbedingungen, 16
DPL	DIgSILENT Programming Language, 126
EDL	Energiedienstleister, 64
EEG	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbares-Energien-Gesetz), 6
EEX	European Energy Exchange, 31
EFH	Einfamilienhaus, 74
EFR	europäische Funkrundsteuerung, 118
EH	Energiehändler, 44
EMS	Energiemanagementsystem, Komponente des Bidirektionalen Energiemanagement-Interfaces, 23
ENS	Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugehörigen Schaltorganen, 26
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz, 13
FPS	Fixed program shift, 27
HH	Haushalt, 73

Abkürzung	Bedeutung, Seite
ISET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik. Verein an der Universität Kassel e.V., 16
KWB	Kraftwerksbetreiber, 44
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung, 6
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft- Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz), 6
LAN	Local Area Network, 23
LGZ	(viertelstündliche) registrierende Lastgangzählung, 45
MFH	Mehrfamilienhaus, 74
MMI	Mensch-Maschine-Interface, Komponente des Bidirektionalen Energiemanagement-Interfaces, 23
MRL	Minutenreserveleistung, 67
MSI	Mess- und Steuerinterface, Komponente des Bidirektionalen Energiemanagement-Interfaces, 23
MSN	Mittelspannungsnetz, 185
NNE	Netznutzungsentgelt, 45
NSN	elektrisches Niederspannungsnetz, 7
PBK	Pool-BEMI-zu-BEMI Kommunikation, unidirektionale Übertragung zentraler Information vom Pool-BEMI an alle BEMI (Broadcast) oder die Mitglieder einer BEMI-Gruppe (Multicast), 118

Abkürzung	Bedeutung, Seite
PDA	Personal Digital Assistant, 25
PDU	Protocol data unit, 126
PPC	Price power control, 27
PV	Photovoltaik, 125
RTU	Remote Terminal Unit, 218
SCADA	Supervisory control and data acquisition, 45
SDL	Systemdienstleistungen, 55
SDN	Simulationsdatennetz, 149
SOC	State of charge, 26
TCP/IP	Transmission control protocol / Internet protocol, 118
UCTE	Union for the co-ordination of transmission of electricity, 118
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung, 118
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., 69
VK	Virtuelles Kraftwerk, 12
VMS	Verteilnetzmanagementsystem, 213
VNB	Verteilnetzbetreiber, 30
VN-DL	Verteilnetz-Dienstleistungen, 70
VNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte, 45
WKA	Windkraftanlage, 214
WLAN	Wireless Local Area Network, 23
ZDA	Zähl Datenaufbereitung, 45
ZDS	Zähl Datenspeicherung, 45
zgVK	zentral gesteuertes Virtuelles Kraftwerk, 13

Abkürzung	Bedeutung, Seite
ZI	Zählerinterface, Komponente des Bidirektionalen Energiemanagement-Interfaces, 23

Schriftenreihe **Erneuerbare Energien und Energieeffizienz**
Renewable Energies and Energy Efficiency

Herausgegeben von / Edited by
Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid, Universität Kassel

<http://www.upress.uni-kassel.de/>

- Band 1:** The Influence of Modelling Accuracy on the Determination of Wind Power Capacity Effects and Balancing Needs (2007), ISBN 978-3-89958-248-2
Cornel Ensslin
- Band 2:** The Way to Competitiveness of PV – An Experience Curve and Break-even Analysis (2006), ISBN 978-3-89958-241-3
Martin Staffhorst
- Band 3** Smart Electricity Networks based on large integration of Renewable Sources and Distributed Generation (2007), ISBN 978-3-89958-257-4
Manuel Sánchez Jiménez
- Band 4** Large-scale integration of wind power in the Russian power supply: analysis, issues, strategy (2007), ISBN 978-3-89958-339-7
Alexander Badelin
- Band 5** Lastmanagement – Nutzung der thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrischer Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen (2008), ISBN 978-3-89958-356-4
Aleksandra Saša Bukvic-Schäfer
- Band 6** Mini-Grid System for Rural Electrification in the Great Mekong Sub Regional Countries (2008), ISBN 978-3-89958-364-9
Tawatchai Suwannakum
- Band 7** Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung - Konzept, Algorithmen, Kommunikation und Simulation (2008), ISBN 978-3-89958-390-8
David Nestle
- Band 8** Development and Modelling of a Thermophotovoltaic System (2008), ISBN 978-3-89958-375-5
Giovanni Mattarolo
- Band 9** Energiekonditionierung in Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Integration verteilter Energieerzeuger in schwachen Netzausläufern (2008), ISBN 978-3-89958-377-9
Jörg Jahn

- Band 10** Provision of Ancillary Services by Distributed Generators. Technological and Economic Perspective (2009), ISBN 978-3-89958-638-1
Martin Braun
- Band 11** Optimum Utilization of Renewable Energy for Electrification of Small Islands in Developing Countries (2009), ISBN 978-3-89958-694-7
Indradip Mitra
- Band 12** Regelung und Optimierung eines Brennstoffzellensystems für die Hausenergieversorgung (2009), ISBN 978-3-89958-696-1
Björn Eide
- Band 13** Netzschutz für elektrische Energieversorgungssysteme mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen (2009), ISBN 978-3-89958-778-4
Andrey Shustov
- Band 14** Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems (2010), ISBN 978-3-89958-798-2
Sterner, Michael
- Band 15** Role of Grids for Electricity and Water Supply with Decreasing Costs for Photovoltaics (2010), ISBN 978-3-89958-958-0
Bhandari, Ramchandra

Das elektrische Niederspannungsnetz bietet wegen der zunehmenden Anzahl von dezentralen Anlagen zur Stromerzeugung ein wachsendes, aber derzeit größtenteils ungenutztes Potenzial zum Energiemanagement. Dieses könnte im künftigen „Smart Grid“ zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung eingesetzt werden. Aufbauend auf dem vom Fraunhofer IWES entwickelten Bidirektionalen Energiemanagement-Interface (BEMI) leistet vorliegende Arbeit drei Beiträge zur Entwicklung eines übergeordneten dezentral entscheidenden Energiemanagements (Pool-BEMI).

Erstens wird eine konzeptionelle Beschreibung der Rolle des Energiemanagements im Umfeld des liberalisierten Energiemarktes aus technischer Sicht entwickelt. Es werden Betriebszustände definiert, Anwendungen klassifiziert sowie mögliche Mechanismen zur Umsetzung der Anwendungen identifiziert. Zweitens wird ein Simulationswerkzeug für das BEMI-System entwickelt, das eine Schnittstelle zu einer professionellen Netzberechnungssoftware beinhaltet. Drittens wird mit Hilfe dieses Werkzeugs ein neues Verfahren zur anreizbasierten Spannungshaltung im Verteilnetz entwickelt und in einem Labortest mit dem Konzept der Spannungshaltung durch ein virtuelles Kraftwerk kombiniert.