

Gemeinsamer Abschlussbericht

des
Forschungsvorhabens

„Die Stadt als Speicher“

„Energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der Fluktuation erneuerbarer Einspeiser“



Förderkennzeichen: 0325527

Laufzeit des Vorhabens: 01.12.2013 – 28.02.2018

Projektteilnehmer:	TU Dortmund (ie ³ , Projektleitung)	0325527A
	Fraunhofer UMSICHT	0325527B
	Universität Duisburg-Essen (EWL)	0325527C
	Robert Bosch GmbH	0325527D
	Bittner+Krull Softwaresysteme GmbH	0325527I
	Hertener Stadtwerke GmbH	
	SWW Wunsiedel GmbH	

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Autoren

Olga Dell-Almak	(Bittner + Krull Softwaresysteme GmbH)
Bernhard Dick	(Technische Universität Dortmund, ie ³)
Andreas Dietrich	(Universität Duisburg-Essen, EWL)
Jan Gall	(Robert Bosch GmbH)
Maike Hasselmann	(Fraunhofer UMSICHT)
Leander Grunwald	(Fraunhofer UMSICHT)
Annedore Kanngießner	(Fraunhofer UMSICHT)
Stefan Kippelt	(Technische Universität Dortmund, ie ³)
Christian Rehtanz	(Technische Universität Dortmund, ie ³)
Christoph Weber	(Universität Duisburg-Essen, EWL)

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	7
1.1	Zielsetzung und Ergebnisse des Projektes.....	8
1.2	Virtueller Energiespeicher.....	10
1.3	Inhalt dieses Dokumentes.....	11
2.	Modellierung und Einsatzplanung virtueller Speicher.....	13
2.1	Deterministische Einsatzplanung virtueller Speicher.....	14
2.2	Stochastische Einsatzplanung virtueller Speicher.....	17
2.3	Modellierung und Prognosen von Einflussparametern.....	19
2.3.1	Modellierung und Prognosen.....	19
2.3.2	Dimensionierung von Flexibilitätsoptionen in der Simulation.....	20
2.4	Virtuelle Speicher im Verteilnetz.....	21
2.4.1	Berücksichtigung von Netzrestriktionen in der Einsatzplanung.....	21
2.4.2	Reduktion der Spitzenlast von Verteilnetzen.....	24
2.5	Flexibilitätspotenziale der Modellregionen.....	25
3.	Virtuelle Speicher im Praxisversuch.....	27
3.1	IKT-Infrastruktur.....	27
3.2	Schnittstellen und Datenbanken.....	31
3.3	Anlagenanbindung.....	33
3.3.1	Blockheizkraftwerke.....	35
3.3.2	Wärmepumpen.....	38
3.3.3	Sonstige Anlagen.....	39
3.3.4	Anbindung der Anlagen an den zentralen Applikations-Server.....	40
3.4	Zentrale Optimierungsplattform.....	40
3.4.1	Module der zentralen Optimierungsplattform.....	40
3.4.2	Einbindung der Prognosen.....	42
3.4.3	Ablauf der vor- und untertägigen Optimierung.....	44
3.5	Dezentrale Optimierungsplattform.....	47
3.5.1	Lokaler Einsatzplaner (Local Schedule Generator, LSG).....	47
3.5.2	Fahrplanmanager (Schedule Manager, SM).....	48
3.5.3	Datenkonzentrator (Data Concentrator, DC).....	48
4.	Erkenntnisse aus dem Feldtest.....	49
4.1	IKT-Infrastruktur.....	49
4.2	Schnittstellen und Datenbanken.....	50
4.3	Anlagenanbindung.....	51
4.4	Zentrale Optimierungsplattform.....	53
4.4.1	Erkenntnisse über die Softwareumgebung und Optimierung im Feldtest.....	53
4.4.2	Erkenntnisse über die Wärmebedarfsprognose im Feldtest.....	54

4.4.3	Virtueller Speicher im Fahrplanbetrieb.....	57
4.4.4	Fahrplanbetrieb der KWK-Anlagen.....	61
4.4.5	Fahrplanbetrieb der Wärmepumpen.....	68
4.4.6	Fahrplanbetrieb der Elektrospeicherheizungen.....	73
4.4.7	Fahrplanbetrieb der Batteriespeicher.....	76
4.5	Dezentrale Optimierungsplattform.....	80
4.5.1	Rechenkapazität.....	80
4.5.2	Zeitpunktdifferenz Anlagenzustand und Modellberechnungsintervall.....	81
4.6	Herausforderungen und Erkenntnisse aus dem Feldtest.....	83
5.	Einbettung in das energiewirtschaftliche Umfeld, Vermarktungsoptionen und Endkundenprodukte.....	85
5.1	Marktorientierte Bewirtschaftung des virtuellen Speichers.....	85
5.1.1	Verkauf der Flexibilität: Großhandelsmärkte und Marktprodukte.....	85
5.1.2	Handelsstrategien für die Spotmärkte.....	88
5.1.3	Handelsstrategien für die Regelleistungsmärkte.....	91
5.1.4	Nutzung des virtuellen Speichers für das Bilanzkreismanagement.....	92
5.1.5	Einkauf der Flexibilität: Endkundenprodukte und Endkundentarife.....	95
5.2	Hemmnisse in der Umsetzung durch regulatorische Vorgaben.....	98
5.2.1	Flexible Verbraucher.....	99
5.2.2	Flexible Prosumer.....	100
5.2.3	Flexible Erzeuger.....	101
5.2.4	Stromspeicher.....	102
5.3	Analyse aktueller wirtschaftlicher Potenziale.....	104
5.3.1	Aktuelle Preisstrukturen auf den Großhandelsmärkten.....	104
5.3.2	Flexible Verbraucher.....	105
5.3.3	Flexible Prosumer.....	108
5.3.4	Flexible Erzeuger.....	110
5.3.5	Stromspeicher.....	112
5.4	Erkenntnisse aus dem Backtesting (stochastisches Optimierungsmodell).....	113
5.5	Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen.....	115
5.5.1	Definition der Zukunftsszenarien und Simulation von Börsenpreisen.....	115
5.5.2	Analyse der wirtschaftlichen Potenziale in den Zukunftsszenarien.....	118
6.	Zusammenfassung.....	125
6.1	Erkenntnisse nach Themenfeldern.....	125
6.2	Ausblick.....	128
	Literaturverzeichnis.....	131
	Veröffentlichungen.....	137

1. Einleitung

Der fortschreitende Wandel hin zu fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung führt bereits heute zu einem erhöhten Flexibilitätsbedarf in elektrischen Energiesystemen. Bei einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien kann der Zubau von Speichertechnologien notwendig werden, insbesondere zur Überbrückung von Phasen ohne Wind- und Fotovoltaikeinspeisung. Neben konventionellen Speichermöglichkeiten wie Pumpspeicherkraftwerken existiert eine Vielzahl von Technologien zur Stromspeicherung, die hierfür in Zukunft zum Einsatz kommen können. Diese umfassen beispielsweise verschiedene Typen von Batteriespeichern, Druckluftspeicherkraftwerke oder Schwungradspeicher sowie indirekte Stromspeicher wie Wasserstoff oder Methan. Diese Speichersysteme sind jedoch stets mit hohen Investitions- und Betriebskosten oder geringen Wirkungsgraden verbunden.

Eine weitere Art der Speicherung bietet sich durch die Flexibilisierung bereits im Stromversorgungsnetz vorhandener dezentraler Erzeuger und Lasten bzw. dezentraler Stromspeicher. Da der wirtschaftliche Anreiz für Installation und Betrieb dieser Anlagen bereits durch ihren primären Anlagenzweck gegeben ist, fallen die Kosten ihrer Erschließung tendenziell geringer aus. Thermische Speicher können in Kombination mit Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ebenfalls zum Ausgleich im Stromnetz beitragen und sind in der Anschaffung um den Faktor 10 bis 100 günstiger als Batteriespeicher gleicher Kapazität. Dies gilt im Besonderen, wenn Wasser als Wärmeträgermedium zum Einsatz kommen kann. Durch die Förderung des Ausbaus dezentraler Erzeugungsanlagen stehen besonders in diesem Segment viele Anlagen zur Verfügung, die derzeit im unkoordinierten Betrieb arbeiten und dadurch große indirekte Speicherpotenziale bieten. Weitere Lastverschiebe- und Speicherpotenziale ergeben sich durch das Voranschreiten intelligenter Messeinrichtungen im Zusammenspiel mit entsprechenden Gateways sowie die zunehmende Elektrifizierung der Mobilität.

Das Forschungsvorhaben „Die Stadt als Speicher“ beschäftigt sich mit der Bündelung dieser vielfältigen elektrischen und thermischen Speicherkapazitäten und Lastverschiebepotenziale zu einem sogenannten virtuellen Energiespeicher (siehe Abschnitt 1.2). Eine ausführlichere Definition des Begriffs virtueller Energiespeicher erfolgt in Abschnitt 1.2. Zudem werden dort die im Kontext des Forschungsvorhabens eingebundenen Anlagen vorgestellt. Die konkreten Projektziele werden in Abschnitt 1.1 beschrieben.

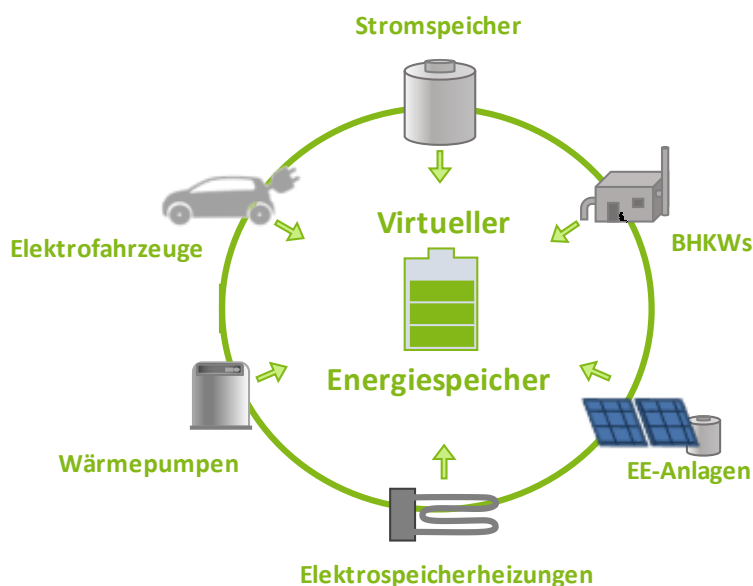


Abbildung 1-1: Prinzip des virtuellen Energiespeichers

Die Bündelung aller Anlagen zum virtuellen Energiespeicher muss koordiniert unter Einhaltung technischer Randbedingungen wie Netz- und benutzerseitiger Restriktionen erfolgen. Eine wichtige benutzerseitige Restriktion ist, dass die Verschiebung des Anlagenbetriebs den Komfort nicht beeinträchtigen darf, d.h. es muss dem Verbraucher bspw. jederzeit die zum Heizen benötigte Wärme zur Verfügung gestellt werden. Darüber hinaus muss das Konzept für eine praktische Umsetzung regulierungs- sowie gesetzeskonform ausgestaltet sein und zu energiewirtschaftlich marktfähigen Produkten führen. Die hierzu benötigten Lasten und Erzeugungsanlagen konzentrieren sich typischerweise in städtischen Lastzentren. Hier findet sich eine hohe Dichte an flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen, die eine gute Voraussetzung für die praktische Erprobung dieser virtuellen Energiespeicherung bietet.

Um alle beschriebenen Aspekte ganzheitlich behandeln zu können war das Forschungsvorhaben „Die Stadt als Speicher“ in drei grundlegende Teile gegliedert:

- Zunächst wurden die Speicherpotenziale simulativ am Beispiel städtischer Bereiche überprüft und der Nutzen geringer baulicher Erweiterungen, z. B. durch thermische Speicher, ausgewertet.
- Anschließend wurden die zuvor simulierten Potenziale anhand eines praktischen Demonstrationsvorhabens in den Modellregionen Herten und Wunsiedel überprüft. Hierzu wurden Koordinierungskonzepte ausgearbeitet, implementiert und anschließend ein einjähriger Feldtest durchgeführt. Die Demonstration in Zusammenarbeit mit den Hertener Stadtwerken und der SWW Wunsiedel sichert die praktische Umsetzbarkeit und Anwendungsnähe des Konzeptes.
- Parallel erfolgte die Erarbeitung von Konzepten zur Einbindung der – durch marktorientierte Bewirtschaftung erschließbaren – ökonomischen Potenziale in die energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette. Hieraus können Erfolgsfaktoren sowie Hemmnisse für die Umsetzung virtueller Energiespeicher abgeleitet werden.

1.1 Zielsetzung und Ergebnisse des Projekts

Übergeordnetes Ziel des Projekts war die Konzeption und Demonstration eines virtuellen Energiespeichers unter Nutzung dezentraler Strom-Wärme-gekoppelter Wärmeversorgungsanlagen mit thermischen Speichern sowie Stromspeichern.

Zur Erreichung dieses übergeordneten Ziels war eine Vielzahl an unterschiedlichen Arbeitsschritten notwendig, die jeweils unterschiedliche Teilziele adressierten. Jedes der Teilziele mitsamt der dazugehörigen Forschungsfragen ist im Folgenden in einem eigenen Abschnitt dargestellt.

Simulation und Übertragung des Flexibilitätspotenzials

Die Bestimmung des individuellen Beitrags einer Einzelanlage zum Gesamtpotenzial des Aggregationsverbundes ist sowohl für die Konzeptionierung des virtuellen Energiespeichers wie auch für die Vergütung des jeweiligen Anlagenbesitzers notwendig. Daher muss vorab eine Methode existieren, mit der der Nutzen der einzelnen, im Projekt verwendeten Anlagentypen sowohl technisch als auch wirtschaftlich bewertet werden kann. In diesem Projekt wurde ein Modell entwickelt, welches das Speicher- und Verschiebepotenzial einer beliebigen Anzahl von dezentralen Energieanlagen technisch und wirtschaftlich bewertet. Auch über den Feldtest hinaus, ließen sich so die Flexibilitätspotenziale ganzer Versorgungsgebiete aktiv nutzen bzw. die Berechnungen für Zukunftsszenarien durchführen. Dabei wurden die folgenden Forschungsfragen adressiert:

- Mit welchen Methoden lässt sich das Potenzial virtueller Speicher ermitteln?
- Wie hoch ist das Flexibilitätspotenzial der verschiedenen Anlagentypen?
- Welches technische Potenzial bietet ein virtueller Speicher heute und in Zukunft?

Berücksichtigung von Netzrestriktionen

Die zunehmende Elektrifizierung vormals fossil betriebener Anwendungen, wie Heizungssysteme oder der Mobilität, wird in Zukunft zu einer deutlich stärkeren Belastung der Verteilnetze führen. Eine zusätzliche, marktorientierte Koordination dieses Betriebs kann diese Problematik zukünftig weiter erschweren. Im Rahmen des Projekts wurde daher sichergestellt, dass die vorhandenen Netzrestriktionen im Anlageneinsatz berücksichtigt werden und dass durch den marktorientierten Speicherbetrieb kein zusätzlicher Netzausbaubedarf verursacht wird. Dabei wurden die folgenden Forschungsfragen adressiert:

- Wie lässt sich die für den Speicherbetrieb noch vorhandene Netzkapazität ermitteln?
- Wie kann gewährleistet werden, dass durch den koordinierten Anlagenbetrieb keine Netzüberlastungen verursacht werden?
- Wie lässt sich dabei eine Diskriminierungsfreiheit auch bei unterschiedlichen Betreibern virtueller Speicher gewährleisten?

Angepasste Koordinationsverfahren für den Fahrplanbetrieb

Für den optimierten Betrieb des Anlagenpools gilt es stets, eine optimale Betriebsweise der vorhandenen Anlagen für den individuellen Einsatzzweck zu erreichen. Diese Vorgabe lässt sich in Form mathematischer Optimierungsprobleme formulieren, deren Lösung den jeweils optimalen Anlageneinsatz beschreibt. Dabei ist es notwendig, die individuellen Speicherstände der Einzelanlagen, Erwartungen über den zukünftigen Wärmebedarf sowie verfügbare Kapazitäten im Verteilnetz und allem voran den Nutzerkomfort zu gewährleisten. Zur Lösung dieses Einsatzplanungsproblems existieren verschiedene mathematische Ansätze, von denen in diesem Forschungsvorhaben zwei Verfahrensweisen praktisch erprobt werden. Dabei handelt es sich einerseits um einen zentralen Ansatz auf Basis gemischt-ganzzahliger Optimierungsmodelle mit einer direkten, hierarchischen Ansteuerung der Anlagen seitens des zentralen Optimierers. Andererseits wird der Einsatz eines dezentralen Optimierungsansatzes erprobt, bei dem ein sich selbst organisierendes Multi-Agenten-System das optimale Anlagenverhalten selbstständig ermittelt. Dabei werden die folgenden Forschungsfragen adressiert:

- Welches sind die grundlegenden Vor- und Nachteile der beiden möglichen Koordinationsverfahren? Welche Performance zeigen die Verfahren im Praxisbetrieb?
- Welche Software-Module und Prognosen (insb. des Wärmebedarfs) sind für einen Live-Betrieb notwendig und vorteilhaft?
- Welcher Detailgrad der Anlagenmodelle ist auf Basis der vorhandenen Daten in Hinblick auf Rechenzeit und Genauigkeit zu wählen?
- Welche Potenziale sind mit welchen Anlagentypen in der Realität erreichbar?

Einbindung und Ansteuerung der Anlagen

Für eine flexible Betriebsweise der beteiligten Anlagen müssen diese von ihren heutigen, meist wärmegeführten Regelstrategien abweichen und in einen „Fahrplanmodus“ wechseln können. Die in diesem Projekt durchgeführte Flexibilisierung ist somit mit einem tiefen Eingriff in die individuelle Anlagenregelung verbunden. Dieser Eingriff muss unter Berücksichtigung der technischen Funktionsweisen und des Benutzerkomforts erfolgen. Gleichzeitig müssen zur Bestimmung des Anlagenzustandes relevante Messwerte erfasst und übermittelt werden. Im Rahmen des Projekts werden dafür die folgenden Forschungsfragen adressiert:

- Wie kann an den jeweiligen Anlagen die Durchführung des Fahrplanbetriebs vorgenommen werden? Welche Hardware wird dazu vor Ort benötigt?
- Welche Informationen müssen zwischen der lokalen Anlagensteuerung und der zentralen Koordinationsinfrastruktur ausgetauscht werden?

- Welche Hardwareschnittstellen und Protokolle sind geeignet? Wie lassen sich diese in bestehende Standards einfügen bzw. diese erweitern?

Geeignete Informations- und Kommunikationstechnik

Die Vernetzung einer großen Anzahl dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen verursacht in der Praxis ein sehr hohes Datenaufkommen. In Verbindung mit einer kurzen Reaktionszeit stellt dies hohe Anforderungen an die verwendete Kommunikationsinfrastruktur. Zugleich fallen für die Zustandsbeschreibung und auch die Abrechnung virtueller Speicher sehr heterogene Zähl- und Messdaten an. Diese müssen in einer geeigneten Systemarchitektur übermittelt und archiviert werden. Dabei werden die folgenden Forschungsfragen adressiert:

- Welche Systemarchitektur ist für den Einsatz bei virtuellen Energiespeichern effizient?
- Mit welchem Datenaufkommen ist bei virtuellen Speichern zu rechnen?
- Wie lassen sich die vielfältigen Mess- und Zählwerte des Systems effizient verarbeiten?

Vermarktungsoptionen

Zur Implementierung des Projektkonzepts im energiewirtschaftlichen Umfeld muss der Funktionalität des Aggregationskonzepts ein entsprechendes Geschäftsmodell zugrunde gelegt werden. Ein wichtiges Ziel ist deshalb die Analyse von Vermarktungsoptionen in verschiedenen Strommärkten, die Bewertung der ökonomischen Potenziale sowie die Betrachtung möglicher Vergütungsmodelle für den Endkunden. Dabei wird eine Analyse im Kontext des heutigen Marktumfelds, bei aktuellem regulatorischen Rahmen und unter der heutigen Anreizsituation durchgeführt. Darüber hinaus wird ein Ausblick auf zukünftig mögliche Entwicklungen für Energiesysteme mit erhöhten Anteilen an fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren gegeben. Dabei werden die folgenden Forschungsfragen adressiert:

- Welche Vermarktungsoptionen gibt es für virtuelle Energiespeicher an den Energiemärkten und auf Endkundenseite?
- Wie ist deren Wirtschaftlichkeit sowie Konformität mit den aktuellen rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen zu bewerten?
- Welche Chancen und Hemmnisse lassen sich für den wirtschaftlichen Betrieb von virtuellen Energiespeichern ableiten? Was ist diesbezüglich bei der Gestaltung von Geschäftsmodellen zu beachten?
- Wie wird sich die Wirtschaftlichkeit virtueller Speicher in Zukunft entwickeln?

1.2 Virtueller Energiespeicher

Als virtueller Speicher wird in diesem Forschungsprojekt der Zusammenschluss einer Vielzahl dezentraler Flexibilitätsoptionen bezeichnet. Da es sich bei den berücksichtigten Flexibilitätsoptionen nicht ausschließlich um Erzeugungsanlagen, sondern zusätzlich um flexible Lasten oder Stromspeicher handelt, wird der bekannte Begriff virtuelles Kraftwerk in diesem Kontext zum virtuellen Energiespeicher erweitert. Konkret werden dabei im Feldversuch sowie in den Potenzialstudien folgende Flexibilitätsoptionen berücksichtigt:

- Motor-BHKWs (KWK-Anlagen)
- Wärmepumpen
- elektrische Direktheizung (z. B. Nachtspeicherheizungen)
- Elektrospeicherheizungen
- Batteriespeichersysteme
- Elektrofahrzeuge (nur Potenzialstudie)

Im Feldtest, der im Rahmen dieses Projekts für eine Betriebszeit von einem Jahr durchgeführt wurde, wurden die in Tabelle 1-1 aufgeführten Anlagen dabei tatsächlich als virtueller Speicher untersucht

und der Großteil davon auch praktisch eingesetzt. Im Folgenden werden zur Kennzeichnung dieser Anlagen die in Tabelle 1-1 genannten IDs verwendet.

Tabelle 1-1: Liste der Anlagen im Feldtest

Anlagen-ID	Anlagen-Info	Ort
101	BHKW Goethe-Gärten	Herten
102	Wärmepumpe (privat)	Herten
103	Wärmepumpe (privat)	Herten
104	PV-Anlage Knappenhalle	Herten
106	Elektrospeicherheizung (privat)	Herten
107	Elektrospeicher H2Herten	Herten
108	BHKW Freizeitbad Copa-Ca-Backum	Herten
109	BHKW Hallenbad Westerholt	Herten
110	BHKW + Heizstab WUN Elektro	Wunsiedel
111	PV-Elektrospeicher Kräuterhaus	Wunsiedel

1.3 Inhalt dieses Dokuments

In diesem Dokument werden die wesentlichen Ergebnisse der einzelnen Themenbereiche dieses Forschungsvorhabens zusammengefasst.

Kapitel 2 widmet sich zunächst der mathematischen Beschreibung der in der Potenzialstudie sowie im zentralen Koordinationsansatz genutzten Einsatzplanung auf Basis mathematischer Optimierung. In Ergänzung zu diesem Ansatz wurde das Optimierungsergebnis im Anschluss an den Feldtest mit einem stochastischen Optimierungsansatz verglichen (Abschnitt 2.2). Neben den eigentlichen Anlagenmodellen waren für den Livebetrieb sowie für die spätere Übertragung des Flexibilitätspotenzials auf größere Regionen auch zusätzliche Modelle wie z. B. für den Wärmebedarf verschiedener Objekte notwendig. Diese werden in Abschnitt 2.3 dargestellt. In Abschnitt 2.4 wird ein mathematisches Verfahren beschrieben, mit dem sich netzseitige Restriktionen für den flexiblen Anlageneinsatz ermitteln lassen. Durch Anwendung eines Quotenverfahrens kann die verfügbare Netzkapazität dabei diskriminierungsfrei zwischen verschiedenen Aggregatoren aufgeteilt werden. In Abschnitt 2.5 erfolgt schließlich die Ermittlung des gesamten Speicherpotenzials der beteiligten Modellregionen auf Basis des zuvor vorgestellten Simulationsframeworks.

In Kapitel 3 wird die für den realen Betrieb eines virtuellen Energiespeichers benötigte Infrastruktur beschrieben. Dies umfasst in Abschnitt 3.1 die kommunikationstechnische Infrastruktur und in Abschnitt 3.2 die genutzten Datenbanken und Schnittstellen zwischen den Einzelkomponenten. Um das flexible Anlagenverhalten auch in die Praxis umzusetzen, ist es zudem notwendig, in die Steuerung bzw. Regelung der einzelnen Anlagen einzugreifen. Das hierzu gewählte Vorgehen wird in Abschnitt 3.3 beschrieben. In Abschnitt 3.4 wird schließlich die Funktionsweise der zentralen Optimierungsplattform vorgestellt, gefolgt vom dezentralen Koordinationsansatz in Abschnitt 3.5.

Kapitel 4 enthält anschließend die praktischen Erkenntnisse des einjährigen Feldtestphase. Dabei orientiert sich die Gliederung an den in Kapitel 3 vorgestellten Einzelkomponenten.

Kapitel 5 umfasst die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse virtueller Energiespeicher. Dazu wird in Abschnitt 5.1 untersucht, welche Handelsstrategien an verschiedenen Strommärkten vorteilhaft sind. Die dort identifizierten Hemmnisse aus regulatorischer und förderpolitischer Sicht werden in Abschnitt 5.2 thematisiert. In Abschnitt 5.3 werden die aktuellen wirtschaftlichen Potenziale eines virtuellen Energiespeichers bestimmt, die im Anschluss (Abschnitt 5.4) zusätzlich unter Verwendung eines stochastischen Optimierungsansatzes untersucht werden. Ein Ausblick auf die zukünftigen Ertragsmöglichkeiten für verschiedene Szenarien für das Jahr 2030 wird in Abschnitt 5.5 gegeben.

2. Modellierung und Einsatzplanung virtueller Speicher

Für die simulative Potenzialermittlung sowie die praktische Erprobung eines virtuellen Speichers im Feldtest ist es notwendig, das Einsatzplanungsproblem für die betrachteten Flexibilitätsoptionen mathematisch abzubilden und einen möglichst optimalen Speicher- bzw. Flexibilitätseinsatz bestimmen zu können. Die physikalische Wirkung dieses virtuellen Speichers setzt sich dabei aus dem flexiblen Einsatzverhalten der Einzelkomponenten zusammen, die auch als dezentrale Flexibilitätsoptionen bezeichnet werden können. Das Betriebsverhalten eines virtuellen Speichers lässt sich daher als Optimierungs- bzw. Einsatzplanungsproblem der enthaltenen Flexibilitätsoptionen abbilden und lösen. Dies setzt jedoch eine mathematische Beschreibung der wichtigsten physikalischen Zusammenhänge der einzelnen Flexibilitätsoptionen voraus.

Im Rahmen einer umfassenden Potenzialstudie wird neben dem gesamten Flexibilitätspotenzial der Modellregionen auch die gesamtdeutsche Situation betrachtet. Zusätzlich soll das entwickelte Konzept auch über die im Modellversuch betrachtete Anzahl von Anlagen hinaus skalierbar sein. Hierdurch ergibt sich die Anforderung, dass das resultierende Optimierungsproblem über die im Feldtest benötigte Echtzeitfähigkeit hinaus skalier- und anwendbar ist.

Zur Formulierung und Lösung von Einsatzplanungsproblemen wurde in der Vergangenheit eine Vielzahl von Verfahren entwickelt. Dazu zählen einerseits heuristische und metaheuristische (meist naturanaloge Verfahren wie genetische Algorithmen, Partikelschwarmoptimierung oder simulierte Abkühlung) sowie mathematische Optimierungsverfahren. Zudem existieren Verfahren, die Teile dieser Ansätze kombinieren oder in überlagerte Entscheidungsprobleme einbetten (z. B. Agentensysteme). Einen umfassenden Überblick über in der Einsatzplanung verwendete Verfahren bietet bspw. [1]. Zusätzlich kann zwischen deterministischen und stochastischen Verfahren unterschieden werden. Deterministische Verfahren unterstellen dabei eine perfekte Voraussicht auf zukünftige Ereignisse, während stochastische Verfahren die beste Lösung unter Berücksichtigung bekannter, zukünftiger Unsicherheiten ermitteln (z. B. [2]).

Da die in diesem Forschungsprojekt betrachteten Flexibilitätsoptionen jedoch technisch äußerst vielfältig sind, meist hohe Interdependenzen zwischen dem Strom- und Wärmesektor aufweisen und zur praktischen Anwendbarkeit eine hohe Lösungsgeschwindigkeit erforderlich ist, wird die Einsatzoptimierung virtueller Speicher zunächst in Form eines deterministischen, gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems durchgeführt. Gleichzeitig existieren in der Literatur bereits viele Modelle von Flexibilitätsoptionen, die auf diesem Verfahren aufbauen. Da im Verlauf des Feldtests auch Erkenntnisse über die im Realbetrieb auftretenden Unsicherheiten zu erwarten sind, wird die deterministische Einsatzplanung anschließend in Form eines Backtestings mit einem stochastischen Optimierungsansatz verglichen.

In diesem Kapitel erfolgt daher zunächst die Beschreibung des deterministischen Einsatzplanungsmodells (Abschnitt 2.1), das in Abschnitt 2.2 um die Berücksichtigung von Unsicherheiten erweitert wird. Neben dem eigentlichen Optimierungsansatz sind zudem weitere Teilmodelle erforderlich, die notwendige Prognosen für das Einsatzplanungsmodell liefern (Abschnitt 2.3). Anschließend erfolgt die Erweiterung des Ansatzes um die Berücksichtigung lokaler Restriktionen des Verteilnetzes (Abschnitt 2.4). In Abschnitt 2.5 wird die Modellierung anhand des Anlagenpools in den Modellregionen Herten und Wunsiedel erprobt, indem die in diesen Regionen nutzbare Flexibilität bestimmt wird.

2.1 Deterministische Einsatzplanung virtueller Speicher

Für die Modellierung von Heizungssystemen sind die für die Bereitstellung von Flexibilität benötigte thermische Speicherfähigkeit sowie für BHKWs ggf. vorhandene Heizkessel in der Einsatzplanung zu berücksichtigen. Abbildung 2-1 zeigt hierzu das in der Modellierung berücksichtigte Zusammenspiel der Einzelkomponenten des virtuellen Speichers anhand der auftretenden Energieflüsse.

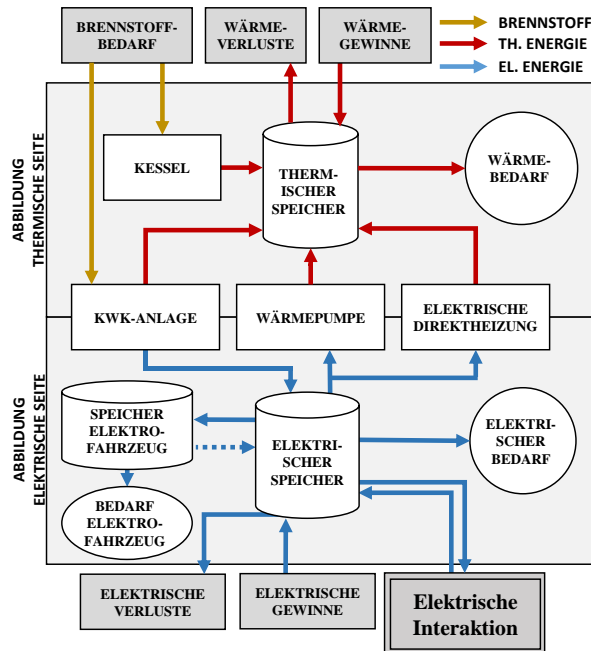


Abbildung 2-1: Energieflüsse des kombinierten Einsatzplanungsmodells virtueller Speicher. [3]

Das Optimierungsmodell ist modular aufgebaut, sodass für jede betrachtete Flexibilitätsoption einzelne Komponenten selektiv ausgewählt werden können. Durch diesen Ansatz ist das Modell in der Lage, sehr unterschiedliche Systeme abzubilden, welche im städtischen Umfeld als Flexibilitätsoptionen genutzt werden können. Im folgenden Abschnitt werden die getroffenen Annahmen und genutzten Randbedingungen bei der Modellierung der einzelnen Komponenten und der Aufstellung des Optimierungsproblems beschrieben, wobei zu Gunsten der besseren Lesbarkeit auf eine genaue Darlegung der mathematischen Formulierung verzichtet wird. Eine genaue Beschreibung der mathematischen Formulierung findet sich in [4].

BHKWs

BHKWs werden (sofern in Datenblättern angegeben) mit einer linear teillastabhängigen Stromkennzahl sowie einem konstanten Gesamtwirkungsgrad modelliert (für Details siehe [5]). Zur Berücksichtigung von Startkosten oder einer Beschränkung der Anschaltvorgänge der betrachteten BHKWs werden zwei binäre Entscheidungsvariablen verwendet, welche den Betriebs- bzw. Startzustand abbilden. Zudem kann der Modulationsbereich der Anlage variiert werden (An/Aus oder bspw. lineare Modulation zwischen minimaler und maximaler Leistung möglich).

Heizkessel

BHKWs werden i. d. R. um einen weiteren Wärmeerzeuger ergänzt, wobei es sich oftmals um einen fossil befeuerten Heizkessel handelt. Dadurch kann das BHKW kostenoptimal dimensioniert und eine hohe Volllaststundenzahl des Systems erreicht werden. Im Modell kann die thermische Leistungsabgabe des Kessels zwischen $\dot{Q} = 0$ und $\dot{Q} = \dot{Q}_{max}$ stufenlos moduliert werden. Der Brennstoffbedarf

des Kessels ist linear mit der Leistungsabgabe über einen konstanten thermischen Wirkungsgrad verknüpft.

Wärmepumpen

Bei Wärmepumpen entspricht die elektrische Leistungsaufnahme des Kompressors der primären Entscheidungsvariablen. Die thermische Leistungsabgabe ist mit dieser über die Leistungszahl (COP) und einen sogenannten virtuellen Effizienzkoeffizienten verknüpft. Da der COP u. a. von der Temperatur der Wärmequelle abhängig und damit zeitvariabel ist, wird dieser in Form eines externen Parameters vorgegeben. Dabei wird der COP in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen primärer Wärmequelle und der Vorlauftemperatur des Heizungssystems ermittelt (siehe auch [5]). Ähnlich der KWK-Anlage können auch die Wärmepumpen im An/Aus-Modus oder modulierend betrieben werden. Im letzteren Fall ist es auch möglich, Verluste durch den Betrieb im Teillastbereich zu berücksichtigen. Des Weiteren können ggf. vorgeschriebene Sperrzeiten der Wärmepumpen über binäre Parameter vorgegeben werden.

Elektrische Direktheizung

Elektrische Heizstäbe werden sowohl zur elektrischen Trinkwarmwasser(TWW)-Erwärmung als auch in Elektrospeicherheizungen eingesetzt. Zudem werden sie in vielen Fällen als Zweitsystem in Luft/Wasser-Wärmepumpenheizungen verwendet, um ausreichend thermische Energie bei geringen Außentemperaturen bereitzustellen. Elektrische Heizstäbe werden im Modell mit einer Entscheidungsvariablen (el. Leistungsaufnahme) abgebildet und sind in der Lage, stufenlos zwischen null und P_{el}^{max} zu modulieren. Dies entspricht ähnlich wie bei Heizkesseln nicht notwendigerweise einer tatsächlichen Modulationsfähigkeit, sondern kann auch durch Zu- und Abschalten innerhalb der simulierten Zeitintervalle bewirkt werden. Die thermische Leistungsabgabe entspricht der elektrischen Leistungsaufnahme multipliziert mit der Systemeffizienz. Sperrzeiten (bspw. bei der Simulation von Elektrospeicherheizungen) werden wie bei der Wärmepumpe über binäre Parameter vorgegeben.

Thermische Speicher

Alle modellierten Heizungssysteme sind mit einem thermischen Speicher ausgestattet, welche bis auf Elektrospeicherheizungen (Magnesit) Wasser als Speichermedium nutzen. Die gespeicherte Energiemenge wird als direkt wärmesensitiv modelliert, sodass (bspw. im Gegensatz zur Modellierung einzelner thermischer Schichten, siehe [6]) ein linearer Zusammenhang zwischen der Temperatur des Speichermediums und dem aktuellen Speicherfüllstand besteht. Jedoch fallen an thermischen Speichern Verluste an, welche über einen volumetrischen Wärmeverlustkoeffizienten nach [7] sowie einem füllstandsabhängigen Verlust abgebildet werden.

Elektrische Speicher

Zur optimierten Einsatzplanung von elektrischen Speichern existiert bereits eine Vielzahl von Publikationen. Darin werden beispielsweise nichtlineare Abhängigkeiten der Alterungskosten [8] oder Speicherwirkungsgrade [9] modelliert. Diese Ansätze führen jedoch entsprechend zu quadratischen oder nichtlinearen Optimierungsproblemen. Zur Einhaltung der zeitlichen Anforderungen der Lösungsgeschwindigkeit wird daher ein lineares Systemverhalten angenommen. Die Speicherkapazität wird über die maximal nutzbare Kapazität E_{max} begrenzt. Die Lade- bzw. Entladeleistung ist beschränkt durch P_{max}^{laden} resp. $P_{max}^{entladen}$. Gleichzeitiges Laden und Entladen wird über die Nutzung einer Binärvariablen ausgeschlossen, welche den gegenwärtigen Lade-/Entladezustand beschreibt. Speicherverluste werden über konstante Lade- und Selbstentladungswirkungsgrade abgebildet. Zur flexiblen Nutzung von Solarstromspeichern ist es zudem möglich, eine Sperrzeit vorzugeben, in der lediglich eine PV-Eigenversorgungsmaximierung durchgeführt wird und der Speicher nicht für den flexiblen Betrieb im virtuellen Speicher zur Verfügung steht.

Elektrofahrzeuge (nur Potenzialstudie)

Die Modellierung der Elektrofahrzeuge entspricht zunächst der zuvor beschriebenen Modellierung der elektrischen Speicher. Jedoch wird festgelegt, dass nur eine Aufladung des elektrischen Speichers erfolgen kann, d.h. eine Rückspeisung in das Netz ist entsprechend der heutigen Fahrzeugkonfigurationen nicht möglich. Über zwei zusätzliche, binäre Eingangsparameter wird vorgegeben, ob sich das Fahrzeug an der vorgesehenen Ladestation befindet sowie zu welchem Zeitpunkt eine Abfahrt erfolgt. Um Komforteinbußen auszuschließen, erfolgt die Vorgabe, dass vor Abfahrt immer eine Vollladung des Speichers erfolgen muss. Zudem muss der Fahrzeugspeicher bei Ankunft an einem Ladepunkt unmittelbar auf 50 % der Batteriekapazität beladen werden. Im Anschluss an eine Fahrt wird der dazu benötigte Energiebedarf vor der Rückkehr zur Ladestation vom Energiegehalt der Batterie abgezogen.

Energiebilanzen

Um die Ausgeglichenheit der Energiebilanzen in jedem Zeitschritt der Simulation zu überprüfen, wird über zusätzliche Nebenbedingungen jeweils die Summe der thermischen und elektrischen Leistungen innerhalb des betrachteten Systems gebildet. Die Summe der elektrischen Leistungen aller Komponenten wird aufsummiert zu einer gesamten elektrischen Aufnahme- bzw. Abgabeleistung des jeweiligen Systems. Diese Leistung entspricht definitionsgemäß der Summe der Aufnahme- bzw. Abgabeleistungen des betrachteten Elements im virtuellen Speicher. Dabei können zusätzlich auch elektrische oder thermische Gewinne durch PV- oder solarthermische Anlagen berücksichtigt werden.

Strafkosten

Die Vielzahl an vergleichsweise restriktiven Nebenbedingungen kann innerhalb des aufgestellten Optimierungsproblems bei unplausiblen Eingangsparametern zu Unlösbarkeiten führen: Beispielsweise kann der minimal erforderliche Füllstand des thermischen Speichers, trotz Volllast der thermischen Erzeuger, nicht gehalten werden. Aus diesem Grund werden jeweils eine virtuelle Wärmequelle und -senke implementiert, welche die Bilanz notfalls in jedem Zeitschritt unter hohen Strafkosten bzgl. der Zielfunktion ausgleichen können. Somit können zur Gewährleistung des Nutzerkomforts auch Wärmepumpen oder elektrische Heizstäbe in Sperrzeiten eingesetzt werden, allerdings ebenfalls unter Berücksichtigung von Strafkosten.

Zielfunktion und Marktteilnahme

Durch den modularen Aufbau der entwickelten Optimierungsumgebung kann nun eine Einsatzplanung für eine beliebige Anzahl von Flexibilitätsoptionen gemeinsam durchgeführt werden. Die Zielfunktion der Optimierung wird dabei entsprechend des jeweiligen technischen oder wirtschaftlichen Einsatzzweckes des virtuellen Speichers frei an die entsprechenden Anforderungen angepasst. Im Feldtest des virtuellen Speichers steht dabei zunächst die Teilnahme am Day-Ahead-Spotmarkt sowie der Intraday-Eröffnungsauktion im Vordergrund. Zusätzlich können für alle betrachteten Anlagen individuelle Preisbestandteile wie die KWK- und EEG-Zulagen oder individuell anfallende bzw. vermiedene Netznutzungsentgelte (NNE) berücksichtigt werden.

Zum virtuellen Handel an den Märkten sind verschiedene Nebenbedingungen auf Pool-Ebene einzuhalten. So müssen etwa Blöcke von vier Viertelstunden zum Handel im Stundenmarkt gebildet werden, während bei der Intraday-Eröffnungsauktion auch viertelstundenweise gehandelt werden kann. Gleichzeitig muss ein Arbitragegeschäft zwischen beiden Märkten ausgeschlossen werden.

Die Optimierung dient in diesem Fall der Minimierung der gesamten Systemkosten bzw. der Maximierung der Spotmarkterlöse unter Berücksichtigung von Brennstoffkosten, Strafkosten, An-/Abfahrtskosten und ggf. Erlösen aus Energiemengen-abhängigen Erlösen (z. B. durch EEG und KWKG):

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} -c_{el}^{out}(n, t) + c_{el}^{in}(n, t) + c_{fuel}(n, t) + c_{start}^{CHP}(n, t) + c_{start}^{HP}(n, t) + c_{Q,pen}^{in}(n, t) + c_{Q,pen}^{out}(n, t) + c_{pen}^{HP}(n, t) + c_{pen}^{EH}(n, t). \quad (2-1)$$

In der gezeigten Gleichung bezeichnet T die Menge der betrachteten Zeitschritte und N die Menge betrachteten Systeme. Die übrigen Variablen werden in Tabelle 2-1 erläutert.

Tabelle 2-1: Kosten- und Erlösterme der Zielfunktion bei einfacher Marktteilnahme.

Symbol	Bezeichnung
c_{el}^{out}	Erlös durch el. Einspeisung
c_{el}^{in}	Kosten durch el. Bezug
c_{fuel}	Kosten durch Brennstoffbezug
c_{start}	Startkosten KWK und Wärmepumpe
$c_{Q,pen}$	Strafkosten für unausgeglichene th. Bilanz
c_{pen}^X	Strafkosten für Betrieb in Sperrzeit bei Anlagentyp X

Belastung des Verteilnetzes

Bei der Planung von Verteilnetzen werden Haushalte und somit auch ein Teil der hier betrachteten Flexibilitätsoptionen in Form von Gleichzeitigkeitsfunktionen oder historischer Erkenntnisse über deren zu erwartende Gleichzeitigkeit berücksichtigt. Die koordinierte Nutzung dieser Anlagen in einem virtuellen Speicher kann jedoch dazu führen, dass ein entsprechender Flexibilitätsanreiz zu einer, in der Netzplanung nicht erwarteten, hohen Gleichzeitigkeit der Flexibilitätsoptionen führt und somit das Verteilnetz überlastet. Aus diesem Grund erlaubt das entwickelte Koordinationskonzept zusätzlich die Berücksichtigung von Netzrestriktionen in der Einsatzplanung. Eine Zusammenfassung der dabei gewählten Vorgehensweise sowie die daraus resultierenden, zusätzlichen Restriktionen finden sich in Abschnitt 2.4.

Implementierung

Das beschriebene Optimierungsproblem wird mit Hilfe von MATLAB in Verbindung mit YALMIP [10], einer Modellierungssprache zur Formulierung von mathematischen Optimierungsproblemen, implementiert. Die Lösung erfolgt unter Verwendung des Solvers CPLEX. Des Weiteren wird für das Simulationsmodell ein rollierender Optimierungshorizont angewendet, welcher den Betrachtungszeitraum von einem Jahr schrittweise in einzelne, überlappende Zeitabschnitte von ein bis zwei Tagen unterteilt. Somit werden sowohl die nur eingeschränkt möglichen Prognosen von Preis- und Bedarfszeitreihen abgebildet als auch ein geringerer Berechnungsaufwand erzielt.

Das Optimierungsmodell für den Feldtest basiert auf den gleichen Grundannahmen wie das Modell zur theoretischen Potenzialermittlung. Vereinzelt werden für den Feldtest durch fehlende Angaben über z. B. Teilwirkungsgrade Annahmen und Vereinfachungen getroffen. Der eigentliche Optimierungskern wird durch eine Rahmensoftware ergänzt, die neben Datenimport und -export auch zeitgesteuerte Neuoptimierungen auslöst und Funktionen zum Monitoring bietet. Eine genaue Beschreibung ist Abschnitt 3.4 zu entnehmen.

2.2 Stochastische Einsatzplanung virtueller Speicher

Kennzeichnend für eine einfache deterministische Optimierung ist, dass methodenbedingt Unsicherheiten nicht berücksichtigt werden. Die Optimierung verwendet somit für jede Stunde bzw. Viertelstunde Informationen wie Börsenpreis-, PV- und Wärmebedarfsprognosen in Form von Punktprognosen, in denen je Zeitschritt jeweils nur eine Wertausprägung vorliegt. Daraus folgt, dass das Modell zur

Einsatzplanung genau eine optimale Menge für den Verkauf (Produktion bzw. Speicherentladung) oder den Einkauf (Verbrauch bzw. Speicheraufladung) von Strom je Zeitschritt ermittelt. Die hieraus abgeleiteten Kauf- und Verkaufsgebote für die Auktionen im Spotmarkt können aus diesem Grund nur aus einer Menge für einen gegebenen Preis bestehen („Punktgebote“). Somit ist zum einen nicht bewertbar, ab oder bis zu welchem Preis eine andere Gebotsmenge vorteilhafter wäre. Zum anderen bergen Punktgebote im auktionsbasierten Handel das Risiko, dass die gebotenen Mengen nicht bezuschlagt werden, sobald der tatsächliche Börsenpreis unter (Verkaufsgebote) oder über (Kaufgebote) dem prognostizierten Preis liegt (vgl. Abschnitt 5.1.2). Aussagen über eine optimale Gebotsstrategie, welche die erwarteten Deckungsbeiträge maximiert sowie die Preis- und Mengenrisiken minimiert, können auf Grundlage der einfachen deterministischen Optimierung nicht getroffen werden. Stufenweise Gebotskurven/-funktionen, die aus mehreren Preis-Mengenkombinationen für jeden Zeitschritt bestehen, lassen sich nur durch wiederholte deterministische Optimierungsläufe mit variierenden Preisen oder durch eine stochastische Optimierung bestimmen.

Zur Evaluierung der Vorteilhaftigkeit von Gebotsstrategien, die auf einer stochastischen Optimierung beruhen, wird, neben dem im Felddtest angewendeten deterministischen Optimierungsmodell, eine stochastische Variante in Form eines Backtestings erprobt. Das stochastische Modell basiert auf dem im Rahmen des Forschungsprojekts „econnect Germany“ [11] vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft entwickelten und eingesetzten Modell, welches für die Spezifika des Projekts „Die Stadt als Speicher“ weiterentwickelt wurde. Dabei wird u. a. der Anlagenpool der Modellregion Hertens analog zum in Abschnitt 2.1 beschriebenen Vorgehen abgebildet und auf Grundlage der jeweiligen Anlagenspezifikationen parametrisiert. Auch wurde der Handel mit Viertelstundenprodukten neu im Modell implementiert. In dem stochastischen Optimierungsmodell bildet eine Vielzahl möglicher Börsenpreisszenarien in Form von Szenariobäumen die Grundlage für die tägliche Einsatzplanung und die Gebotserstellung (anstelle von Punktprognosen). Basierend auf der Ausgangsprognose werden hierzu 1.000 alternative Preispfade anhand von Monte-Carlo-Simulationen generiert und über einen Cluster-Algorithmus auf eine gewünschte Anzahl von Szenarien mit gegebenen Eintrittswahrscheinlichkeiten für die jeweiligen Preise reduziert. Für diese Szenarien führt das Modell wiederholte Optimierungsläufe durch, sodass sich für jeden Gebotszeitpunkt mehrere Preis-/Mengenkombinationen ergeben, aus denen stückweise lineare Gebotsfunktionen abgeleitet werden können. In Abhängigkeit vom sich einstellenden Börsenpreis werden bei hohen Preisen größere Mengen als bei niedrigen Preisen verkauft, für Kaufgebote gilt Entsprechendes umgekehrt. Risiken und Chancen, die sich aus den Abweichungen der tatsächlichen Marktpreise von den Prognosen ergeben, können daher besser berücksichtigt werden. Über die Preisprognosen hinaus können mithilfe des stochastischen Optimierungsverfahren weitere Unsicherheiten, z. B. die erwarteten Wärmelasten oder die PV-Produktion, in die Optimierung und damit in die Gebotsstrategie einbezogen werden. Die aus dem stochastischen Backtesting gewonnenen Erkenntnisse sind in Abschnitt 5.4 zusammenfassend dargestellt.

2.3 Modellierung und Prognosen von Einflussparametern

Sowohl die Simulation als auch die praktische Erprobung eines virtuellen Speichers erfordern über die eigentliche Einsatzplanung hinaus weitere Prognose- und Simulationsinstrumente. Diese stellen in erster Linie relevante Eingangsparameter für die beschriebenen Einsatzplanungsprobleme bereit und sind daher stark von der jeweiligen primären Versorgungsaufgabe der einzelnen Flexibilitätsoptionen abhängig. Im Gegensatz zu einer reinen Simulation des Einsatzverhaltens virtueller Speicher müssen dazu im Feldtest verlässliche Prognosemodelle genutzt oder selbst entwickelt werden. Da die Prognosefehler der einzelnen Prognosen erst als Ergebnis des Feldtests ermittelt wurden und für eine Jahresbetrachtung starke Restriktionen in Bezug auf die Berechnungszeit bestehen, wird die Simulation des virtuellen Speichers zunächst nur deterministisch auf Basis vollkommener Voraussicht durchgeführt.

2.3.1 Modellierung und Prognosen

Im Folgenden wird kurz auf die dabei verwendeten Modelle eingegangen. Tabelle 2-2 zeigt zudem eine Übersicht der benötigten Parameter und der zur Generierung genutzten Simulations- bzw. Prognosemodelle.

Tabelle 2-2: Benötigte Eingangsparameter für die Simulation und die praktische Erprobung virtueller Speicher.

Eingangsparameter	benötigt für	Simulation	Feldtest
Außentemperatur	Wärmelastprofile, COP, Systemtemperaturen	historische Daten	ext. Prognoseanbieter
Wärmelastprofil	Heizungsanlagen	stochastisches Wärmelastmodell, SLPs	Prognose mittels KNN ¹ , VGT ² und SLP ³
PV-Einstrahlung	Solarstromspeicher, Netzlast	historische Daten	ext. Prognoseanbieter
Wind-Einspeisung	Netzlast	historische Daten	ext. Prognoseanbieter
Preisprognosen	Zielfunktion der Einsatzplanung	historische Daten	ext. Prognoseanbieter
Summenlast des Verteilnetzes	Zielfunktion der Einsatzplanung	historische Daten	Prognose mittels KNN
Netzrestriktionen im Verteilnetz	Nebenbedingung für Flexibilitätseinsatz	Simulation mit Lastflussberechnung	Prognose mit Lastflussberechnung
Nutzungsverhalten von Elektrofahrzeugen	Einsatzplanung von Elektrofahrzeugen	Modellierung auf Basis von Mobilitätsstudien	nicht enthalten

Heizungsanlagen

Für die Simulation von Heizungsanlagen stellt die Außentemperatur den wichtigsten Parameter der Einsatzplanung dar. Mit sinkender Außentemperatur steigt der Heizwärmebedarf der zu versorgenden Objekte. Gleichzeitig ist eine Veränderung des Wärmelastprofils zu beobachten. Für die Simulation von Wärmelastprofilen wurde im Rahmen des Projekts ein stochastischer Ansatz zur Generierung individueller Wärmelastprofile entwickelt (detaillierte Beschreibung in [12]). Für den Feldtest wurde bei verfügbaren historischen Daten des Wärmelastprofils ein KNN-basierter Prognoseansatz verwendet

¹ Künstliches neuronales Netz

² Vergleichstagsverfahren

³ Standardlastprofil

(siehe [13]). Aufgrund des besonderen Stellenwertes der Wärmebedarfsprognosen erfolgt in Abschnitt 3.4.2 eine genaue Beschreibung der Integration in den Feldtest sowie eine dedizierte Auswertung der im Projektverlauf erzielten Güte von Wärmebedarfsprognosen in Abschnitt 4.4.2.

Für die Außentemperatur selbst wurden in der Simulation historische Aufzeichnungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) und im Feldtest stündlich aktualisierte Wetterprognosen eines kommerziellen Prognoseanbieters verwendet.

Neben dem Wärmelastprofil sind jedoch auch weitere temperaturabhängige Teilmodelle notwendig. Dazu zählen für Wärmepumpen (insbes. Luft/Wasser-Wärmepumpen) die Simulation des zeitlichen Verlaufs des COP und für elektrische Speicherheizungen die maximal nutzbare Speicherkapazität (da es bei Speicherheizungen sonst zu einer überhöhten Rauminnentemperatur kommen kann). Zusätzlich sind Vor- und Rücklaufemperatur bei vielen Heizungssystemen abhängig von der Außentemperatur, wodurch diese auch Einfluss auf die Speicherkapazität von Wärmespeichern ausübt.

Preisprognosen

Da als Zielfunktion des Speichereinsatzes zunächst die Teilnahme an verschiedenen Energiemärkten betrachtet werden soll, sind – sowohl für Simulation als auch Feldtest – Informationen über die Preisentwicklung an diesen Märkten notwendig. Während für eine reine ex-post Simulation historische Preise genutzt werden können, werden für den Feldtest Preisprognosen eines kommerziellen Prognoseanbieters für den Day-Ahead-Markt und die Intraday-Eröffnungsauktion genutzt.

Solarstromspeicher

Der primäre Nutzen von Solarstromspeichern liegt in der Eigenverbrauchserhöhung von Privathaushalten, die derzeit einen deutlich höheren finanziellen Flexibilitätsanreiz bietet als die Teilnahme an Energiemärkten. Aus diesem Grund wird in der Simulation der Eigenverbrauchserhöhung Priorität eingeräumt, sodass eine Marktteilnahme nur dann stattfindet, wenn der Speicher nicht anderweitig genutzt wird. Für die Simulation des flexiblen Einsatzes von Solarstromspeichern muss daher zunächst der eigenverbrauchsorientierte Speichereinsatz simuliert werden. Dies erfolgt anhand historischer Daten der PV-Einstrahlung in Kombination mit einem stochastischen Modell von Haushaltslasten [14]. Im Feldtest wurde der Solarstromspeicher dagegen ganztägig zur Marktteilnahme freigegeben, da zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch keine Messdaten zum Stromverbrauch des versorgten Objektes vorlagen.

Elektrofahrzeuge

Elektrofahrzeuge werden im Projekt nur innerhalb der Simulation behandelt und im Feldtest nicht praktisch erprobt. Für die Potenzialanalyse wird das Einsatzverhalten daher auf Basis nicht-homogener Semi-Markov-Prozesse simuliert. Für eine detaillierte Beschreibung wird auf [15] verwiesen. Zusätzlich wird angenommen, dass ein Fahrzeug bei Ankunft an einer Lademöglichkeit zunächst auf 50 % der Batteriekapazität aufgeladen werden muss und die restliche Kapazität bis zum nächsten Fahrtantritt flexibel genutzt werden kann.

2.3.2 Dimensionierung von Flexibilitätsoptionen in der Simulation

Anders als im Feldtest, bei dem die Spezifikationen der betrachteten Flexibilitätsoptionen im Detail bekannt sind, werden für die Modellierung eines virtuellen Speichers mit einer Vielzahl enthaltener Flexibilitätsoptionen statistische Erkenntnisse über den Bestand und die Dimensionierungspraxis der einzelnen Anlagen benötigt. Dazu ist eine große Anzahl statistischer Daten über den Bestand und die

Versorgungsaufgabe der einzelnen Anlagen sowie über die (Verteilungsfunktionen der) Nutzungsaufgabe notwendig. Eine detaillierte Auflistung der hierzu gesammelten und selbst erhobenen Erkenntnisse kann [4] entnommen werden. Darin findet sich im Einzelnen:

- Verteilung des Heizenergiebedarfs von Wohngebäuden mit Wärmepumpen, KWK-Anlagen und el. Speicherheizung
- Dimensionierungspraxis von Wärmepumpen und BHKWs
- Analyse des heutigen Bestands an Wärmepumpen und BHKWs zzgl. Systemparametern wie genutzter primärer Wärmequelle und Stromkennzahl
- Statistische Erhebung zur Vorgabe von Sperrzeiten für Wärmepumpen in Deutschland
- Bestand und Dimensionierung von Solarstromspeichern
- Ausblick auf die zukünftige Entwicklung dieser Parameter bis 2035

2.4 Virtuelle Speicher im Verteilnetz

Das in diesem Projekt entworfene Konzept eines virtuellen Speichers sieht die Flexibilisierung einer Vielzahl dezentraler Flexibilitätsoptionen vor, die üblicherweise in Verteilnetzen angeschlossen sind. Durch die Koordination des Betriebsverhaltens wird somit auch Einfluss auf die Leistungsflüsse im Verteilnetz genommen. Dieser Einfluss wurde im Projektverlauf auf zwei unterschiedliche Weisen berücksichtigt: Als Teil des Einsatzplanungsproblems eines virtuellen Speichers wurde zunächst ein Verfahren entwickelt, das die effiziente Berücksichtigung von Netzrestriktionen erlaubt. Hierdurch kann ein negativer Einfluss des koordinierten Betriebs von Flexibilitätsoptionen auf das Verteilnetz vermieden und der virtuelle Speicher im Extremfall auch zur Korrektur bestehender Verletzungen der Netzrandbedingungen eingesetzt werden. Zudem ergibt sich durch die Netzentgeltssystematik für Verteilnetzbetreiber (VNB) der Anreiz, ihren maximalen Leistungsbezug gegenüber dem vorgelagerten Verteilnetzbetreiber zu reduzieren. Dies vermindert die zu zahlenden Netzentgelte des VNBs und kann auf langfristige Sicht zur Reduktion der benötigten Netzkapazitäten führen.

2.4.1 Berücksichtigung von Netzrestriktionen in der Einsatzplanung

Im Rahmen des Projekts wurden zwei Verfahren entwickelt, die eine Berücksichtigung begrenzter Kapazitäten des Verteilnetzes in der Einsatzplanung erlauben. Dabei wurde zunächst ein detailliertes, sensitivitätsbasiertes Verfahren entwickelt, das jedoch im heutigen energiewirtschaftlichen Rahmen hohe Hürden in der Umsetzung enthält. Im Folgenden wurde dieses Verfahren in Bezug auf die praktische Umsetzbarkeit zu einem quotenbasierten Verfahren verallgemeinert. Eine detaillierte Beschreibung und Evaluation der hier dargestellten Vorgehensweise findet sich in einer Veröffentlichung der TU Dortmund (siehe [16]).

Sensitivitätsbasierte Netzrandbedingungen

Zur Bestimmung der Leistungsflüsse in einem elektrischen Netz existieren verschiedene mathematische Verfahren, die zumeist auf einer iterativen, numerischen Lösung der (nicht linearen) Zustandsgleichungen des zu berechnenden Netzes basieren. Ein häufig genutztes Verfahren zur Berechnung des Leistungsflusses in elektrischen Netzen ist das sog. *Newton-Raphson-Verfahren*. Es bedient sich partieller Ableitungen der komplexen Knotenleistungen bzw. Knotenspannungen hinsichtlich des Spannungsbetrags und des Spannungswinkels aller Knotenspannungen. Über mathematische Umformungen lassen sich auf Basis dieses Verfahrens sogenannte *Netzsensitivitäten* herleiten. Eine detaillierte Beschreibung dieser Herleitung findet sich in [17] und [16]. Dabei kann zwischen Leistungsfluss-Sensitivitäten $s_{k_n,l}^p(t)$ und Spannungssensitivitäten $s_{k_n,k}^u(t)$ unterschieden werden. Diese beschreiben den

Einfluss einer Flexibilitätsoption am Netzknoten k_n auf den Leistungsfluss in Leitung l bzw. die Spannung an Knoten k . Da diese Sensitivitäten lediglich Approximationen für den aktuellen Betriebszustand sind, weisen diese zusätzlich eine zeitliche Abhängigkeit t auf. Da aus dem Ergebnis der zuvor durchgeführten Lastflussrechnung zudem bekannt ist, wie weit der aktuelle Netzzustand von der Belastungsgrenze entfernt ist, kann das Einsatzplanungsproblem des virtuellen Speichers nun um die Berücksichtigung der Netzrestriktionen ergänzt werden. Die folgende Nebenbedingung zeigt exemplarisch die sich ergebenden Nebenbedingungen für eine Erhöhung der Leistungsaufnahme des virtuellen Speichers:

$$\sum_{n=1}^{|N|} P_n(t) \cdot s_{k_n,l}^p(t) \leq P_l^{verf+}(t) \quad \forall l \in L, t \in T \quad (2-2)$$

Dabei bezeichnet N die Menge der berücksichtigten Flexibilitätsoptionen, L die Menge der vorhandenen Leitungen, P_n ihre Wirkleistungsaufnahme und P_l^{verf+} die noch verfügbare Kapazität der Leitung l . Analog ergeben sich zusätzliche Restriktionen für die Leitungskapazität in umgekehrter Flussrichtung sowie die oberen und unteren Spannungsgrenzen.

Dieses Verfahren führt zu einem Einsatz des virtuellen Speichers, bei dem die Randbedingungen des Verteilnetzes in der Einsatzplanung berücksichtigt werden können. Im Gegenzug ist, bedingt durch die anlagenübergreifenden Nebenbedingungen, bei einer reinen Teilnahme am Energiemarkt jedoch mit einer erheblichen Steigerung der benötigten Rechenkapazität bzw. einer stark verringerten Skalierbarkeit des Ansatzes zu rechnen.

In der praktischen Implementierung weist dieses Verfahren auch das Problem auf, dass die sich ergebenden Nebenbedingungen des Verteilnetzes die Kenntnis der Einsatzplanung aller Flexibilitätsoptionen umfassen. Werden in einem Verteilnetz hingegen mehrere virtuelle Speicher von verschiedenen Akteuren betrieben, setzt dies eine Kommunikation dieser Akteure über die Allokation der vorhandenen Netzrestriktionen voraus, so dass diese Vorgehensweise hohe Hürden in Bezug auf die praktische Umsetzung aufweist.

Quotenbasierte Netzrandbedingungen

Grundlage des Ansatzes ist es, dass für die Gesamtmenge von Flexibilitätsoptionen in einem Netz oder Teilnetz eine Freigabequote festgelegt wird. Diese schränkt den zeitgleichen Einsatz der vorhandenen Anlagen zeitweise ein und garantiert so einen sicheren Netzbetrieb. Die maximal mögliche Freigabequote für alle vorhandenen Flexibilitätsoptionen kann dabei direkt aus zuvor bestimmten Nebenbedingungen ermittelt werden. Hierzu wird in Formel (2-2) zunächst die absolute Anlagenleistung $P_n(t)$ durch eine relative Leistung $P_n \cdot \alpha_n(t)$ ersetzt. Unter Annahme einer allgemeinen, anlagenübergreifenden Freigabequote α_l^+ für positive Wirkleistungsaufnahmen kann deren maximaler Wert in Bezug auf Überlastungen aller Leitungen und Transformatoren bestimmt werden durch:

$$\alpha_l^+(t) = \frac{P_l^{verf+}(t)}{\sum_{n=1}^N (P_n^{max} \cdot s_{k_n,l}^p(t))} \quad \forall l \in L, t \in T \quad (2-3)$$

Durch analoges Vorgehen für ein lastreduzierendes Anlagenverhalten kann anschließend die Freigabequote α_l^- bestimmt werden, die den Gleichzeitigkeitsgrad der einspeisenden Flexibilitätsoptionen begrenzt. Auf Basis der spannungsbedingten Nebenbedingungen können auch Freigabequoten in Bezug auf Über- α_k^- bzw. Unterspannungen α_k^+ ermittelt werden. Die allgemeine Freigabequote aller Flexibilitätsoptionen eines Teilnetzes kann anschließend als das Minimum aller betriebsmittel- und knotenabhängigen Quoten eines Zeitschrittes bestimmt werden:

$$\alpha^+(t) = \min_{k \in K, l \in L} \{\alpha_k^+(t), \alpha_l^+(t), 1\} \quad \forall t \in T \quad (2-4)$$

Analog kann die Freigabequote $\alpha^-(t)$ ermittelt werden. Die so bestimmten Freigabequoten können anschließend als lineare Nebenbedingungen eines Einsatzplanungsproblems berücksichtigt werden. Die dann definierten Netzrandbedingungen sind im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen sensitivitätsbasierten Netzrandbedingungen nicht vom Verhalten der übrigen Flexibilitätsoptionen abhängig und erlauben somit eine entkoppelte Lösung des Optimierungsproblems. Im Gegenzug findet die Allokation der verfügbaren Netzkapazitäten jedoch nicht mehr anlagenübergreifend statt, wodurch die verfügbare Netzkapazität ggf. nicht vollständig ausgenutzt oder durch Anlagen mit geringerem Nutzen im Sinne der übergeordneten Zielfunktion in Anspruch genommen wird. In einer Analyse im Rahmen des Projekts [16] konnte am Beispiel von verteilten Batteriespeichern in einem Mittelspannungsnetz jedoch gezeigt werden, dass die wirtschaftlichen Effizienzverluste durch eine quotenbasierte Allokation der Netzkapazitäten bei realistischen Netzauslastungen und Marktpreisen als sehr gering einzuschätzen sind.

Prognose von Netzrestriktionen

Um dieses Verfahren im Feldtest integrieren zu können, wird für eine der beiden Modellregionen ein Prognoseverfahren zur Bestimmung von Netzrestriktionen des virtuellen Speichereinsatzes umgesetzt. Dazu wird ein Teil des Mittelspannungsnetzes als automatisiert rechenfähiges Netzmodell (siehe Abbildung 2-2) in das Aggregationskonzept integriert und die Netzbelastungen mit Hilfe einfacher Standardlastprofile sowie externer Wind- und PV-Einspeiseprognosen prognostiziert. Anschließend können mit dem o. g. Verfahren last- und einspeiseseitige Nebenbedingungen für den Flexibilitätseinsatz ermittelt werden.

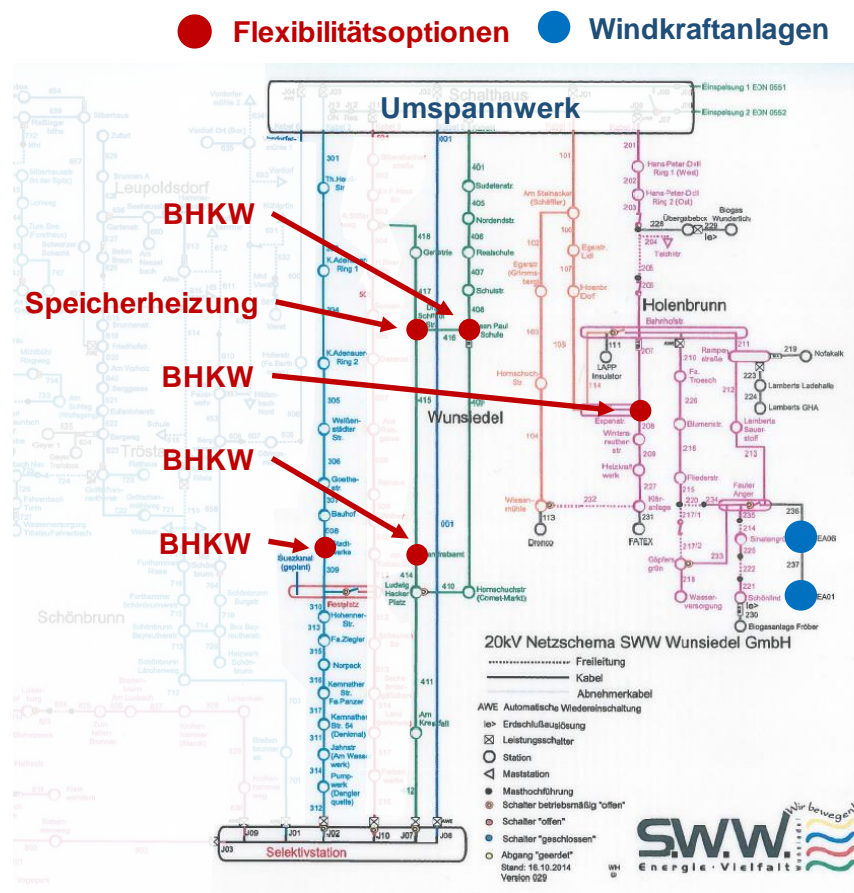


Abbildung 2-2: Betrachteter Netzausschnitt des 20 kV-Netzes der SWW Wunsiedel.

Die verwendeten Standardlastprofile bilden jedoch nur überschlägig die tatsächlichen Leistungsflüsse im Verteilnetz ab. Da der Fokus dieses Projekts jedoch nicht auf einer Zustandsschätzung (und Prognose der Lastflüsse) des Verteilnetzes liegt, ist die so erstellte Prognose lediglich als exemplarisch anzusehen und dient somit der Demonstration des oben beschriebenen Verfahrens.

2.4.2 Reduktion der Spitzenlast von Verteilnetzen

Neben Einschränkungen für die Einsatzplanung kann das Verteilnetz auch einen Teil der Zielfunktion der Einsatzplanung darstellen (Reduktion der Jahreshöchstlast des Verteilnetzes, vgl. Abschnitt 2.1). Für die praktische Erprobung des virtuellen Speichers wurde im Rahmen des Projekts ein Prognosemodell für die Summenlast von Verteilnetzen entwickelt. Dabei wurden ein Vergleich verschiedener Prognoseverfahren sowie die hierfür relevanten Einflussparameter ermittelt. In diesem Vergleich wurden ein KNN-basiertes Prognoseverfahren mit einem ARX-Ansatz („AutoRegressive model with exogenous input“) bearbeitet.

Als Verfahren mit der besten Prognosegüte hat sich dabei ein KNN-basierter Prognoseansatz erwiesen (vgl. Abbildung 2-3). Die beste Prognosegüte (nRMSE ca. 13 %) konnte dabei mit einem KNN mit 2 Hidden Layers à 20 Neuronen und den folgenden Eingangsparametern ermittelt werden:

- Langfristige Temperatur (geometrische Tagesmitteltemperatur der letzten 4 Tage)
- Aktuelle Temperatur (prognostizierte Temperatur der zu prognostizierenden Stunde)
- Prognostizierte Einspeiseleistung von Wind- und PV-Anlagen
- Kalender (je einer für Wochentage, Schulferien, Brückentage, Weihnachtsfeiertage)
- Nr. der zu prognostizierenden Viertelstunde

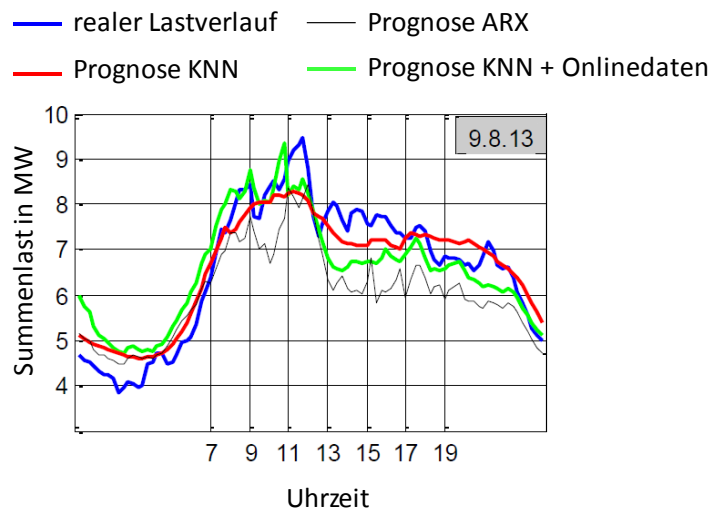


Abbildung 2-3: Vergleich verschiedener Prognoseverfahren für die Summenlast der SWW Wunsiedel an einem beispielhaften Sommertag.

Durch Zugriff auf die aktuellen Vergangenheitswerte ($t-15\text{min}$) der tatsächlichen Summenlast lässt sich die Prognosegüte darüber hinaus noch erheblich erhöhen. Da die Messung dieser Summenlast jedoch nicht in das Aggregationskonzept eingebunden werden konnte, da sich die Messeinrichtung im Besitz des 110 kV-Netzbetreibers und nicht beim beteiligten Verteilnetzbetreiber befindet, wurde die Prognose im Feldversuch lediglich auf Basis historischer Lastdaten durchgeführt.

2.5 Flexibilitätspotenziale der Modellregionen

Zur Demonstration der entwickelten Simulationsmodelle und als Vorbereitung der späteren Analyse von Vermarktungsoptionen und Geschäftsmodellen wurde zunächst die nutzbare Flexibilität eines virtuellen Speichers simuliert, der alle Flexibilitätsoptionen der betrachteten Modellregionen umfasst. Da die Struktur der vorhandenen Flexibilitätsoptionen dabei in beiden Modellregionen recht ähnlich ist und vor allem von Elektrospeicherheizungen und BHKWs dominiert wird, sind an dieser Stelle lediglich die Ergebnisse für die Modellregion Herten dargestellt. Weitere Details hierzu finden sich in einer Veröffentlichung, die aus dem Projekt heraus entstanden ist (siehe [3]).

In einem ersten Schritt wurden hierzu die in den Modellregionen vorhandenen Flexibilitätsoptionen identifiziert und deren installierte Leistung (sofern nicht aus Netzdaten ableitbar) entsprechend der Erkenntnisse aus Abschnitt 2.3.2 approximiert. Dabei konnten die in Tabelle 2-3 dargestellten Mengen ermittelt werden. Zum Bestand an Solarstromspeichern lagen zum Zeitpunkt der Erstellung hingegen keine Erkenntnisse vor.

Tabelle 2-3: Geschätzter Bestand von Flexibilitätsoptionen in den Modellregionen.

Anlagentyp	Modellregion Herten		Modellregion Wunsiedel	
	Anzahl	inst. Leistung	Anzahl	inst. Leistung
BHKW	17	1,0 MW	21	1,2 MW
Wärmepumpen	93	360 kW	48	220 kW
el. Speicherheizungen	608	4,8 MW	41	1,1 MW
Elektrofahrzeuge	8	90 kW	11	122 kW

Im Anschluss an die Erhebung des Anlagenbestands konnten nun die in Abschnitt 2.3 beschriebenen Teilmodelle genutzt werden, um die für die Einsatzplanung des virtuellen Speichers notwendigen Eingangsparameter zu ermitteln. Dabei wurden die tatsächlichen Temperaturzeitreihen und Börsenpreise (EPEX Spot 15-Minuten-Eröffnungsauktion) des Jahres 2015 verwendet. Um die tatsächlich erschlossene Flexibilität ermitteln zu können, ist es zudem notwendig, das optimierte Betriebsverhalten mit dem ungesteuerten Betriebsverhalten, das heute den Standardfall für nicht flexibel genutzt Anlagen darstellt, zu vergleichen. Daher wurde zunächst eine Simulation des heutigen Betriebs durchgeführt (siehe Abbildung 2-4). Die Abbildung zeigt das durchschnittliche (über das gesamte Jahr gemittelte) Tagesprofil des ungesteuerten Anlageneinsatzes der Modellregion Herten. Auf Lastseite wird dabei besonders das Ladeverhalten der Nachtspeicherheizungen deutlich, die in der gesamten Modellregion in Vorwärtssteuerung genutzt werden. Einspeiseseitig ist das durchschnittliche Tagesprofil der BHKWs erkennbar.

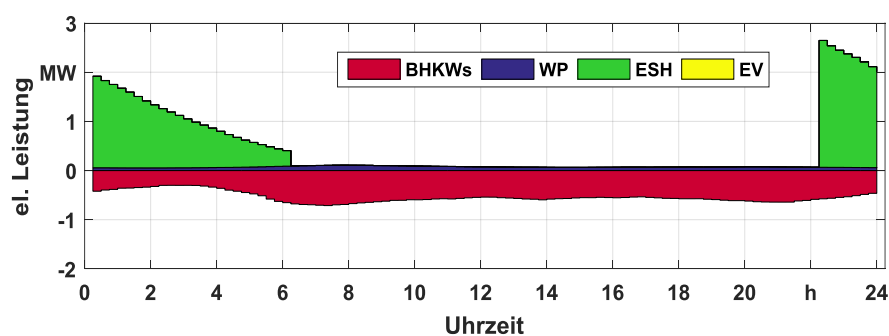


Abbildung 2-4: Durchschnittliches Tagesprofil der betrachteten Anlagen in der Modellregion Herten im nicht optimierten Betriebsfall.

Im Anschluss kann das in Abschnitt 2.1 beschriebene Optimierungsmodell genutzt werden, um den optimalen Flexibilitätseinsatz im gesamten Jahresverlauf zu bestimmen. Abbildung 2-5 zeigt hierzu das durchschnittliche Tagesprofil des optimierten Anlagenverhaltens. Es wird deutlich, dass sich der Strombezug lastseitiger Flexibilitätsoptionen nun tendenziell in Viertelstunden mit geringen Strompreisen und die Produktion von BHKWs in Viertelstunden mit hohen Strompreisen verlagern lässt.

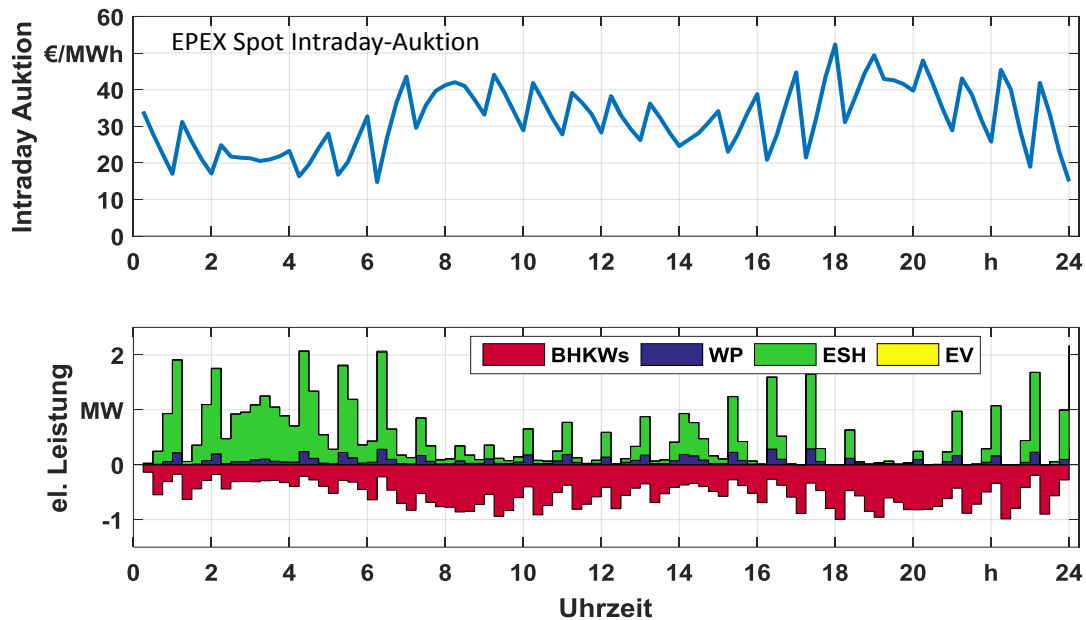


Abbildung 2-5: Durchschnittliches Tagesprofil des Intraday-Ergebnisses (oben) sowie marktorientiertes Betriebsverhalten des virtuellen Speichers (unten) in der Modellregion Herten.

Im Durchschnitt lässt sich so im Jahresmittel täglich eine Energiemenge von 10,5 MWh (Herten) bzw. 7,2 MWh (Wunsiedel) zeitlich verschieben. In Bezug auf die börslichen Beschaffungskosten der verbrauchsseitigen, bzw. Erlöse der erzeugungsseitigen Flexibilitätsoptionen lassen sich so erhebliche Einsparpotenziale erzielen. Bedingt durch die unterschiedliche zeitliche Flexibilität der betrachteten Anlagen fallen diese jedoch sehr individuell aus. Abbildung 2-6 zeigt hierzu exemplarisch die erzielten Effekte in der Modellregion Herten. Es wird deutlich, dass gegenüber dem ungesteuerten Betrieb, insbesondere bei der Ladung von Elektrofahrzeugen, eine deutliche Reduktion der börslichen Beschaffungskosten erreicht werden kann.

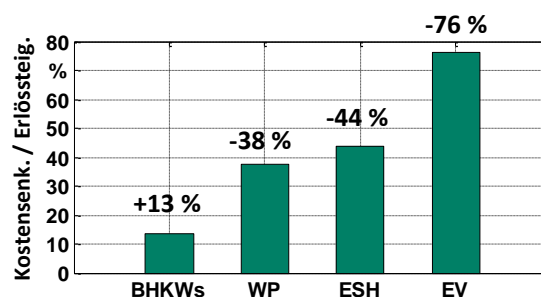


Abbildung 2-6: Relative Steigerung der Erlöse bzw. Reduktion der Beschaffungskosten (nur Börsenhandel) in der Modellregion Herten.

In der Praxis stellen die börslichen Beschaffungskosten jedoch nur einen geringen Teil der tatsächlich bei der Belieferung bzw. Veräußerung der verbrauchten bzw. produzierten Strommengen dar. Eine detaillierte wirtschaftliche Bewertung der erschließbaren Flexibilität wird daher in Kapitel 5 vorgenommen.

3. Virtuelle Speicher im Praxisversuch

Neben der Entwicklung von Methoden zur optimalen Einsatzplanung war ein weiterer Schwerpunkt des Projekts ebenfalls die praktische Erprobung der entwickelten Algorithmen. Dazu wurden in den beteiligten Modellregionen Herten und Wunsiedel eine Auswahl verschiedener Anlagen getroffen, deren Eigentümer kontaktiert und die Eignung der Anlagen bezüglich regulatorischer und technischer Rahmenbedingungen bewertet. Die letztendlich am Feldtest teilnehmenden Anlagen sind in Tabelle 1-1 auf Seite 11 aufgeführt.

Bezüglich der Optimierung wurden zwei verschiedene Ansätze verfolgt: Zum einen eine zentrale Optimierung, bei der alle Anlageninformationen und -zustände zentral an einer Stelle vorliegen und Fahrpläne als Ausgabe eines einzelnen Optimierungsproblems berechnet werden, wobei eine global gesehen optimale Lösung garantiert wird. Nachteilig bei diesem Ansatz ist jedoch, dass das Optimierungsproblem mit steigender Anlagenzahl schlecht skaliert und demnach die Rechenzeit den limitierenden Faktor für die Größe des möglichen Anlagenpools darstellt. Daher wurde zum anderen auch ein dezentraler Ansatz untersucht, bei dem das Optimierungsproblem verteilt von jeder Anlage gelöst und Optimalität durch Kommunikation der Anlagen untereinander sichergestellt wurde.

In den folgenden Abschnitten wird beschrieben, wie die einzelnen Anlagen in den virtuellen Speicher eingebunden und welche Schnittstellen, Datenbanken und informationstechnische Infrastruktur für die zentrale und dezentrale Optimierung umgesetzt wurden. Dabei wird zunächst in Abschnitt 3.1 die entwickelte IKT-Infrastruktur beschrieben und in Abschnitt 3.2 auf die verwendeten Schnittstellen und Datenbanken eingegangen. In Abschnitt 3.3 wird erklärt, wie die verschiedenen Anlagen physikalisch angebunden wurden. Das Kapitel schließt mit einer Beschreibung der zentralen und dezentralen Optimierungsplattformen in den Abschnitten 3.4 und 3.5.

3.1 IKT-Infrastruktur

Die Infrastruktur des kompletten Systems lässt sich über neun Hauptfunktionen in dementsprechende Komponenten unterteilen. In Abbildung 3-1 sind diese in der Übersicht zu sehen. Um die Flexibilität der Architektur zu erhöhen und die einzelnen Untersysteme weitgehend voneinander zu entkoppeln, liegt jeder Hauptfunktion eine Datenbank zu Grunde, in der die jeweiligen Zwischenergebnisse abgespeichert werden. Diese können zu einem späteren Zeitpunkt bei Bedarf weiterversendet bzw. abgerufen werden. Dies ermöglicht eine asynchrone Abarbeitung der Funktionen.

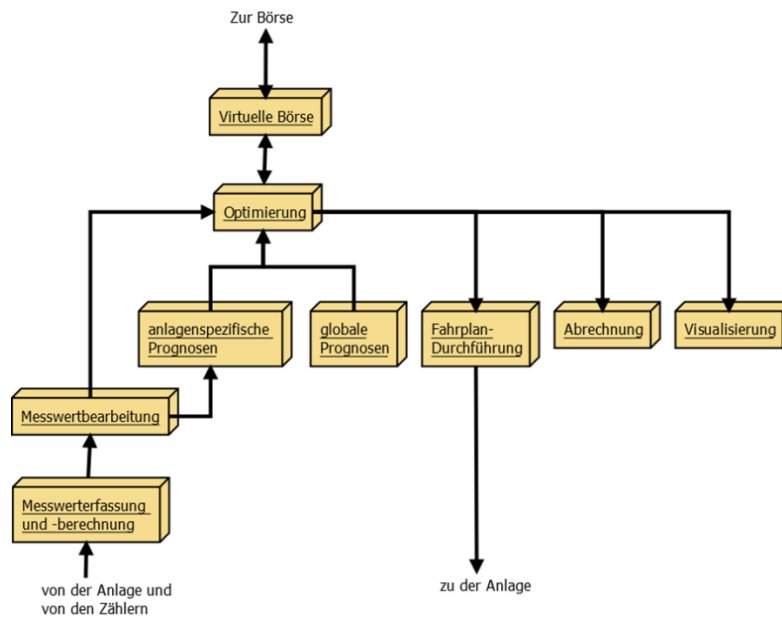


Abbildung 3-1: Übersicht der Hauptfunktionen

Der oben genannte modulare Aufbau der Komponenten erlaubte eine Gruppierung um einen zentralen Aggregator, der als Kommunikationszentrum zwischen allen beteiligten Einheiten agierte und einen multidirektionalen Datenfluss-Kanal zur Verfügung stellte. Der zentralistische Ansatz zeichnete sich insbesondere durch eine hohe Robustheit aus. Dank der zentralen Administration und dem Zusammenlaufen sämtlicher Datenpakete an einem Punkt, konnte ein umfassendes und schnell greifendes Störungsmanagement gewährleistet werden.

Aufgaben und Funktionsweise des Aggregators

Neben dem VPN-Server, für die Verteilung und Verwaltung der entsprechenden Zertifikate, einem zugehörigen VPN-Router, dienlich als Proxy, um den VPN-Tunnel aufzubauen, sowie einem Datenbankserver, wurde auch der zentrale Applikations-Server (in Abbildung 3-3 dargestellt als „SaS-Server“) in das Hosting-System der Firma M-Net integriert. Auf diesem befanden sich mehrere Softwarekomponenten:

- Eine Kommunikations-Komponente zur Interaktion mit den Anlagen und externen Systemen
- Eine Message Queue
- Ein Service für das Meter Data Management (im Folgenden als MDM-Service bezeichnet)
- Die Kernkomponente des Aggregators zur Verwaltung und Speicherung der Messdaten, Fahrpläne und Stammdaten der einzelnen Anlagen
- Eine Präsentations-Komponente für die Bereitstellung der Daten im Web-Portal

Die Kommunikations-Einheit ist eine in Java programmierte Komponente, die den Großteil des Datenflusses steuerte (siehe auch Abschnitt 3.2). Sie nahm beispielsweise die Fahrpläne entgegen, diente dem Aufbau der Peer-to-Peer-Verbindungen mit den Anlagen und leitete die erhaltenen Messdaten an die Message Queue weiter. Diese kam zum Einsatz, um bei Ausfall eines Teil-Systems (zum Beispiel der Kernkomponente) Datenverlust möglichst zu verhindern.

Der MDM-Service – ebenfalls in Java programmiert – holte die Daten in einem fest vorgegebenen Zyklus von der Message Queue ab und stellte sie der Kernkomponente zur Verfügung. Die Kernkomponente wiederum lässt sich untergliedern in drei Hauptelemente: das operative System, das Datawarehouse sowie die Stammdatenverwaltung.

Das operative System stellte das Bindeglied zum MDM-Service dar. Hier wurden alle erhaltenen Datenpakete, die bis zu diesem Zeitpunkt im ursprünglichen JSON-Format vorlagen, interpretiert, die so erhaltenen aktuellen Messwerte und Fahrpläne verwaltet und schließlich in die innerhalb der Hosting-Umgebung integrierte Datenbank auf dem Datenbankserver (siehe Abbildung 3-3) fortgeschrieben. Die originalen Messdaten in JSON-Format blieben hierbei erhalten. Erwähnte Datenbank liegt dem Datawarehouse, sowie der Stammdatenverwaltung zu Grunde. Bei Lücken oder Fehlern in den Datensätzen wurden nach Bedarf Ersatzwerte für die Fortschreibung gebildet.

Das Datawarehouse wiederum diente in erster Linie dem internen Dienst bei Bittner+Krull zur Kontrolle der vergangenen Messperioden, zum Export der Daten in unterschiedliche Formate, sowie zur Verwaltung der Daten und der schnellen Fehlererkennung. So konnte beispielsweise die Korrektheit der im Webportal angezeigten Daten sichergestellt werden. Auch konnten Berechnungen verschiedener Werte aus den gegebenen Daten durchgeführt werden.

Die Stammdatenverwaltung schließlich vereinfachte das Anlegen und Pflegen der Daten aller Anlagen; war beispielsweise ein OpenVPN-Zertifikat auf einer Anlage installiert, so war es ein Leichtes, die entsprechenden Informationen einzutragen, die dann anschließend von der Kommunikations-Komponente zum Verbindungsaufbau genutzt wurden.

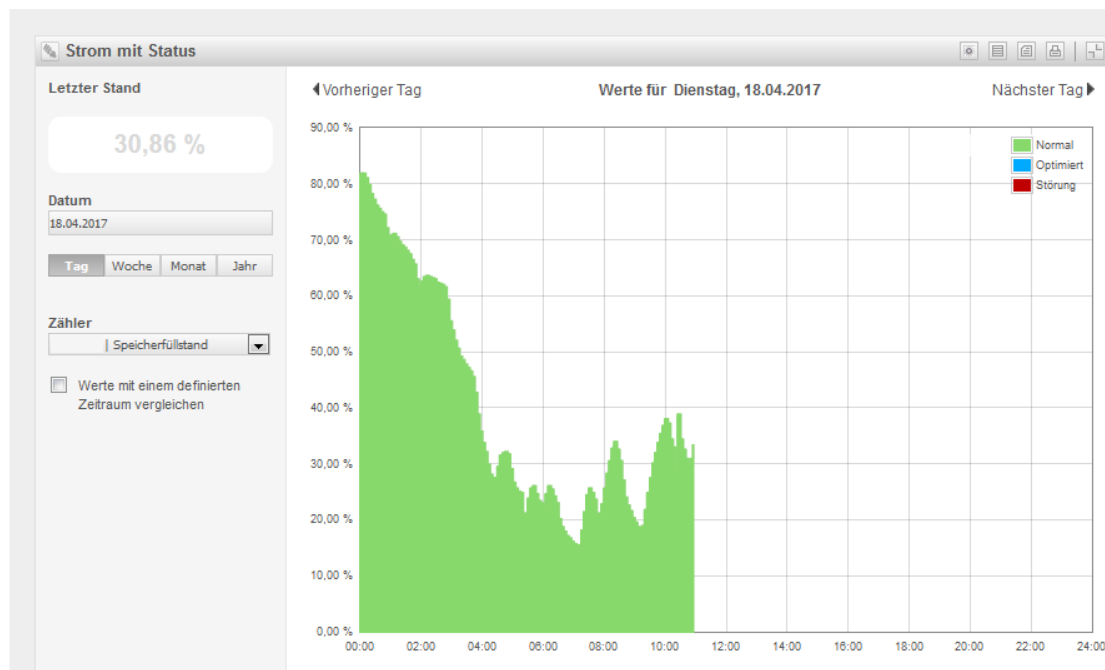


Abbildung 3-2: Screenshot des Webportals

Die abschließende Komponente des Applikations-Servers diente der Aufbereitung aller Daten zur Visualisierung im Web-Portal (siehe Abbildung 3-2). Zur Veranschaulichung der Daten wurden verschiedene Funktionalitäten zur Verfügung gestellt, die beispielsweise Durchschnittswerte berechneten, die Messwerte über bestimmte Perioden hinweg zusammenfassten, verschiedene Anlagen oder Messpunkte einander vergleichend gegenüberstellten, oder auch Umrechnungen in unterschiedliche Einheiten vornahmen.

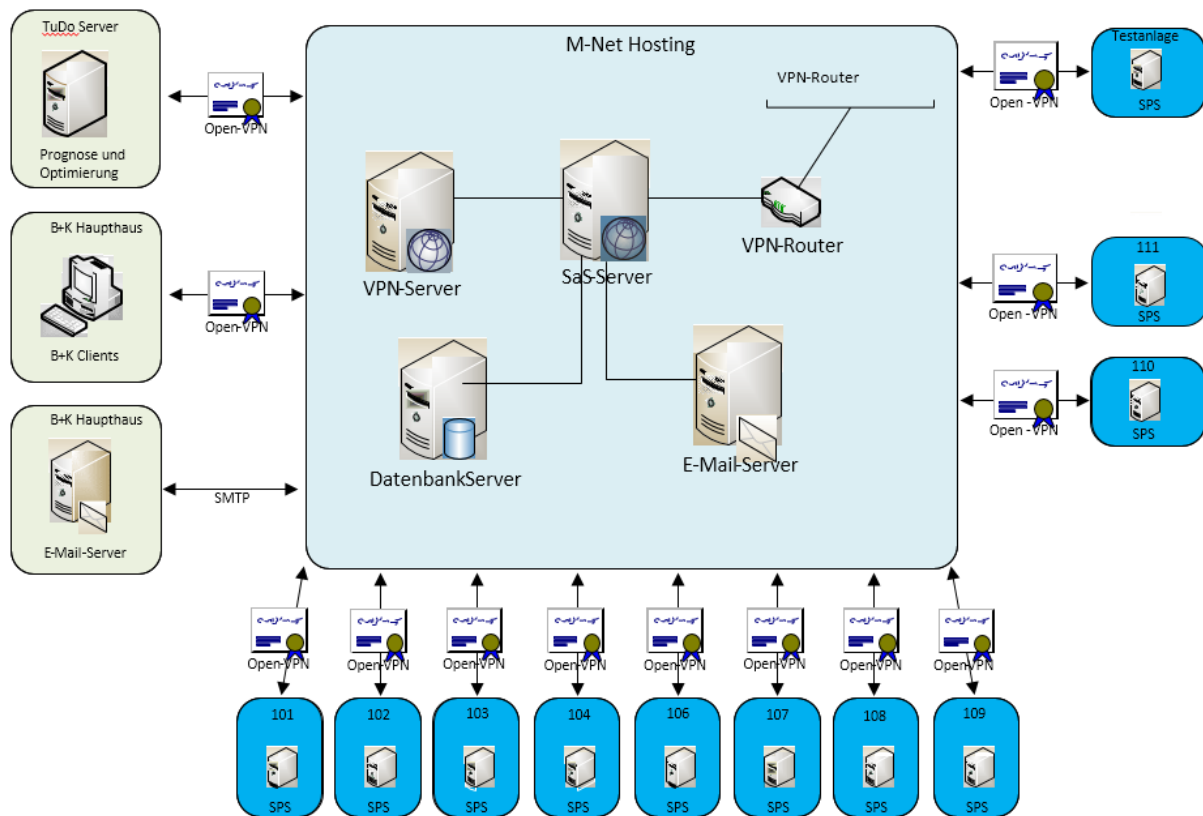


Abbildung 3-3: Hosting-Anlage mit Schnittstellen zu den beteiligten Systemen

Von den oben genannten Hauptfunktionen umfassen die Komponenten des Hosting-Systems mit dem zentralen Aggregator somit die Messwertbearbeitung, sowie die Visualisierung der Daten. Die Messwerterfassung und -plausibilisierung sowie die Umsetzung der Fahrpläne wird von den SPS durchgeführt, die lokal bei den Anlagen installiert sind. Der Server der TU Dortmund übernimmt die globalen und anlagenspezifischen Prognosen sowie die Optimierung und die virtuelle Börse.

Dem hier erläuterten Ansatz steht eine dezentrale Infrastruktur gegenüber, die keine gemeinsame Kommunikationseinheit besitzt (vgl. Abbildung 3-4). Der wesentliche Unterschied besteht im Verfahren zur Lösung des Optimierungsproblems. Hierbei wird auf ein verteiltes System zurückgegriffen, deren einzelne Einheiten verschiedene Teilprobleme lösen können. Im Gegensatz zur zentralen Lösung kann dieser Ansatz beliebig horizontal skaliert werden; somit könnte insbesondere bei einer hohen Anzahl an Endsystemen ein deutlich höherer Durchsatz erzielt werden. Gleichzeitig ist dieser Ansatz bei Fehlverhalten schwerer zu analysieren und ein eigenes Management-System ist für die verteilten Einheiten im Hinblick auf Wartung und Kontrolle unabdingbar. Für eine genauere Erläuterung der dezentraleren Infrastruktur siehe Abschnitt 3.5.

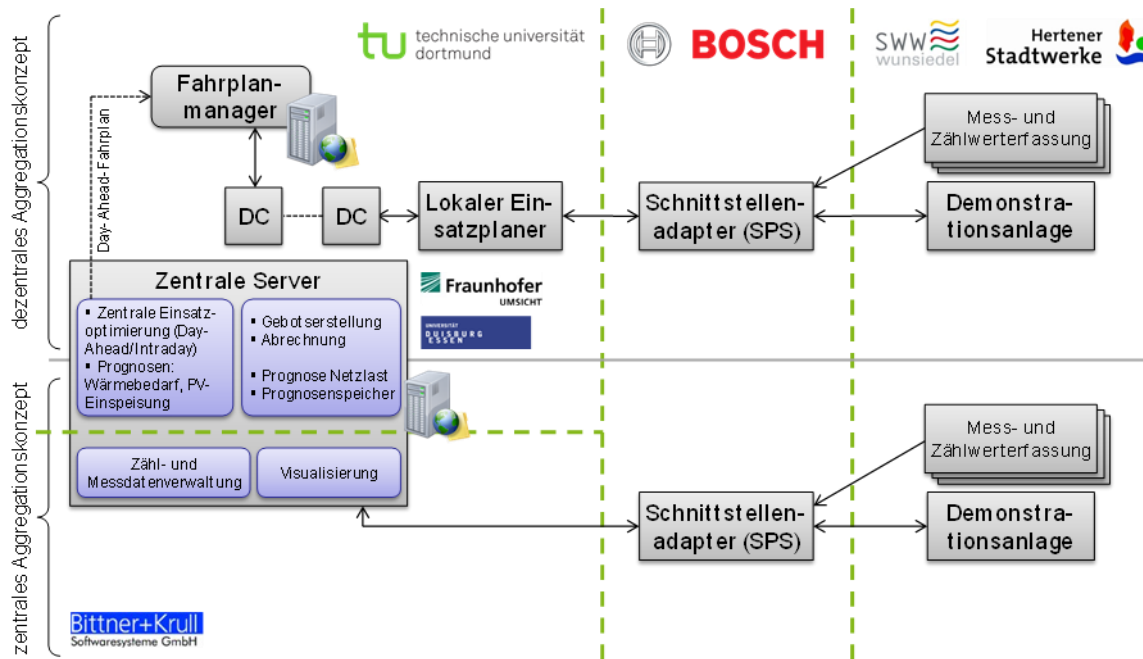


Abbildung 3-4: Übersicht der Hardwarekomponenten mit Zuständigkeitseinteilung

3.2 Schnittstellen und Datenbanken

In diesem Abschnitt werden die einzelnen Komponenten des zentralen Aggregators sowie die des dezentralen Lösungsansatzes im Detail beschrieben.

Kommunikationsschnittstelle zu den WAGO-SPS-Anlagen

Die Kommunikation und der Datenaustausch zwischen dem Applikations-Server von B+K und den jeweiligen SPS erfolgte über das IEC-60870-Protokoll. Hierfür wurde die Implementierung des Fraunhofer-Instituts *OpenMUC* verwendet. Dabei handelt es sich um eine Java-basierte Programm-Bibliothek.

Das Protokoll stellt den gängigen Standard beim Austausch von Fernwirknachrichten auf der Anwendungsschicht dar. Jede IEC-60870-konforme Dateneinheit enthält zunächst eine Typenkennung, die die spezifische Struktur der nachfolgenden Informationen festlegt. Es könnte sich beispielsweise um eine reine Statusmeldung handeln, oder um eine Nachricht, die Messdaten enthält. Jedes solche Informationsobjekte enthält wiederum eine eigene Modul-Kennung, mit der – wie im Fall dieses Forschungsprojekts – etwa der jeweilige Lastgangkanal für die Messdaten spezifiziert wird. Darauffolgend sind dann die tatsächlichen Nutzdaten enthalten, wie zum Beispiel der Zeitstempel, Messwerte oder eine Qualitätskennung.

Kommunikationsschnittstelle zum Batteriespeicher H2Herten

Für die Kommunikation mit dem Batteriespeicher wurden – ausgehend vom Applikations-Server – kontinuierlich Daten aus der zur Verfügung gestellten Datenbank (es handelt sich hierbei um eine MySQL-Datenbank) in Herten gelesen, bzw. die Fahrplan-Instruktionen in diese geschrieben. Für die Implementierung der Interaktion mit der Datenbank wurde auf gängige Enterprise-Technologien der Java-Welt, wie etwa einer Abstraktion der Verbindung über das *Spring Framework*, zurückgegriffen.

Schnittstelle zwischen Applikations-Server und Datenbank-Server

Die Kommunikation des Applikations-Servers mit dem Datenbank-Server wurde innerhalb der Hosting-Anlage gehandhabt. Auch hier kamen oben erwähnte Technologien zum Einsatz.

Alle bei Bittner+Krull über die Kommunikations-Schnittstellen ankommenden Daten wurden zunächst in ein Message-Queuing-System übertragen. Hierfür wurde der *Apollo Broker* Version 1.7.1 von Apache verwendet. Um ein möglichst gut zu verwaltendes und Ressourcen sparendes System zu etablieren, kam hier eine Komponente zum Einsatz, die einen Pool an vordefinierten Verbindungen verwaltet und für alle zu übertragenden Datenpakete eine entsprechende Verbindung zum Broker bereitstellt.

Ein MDM-Dienst las in einem festen Zyklus die vorhandenen Daten aus der Message-Queue aus und speiste diese dann in das Operative System des Aggregators ein.

Schnittstelle zur Fahrplanübermittlung

Der Applikations-Server stellte eine REST-API für die Übermittlung der Fahrpläne an die Anlagen zur Verfügung. Hierbei kam die Webserver-Technologie *Tomcat* Version 7.0 von Apache zum Einsatz. Als Protokoll zur Übermittlung der Datenpakete wurde standardmäßig HTTP verwendet. So konnte sowohl anwender- als auch serverseitig eine Nutzung der API und eine Weiterverarbeitung der Nutzdaten mittels gängiger Technologien gewährleistet werden.

Zentrale Datenbank des Aggregators

Der in Abschnitt 3.1 aufgeführte Datenbankserver stellte eine Oracle-Datenbank bereit. Diese beinhaltet sämtliche Tabellen für die einzelnen Einheiten der Kern-Komponente des Aggregators. So wird etwa eine strikte Trennung der operativen Daten von den tatsächlich historischen Daten, die dann für die Auswertung und die Visualisierung herangezogen werden, propagiert. Aus Performancegründen und zur Erleichterung der Datenveranschaulichung im Datawarehouse wird in dieser Datenbank bewusst die Duplikation der Daten in Kauf genommen und der Grad der Normalisierung geringgehalten. Unter Normalisierung versteht man beim Designen einer Datenbank das Bestreben durch Auflösen von Abhängigkeiten die Datenredundanz zu reduzieren. Das Ziel ist die Konsistenzhöhung durch Vermeidung der Redundanz. Aufgrund der Aufteilung der Systeme in Einzelkomponenten erhöht sich die Abfragedauer und dies führt zu Verlusten bei der Performance.

Datenbanken bei der TU Dortmund

Die Datenbanken für Wetterprognose, Wärmebedarfsprognose sowie die historischen und prognostizierten Börsenpreise wurden von einem Datenbankserver bei der TU Dortmund zur Verfügung gestellt. Für die Dateneingabe und den Datenabruf aus diesen Datenbanken wurde eine *REST-API* entworfen und implementiert, welche dem zentralen Aggregator und dem dezentralen Optimierer zur Verfügung stand. Die Schnittstelle stellte die jeweils aktuellsten Daten für gegebene Zeiträume und Regionen beziehungsweise Anlagen zur Verfügung.

In regelmäßigen Intervallen wurden die Preisprognosen, die historischen Börsenpreise und die Wetterprognosedaten von externen Anbietern abgerufen und in die Datenbank eingetragen.

Schnittstellen der zentralen Optimierungsplattform

Die Anbindung der zentralen Optimierungsplattform wurde über eine gesicherte Webservice-Verbindung zu den Diensten und Servern in Dortmund und München realisiert. Die Verwendung von *JSON* hat sich als vorteilhaft für die Übertragung von strukturierten Daten, insbesondere Messwerten mit Zeitstempeln, Statusdaten und Fahrplänen erwiesen und wurde daher in die Rahmensoftware des zentralen Optimierers für alle externen Schnittstellen implementiert (siehe dazu auch Abschnitt 3.4.1).

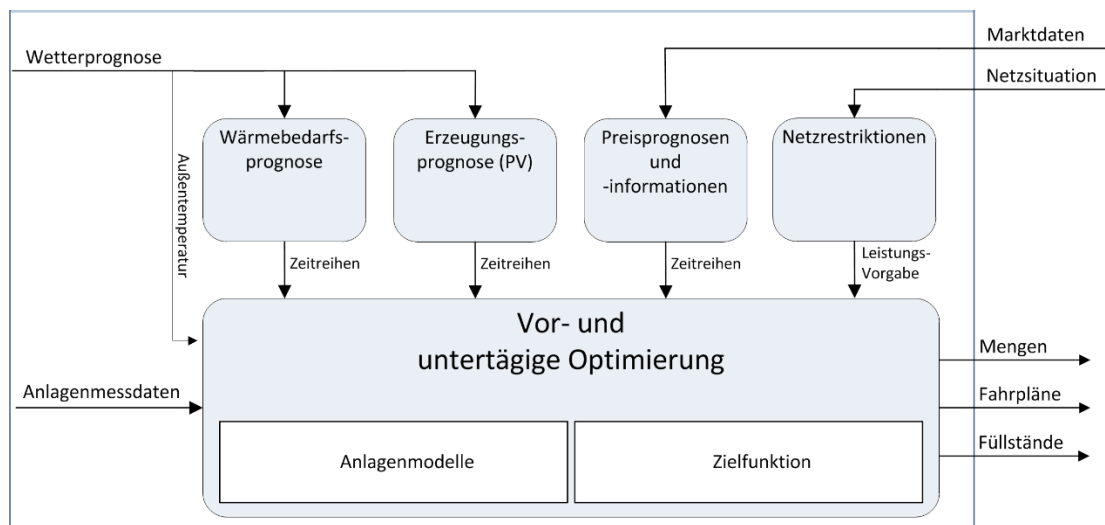


Abbildung 3-5: Datenflussschema der zentralen Optimierungsplattform

Das Schema in Abbildung 3-5 zeigt die ein- und abgehenden Datenströme der zentralen Optimierungsplattform. Einzelne Pfeile können dabei mehrere Schnittstellen (wie z. B. Speicherfüllstand, Status und Momentanleistung als Anlagenmessdaten) zusammenfassen. Für die Einbindung von Anlagen mit Strom-Wärme-Kopplung ist insbesondere die Wärmebedarfsprognose von zentraler Bedeutung. Diese wird für jede Anlage in Form einer Zeitreihe in der Speicherbilanz berücksichtigt. Die Wetterprognose dient nicht nur als Eingangsparameter der Wärmbedarfs- und PV-Erzeugungsprognose, sondern kann auch in der Optimierung zur Bestimmung von minimalen oder maximalen Speicherständen eingesetzt werden.

Alle Fahrpläne folgen der einheitlichen JSON-Datenstruktur. Im Sendemodul der zentralen Optimierungsplattform musste die Schnittstelle zum Batteriespeicher ID107 dabei gesondert ausgeführt werden, da hier eine absolute und keine relative Leistung von der Anlage erwartet wurde. Entlang der gesamten Kommunikationsstrecke von Prognose, über Optimierung, Datenbankservern bis hin zu den Anlagen war ein einheitliches Zeitformat einzuhalten. Dabei waren die Umstellungen zwischen Sommer- und Winterzeit besonders zu beachten. Dies wurde durch das ISO 8601-Format unter Angabe der Differenz zur koordinierten Weltzeit (UTC) realisiert.

Schnittstellen der dezentralen Optimierungsplattform

Für die Umsetzung der dezentralen Optimierungsplattform, deren Schema in Abschnitt 3.5 genauer erläutert wird, wurde das *JADE* Agentenframework eingesetzt, welches bereits Kommunikationsschnittstellen zur Kommunikation der Agenten untereinander bereitstellt. Diese wurden mit eigenen Nachrichtentypen für die Koordination der Agenten untereinander und die Preisberechnung eingesetzt.

Ferner wurde eine JSON-Schnittstelle zur Kommunikation mit dem zentralen Datenbankserver umgesetzt und die Übermittlung der Fahrpläne zu den Anlagen sowie die Erfassung von Messwerten selbiger wurde über die IEC 60870-Schnittstelle ausgeführt.

3.3 Anlagenanbindung

Der im Projekt verwendete Anlagenpark war bezüglich Anlagentyp und -hersteller äußerst heterogen. Dadurch gab es keine einheitliche Lösung zur Anbindung der Anlage an den Optimierer, sondern es

musste für jede Anlage eine individuelle Lösung gefunden werden. Um diese Flexibilität zu ermöglichen, wurde bei jeder Anlage lokal eine Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) verbaut, die eine einheitliche Kommunikationsschnittstelle zur Verfügung stellt und damit eine Abstraktion der physikalischen Anlage darstellt. Das Anbindungskonzept einer Anlage ist exemplarisch für das BHKW Goethe-Gärten in Abbildung 3-6 dargestellt.

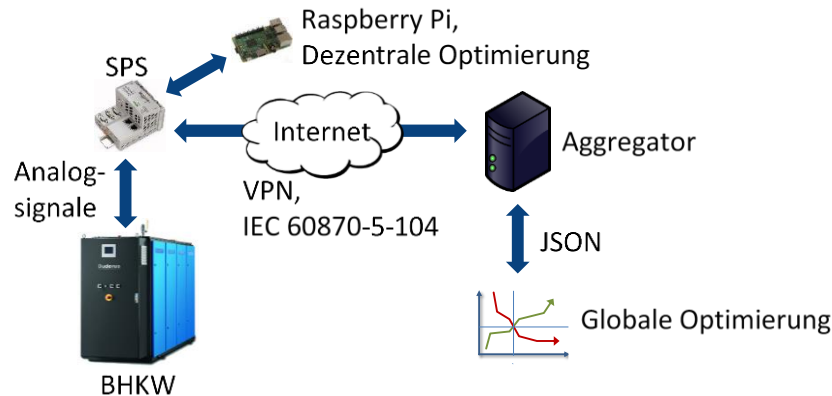


Abbildung 3-6: Anbindung der Anlagen am Beispiel des BHKWs Goethe-Gärten

Die lokale SPS dient zur Überwachung und Steuerung der Anlage vor Ort, das heißt, sie übersteuert die reguläre Betriebsführung, um Fahrplanvorgaben des Optimierers umzusetzen. Ziel der Anbindung war stets, die SPS *fail-silent* auszulegen. Bei (Teil-)Ausfall der Steuerung oder unzulässigen Betriebszuständen, wie zum Beispiel unter- oder überschreiten von minimalen beziehungsweise maximalen Speicherfüllständen, fällt die Anlage stets stoßfrei in den regulären Betrieb der internen Steuerung zurück. Nach Wiederanlauf oder Erreichen nominaler Betriebszustände wird der Fahrplanbetrieb durch die SPS automatisch wiederaufgenommen.

Die Schnittstelle zur Anlage wurde jeweils spezifisch entwickelt und angepasst, die jeweilige Umsetzung wird anlagenspezifisch in den folgenden Abschnitten beschrieben. Bei der Schnittstelle zum Optimierer wurde das Protokoll VHP_{READY}⁴ eingesetzt, um die Steuerung der Anlagen zu vereinheitlichen.

Der weitere Kommunikationspfad unterscheidet sich je nachdem, ob die Anlage Teil der zentralen oder dezentralen Optimierung war. Im Rahmen der dezentralen Optimierung liefen die entsprechenden Algorithmen lokal auf einem Raspberry Pi, der ebenfalls vor Ort installiert wurde und über eine direkte Ethernet-Verbindung mit der SPS über das VHP_{READY}-Protokoll kommuniziert. Bei der zentralen Optimierung war der Kommunikationsendpunkt der zentrale Datenaggregator, der die Kommunikation mit den Einzelanlagen bündelte und eine Schnittstelle zum zentralen Optimierer mittels JSON⁵ bereitstellte. Die Kommunikation erfolgte jeweils über eine dedizierte DSL-Leitung, über die an jeder Anlage eine Internet-Verbindung bereitgestellt wurde. Der Datenaggregator bot ebenfalls die Möglichkeit, den Anlagenpool zu visualisieren und so den Zustand des Gesamtsystems zu bewerten.

Zusätzlich konnte man sich per SSH⁶ mit den SPS verbinden, um die Software neuzuladen und die Anlagen über ein lokales Web-Frontend zu bedienen und zu beobachten.

Ziel des Projekts war, die Verschiebepotenziale von Energieerzeugung durch Speichermöglichkeiten einzelner Anlagen zu nutzen. Daher gab es bei jeder Anlage einheitliche Datenpunkte, die über das

⁴ <https://www.vhpready.de/>

⁵ https://de.wikipedia.org/wiki/JavaScript_Object_Notation

⁶ https://de.wikipedia.org/wiki/Secure_Shell

VHP_{READY}-Protokoll übertragen wurden, zum Beispiel den aktuellen Speicherfüllstand in Prozent. Dadurch konnte abgelesen werden, ob die Anlage gerade (im Fahrplanbetrieb) läuft und welche aktuellen Mess- und Zählwerte vorliegen. Die Fahrpläne wurden als prognostizierte Viertelstundenwerte vom Optimierer an die Anlagen übertragen.

Zusätzlich gab es spezifische Signale, die von einzelnen Anlagen übertragen wurden, beispielsweise die aktuelle Beckentemperatur bei Bädern, bei denen die Schwimmbecken als Wärmespeicher genutzt wurden.

In den folgenden Abschnitten wird auf die am Feldtest beteiligten Anlagen eingegangen und die Anbindung an den Datenaggregator erläutert.

3.3.1 Blockheizkraftwerke

In diesem Abschnitt wird die Anbindung der verschiedenen Blockheizkraftwerke (BHKWs) im Anlagenpool beschrieben.

BHKW Goethe-Gärten

Bei dem BHKW Goethe-Gärten handelt es sich um ein Buderus Loganova EN20 mit 19 kW_{el} und 34 kW_{th}. Zusammen mit zwei Buderus Logano GE315 Spitzenlastkesseln mit jeweils 170 kW_{th} und einem 3500 l Pufferspeicher versorgt die Anlage ein Quartier aus 18 Einfamilienhäusern über ein Nahwärmenetz im wärmegeführten Betrieb. Bei einer nutzbaren Temperaturdifferenz von 20 K ergibt sich eine thermische Speicherkapazität von 81 kWh.

Für die Integration der Anlage in das Gesamtprojekt wurde vom Hersteller eine externe Schnittstelle in Form von Analogsignalen nachgerüstet, um die Anlage zu steuern: Konkret heißt das, eine Leistungsvorgabe in Form eines 4 mA ... 20 mA Signals und ein Freigabesignal als potenzialfreier Kontakt.

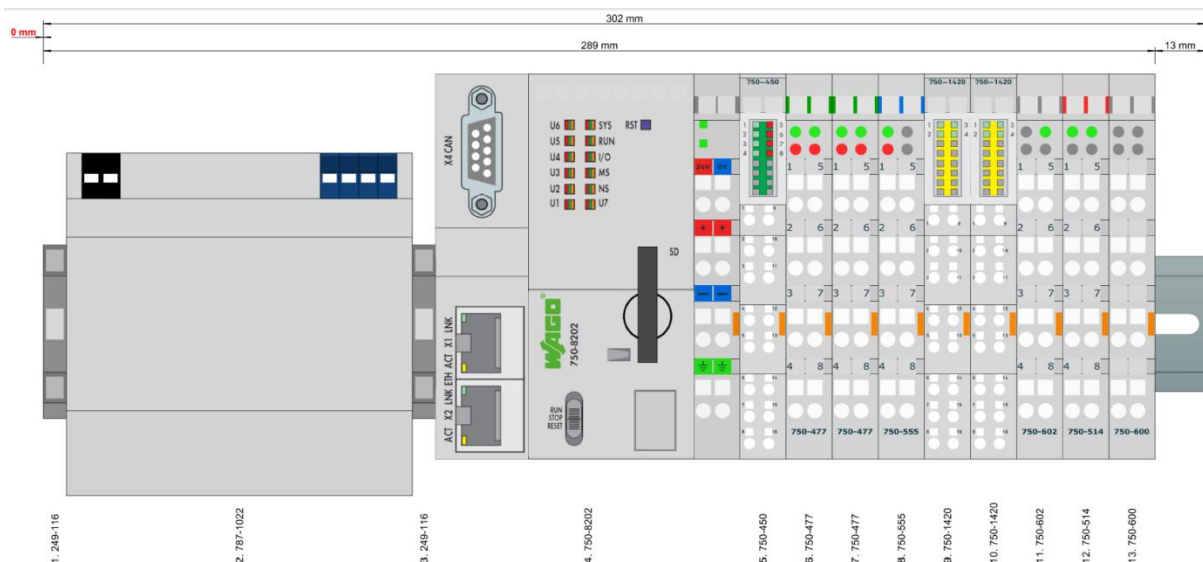


Abbildung 3-7: Steuerung BHKW Goethe-Gärten

Die SPS zur Steuerung der Anlage ist in Abbildung 3-7 dargestellt. Neben dem Netzteil und der eigentlichen SPS vom Typ PFC200 sind verschiedene I/O-Module zur Anbindung der Anlage vorhanden.

Die Speichertemperaturen des 3500 l-Speichers wurden in sechs verschiedenen Höhen gemessen. Dazu wurden drei PT100-Temperaturfühler in freien Tauchhülsen installiert und über eine Analogeingangsklemme für Widerstandssensoren eingelesen. Drei zusätzliche Temperatursensoren, sowie Vor-

und Rücklauftemperaturen wurden bereits von der bestehenden Steuerung verwendet und die vorhandenen Sensoren über zwei Analogeingangsklemmen parallel abgegriffen. Die Sollleistung wurde über eine Analogausgangsklemme gesetzt, wobei bei einem Strom von 7 mA mit 10 kW Leistung die minimale Teillast der Anlage von 50% erreicht wird. Über Digitaleingangsklemmen wurden verschiedene binäre Informationen wie Warnungen und Störungen der Anlage, sowie Impulse der RLM-Zähler eingelesen. Das Freigabesignal an das BHKW wurde über eine Relaisausgangsklemme gesetzt.

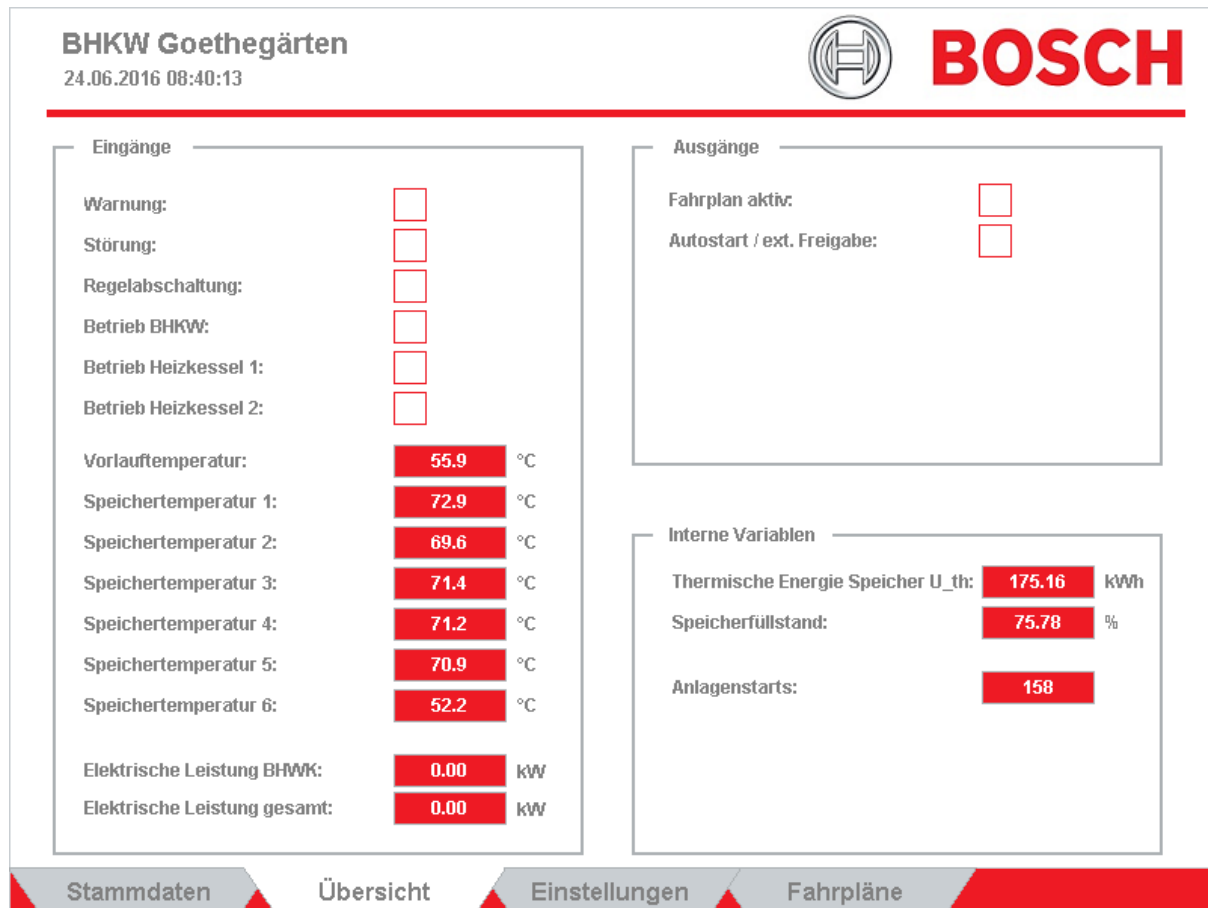


Abbildung 3-8: Bedienoberfläche der Steuerung Goethe-Gärten

In Abbildung 3-8 ist die Bedienoberfläche der SPS dargestellt. Neben den Stammdaten der Anlage wird hier der aktuelle Betriebszustand mit allen relevanten Informationen visualisiert. Zusätzlich können verschiedene Einstellungen vorgenommen werden (zum Beispiel ein Lernmodus zur Berechnung des prozentualen Speicherfüllstands). Zudem können Viertelstundenwerte hinzugefügt, geändert oder gelöscht werden.

BHKW Westerholt

Bei dem BHKW Westerholt handelt es sich um ein Buderus Loganova EN50 mit 50 kW_{el} und 80 kW_{th}. Zusätzlich ist ein Viessmann Vitoplex 100 SX1 Spitzenlastkessel mit 460 kW_{th} vorhanden, um das Haltenbad Westerholt inklusive 680 m³ Beckenwasser mit Wärme zu versorgen.

Die Ansteuerung des BHKW erfolgte wie beim BHKW Goethe-Gärten über Analogsignale, die entsprechende Schnittstelle wurde ebenfalls vom Hersteller nachgerüstet. Als Speicher wurde hier jedoch das Beckenwasser verwendet, indem die Wassertemperatur bzw. deren Sollwert um einen Offset von ±0,5 K variiert werden konnte. Bei einem Beckenvolumen von 680 m³ ergibt das eine Speicherkapazität von 790 kWh. Die Anbindung an den Kompaktregler der Beckentemperatur erfolgte über Modbus RTU.

Der Regler wurde im Rahmen des Projekts getauscht, da der vorhandene Regler keine externe Schnittstelle bereitstellte.

Der Offset der Beckentemperatur wurde als Ausgang eines PI-Reglers gesetzt, der darüber die Rücklauf-temperatur des Beckenwärmetauschers auf einen Wert geregelt hat, sodass der Spitzenlastkessel gerade nicht benötigt wird. Falls beispielsweise das BHKW nicht oder nur in Teillast läuft und die Rücklauf-temperatur abfällt, wird der Regler innerhalb seiner Grenzen versuchen, durch Absenken des Beckentemperatursollwerts die Rücklauf-temperatur wieder anzuheben beziehungsweise den weiteren Abfall zu verlangsamen. Im umgekehrten Fall, wenn das BHKW unter Vollast läuft und die Rücklauf-temperatur steigt, wird der Regler durch Erhöhung des Sollwerts versuchen, die Rücklauf-temperatur wieder zu senken, so dass das BHKW nicht in Regelabschaltung wegen Grenzwertüberschreitung der Temperatur schaltet. Dadurch wird es möglich, durch Anpassung des Beckentemperatursollwerts die Flexibilität für einen stromgeführten Betrieb der Wärmeerzeugung bereitzustellen.

BHKW Copa Ca Backum

Beim Erlebnisbad Copa Ca Backum inklusive Saunawelt handelt es sich um die größte am Feldtest beteiligte Anlage. Die Wärmeversorgung erfolgt über zwei MTU-BHKWs mit einer Leistung von jeweils 420 kW_{el} und 540 kW_{th}. Zusätzlich ist ein Fernwärmeanschluss und ein Öl-Spitzenlastkessel vorhanden, letzterer ist in der Regel nicht in Betrieb. Um den laufenden Badbetrieb durch die projektbedingten Eingriffe nicht zu gefährden, wurde nur eines der beiden BHKWs vom Optimierer gesteuert. Als Speicher wurde hier wie beim Hallenbad Westerholt das Beckenwasser verwendet. Mit einem Offset von $\pm 0,5$ K ergibt sich bei Verwendung aller zehn Becken eine maximale Speicherkapazität von 3,78 MWh. Die Zeitkonstanten der Offset-Werte der einzelnen Becken waren abhängig von der Größe des jeweiligen Beckens, so dass sich zum Beispiel der Sollwert des Schwimmerbeckens mit 2098 m³ schneller ändert als der des Whirlpools mit 3 m³. So wurde verhindert, dass die Beckentemperatur der kleinen Becken ständig schwankt, während die großen Becken keine Zeit zum Reagieren haben. Ansonsten funktioniert die Regelung analog zum Hallenbad Westerholt, nur dass hier die Temperatur vor dem Fernwärmeanschluss geregelt wurde, der funktional den Spitzenlastkessel ersetzt. Die Anbindung der Anlage erfolgte mittels Modbus TCP zur S7-basierten Gebäudeleittechnik von Siemens. Die erforderlichen Datenpunkte wurden zusammen mit dem Betreiber der Anlage bestimmt und vom Hersteller implementiert.

BHKW + Heizstab WUN Elektro

Bei der Anlage WUN Elektro handelt es sich um eine Mikro-KWK-Anlage vom Typ SenerTec Dachs mit Leistung 5,5 kW_{el} und 12,5 kW_{th}. Diese dient zusammen mit einem 2000l-Pufferspeicher der Wärmeversorgung eines Gebäudes. Die Speichertemperaturen wurden über acht PT100-Fühler auf verschiedenen Ebenen eingelesen. Zusätzlich wurde ein Heizstab mit 9 kW Leistung in den Speicher integriert und über Lastrelais mit der SPS verbunden.

Die Anlage ist mit der GLT-Schnittstelle – Dachs Ethernet – ausgerüstet, der Zugriff erfolgt über einen Webserver, der lokal HTTP-Anfragen an Port 8080 verarbeitet. Über einen Webservice kann die Anlage ein- und ausgeschaltet werden. Ein Teillastbetrieb ist, ebenso wie bei dem Heizstab, nicht möglich, so dass dieser über eine Pulsweitenmodulation angenähert wurde. Schaltvorgänge von Komponenten wurden in der Optimierung als Strafterm in der Kostenfunktion berücksichtigt.

Aufgrund von Inkompatibilitäten der jeweiligen HTTP-Bibliotheken von KWK-Anlage und SPS konnte die Anlage jedoch nicht in den optimierten Betrieb integriert werden.

3.3.2 Wärmepumpen

In diesem Abschnitt wird die Anbindung der verschiedenen Wärmepumpen (WPs) im Anlagenpool beschrieben.

Wärmepumpe 102

Bei der Wärmepumpe 102 handelt es sich um eine Sole-Wasser-Wärmepumpe Typ Waterkotte DS5023 (3,3 kW_{el}, 19,4 kW_{th}) mit einem 990l-Pufferspeicher. Die Wärmepumpe wurde mit einem WWPR-Wärmepumpenregler von Waterkotte nachgerüstet, um über Modbus RTU auf die Anlage zuzugreifen. Dadurch konnten interne Signale der Wärmepumpe ausgelesen und über eine Festlegung der Heizkreis-Solltemperatur die Wärmepumpe ein- und ausgeschaltet werden.

Die Speichertemperaturen wurden neben den Messwerten der Wärmepumpe über zwei zusätzliche PT100-Tauchfühler gemessen. Im Gegensatz zu den oben beschriebenen, größeren Anlagen wurde hier die Berechnung des Speicherfüllstands nicht basierend auf der Annahme einer konstanten Rücklauf-temperatur bzw. konstanten Speichertemperaturuntergrenze durchgeführt, sondern es wurde als Untergrenze der Speichertemperatur und damit 0% Speicherfüllstand der Wert der aktuellen Heizkurve zugrunde gelegt. Die Heizkurve beschreibt dabei den Zusammenhang zwischen Außentemperatur und der dem Heizkreis zugehörigen Vorlauftemperatur und sorgt dafür, dass bei kalten Außentemperaturen die Vorlauftemperatur entsprechend angehoben wird. Damit ist der Speicherfüllstand als Maß für die nutzbare thermische Energie des Speichers ebenfalls von der Außentemperatur abhängig. Dies kann zum Beispiel dazu führen, dass der Speicherfüllstand bei steigender Umgebungstemperatur ebenfalls steigt, obwohl die Wärmepumpe nicht läuft.

Wärmepumpe 103

Bei der Wärmepumpe 103 handelt es sich um eine Luft-Wasser-Wärmepumpe Typ Stiebel Eltron WPL 23 E (4,35 kW_{el}, 15,73 kW_{th}) mit einem 400l-Pufferspeicher. Der eingesetzte „Wärmepumpen-Manager“ WPMW/WPMS nutzt zur Regelung die Rücklauftemperatur, bei Einsatz eines Pufferspeichers wird der Rücklauftemperaturfühler zur Messung der Speichertemperatur verwendet. Da die Anlage keinerlei externe Schnittstellen bietet, wurde die hinterlegte Heizkurve aus Messdaten identifiziert. Die Außentemperatur wurde über einen Webservice von OpenWeatherMap⁷ eingelesen. Im Gegensatz zur Anlage 102, die ein Gebäude mit Fußbodenheizung versorgt, heizt diese Anlage das Gebäude über Radiatoren, sodass zusätzlich eine Nachtabsenkung eingestellt war. Dies führt dazu, dass der minimale Speicherfüllstand nicht nur außentemperatur-, sondern auch zeitabhängig und sprungfähig ist.

Ohne externe Schnittstelle des Wärmepumpenreglers wurde die Steuerung der Anlage über Manipulation der Rücklauftemperaturmessung als Regelgröße des regulären wärmegeführten Betriebs realisiert. Die Rücklauftemperatur wird von der Wärmepumpe über ein Widerstandsthermometer des Typs PT1000 gemessen. Dabei wird dieses an eine Konstantstromquelle angeschlossen und der Spannungsabfall über den temperaturabhängigen Widerstand bestimmt. In der SPS wurde diese Spannung parallel über eine Analog-Eingangsklemme gemessen und zusätzlich eine Analog-Ausgangsklemme mit Ausgang ± 10 V in die Messung eingeschleift, um die Temperaturmessung zu manipulieren. Durch die parallele Eingangsklemme zur Messung der Ist-Temperatur an der SPS mit Innenwiderstand von 120 k Ω wird die Messung der Wärmepumpe jedoch bereits verfälscht (der Gesamtwiderstand der Schaltung mit dem PT1000 sinkt bei 0 °C auf 991,7 Ω , was bei 30 °C einer um 2,6 °C niedrigeren gemessenen Temperatur entspricht), sodass dieser Fehler über die Ausgangsklemme ausgeglichen wurde. Danach ist es möglich, die gemessene Temperatur der Wärmepumpe über die Ausgangsklemme als zusätzliche

⁷ <https://openweathermap.org/api>

Spannungsquelle im Stromkreis beliebig zu setzen und somit die Wärmepumpe zu steuern. Die SPS zur Steuerung der Anlage ist in Abbildung 3-9 dargestellt.

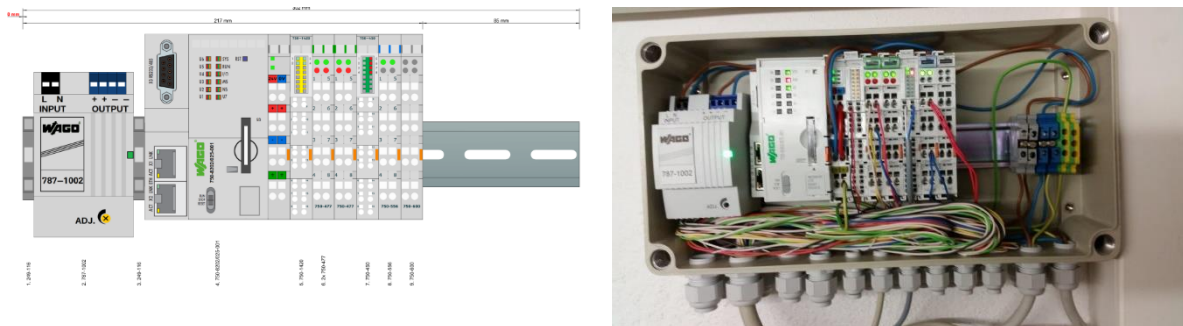


Abbildung 3-9: Steuerung Wärmepumpe 102

3.3.3 Sonstige Anlagen

Neben BHKWs und Wärmepumpen gab es weitere Typen von Anlagen, die in den Feldtest eingebunden waren. Diese werden im folgenden Abschnitt kurz beschrieben.

PV-Anlage Knappenhalle

Bei dieser Anlage handelt es sich um eine reine Photovoltaik-Anlage mit 23,5 kW_p. Es wurden lediglich die momentane Leistung sowie erzeugte Arbeit der vergangenen Viertelstunde über einen RLM-Zähler erfasst und übermittelt.

Elektrospeicherheizung 106

Die Elektrospeicherheizung 106 besteht aus drei Heizkörpern Typ Stiebel Eltron ETS 408 mit Anschlusswert von 4 kW bei Nennaufładedauer von 8 Stunden. Die Aufladung erfolgt außentemperaturgeführt über eine EMZR-Aufladesteuerung. Die Abrechnung erfolgt über den normalen Haushaltsstromzähler, der durch einen RLM-Zähler mit HT/NT-Umschaltung ersetzt wurde. Die Temperaturen der drei Nachtspeicheröfen wurden über zusätzliche Thermoelemente Typ K (NiCr-Ni) erfasst.

Zur Steuerung der Anlage wurde der zentrale Rundsteuerempfänger der Anlage so mit Relaisausgängen der SPS verbunden, dass das Freigabesignal zur Aufladesteuerung beliebig gesetzt werden konnte, um die Aufladezeiten zu verschieben. Eine Aufladung über die Maximaltemperatur hinaus ist ausgeschlossen, da die Heizkörper mit internen Temperaturwächtern ausgestattet sind, die für eine Abschaltung des Aufladevorgangs sorgen. Um Mehrkosten des Anlageneigentümers zu vermeiden, wurde die HT/NT-Umschaltung des Stromzählers ebenfalls durch die SPS vorgenommen und parallel zum Freigabesignal geschaltet.

Elektrospeicher H2Herten

Bei dem Elektrospeicher im H2Herten handelt es sich um einen Lithium-Ionen-Akku mit Ladeleistung 50 kW_{el} und Kapazität von 30 kWh_{el}. Bei dieser Anlage wurde keine SPS verbaut, stattdessen erfolgte die Kommunikation von Messwerten und Fahrplänen direkt durch den Datenaggregator über eine SQL-Datenbank.

PV-Elektrospeicher Kräuterhaus

Bei der Anlage Kräuterhaus handelt es sich um eine Photovoltaik-Anlage mit einem zugehörigen KOSTAL PIKO 6.0 BA Batteriespeicher mit 4 Li-Zellen. Der Speicher hat eine Ladeleistung von 2,45 kW_{el} und Kapazität von 4,8 kWh_{el}. Der Zugriff auf die Anlage erfolgte mittels Modbus RTU zwischen SPS und

Wechselrichter. Darüber ließen sich alle relevanten internen Größen der Anlage auslesen und der Laststrom entsprechend der Fahrplanvorgabe einstellen, wobei das Laden des Speichers nur über die PV-Anlage und nicht über den Netzanschluss erfolgte.

3.3.4 Anbindung der Anlagen an den zentralen Applikations-Server

Anbindung der WAGO-SPS-Anlagen

Für eine sichere Übertragung der Lastgangdaten wurde zu jeder Anlage eine VPN-Verbindung unter Verwendung von *OpenVPN* hergestellt. Die Zertifikate hierfür wurden zentral von B+K zur Verfügung gestellt.

Auf dem Applikations-Server wurde eine Software-Komponente installiert, die mittels privater VPN-IP-Adresse einen standardisierten Netzwerk-Stack zur Kommunikation mit den Anlagen bereitstellte. Dies geschah unter Einbindung des *OpenMUC* Software Frameworks, welches über TCP/IP eine Verbindung zur jeweiligen SPS aufbaut (siehe hierzu auch „3.2 Schnittstellen und Datenbanken“).

Anbindung des Batteriespeichers H2Herten

Zu dieser Anlage wurde keine direkte Anbindung eingerichtet. Stattdessen wurde eine PPTP-Verbindung zu einem Server vor Ort bereitgestellt, über die der Zugriff zu der MySQL-Datenbank ermöglicht wurde. Hier wurden die Speicherstände und die Fahrpläne ausgetauscht (siehe hierzu auch Abschnitt 3.2 „Schnittstellen und Datenbanken“).

3.4 Zentrale Optimierungsplattform

Nachdem in Abschnitt 2.1 die theoretischen Grundlagen der deterministischen Einsatzplanung erläutert wurden, ist im Folgenden die Implementierung der zentralen Optimierungsplattform für den Feldtest dargestellt. Dazu werden die einzelnen Module und das Softwarekonzept vorgestellt, wobei auf die Einbindung der Prognosen detaillierter eingegangen wird. Abschließend wird der vor- und untertägige Optimierungsablauf erläutert.

3.4.1 Module der zentralen Optimierungsplattform

Der zentrale Ansatz verfolgt ein Optimierungskonzept, bei dem die Intelligenz der Anlageneinsatzplanung gebündelt auf einem Server liegt. An den dezentral verteilten Anlagen selbst steht die Umsetzung des vorher berechneten Fahrplans im Vordergrund. Dennoch wird die Einhaltung des notwendigen Komforts bzw. der Betriebsgrenzen und -sicherheit überwacht und der Fahrplan ggf. überschrieben. Den Kern der Einsatzplanung bildet eine Gemischt-Ganzzahlige-Lineare-Optimierung. Die Modellbildung folgt dabei den Ansätzen des Optimierungskonzeptes der Potenzialstudie (siehe Kapitel 2). Als Modellierungsumgebung kommt die freie MATLAB-Toolbox YALMIP zum Einsatz [10]. Die Lösung des Optimierungsproblems erfolgt durch die Software IBM CPLEX.

Das eigentliche Optimierungsmodell wurde für den Feldtest um eine Rahmensoftware ergänzt, die zahlreiche Aufgaben im Livebetrieb übernimmt (siehe Abbildung 3-10). Wesentlich ist die Implementierung einer Zeitsteuerung, die zu festgelegten Zeitpunkten Prognosen, Messwertabrufe und Optimierungsläufe durchführt. Dabei werden die verschiedenen Schnittstellen zum Import von Messdaten und Prognosen sowie zum Senden von Fahrplänen nach einem festgelegten Ablaufschema angesprochen (siehe Abschnitt 3.2). Über eine interne Datenbank werden die jeweiligen Daten temporär zwischengespeichert und verwaltet. Im Falle von Verbindungsabbrüchen oder unvollständigen Messwer-

ten wird automatisiert auf möglichst plausible Ersatzwerte zurückgegriffen. Da die Wärmebedarfsprognose (siehe Abschnitt 2.3.1) ebenfalls in MATLAB entwickelt wurde, ist eine direkte Ausführung auf dem Optimierungsserver und Ansprache durch die Rahmensoftware umsetzbar.

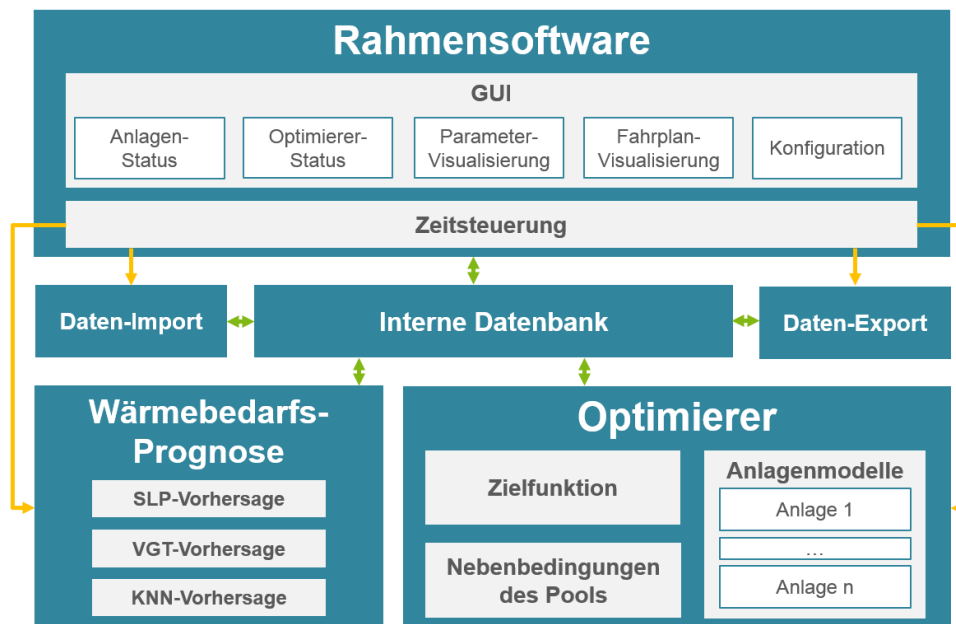


Abbildung 3-10: Module der zentralen Optimierungsplattform

Durch eine grafische Benutzeroberfläche (GUI) ist es möglich, die zentrale Optimierungsplattform zu steuern und zu beobachten (siehe Abbildung 3-11). Dabei können geplante Fahrpläne für einzelne Anlagen und den Pool sowie Preis- und Wärmebedarfsprognosen als Diagramme dargestellt und verglichen werden. Weiterhin kann durch Einbindung aktueller Messdaten der Status (Betriebsbereitschaft, Momentanleistung, Speicherfüllstand) einzelner Anlagen abgerufen werden. Über ein Konfigurationsmenü kann pro Anlage festgelegt werden, ob eine Optimierung durchgeführt werden soll. Die Rahmensoftware und GUI wurden ebenfalls in MATLAB umgesetzt.



Abbildung 3-11: GUI zentrale Optimierungsplattform

3.4.2 Einbindung der Prognosen

Zur Optimierung der Anlagen im Feldtest mussten die in Abschnitt 2.3.1 genannten Prognosen eingebunden werden. Diese wurden vor jedem Optimierungslauf über die Schnittstellen der zentralen Optimierungsplattform (siehe Abschnitt 3.2) eingelesen und in Form von Zeitreihen in der Optimierung entweder in den Nebenbedingungen oder der Zielfunktion berücksichtigt. Im Gegensatz zu den anderen Prognosen musste für die Vorhersage des Wärmebedarfs auf Basis der verfügbaren Daten für jede Anlage zunächst ein geeignetes Prognoseverfahren gewählt, angepasst und kalibriert werden. Dies wird im Folgenden detailliert dargestellt.

Wärmebedarfsprognose

Für Anlagen mit Strom-Wärme-Kopplung wie Blockheizkraftwerke, Elektrospeicherheizungen und Wärmepumpen werden Wärmelastgangprognosen benötigt, um den voraussichtlichen Wärmebedarf der Verbraucher bei der Anlageneinsatzoptimierung als Eingangsgröße berücksichtigen zu können. Vor diesem Hintergrund wurde ein Wärmebedarfsprognosemodell in MATLAB entwickelt. Dieses ist in Abbildung 3-12 skizziert.

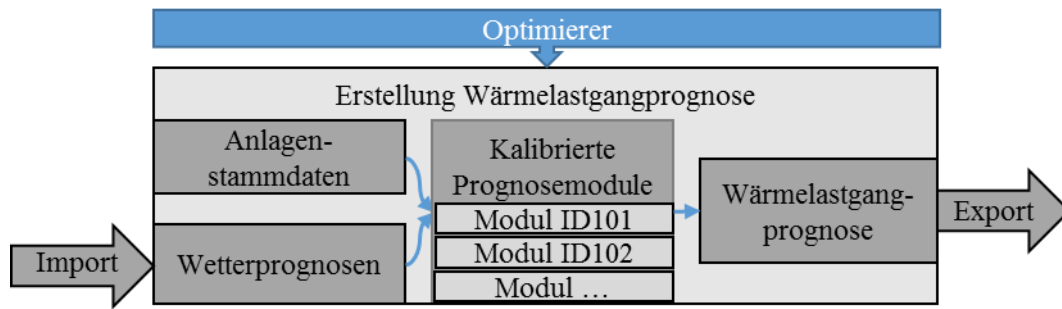


Abbildung 3-12: Wärmebedarfsprognosemodell

Das Wärmelastgangprognosemodell wird durch den Optimierer aufgerufen. In den Anlagenstammdaten werden für jede Anlage das zu verwendende Prognoseverfahren bzw. Prognosemodul sowie der Anlagenstandort hinterlegt. Als Eingangsgrößen für die Prognoseerstellung werden Wetterprognosen benötigt – je nach Prognoseverfahren für bis zu drei Tage in die Vergangenheit und Zukunft. Diese werden in Abhängigkeit des Prognoseaufrufzeitpunktes und des Standorts über eine JSON-Schnittstelle aus der Datenbank importiert. Zur Erstellung der Prognosen werden vorab kalibrierte Prognosemodule eingesetzt. Die erstellten Prognosen werden über eine JSON-Schnittstelle in eine Datenbank exportiert. Aus dieser werden sie durch den Optimierer abgerufen und für die Anlageneinsatzoptimierung verwendet. Erstellt werden anlagenindividuelle Wärmelastgangprognosen in stündlicher Auflösung für den Intraday sowie Day-Ahead-Bereich.

Die Kalibrierung der Prognosemodule erfolgt abgekoppelt vom Livebetrieb auf einem lokalen Rechner (siehe Abbildung 3-13), um einen reibungslosen Ablauf des Livebetriebs zu ermöglichen. Zudem ist die Modulkalibrierung nur selten erforderlich, was die Auslagerung auf den lokalen Rechner ebenfalls ermöglicht. Für die Kalibrierung sind für jede Anlage der zu verwendende historische Datensatz und das einzusetzende Prognoseverfahren (sowie ggf. erforderliche Spezifikationen) vorzugeben. Gemäß den Vorgaben werden kalibrierte (d.h. mit den jeweiligen historischen Daten der Anlage angepasste) Prognosemodule erstellt, die auf dem Server abgelegt werden und so dem Prognosemodell für die Prognoseerstellung im Livebetrieb zur Verfügung stehen.

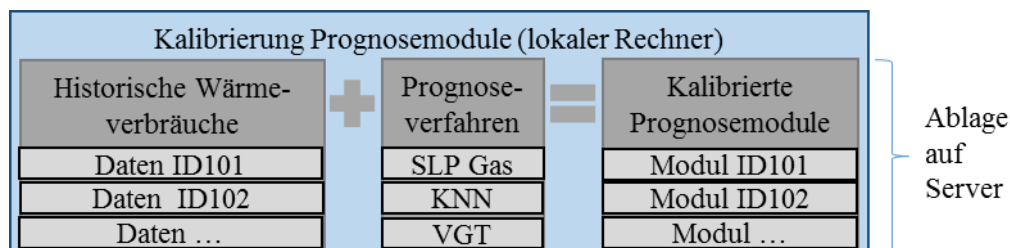


Abbildung 3-13: Kalibrierung der Prognosemodule für das Wärmelastgangprognosemodell

Als Prognoseverfahren stehen Standardlastprofile Gas (SLP Gas), Künstliche Neuronale Netze (KNN) sowie Vergleichstagverfahren (VGT) zur Verfügung. Die Wahl des Prognoseverfahrens wurde maßgeblich durch die vorhandenen historischen Daten der jeweiligen Anlage bestimmt. Um KNN und VGT einsetzen zu können, sind beispielsweise historische Wärmelastgänge erforderlich. Im Gegensatz dazu werden für SLP Gas lediglich Jahresverbrauchswerte benötigt. Weiterführende Informationen zu dem in Abbildung 3-12 dargestellten Wärmelastgangprognosemodell, dem in Abbildung 3-13 gezeigten Kalibrierungsmodell und den Prognoseverfahren können [13] entnommen werden.

Während des Feldtests wurden Wärmebedarfsprognosen für sechs Anlagen erstellt. Die gewählte Prognosemethode war von den verfügbaren Daten und den Lastgangcharakteristiken abhängig. In Tabelle 3-1 wird angegeben, welche Prognosemethode für welche Anlage eingesetzt wurde.

Tabelle 3-1: Wärmebedarfsprognose

Anlage	Prognoseverfahren
ID101	KNN
ID102	SLP Gas
ID103	SLP Gas
ID106	SLP Gas
ID108	VGT
ID109	VGT

Für die Anlagen ID102, ID103 und ID106 lagen zu Beginn des Projekts keine Zeitreihen sondern ausschließlich Jahresverbrauchswerte vor. Daher kamen als Prognosemethode lediglich Standardlastprofile Gas in Frage. Bei den Jahresverbräuchen handelte es sich um Stromverbräuche, die für die Anwendung des SLP Gas Verfahrens unter Annahme einer Jahresarbeitszahl bzw. eines Wirkungsgrades in Jahreswärmeverbräuche umgerechnet wurden. Die so berechneten Wärmeverbräuche dienten lediglich als erste Abschätzung, da der Jahresstromverbrauch teils die Verbräuche weiterer Geräte umfasste.

Bei den Anlagen ID101, ID108, ID109 lagen viertelstündlich oder stündlich aufgelöste Zeitreihen der BHKW-Stromerzeugung oder des Gasverbrauchs, in wenigen Fällen auch Wärmemengenmessungen für begrenzte Zeiträume, vor. Aus den Strom- und Gaslastgängen konnten Wärmelastgänge berechnet werden, die als Datenbasis für die Kalibrierung von KNN oder VGT-Prognosemodellen dienten. Für ID101 kam ein KNN-Prognosemodul zum Einsatz und für ID108 sowie ID109 jeweils ein VGT-Modul.

Zukünftig ist der Einsatz weiterer Methoden bzw. der vorhandenen Methoden für die jeweils anderen Anlagen anzustreben. Im Rahmen des Projekts wurde darauf verzichtet, da der Fokus auf der Ertüchtigung des Prognosemodells für den Livebetrieb lag. Zudem stellten die begrenzte Verfügbarkeit historischer Daten sowie die nicht einheitliche Datenbasis Hemmnisse für die Prognoseerstellung und die Kalibrierung der Prognosemodelle dar. Datensätze verschiedener Jahre wiesen beispielsweise deutliche Unterschiede auf. Außerdem standen teilweise nur weiter zurückliegende Daten zur Verfügung, so dass zwischen Feldtest und Referenzjahr bis zu 3 Jahre lagen oder zwischenzeitlich Modifikationen an der Anlage vorgenommen wurden. Vor diesem Hintergrund wurden Anpassungen der Prognosemodule während des Feldtests auf Basis der aufgezeichneten Daten eingeplant.

3.4.3 Ablauf der vor- und untertägigen Optimierung

Neben der eigentlichen Optimierungsfunktion sind für den Praxisversuch umfangreiche Prognoseverfahren, Abfragen des Anlagen- und Speicherstatus sowie die Berücksichtigung der Randbedingungen der Strombörsen notwendig. Dies führt zu einem komplexen mehrstufigen Programmablauf, der in diesem Abschnitt beschrieben wird. In Abbildung 3-14 wird der Ablauf der Optimierung am Vortag der eigentlichen Erfüllung dargestellt.

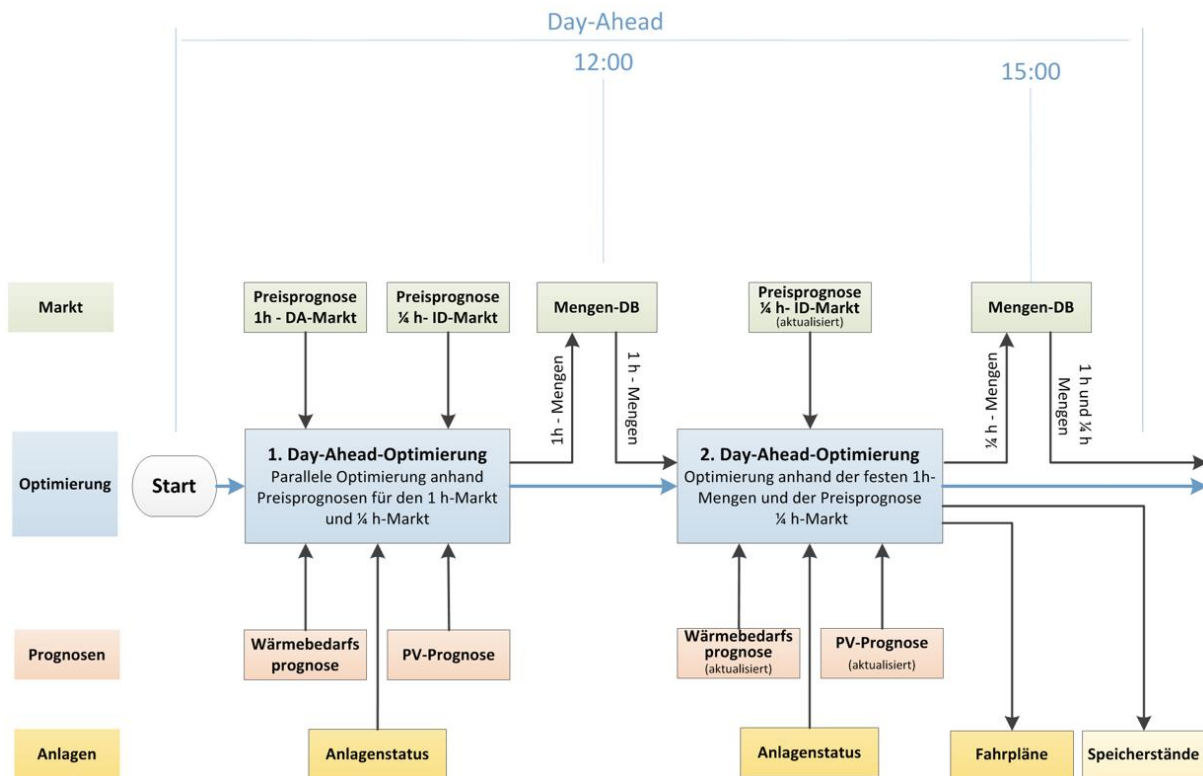


Abbildung 3-14: Ablauf Day-Ahead-Optimierung

Dabei werden vier Ebenen differenziert: In die Zielfunktion gehen die Prognosen der Preise sowohl für den Stunden-Day-Ahead-Markt als auch für die viertelstündige Intraday-Eröffnungsauktion ein. Ebenfalls auf der Marktseite dargestellt ist die Datenbank der gehandelten Mengen, die den virtuellen Handel der erzeugten und verbrauchten Energie abbildet. Auf der Ebene der Prognosen geht die Wärmebedarfsprognose in die Berechnung der einzelnen Anlagenfahrpläne mit ein. Die PV-Prognose kann zur Vermarktung (ungesteuerter) PV-Energiemengen oder zur Simulation der Einspeisung in PV-Batteriespeicher verwendet werden. Im Ablaufschema ist dabei hervorzuheben, dass zwischen den einzelnen Optimierungsläufen die jeweils neuesten Prognosen abgerufen werden und somit Änderungen der jeweiligen Randbedingungen möglich sind. Von der Ebene der Anlagen werden zum einen Messdaten abgerufen, die als Startwerte für die folgende Optimierung verwendet werden. Zum anderen erhalten die Anlagen nach dem Optimierungslauf die jeweiligen Fahrpläne. Die prognostizierten Speicherfüllstände werden in einer Datenbank abgelegt. Alle Ein- und Ausgangsdaten werden von der zentralen Optimierungsebene verarbeitet, die nach einem festgelegten Zeitschema ausgeführt wird. Die Handelszeiträume der Börse geben dabei die Frist zur Fertigstellung der Anlagenfahrpläne vor. Die Mengen für den Stundenhandel müssen bis um 12 Uhr, die des Viertelstundenhandels bis 15 Uhr des Vortages feststehen. Da die Preisprognosen, die zum ersten Optimierungslauf verwendet wurden, im Feldversuch als optimal angesehen wurden, konnte auf eine erneute Freigabe der Viertelstundenmengen für den nächsten Optimierungslauf verzichtet werden.

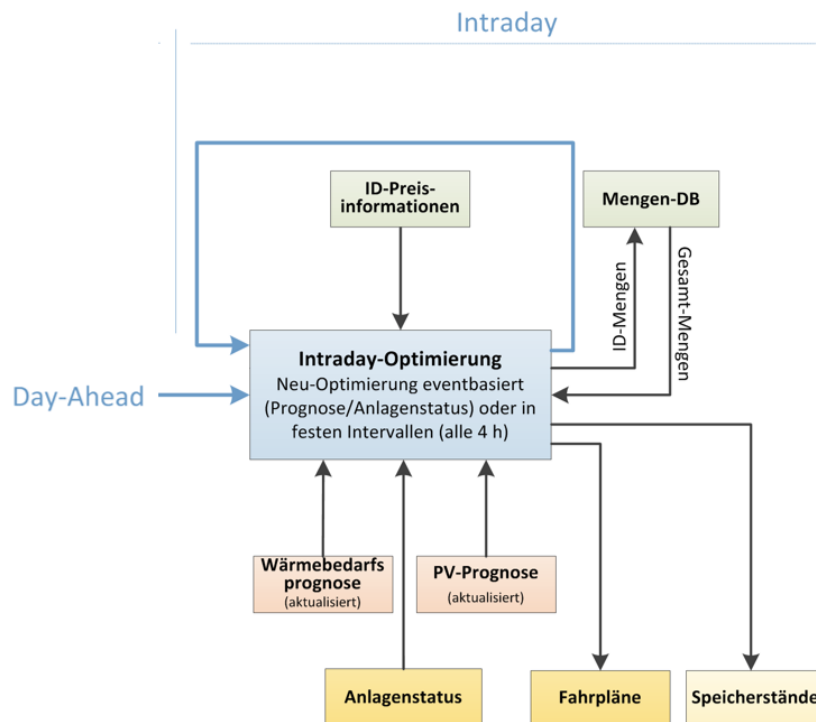


Abbildung 3-15: Ablauf der untertägigen Optimierung

Der Ablauf der Optimierung am Erfüllungstag ist in Abbildung 3-15 dargestellt. Sofern am Vortag Mengen festgesetzt (bzw. virtuell gehandelt) wurden, gehen diese als Vorgabe in die untertägigen Optimierungsläufe mit ein. Insbesondere aktualisierte Prognosen sowie Anlagenmessdaten erfordern eine Neuberechnung der Anlagenfahrpläne. Diese werden nach Abschluss der Optimierung an die Anlagen versendet und überschreiben dort die vorhandenen Fahrpläne der kommenden Viertelstunden. Die Neuberechnung kann dabei eventbasiert (z. B. durch eine Abweichung vom erwarteten Speicherfüllstand oder durch Anlagenausfälle) oder durch eine feste Zeitvorgabe zwischen den Optimierungsläufen erfolgen. Im Feldversuch hat sich eine Reoptimierung im 4-Stunden-Takt als zweckmäßig erwiesen. Eine vergleichende Betrachtung des zentralen Optimierungsansatzes und dem im Folgenden dargestellten dezentralen Konzept kann [18] entnommen werden.

3.5 Dezentrale Optimierungsplattform

Im zentralen Optimierungsansatz erfolgt die Berechnung des optimalen Anlageneinsatzes aller Anlagen auf einem zentralen Server. Dieses Vorgehen kann in der Praxis mehrere Nachteile aufweisen. Aus Sicht der Systemsicherheit stellt ein zentrales Serversystem einen sogenannten „Single Point of Failure“ dar, bei dem der Ausfall des zentralen Servers zu einem Ausfall des Gesamtsystems führt. Darüber hinaus werden auf diesem Server eine Vielzahl teils persönlicher Daten gespeichert, was aus Sicht der Informationssicherheit ebenfalls kritisch zu bewerten ist. Aus Sicht der Skalierbarkeit des Systems kann sich für eine zentrale Optimierungsplattform je nach Zielfunktion auch das Problem ergeben, dass – aufgrund der NP-schwere⁸ gemischt-ganzzahliger Optimierungsprobleme – die Laufzeit zur Lösung des Einsatzplanungsproblems in einem Maße ansteigt, welche das Problem praktisch unlösbar erscheinen lässt.

Um diesen Problemen zu entgegen wurde zusätzlich ein dezentraler Optimierungsansatz entwickelt, bei welchem sowohl die Datenhaltung als auch die Berechnung der Optimierung auf mehrere Teilsysteme verteilt wurde. Diese Systeme bilden ein verteiltes Multi-Agenten-System bestehend aus einem zentralen Managementagenten, Datenkonzentratoren und einem Agenten pro Anlage. Für die Berechnung der Fahrpläne aller Anlagen wird ein iteratives verteiltes Verfahren angewendet. Die Struktur ist in Abbildung 3-16 dargestellt.

3.5.1 Lokaler Einsatzplaner (Local Schedule Generator, LSG)

Die Anlagenfahrpläne werden auf einem Mixed-Integer Optimierungsproblem, basierend auf den gleichen Modellen wie das zentrale Optimierungskonzept, berechnet. Diese Berechnung geschieht auf einem Rechnersystem, welches direkt vor Ort bei der Anlage installiert ist. Dieser Agent übernimmt somit die Rolle des lokalen Einsatzplaners. Bei der Berechnung werden extern bereitgestellte Temperaturprognosen verwendet. Die Berechnung der Energiebedarfsprognose der Anlage soll lokal für die Anlage geschehen, zum Teil wurde diese aus Prognosewerten des zentralen Konzeptes übernommen.

Zur Berechnung des optimierten Fahrplans wird der OpenSource-Optimierer Ipsolve [19] verwendet. Die Optimierung der lokalen Fahrpläne der Anlagen geschieht für einen jeweils maximalen Gewinn, bzw. geringste Kosten der jeweiligen Anlage. Anstelle einer Übertragung der Fahrpläne über eine Middleware wie sie im zentralen Konzept zum Einsatz kommt, kommuniziert der lokale Agent direkt per IEC 60870 mit der Anlage. Hierbei werden nach jedem Optimierungsintervall die Fahrpläne an die Anlage übertragen.

⁸ Die Berechnungszeit NP-schwerer Probleme erhöht sich nicht-polynomial mit der Größe des Problems

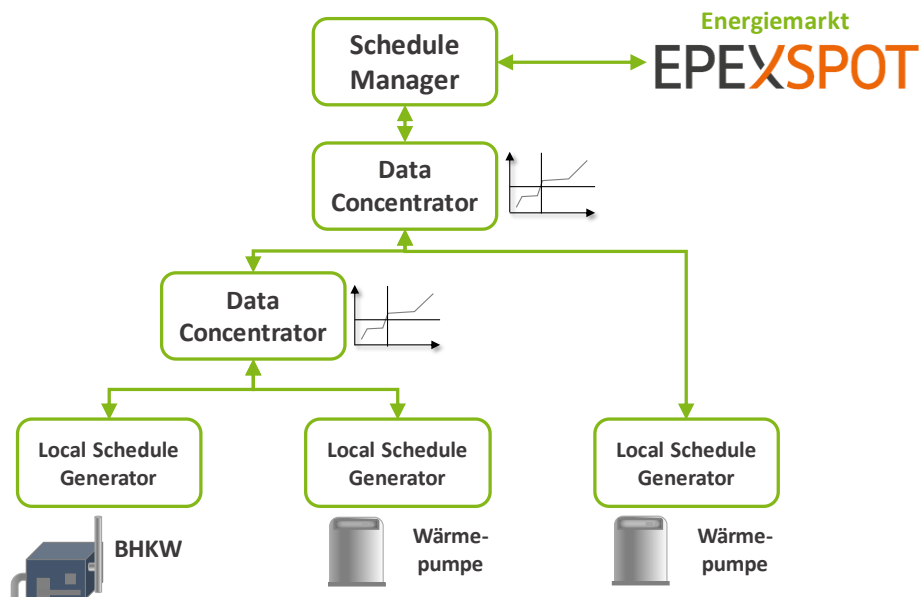


Abbildung 3-16: Struktur des dezentralen Konzeptes

3.5.2 Fahrplanmanager (Schedule Manager, SM)

Die Rolle des zentralen Managementknotens wird vom Fahrplanmanager-Agenten übernommen. Dieser koordiniert die Berechnung neuer optimierter Fahrpläne. Hierzu sendet er entsprechende Kommandos an die ihm unterstellten Agenten. Die LSG-Agenten berechnen einen Fahrplan unter der Zielvorgabe, einen möglichst hohen finanziellen Gewinn für die Anlage zu erzielen. Dieser hängt maßgeblich von dem Zeitverhältnis der Betriebszeiten zum jeweiligen Strompreis ab. Daher ist das Ergebnis der Fahrplanoptimierungen über eine Anpassung der Strompreissignale veränderbar. Hierzu sendet der Fahrplanmanager die aktuelle Marktpreisprognose an die lokalen Fahrplanmanager-Agenten und erhält von diesen die berechneten aggregierten Fahrpläne. Basierend auf den hierbei gewonnenen Informationen führt der Agent eine gegebenenfalls nötige Anpassung der Preissignale durch und startet einen weiteren Optimierungsdurchlauf, bis ein möglichst optimaler Gesamtfahrplan entstanden ist. Eine detaillierte mathematische Beschreibung dieses Verfahrens findet sich in [20].

3.5.3 Datenkonzentrator (Data Concentrator, DC)

Die Kommunikation zwischen dem zentralen Fahrplanmanager und den lokalen Einsatzplanern geschieht über einen dritten Agententyp, den Datenkonzentratoren. Diese verteilen die vom Fahrplanmanager bereitgestellten Preissignale an alle ihnen untergeordneten Agenten, dabei handelt es sich entweder um eine weitere Ebene von Konzentratoren oder die lokalen Einsatzplaner. Wenn die Signale direkt an die Einsatzplaner weitergegeben werden, wird mithilfe von zufällig generierten Preisoffsets die Diskriminierungsfreiheit sichergestellt.

Ferner aggregieren die Datenkonzentratoren die Fahrpläne der einzelnen Einsatzplaner-Agenten, so dass dem Fahrplanmanager ein Gesamtfahrplan des Systems zur Verfügung steht, nicht aber das Verhalten der Einzelanlagen.

4. Erkenntnisse aus dem Feldtest

In diesem Kapitel werden auf Basis der theoretischen Vorüberlegungen in Abschnitt 3 die im Rahmen des Feldtests gewonnenen Erkenntnisse aus verschiedenen Perspektiven dargestellt. Die Erfahrungen über die Eignung verschiedener Erzeuger und Verbraucher sowie das reale Verhalten des virtuellen Speichers können so als Grundlage für Umsetzungsprojekte in der Praxis dienen. Dazu werden in Abschnitt 4.1 zunächst Erkenntnisse über den Betrieb der zuvor theoretisch erläuterten IKT-Infrastruktur vorgestellt. Als essentiell für einen reibungslosen Kommunikationsablauf sowohl für die Fahrplanübermittlung als auch die Messwerterfassung hat sich die Funktion der einzelnen Schnittstellen und Datenbanken herausgestellt, die in Abschnitt 4.2 betrachtet wird. Während der Anlagenanbindung und dem anschließenden Betrieb konnten weitreichende Erfahrungen über Möglichkeiten und Herausforderungen bei der Ertüchtigung der verschiedenen Anlagen sowie den damit verbundenen Aufwand gesammelt werden, die in Abschnitt 4.3 vorgestellt werden. Die Auswertung des Betriebs der zentralen Optimierungsplattform und der einzelnen gesteuerten Anlagen wird detailliert in Abschnitt 4.4 dargestellt. Dabei werden neben einer Auswertung der Fahrplantreue und Wirtschaftlichkeit auch Erfahrungen über den Praxisbetrieb und mögliche Verbesserungsmaßnahmen vorgestellt. Anschließend wird in Abschnitt 4.5 der Feldtest der dezentralen Optimierungsplattform betrachtet. Die zentralen Herausforderungen, Hemmnisse und Erkenntnisse werden abschließend in Abschnitt 4.6 zusammengefasst.

4.1 IKT-Infrastruktur

Während der Umsetzung des zentralen Aggregators stellte sich bald heraus, dass eine einzelne Komponente, die sowohl die Kommunikation mit den jeweiligen Anlagen steuert, als auch für die Aufbereitung der ankommenden Daten für die Kernkomponente des Aggregators zuständig sein sollte, nicht den gewünschten Durchsatz erzielen würde.

So wurde die Entscheidung getroffen, einen Pufferspeicher für die eintreffenden Messwerte in das System zu integrieren. Dies hatte zum Vorteil, dass die Daten nun ohne großen Aufwand weitergeleitet werden konnten. Die Wahl fiel hierbei auf die *Apollo Broker Message Queue* (Version 1.7.1) von Apache, da diese kostenlos und äußerst flexibel ist und zudem eine graphische Benutzeroberfläche anbietet, die über den Browser aufgerufen werden kann.

Durch die Entkopplung von Entgegennahme der Daten und deren Weiterverarbeitung konnte eine höhere Flexibilität gewährleistet werden, da die einzelnen Arbeitsschritte nun asynchron abliefen.

Zudem stellte es einen geringeren Aufwand dar, die einzelnen kleineren Komponenten zu warten, da Fehler deutlich schneller identifiziert werden konnten. Auch bei dem strukturellen Aufbau der Kommunikationswege hat eine Bündelung der VPN-Instanzen mehr Vorteile.

Zum einen kann man durch die Integration eines VPN-Gateways betriebssystemunabhängig agieren. Außerdem kann die Kommunikation unabhängig vom Applikationsserver erfolgen. Auch das Warten der VPN-Instanzen ist so besser zu handhaben (siehe Abbildung 4-1).

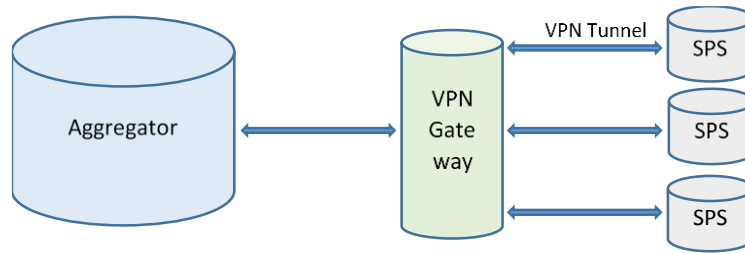


Abbildung 4-1: Optimierter Aufbau der VPN-Gateway-Struktur

4.2 Schnittstellen und Datenbanken

Im Feldtest des virtuellen Speichers wurden zahlreiche Schnittstellen zwischen den Anlagen auf der einen Seite und den Servern auf der anderen Seite erprobt. Gleichzeitig wurden verschiedene Datenbanktypen auf ihre Praxistauglichkeit getestet. Die folgenden Erkenntnisse basieren auf den theoretischen Konzepten aus Abschnitt 3.2. Dabei wird zunächst auf die Schnittstellen zu den Anlagen mit WAGO-SPS sowie zum Batteriespeicher im H2Herten eingegangen. Anschließend werden die Erfahrungen der verschiedenen Schnittstellen der zentralen Optimierungsplattform dargestellt.

Kommunikations-Schnittstelle zu den WAGO-SPS-Anlagen

Die Zuordnung und Weiterleitung der entsprechenden Datenpakete der Anlagen war, dank der Implementierung des *OpenMUC* Software Frameworks, problemlos umsetzbar. Dieses Framework erlaubte es, zusätzliche Funktionalitäten mit geringem zeitlichen Aufwand zu ergänzen.

Kommunikations-Schnittstelle zum Batteriespeicher H2Herten

Die Extraktion und Übermittlung der entsprechenden Daten war mühsam in der Handhabung. Hierfür war es notwendig, einen zusätzlichen Dienst bereitzustellen. Auch Transformationen der ankommenden Datenpakete waren erforderlich, da die auszulesenden Daten in der tabellarischen Darstellung vorlagen und in das aggregatorkompatible Format umgewandelt werden mussten. Über die Abstraktion mittels Message-Queuing-System konnte dieses System zwar wieder in den normalen Arbeitsfluss integriert werden, eine einheitliche Schnittstelle für alle Anlagen hätte das Handling deutlich erleichtert.

Insgesamt hat sich gezeigt, dass eine Datenbank nicht dazu geeignet ist, eine protokollkonforme Schnittstelle zu ersetzen. Eine bessere Lösung hätte darin bestehen können, auf dem Server eine Komponente zu installieren, die den Datenbankzugriff übernimmt und die Daten via IEC-Protokoll an den Applikations-Server überträgt. Somit wäre die Kommunikation mit allen Anlagen einheitlich gewesen.

Schnittstellen der zentralen Optimierungsplattform

Die Webservice-Schnittstellen des zentralen Optimierers zeigten eine hohe Zuverlässigkeit und – insbesondere durch die hierarchische JSON-Datenstruktur – eine gute Integration in die MATLAB-Umgebung. Während die Schnittstellen zum Fahrplanversand und zur Messwerterfassung größtenteils zuverlässig und schnell liefen, kam es im Laufe des Feldtests zunehmend zu höheren Abrufzeiten der Prognosen und letztendlich zu Timeouts mit dem damit verbundenen Abbruch des Datenimports. Der Grund dafür ist in der eingesetzten Datenbankstruktur des Prognoseservers zu sehen, bei dem (mit Hinblick auf die spätere wissenschaftliche Auswertung) alle historischen Prognosestände vorgehalten wurden. Zur Durchführung der Optimierung wurden stets nur die neuesten Prognosen abgefragt, die jedoch aus dem gesamten Datensatz gesucht werden mussten. Mit zunehmender Größe des

Datensatzes resultierten daraus die hohen Abfragezeiten. Durch Effizienzsteigerungen der Suchabfrage sowie erhöhte Timeout-Grenzen konnte für die Dauer des Feldtests eine zufriedenstellende Lösung gefunden werden. Da im realen Betrieb aber geringe Optimierungszeiten vorteilhaft sind, ist hier ein performantes Datenbanksystem zu empfehlen. Alternativ bietet es sich an, getrennte Datenbanken für den Livebetrieb und die Datenarchivierung zu verwenden.

Schnittstellen der dezentralen Optimierungsplattform

Die Anbindung der Anlagen an die lokalen Agenten über die VHP-Ready-Schnittstelle erwies sich als stabil und problemlos. Ein besonderes Augenmerk sollte jedoch auf die Aktualität der von der Anlage gemeldeten Daten gelegt werden. In Abschnitt 4.5.2 wird ein Problem im Zusammenhang mit der Anlagenträgheit erläutert.

Auch in Bezug auf anderen Schnittstellen ist noch Verbesserungspotential vorhanden. Zum einen ist das System aktuell von der zentralen Datenbank, zum Beispiel für Wetterprognosen, abhängig. Während der Datenabruf über die JSON-Schnittstelle im Testbetrieb stabil funktionierte, ist bei einer Skalierung auf eine größere Anzahl Anlagen von einer erhöhten Belastung des Datenbanksystems auszugehen. Hier bietet es sich an, in Zukunft Systeme zu verwenden, welche eine verteilte Datenhaltung aufweisen oder eine dezentrale Nachrichtenverteilstuktur nutzen.

Zum anderen ist die Verwendung des Agentenframeworks und dessen Nachrichtentransport mit einem erheblichen Overhead verbunden. Genauer standardisierte, kurze Nachrichten zwischen den einzelnen Agenten können die Netzwerklast weiter senken. Ferner kann hier eine direkte Kommunikation und Verschlüsselung anstelle des zentralen VPN-Systems aus der Testphase umgesetzt werden.

4.3 Anlagenanbindung

Die Heterogenität des Anlagenpools stellte die größte Hürde bezüglich der Anlagenanbindung dar, da für jede Anlage ein spezifisches Anbindungskonzept inklusive etwaiger Hardwarenachrüstungen und Softwareupdates erstellt und implementiert werden musste. Durch diese Arbeiten wurde eine homogene Anbindung zum Datenaggregator geschaffen, in dem mit VHP_{READY} eine einheitliche Schnittstelle zum Zugriff auf die Anlagen bereitgestellt wurde. Dieses Protokoll hat sich als geeignet und ausreichend flexibel herausgestellt, um die Projektziele zu erreichen.

Für zukünftige Produktentwicklungen wäre es wünschenswert, wenn Hersteller direkt eine entsprechende Kommunikationsschnittstelle wie VHP_{READY} oder EEBUS zur Verfügung stellen würden, um Flexibilitätspotenziale von Einzelanlagen kostengünstig aktivieren zu können. Nach der zeit- und arbeitsintensiven Installation der SPS zur Anbindung der verschiedenen Anlagen liefen die Steuerungen anschließend größtenteils problemlos mit sehr hoher Verfügbarkeit. Programmänderungen konnten per Fernwartung im laufenden Betrieb geladen werden.

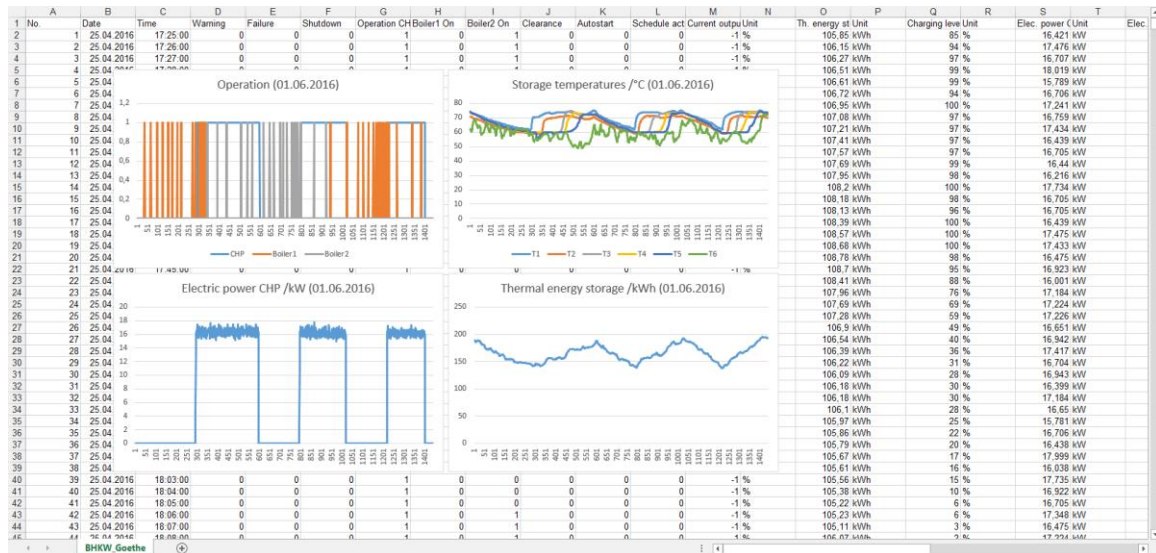


Abbildung 4-2: Auszug aus der Logdatei BHKW Goethe-Gärten

Es hat sich gezeigt, dass bereits vor der Optimierung, allein durch das detaillierte Monitoring der Anlagen und somit der regulären Betriebsführung, bereits ein deutlicher Mehrwert für den Betreiber entsteht. In Abbildung 4-2 ist exemplarisch ein Auszug aus der Logdatei des BHKWs Goethe-Gärten für einen Tag dargestellt. In der Abbildung sieht man den Betrieb des BHKWs und der zwei Spitzenlastkessel sowie den Speicherzustand. Es ist erkennbar, dass die beiden Kessel zwar alternierend eingesetzt werden, jedoch trotz Vorhandenseins eines 3500l-Speichers ein stark taktendes Verhalten aufweisen. Weiterhin gibt es Zeiten, in denen ein Kessel in Betrieb ist, das BHKW jedoch nicht; die Teillastfähigkeit des BHKWs wird ebenfalls nicht genutzt. Insgesamt zeigt sich, dass hier ein Verbesserungspotenzial der regulären Betriebsführung besteht.

Ein weiteres Beispiel ist bei einer privaten Wärmepumpe aufgetreten, die nach parallel stattgefundenen Umbaumaßnahmen einen erhöhten Energieverbrauch aufgewiesen hat. Es stellte sich heraus, dass die Umwälzpumpe des Heizkreises einen separaten Temperaturwert als Schaltsignal verwendet, der höher als die Einschalttemperatur der Wärmepumpe lag. Durch die auftretende Zirkulation und Durchmischung des Speichers sank kurzfristig auch die gemessene Temperatur am Fühler der Wärmepumpe, so dass diese unnötig und kurzzeitig eingeschaltet wurde, wodurch sich ein erheblicher Strommehrbedarf ergab. Durch intensives Monitoring der Anlage konnte der Fehler identifiziert und anschließend behoben werden.

Eine weitere Erkenntnis aus dem Praxisversuch ist, dass dem Nutzer einer Anlage auch eine einfache Möglichkeit zu deren Konfiguration zur Verfügung gestellt werden sollte. Da dies im Projekt nicht vorgesehen war, musste beispielsweise auf Nutzerwunsch hin eine Änderung der Heizkurve durch ein Update der SPS-Software vorgenommen werden.

Anbindung der WAGO-SPS-Anlagen

Unter Verwendung von OpenVPN und der Implementierung des IEC-60870-Protokolls (*OpenMUC*-Java-Bibliothek) verlief die Anbindung der SPS weitestgehend reibungslos. Die Verbindungen waren stabil und gewährleisteten somit eine stetige Datenübertragung.

Anbindung des Batteriespeichers H2Herten

Die PPTP-Verbindung zum Hertener Server stellte sich als problematisch heraus, da sie nicht dauerhaft gehalten wurde und daher häufig neu initiiert werden musste. Dies lässt sich wohl auf Sicherheitsrestriktionen des Hertener Servers zurückführen.

4.4 Zentrale Optimierungsplattform

Der Feldtest der zentralen Optimierungsplattform hat, neben Erfahrungen über die eingesetzten Optimierungsmodelle, Wärmebedarfsprognosen und Kommunikationstechnik, insbesondere auch zahlreiche Erkenntnisse über das unterschiedliche Verhalten verschiedener Anlagentypen und Versorgungssituationen im Fahrplanbetrieb ergeben. Im Folgenden werden zunächst Erkenntnisse über die eigentliche Optimierung und die eingesetzte Rahmensoftware sowie die Wärmebedarfsprognose dargestellt. Anschließend erfolgt eine Betrachtung des Gesamtpools im Fahrplanbetrieb. Die darauffolgenden Abschnitten widmen sich abschließend den verschiedenen Anlagentypen im Feldtest.

4.4.1 Erkenntnisse über die Softwareumgebung und Optimierung im Feldtest

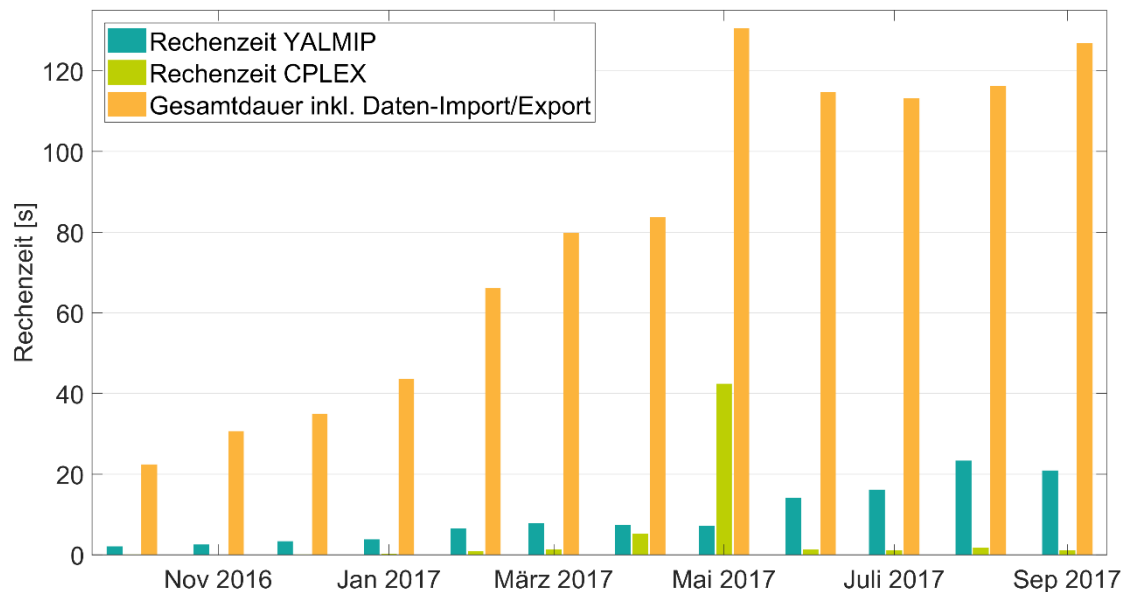


Abbildung 4-3: Rechenzeiten der Fahrplanerstellung (Monatsmittel)

Die eingesetzte Software- sowie Optimierungslösung hat sich für den Feldtest als geeignet und überwiegend zuverlässig mit dem erforderlichen Maß an Flexibilität erwiesen. Die Einbindung aktueller Messdaten in die GUI war vorteilhaft, um Anlagen- und Messwertausfälle schnell zu erkennen und entsprechende Behebungsschritte einzuleiten.

In Abbildung 4-3 sind die Rechenzeiten der Optimierungsläufe im Monatsmittel dargestellt. Die YALMIP-Rechenzeit gibt die Dauer der Modellbildung an. Der Anstieg innerhalb des Jahresverlaufs ist durch die Aufnahme weiterer Anlagen in den Fahrplanbetrieb zu erklären. Die Rechenzeit der Lösung des aufgestellten Optimierungsproblems in CPLEX ist im Vergleich zur Gesamtdauer einer Fahrplanerstellung zu vernachlässigen. Lediglich im April und Mai steigt die mittlere Rechenzeit durch einzelne Ausreißer deutlich an. Diese konnten durch Anpassung der erforderlichen Genauigkeit bzw. einem harten Abbruchkriterium über die Zeit in den Folgemonaten verhindert werden. Die durchschnittliche Gesamtdauer der Fahrplanerstellung steigt im Verlauf des Feldtests zeitweise auf über zwei Minuten an. Dazu trugen die zusätzlichen Anlagen nur unwesentlich bei. Vielmehr erhöhte sich die Abrufdauer der Prognosen durch das Datenbankdesign des korrespondierenden Servers zunehmend (siehe Abschnitt 4.2).

Dies führte zeitweise zu Timeouts der Schnittstellen der Optimierungsplattform und damit einem Abbruch des Optimierungsvorgangs. Durch Anpassungen an der Datenbank des korrespondierenden Servers sowie eine Erhöhung der Timeout-Limits im zentralen Optimierer für die Dauer des Feldtests konnten diese Fehler behoben werden.

Die Stabilität der Optimierung selbst konnte im Laufe des Feldtests erhöht werden. Ursache für Abbrüche der Rechnung waren überwiegend fehlende oder fehlerhafte Eingangsdaten seitens der Prognosen oder Messwerte. Durch vorherige Aufbereitung der Messwerte sowie flexible Randbindungen in der Optimierung konnten Fehler bereits vor ihrem Auftreten abgefangen werden. Ein Überlauf des Arbeitsspeichers nach einem Dauerbetrieb über mehrere Wochen konnte durch eine optimierte Speicherverwaltung der Zwischenergebnisse verhindert werden.

Für einen realen Einsatz ist eine stärkere Verknüpfung der Rahmensoftware mit dem Serverbetriebssystem zu empfehlen. So sollte die Stabilität der Optimierungsumgebung selbst überwacht werden und diese ggf. selbständig neu gestartet werden können. Über automatisierte Alarmierungssysteme könnte z. B. per E-Mail über den Ausfall einer Anlage, Kommunikationsstrecke oder der Optimierungsumgebung selbst informiert werden.

4.4.2 Erkenntnisse über die Wärmebedarfsprognose im Feldtest

Das verwendete Wärmelastgangprognosemodell wurde im Rahmen des Feldtests erfolgreich eingesetzt und war eine wichtige Voraussetzung für den flexiblen, optimierten Betrieb der Anlagen mit Strom-Wärme-Kopplung. Aufgrund der in Abschnitt 2.3.1 dargestellten Einschränkungen der Datengrundlage wurden die Prognosemodule im Februar und März 2017 unter Verwendung der bis dahin aus den Zeiten des wärmegeführten, nicht-optimierten Betrieb aufgezeichneten SPS-Daten und Wärmemengenmessungen angepasst. Durch diese Maßnahme konnte die Prognosegüte deutlich verbessert werden. Die Versorgungssicherheit der angeschlossenen Verbraucher wurde außerhalb des Prognosemodells jederzeit sichergestellt, indem bei Erreichen bestimmter Betriebspunkte oder Speichergrenzen (sowohl bedingt durch Prognoseabweichungen als auch andere Einflüsse) die Anlagen in den lokalen, wärmegeführten Betrieb gewechselt sind und der aktuelle Anlagenzustand im Optimierer Berücksichtigung fand. Bei Anlagen mit kleinem Wärmespeicher war dies häufiger erforderlich als bei Anlagen mit vergleichsweise großem Wärmespeicher. Die Anforderungen an die Prognosegenauigkeit sind dementsprechend umso höher, je kleiner der Wärmespeicher dimensioniert ist.

Die Prognosegüte unterscheidet sich von Anlage zu Anlage und von Zeitraum zu Zeitraum. Des Weiteren erschweren zwischenzeitliche Datenlücken sowie Änderungen am Prognosemodell eine Auswertung über den gesamten Feldtestzeitraum, so dass dazu keine allgemeine Aussage getroffen werden kann. An dieser Stelle wird stattdessen auf einige Charakteristiken im Hinblick auf die Wärmelastgangprognose hingewiesen.

Die Vorhersage des untertägigen Lastprofilverlaufs ist häufig mit größeren Abweichungen verbunden, gelingt mittels KNN und VGT allerdings deutlich besser als mit SLP Gas, da bei KNN und VGT reale Lastgänge zur Modellkalibrierung verwendet werden, während der untertägige Lastprofilverlauf bei SLP Gas fest vorgegeben und unabhängig von historischen Lastgängen der jeweiligen Anlage ist. In Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 sind beispielhaft Ausschnitte der realen und prognostizierten Lastgänge in stündlicher Auflösung dargestellt. Für ID101 (BHKW Goethe-Gärten) wird der Lastprofilverlauf mittels KNN zufriedenstellend in der Prognose abgebildet, während dies bei ID106 (Elektrospeicherheizung) mittels SLP nicht gelingt.

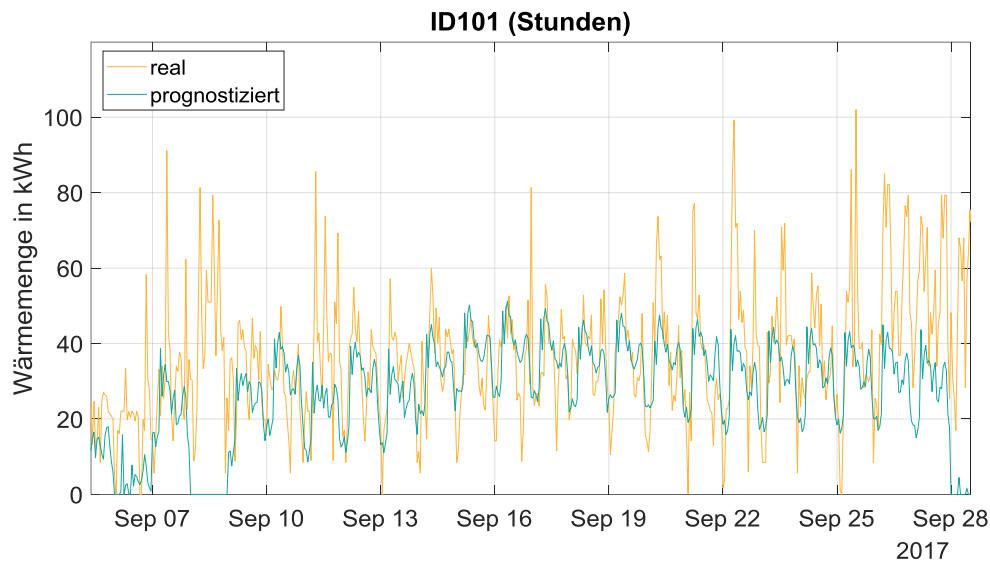


Abbildung 4-4: Beispielhafter Verlauf des realen und des prognostizierten Wärmelastgangs in stündlicher Auflösung für ID101

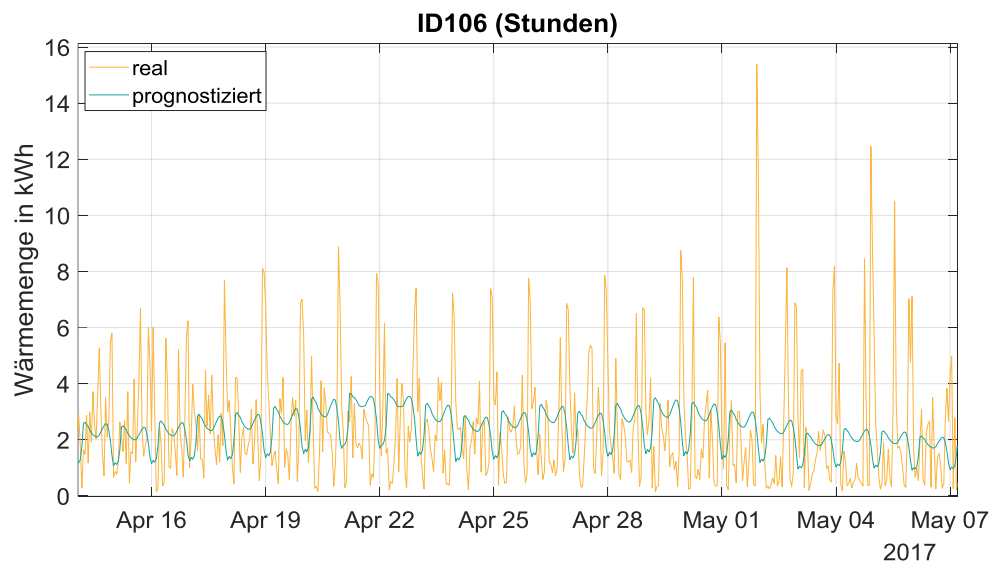


Abbildung 4-5: Beispielhafter Verlauf des realen und des prognostizierten Wärmelastgangs in stündlicher Auflösung für ID106

Die Tageswärmebedarfe stimmen im Vergleich zu den zuvor dargestellten stündlichen Wärmebedarfen deutlich besser überein. Dies ist beispielhaft für ID101 und ID106 in Abbildung 4-6 und Abbildung 4-7 dargestellt. Bei ID101 treten dabei größere Abweichungen zwischen prognostizierten und realen Werten auf als bei ID106. Der grundsätzliche Charakter des Wärmeprofiles konnte jedoch abgebildet werden.

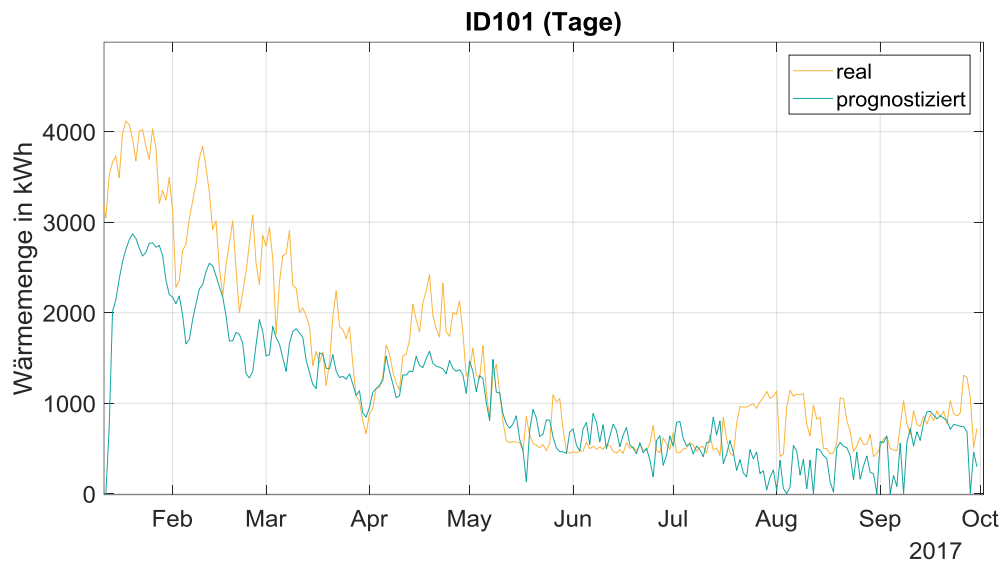


Abbildung 4-6: Tageswärmebedarfe real und prognostiziert für ID101

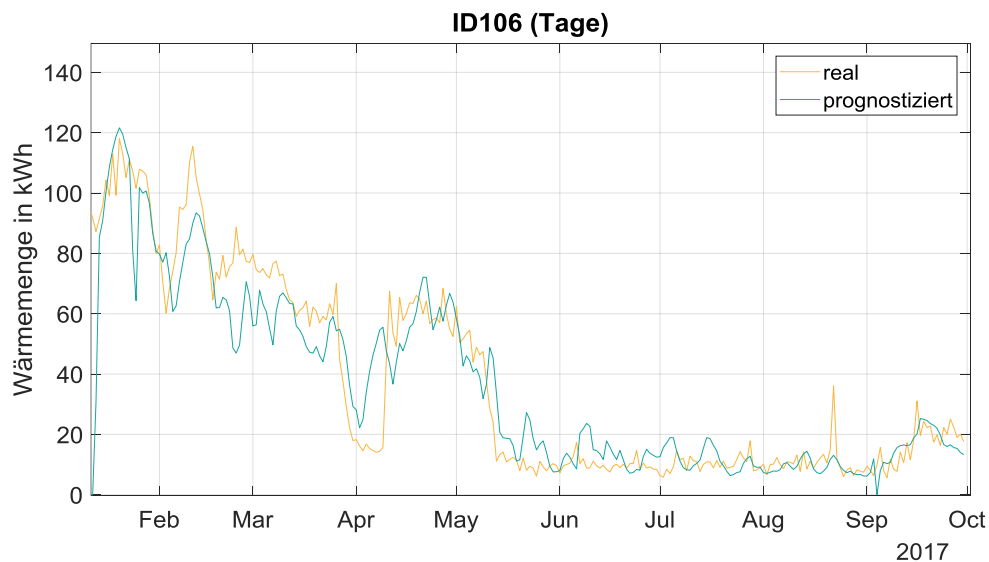


Abbildung 4-7: Tageswärmebedarfe real und prognostiziert für ID106

Abschließend lassen sich für die Wärmelastgangprognoseerstellung noch keine grundsätzlichen Empfehlungen hinsichtlich des zu verwendenden Prognoseverfahrens oder der zu erwartenden Prognosegüte ableiten, da diesbezüglich keine umfassenden Untersuchungen geplant waren. Im Rahmen des Projekts lag der Fokus auf der Bereitstellung von Wärmelastgangprognosen für die Durchführung des Feldtests und dem reibungslosen Livebetrieb des Optimierers. Zudem fehlte eine umfassende Datenbasis für entsprechende Vorarbeiten zur Prognoseerstellung. Zukünftig ist vor dem Hintergrund der Erschließung weiterer Anlagen mit Strom-Wärme-Kopplung für eine optimierte, flexible Betriebsführung eine Vertiefung des Themas erforderlich. Dabei sind beispielsweise verschiedene Prognoseverfahren gegenüberzustellen und eine engmaschige Überwachung des Livebetriebs einschließlich eines Datenerfassungssystems erforderlich, um regelmäßig und zeitnah Anpassungen an der Prognose vornehmen zu können.

4.4.3 Virtueller Speicher im Fahrplanbetrieb

Im Folgenden werden Erkenntnisse über den virtuellen Speicher im Feldtest dargestellt. Dabei wird zunächst auf übergeordnete Effekte eingegangen, bevor später einzelne Anlagen betrachtet werden.

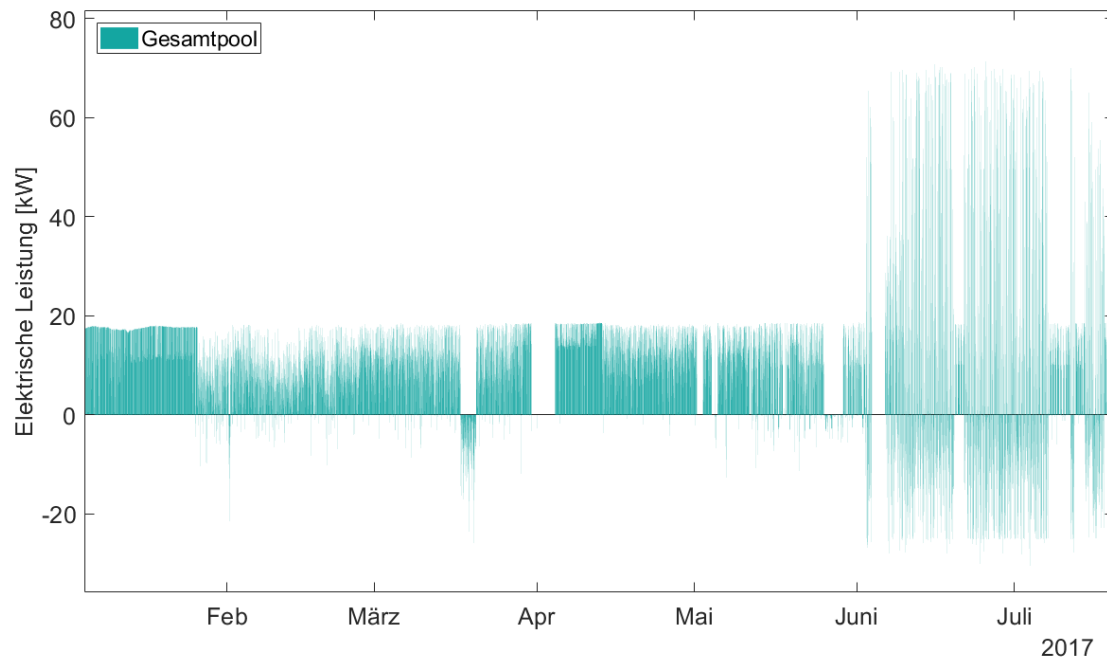


Abbildung 4-8: Gemessene Leistung des virtuellen Speichers im Fahrplanbetrieb (exkl. Anlage 108)

Im Laufe des einjährigen Feldtests waren zum einen zahlreiche Änderungen der Anlagenverfügbarkeit aufgrund von technischen Restriktionen, aber zum anderen auch große Varianzen der verfügbaren Leistung spezifischer Anlagentypen zu beobachten. In Abbildung 4-8 ist die Leistungsbilanz des Gesamtpools für einige Monate im Winter 2016, Frühjahr und Sommer 2017 dargestellt. In den darauffolgenden Monaten wurden die großen BHKWs der Schwimmbäder Westerholt und Copa Ca Backum mit einer steuerbaren elektrischen Leistung von über 420 kW mit in die Optimierung aufgenommen, was hier aufgrund des Maßstabs nicht dargestellt ist. Erkennbar ist zunächst der Betrieb des BHKW Goethe-Gärten im Januar mit einem hohen Maß an Volllaststunden. Ab Ende Januar werden die Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen hinzugeschaltet. Die Leistungsbilanz des Pools wird dadurch deutlich volatiler und wechselt zeitweise in einen Netzbezug. Im März sinkt die Leistungsnachfrage der Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen und die Einspeisung des BHKWs mit Nahwärmenetz dominiert. An mehreren Tagen Mitte März stand das BHKW nicht zur Verfügung, so dass der Pool hier in Bezug geht. Im April kam es an mehreren Tagen zu einem Ausfall des Gesamtsystems. Ab Juni wird der Batteriespeicher im H2Herten hinzugeschaltet, der nun die Leistungsbilanz des Pools mit einem periodischen Wechsel zwischen Einspeisung und Bezug bestimmt. Insgesamt verändert sich die Charakteristik des virtuellen Speichers im dargestellten Zeitraum und im weiteren Verlauf des Feldtests deutlich. Dies ist im Feldtest zunächst der sukzessiven Zuschaltung weiterer Anlagen sowie wechselnden Verfügbarkeiten geschuldet, aber auch in Zeiträumen gleicher Anlagenkonfiguration sind große Unterschiede in der Leistungsbilanz sichtbar. Selbst bei konstanter Anlagenverfügbarkeit würden sich die jahreszeitlichen Einflüsse der Strom-Wärme-Anlagen über das Jahr deutlich auswirken. Nicht vernachlässigbar sind neben ungeplanten Ausfällen einzelner Anlagen und der IKT-Infrastruktur zudem Wartungszeiträume oder Umbaumaßnahmen.

Die Anlagenverfügbarkeit wirkt sich auch auf die Wahl des Optimierers zwischen der Vermarktung der Energiemengen auf dem Day-Ahead-Stundenmarkt oder der Intraday-Eröffnungsauction mit 15-Minuten Zeitscheiben aus, die in Abbildung 4-9 dargestellt ist.

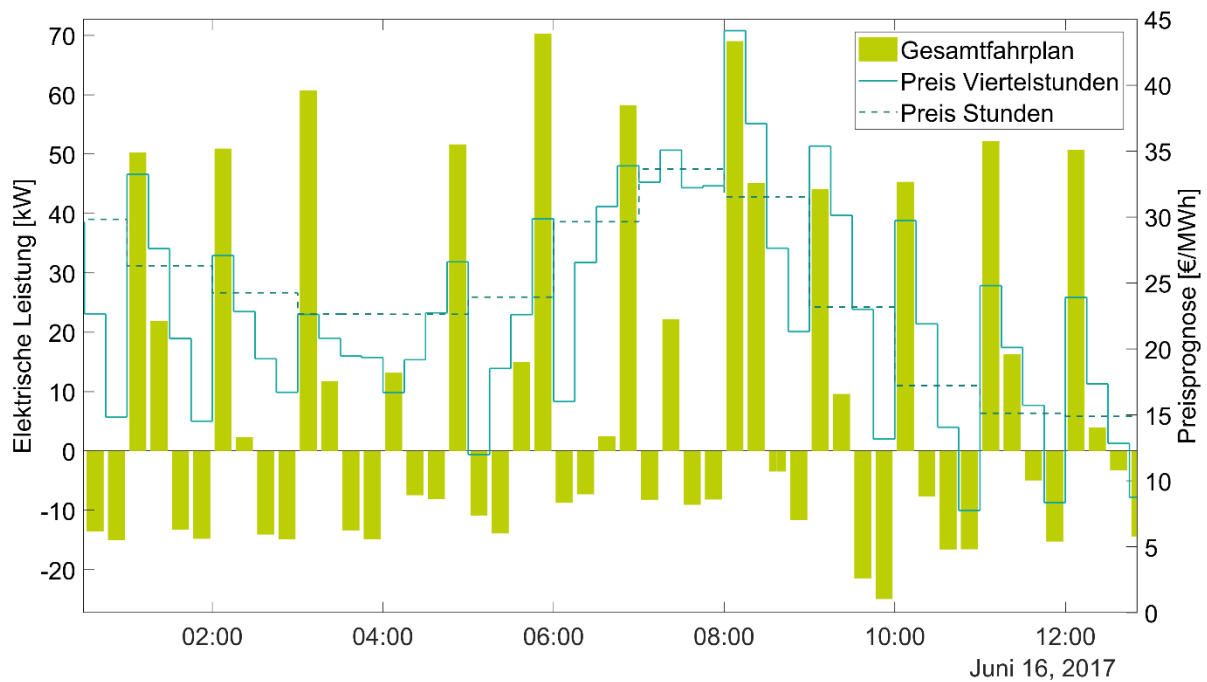


Abbildung 4-10: Gesamtfahrplan und Preisprognosen

In Abbildung 4-10 wird beispielhaft ein Tag aus dem Feldtest im Juni im Detail gezeigt. Dargestellt sind neben der geplanten Gesamtleistung des Pools auch die Preisprognosen für den Viertelstunden- bzw. Stundenhandel. Zunächst ist zu erkennen, dass der Fahrplan dem Muster der Preisprognose sehr gut folgt und somit eine hohe Optimalität in Bezug auf die Vermarktung der Energiemengen gegeben ist. Dabei ist zu beobachten, dass eher lokale Maxima innerhalb einer Stunde zum Ein- bzw. Verkauf genutzt werden. So wird etwa beim lokalen Minimum um 9:45 eine höhere Bezugsleistung des Gesamtpools geplant, als beim globalen Minimum um 10:45 des Beispieltages. Hier ist zu beachten, dass dies auch aus lokalen Restriktionen der Einzelanlagen resultieren kann und etwa das BHKW zu diesem Zeitpunkt einer Wärmeanforderung folgt.

An einem der darauffolgenden Tage stand der Batteriespeicher nicht zur Verfügung, so dass das Verhalten des BHKWs Goethe-Gärten in Abbildung 4-11 analysiert werden kann. Der optimierte Fahrplan ist in Grün dargestellt, während der simulierte wärmegeführte Betrieb in Orange gekennzeichnet ist. An diesem Tag orientiert sich die geplante Fahrplanleistung im Rahmen der Modulationsfähigkeit zwischen 10 und 19 kW an den Preisen des Viertelstundenmarktes. Insbesondere in den Mittagsstunden wird deutlich, dass die Modulation dem Muster der 15min.- Preisprognose folgt. Im Feldtest wählte der Optimierer bei diesem BHKW den Stundenmarkt häufiger, wenn aufgrund einer hohen Wärmenachfrage sowieso mit Maximalleistung gefahren werden musste. Die Auswertung des wärmegeführten Betriebs zeigt, dass dieser eine wesentliche Energiemenge im Zeitraum zwischen 14 und 16 Uhr erzeugt hätte. Der Optimierer hat dort aufgrund des niedrigen Preisniveaus keinen Betrieb vorgesehen.

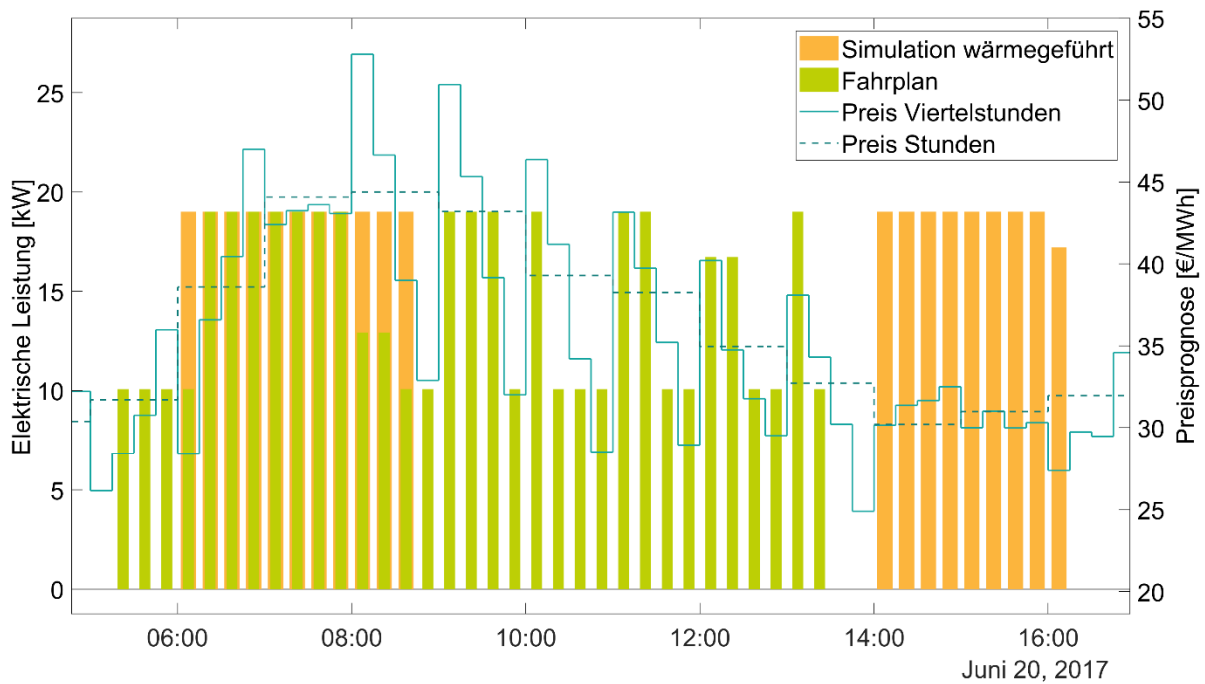


Abbildung 4-11: Vergleich wärmegeführter und optimierter Betrieb

Durch die große Heterogenität der im virtuellen Speicher aggregierten Erzeuger und Verbraucher sowie unterschiedliche Betriebszeiträume ist es sinnvoll, die gesteuerten Anlagen im Folgenden einzeln zu betrachten. Zur Auswertung wurden Zeiträume definiert, die eine grundlegende Analyse ermöglichen und gleichzeitig einen möglichst großen Ausschnitt aus dem Feldtest repräsentieren. Diese Zeiträume unterscheiden sich individuell pro Anlage in Abhängigkeit der Bereitstellung bzw. Verfügbarkeit für den Optimierer und Jahreszeit. So wurden etwa die Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen im Sommer aus dem Fahrplanbetrieb herausgenommen. Für jede Anlage wird zunächst die Güte der Fahrplanumsetzung in Form der prozentualen relativen Abweichung dargestellt, die wie folgt definiert wird:

$$a = \begin{cases} \left| 1 - \frac{P_{ist}}{P_{soll}} \right| \cdot 100 \%, & |P_{soll}| > 0 \\ \left| \frac{P_{ist}}{P_{max}} \right| \cdot 100 \%, & P_{soll} = 0 \end{cases} \quad (4-1)$$

Hat ein BHKW also beispielsweise eine Leistungsvorgabe von 15 kW erhalten und liefert 12 kW, so ergibt sich eine Abweichung von 20 %. Daraufhin wird die Reaktion auf Fahrplanvorgaben bei Leistungssprüngen zwischen 0 % und 100 % im Detail untersucht. Anschließend wird der optimierte Betrieb wirtschaftlich bewertet, indem bei Wärme-Strom-Anlagen der Soll- und Istwert mit einer Simulation der wärmegeführten Fahrweise verglichen werden und bei Batterien die Strombezugskosten und Erlöse in €/kWh dargestellt werden. Dabei wird pro Anlage eine einheitliche Zeitreihe der Preisprognose festgelegt. Während bei den anderen Anlagentypen die Viertelstunden-Preisprognose die Berechnungsgrundlage bildet, wird bei den BHKWs ein anhand der im Feldtest verwendeten Marktanteilen gewichteter Preis verwendet (siehe Auswertung zuvor). Bei den BHKWs ermittelt sich der angegebene theoretische Deckungsbeitrag aus den Markterlösen und Gaskosten sowie dem Wärmewert durch die vermiedenen Kosten für den Betrieb des alternativen Wärmeerzeugers. Diese Auswertung orientiert sich dabei an der wirtschaftlichen Parametrisierung des Optimierungsmodells und unterscheidet sich daher von den Analysen in Kapitel 2. Abschließend werden pro Anlage noch darüberhinausgehende Erkenntnisse zur Messwerterfassung, zu Prognosen oder Betriebsmodellen vorgestellt.

4.4.4 Fahrplanbetrieb der KWK-Anlagen

Der Betrieb der drei KWK-Anlagen in Hertens hat wesentliche Erkenntnisse in Bezug auf eine Abhängigkeit von der jeweiligen Versorgungssituation ergeben. Das BHKW ID101 mit Nahwärmenetz unterliegt z. B. deutlich anderen Restriktionen als die BHKWs in den Schwimmbädern Westerholt oder Copa Ca Backum. Das BHKW ID110 konnte aufgrund technischer Restriktionen vor Ort nicht in den Fahrplanbetrieb aufgenommen werden. Die Ergebnisse für die einzelnen Anlagen werden im Folgenden dargestellt.

BHKW Goethe-Gärten ID101

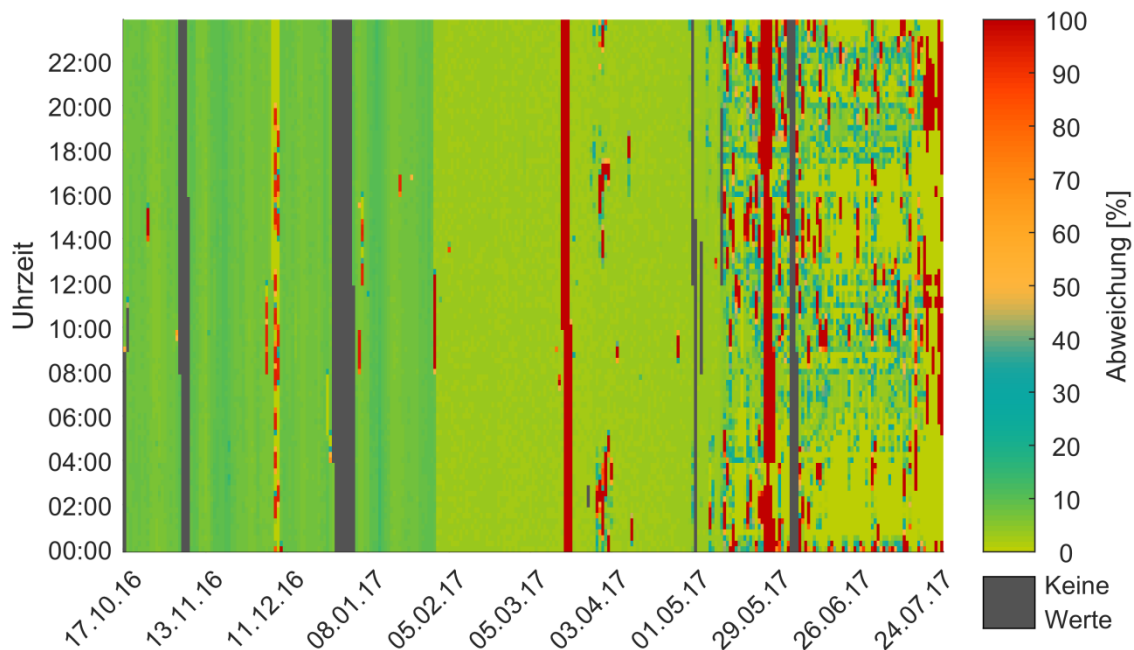


Abbildung 4-12: Fahrplanerfüllung nach Datum und Uhrzeit ID101

Die Auswertung des gesteuerten Betriebs (Abbildung 4-12) zeigt eine insgesamt sehr gute Fahrplantreue. Dabei weisen insbesondere die Wintermonate einen sehr hohen Erfüllungsgrad auf. Durch den hohen Wärmebedarf in Kombination mit den wirtschaftlichen Vorteilen der angenommenen EEG-Direktvermarktung wurde im Winter fast durchgängig die Maximalleistung von 19 kW gefordert und nahezu umgesetzt. In den dunkelgrau gefärbten Bereichen kam es zu Ausfällen der Server, Optimierung, Kommunikationsstrecken oder der Anlage selbst, so dass kein Fahrplanbetrieb möglich war. Gegen Ende Januar erfolgte eine Wartung, die durch den roten Bereich am Vormittag erkennbar ist. Während die Anlage vor der Wartung trotz geforderter 19 kW stets nur ca. 17-18 kW lieferte, wurde anschließend die Sollleistung voll erreicht. Bei einer realen Vermarktung wäre es also bis zu diesem Zeitpunkt zu Fehlmengen gekommen. Bei höheren Außentemperaturen wurde die Anlage zunehmend nur noch zeitweise oder im Teillastbereich angefordert. Hier zeigen sich mit Ausnahme einiger Tage immer noch gute Erfüllungsgrade, die jedoch im Vergleich zum Winterbetrieb deutlich schwankten. Die kürzeren roten Bereiche dort zeigen, dass der Fahrplan nicht immer umgesetzt werden konnte. Während das BHKW im Winter nahezu durchgängig mit voller Leistung betrieben werden kann, schränkt die Wärmenachfrage im Frühjahr und Sommer den Betrieb deutlich ein. Eine Abweichung der realen Nachfrage von der Prognose kann hier zu einem schlechteren Erfüllungsgrad des Fahrplans führen. Die Reaktion auf Fahrplanänderungen ist in Abbildung 4-13 für zwei Beispieltage dargestellt.

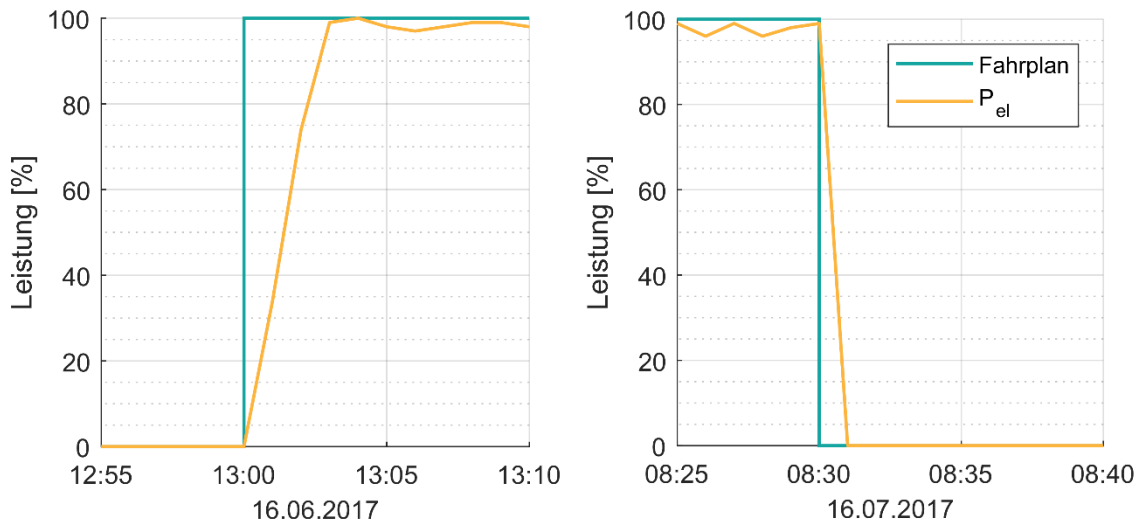


Abbildung 4-13: Anlagenreaktion ID101 auf Fahrplanänderung in positiver (links) und negativer Richtung (rechts)

In der linken Grafik ist das Anfahrverhalten des BHKWs aus dem Stillstand abzulesen. Da die Messwertfassung hier mit einer Auflösung von einer Minute erfolgte, ist eine leichte Rampenbildung in der Darstellung stets wahrnehmbar. Dennoch ist die Anfahrzeit des Motors bis zur vollen Leistung zu beachten. Bei Anschaltvorgängen muss daher die verminderte Energie entweder in der Optimierung berücksichtigt werden oder eine frühere Aktivierung des Motors durch die Anlagensteuerung erfolgen. Die Abschaltung der Anlage erfolgt an diesem Beispieltag innerhalb einer Minute. Während des Betriebs sind nur leichte Schwankungen unterhalb des Sollwerts feststellbar. In den ersten Monaten lag die Anlagenleistung unterhalb der Volllast (wie zuvor dargestellt stets 1-2 kW unter dem Sollwert). Nach der erfolgten Wartung wurde die Sollleistung komplett erreicht.

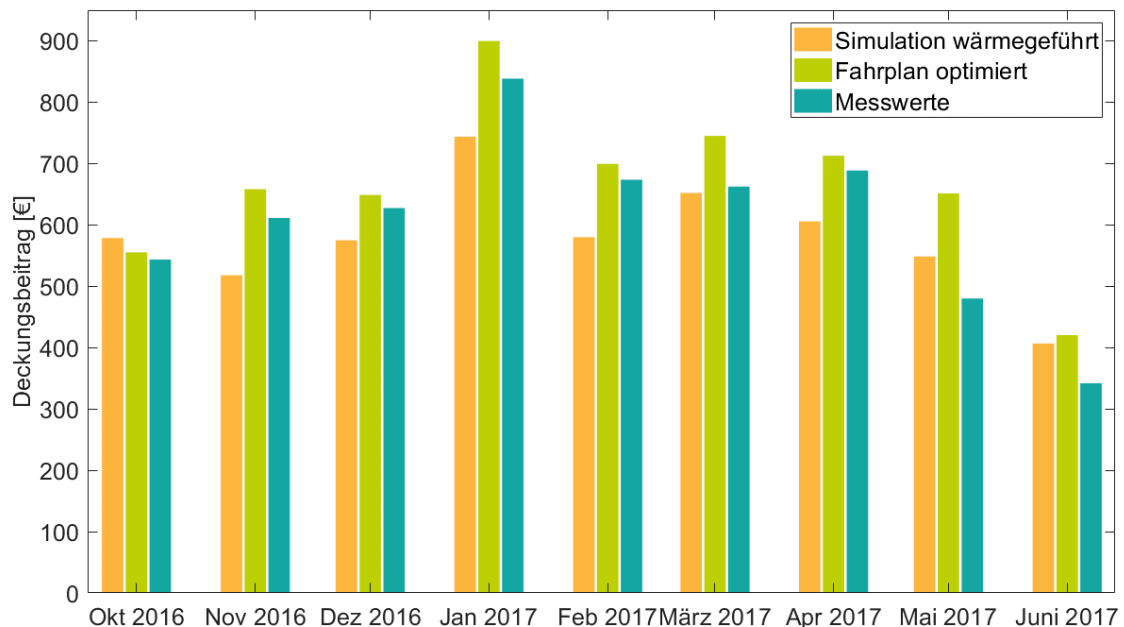


Abbildung 4-14: Wirtschaftlicher Vergleich simulierter, optimierter und realer Betrieb ID101

Die Anlage ID101 stellt in der wirtschaftlichen Abbildung im Feldtest eine Besonderheit dar. Da das BHKW in Realität Biogas bezieht, wäre bei einer rein börsenpreisoptimierten Fahrweise nahezu kein wirtschaftlicher Betrieb zu erwarten. Daher wurde für den Feldtest eine EEG-Direktvermarktung angenommen. Durch die hohen Deckungsbeiträge zu fast allen Zeiten des Jahres hat der Optimierer daher eine möglichst hohe Einsatzzeit des BHKWs anstelle der mit Erdgas betriebenen Kessel angestrebt. In Abbildung 4-14 sind die absoluten Deckungsbeiträge der angenommenen EEG-Direktvermarktung aufgetragen. Es sei darauf hingewiesen, dass die angegebenen Deckungsbeiträge nicht der aktuellen realen finanziellen Einbindung des BHKWs entsprechen, sondern auf den erwähnten Annahmen beruhen. Den Erlösen durch den Stromverkauf und den vermiedenen Einsatz des Gaskessels wurden die Biogaskosten für das BHKW entgegengestellt. Der Vergleich der Berechnungen zeigt eine meist große Vorteilhaftigkeit des optimierten Fahrplans gegenüber dem wärmegeführten Betrieb. Dies ist in den Wintermonaten durch die höheren Einsatzzeiten bei gleichzeitig verminderten Betrieb der Kessel zu erklären. Im Oktober 2016 erweist sich der wärmegeführte Betrieb – begründet durch Ausfälle auf dem zentralen Optimierungsserver sowie bei der Übermittlung der Preisprognosen – als leicht vorteilhaft. Wie weitere Auswertungen zeigen, kann die Optimierung erst im Frühjahr/Frühsummer 2017 mit verminderten Einsatzzeiten auch tatsächlich höhere Börsenpreise pro produzierter kWh im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb erzielen.

Weitere Erkenntnisse:

Im Rahmen des Feldtests zeigte die Beobachtung der geplanten und realen Speicherfüllstände bei dieser Anlage starke Einflüsse der realen Erzeugersituation vor Ort. Neben dem BHKW sorgen zwei deutlich größer dimensionierte Kessel für die notwendige Deckung des Wärmebedarfs. Während diese in der Optimierung oftmals gezielt alternativ oder kombiniert zum BHKW eingesetzt wurden, liefen sie in der Realität nach einer internen Steuerungslogik. Eine Auswertung der Kesselaufzeiten zeigte dabei keine triviale Regelstrategie, die anhand der vorliegenden Messwerte nachgeahmt hätte werden können. Auch wenn die Erfüllungsgrade bei dieser Anlage insgesamt sehr gut sind, könnten sich diese durch Einbeziehung aller Anlagen zur Wärmeversorgung in die Steuerung noch verbessern lassen.

BHKW Copa Ca Backum ID108

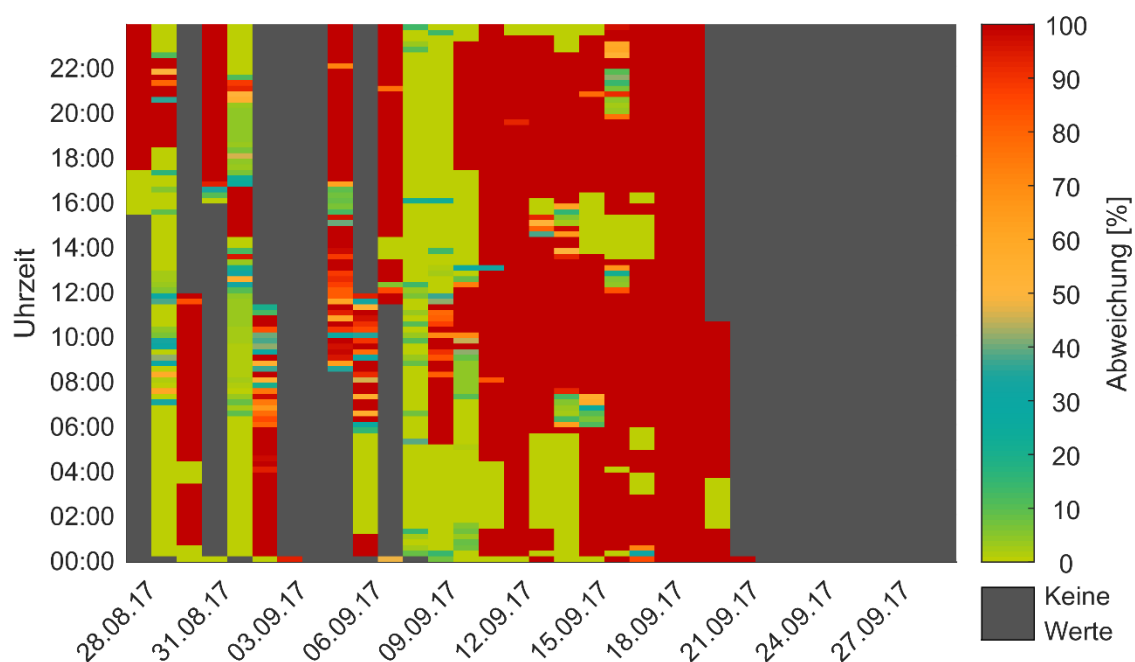


Abbildung 4-15: Fahrplanerfüllung nach Datum und Uhrzeit ID108

In Abbildung 4-15 ist die Fahrplannerfüllung der BHKWs im Copa Ca Backum dargestellt. Dabei ergaben sich durch die Sicherstellung des Badbetriebs sehr hohe Anforderungen an die Steuerung und den Fahrplanbetrieb. Gleichzeitig war dafür Sorge zu tragen, dass die wirtschaftlichen Erlöse des BHKW-Betriebs durch einen auf anderen Annahmen basierenden Fahrplan nicht zu stark gemindert werden. Zusätzlich fanden im September größere Umbauarbeiten und Wartungen statt, so dass der optimierte Betrieb in vielen Stunden ausgesetzt werden musste. Auch wenn der Fahrplan im dargestellten Zeitraum in vergleichsweise vielen Viertelstunden nicht befolgt werden konnte, sind die Zeiträume mit einer sehr guten Erfüllung als technischer Erfolg zu werten, stellte diese Anlage die beteiligten Stadtwerke und alle Projektpartner doch vor große Herausforderungen, die letztendlich gelöst werden konnten. Bei einer Weiterführung des Ansatzes in der Praxis wären durch die gewonnenen Erfahrungen nun deutlich höhere Erfüllungsgrade zu erwarten.

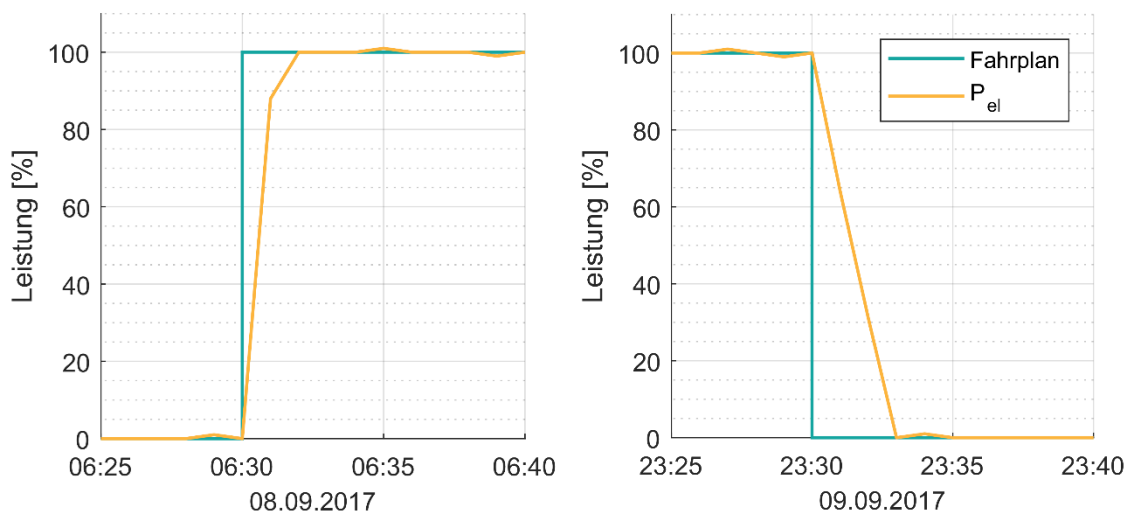


Abbildung 4-16: Anlagenreaktion ID108 auf Fahrplanänderung in positiver (links) und negativer Richtung (rechts)

Die Auswertung der Anlagenreaktion auf eine Fahrplanvorgabe zeigt für ID108 beispielhaft die Abbildung 4-16. Der Leistungssprung auf 100 % wird von der Anlage schnell umgesetzt. Die Leistung wird anschließend sehr konstant gehalten. Für das Projekt wurden 50 % der BHKW-Gesamtleistung zur Steuerung freigegeben. Daher wurden beide BHKWs moduliert betrieben und benötigten in vielen Fällen keinen Start aus dem Stillstand um die Sollleistung zu erfüllen. Der dargestellte Ausschaltvorgang am gewählten Beispieltag zeigt eine starke Verzögerung von mehreren Minuten. Hier wäre durch einen längeren Steuerungs- und Beobachtungszeitraum zu prüfen, ob diese nur in Einzelfällen auftritt oder ob es sich um einen systematischen Effekt handelt.

Die Wirtschaftlichkeit des wärmegeführten, optimierten und umgesetzten BHKW-Betriebs ist für die Zeit des aktiven Feldtests in Abbildung 4-17 aufgezeigt. Dabei wurden den Gaskosten für den BHKW-Betrieb hier die Erlöse der simulierten Stromvermarktung und des vermiedenen Bezugs von Fernwärme gegenübergestellt. Grundsätzlich konnte der Fahrplan in diesem Zeitraum eine deutlich höhere Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur simulierten wärmegeführten Betriebsweise aufweisen. Am 1. September erreicht sowohl der reale, als auch der wärmegeführte Betrieb einen höheren Deckungsbeitrag als der Fahrplan. An diesem Tag kam es, wie zuvor auch am 29. August zu längeren Ausfällen der Messwertübertragung und somit abweichenden Randbedingungen für die Optimierung. Am 13. September sind aufgrund der Börsenpreise negative Deckungsbeiträge für alle drei Betriebsarten festzustellen, wobei die wärmegeführte Simulation an diesem Tag geringere Kosten aufweist.

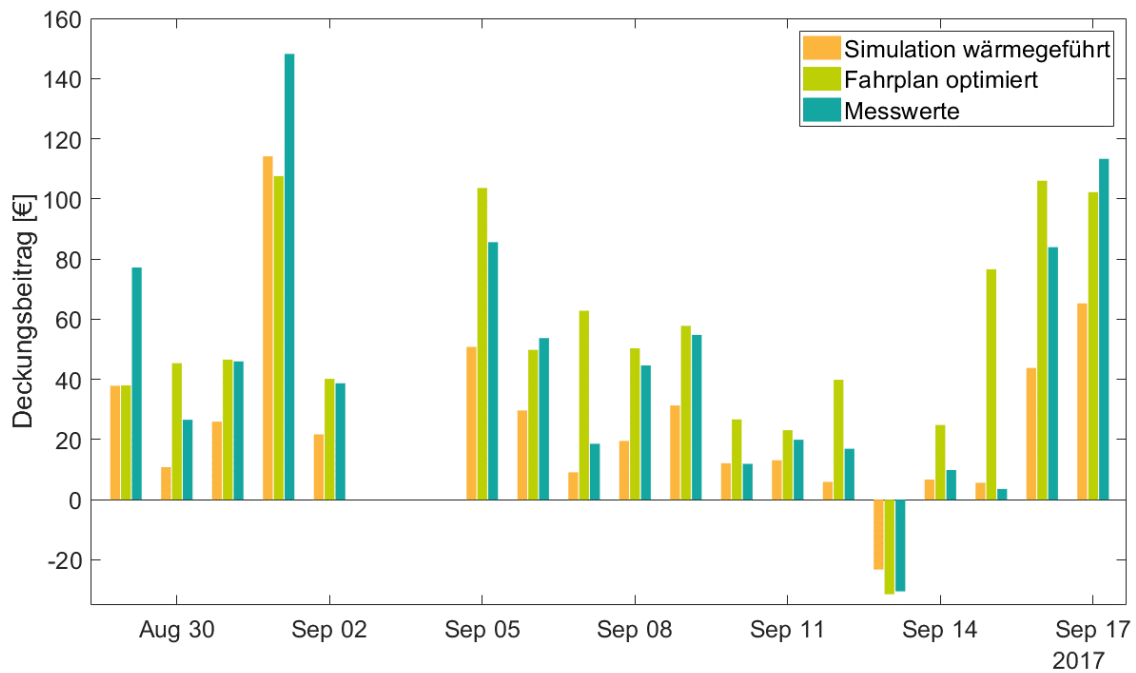


Abbildung 4-17: Wirtschaftlicher Vergleich simulierter, optimierter und realer Betrieb ID108

Dies kann durch abweichende Prognosen oder Messwerte während der Optimierung erklärt werden. Die realen Messwerte zeigen an den meisten Tagen eine deutliche Verbesserung gegenüber dem wärmegeführten Betrieb, bleiben an einigen Tagen jedoch aufgrund der oben diskutierten geringen Erfüllungsgrade hinter den theoretischen Ergebnissen der Optimierung zurück.

Weitere Erkenntnisse:

Im Feldtest zeigte sich, dass die Kapazität des thermischen Speichers über das Jahr hinweg stark schwankt, da die Anzahl der Becken, in denen eine Temperaturanpassung möglich ist, variiert. Insbesondere im Winter steht nur der Schwimmbad-Innenbereich zur Verfügung. Letzteres kann durch zeitliche Bedingungen in der Modellbildung berücksichtigt werden. Die tages- bzw. stundenweisen Schwankungen stellten sich jedoch als problematisch für die Prognose des Speicherfüllstands heraus. Hier wäre zusätzliche eine Prognose der Kapazität des thermischen Speichers (bzw. des genauen Nutzungsplans des Schwimmbads) in die Modellierung mit einzubeziehen. Gleichzeitig sollte diese neben dem Speicherfüllstand in Form eines Messwertes an die Optimierung übergeben werden.

BHKW Hallenbad Westerholt ID109

Bei Anlage ID109 zeigt sich innerhalb des Auswertungszeitraums eine insgesamt sehr hohe Fahrplantreue, wie in Abbildung 4-18 dargestellt wird. Eine Abweichung von 0% wird allerdings nur vergleichsweise selten erreicht, wie in der folgenden Auswertung genauer ersichtlich. In den ersten Tagen sind leichte Abweichungen zur jeweils gleichen vollen Stunde zu erkennen. Diese Zeitpunkte stimmen mit Neu-Optimierungen überein, die von der Anlage nur mit leichter Verzögerung umgesetzt werden konnten. Das Optimierungssystem wurde anschließend so angepasst, dass der neue Fahrplan nicht mehr für die aktuelle Viertelstunde verändert wird. Diese regelmäßigen Muster traten seitdem nicht mehr auf.

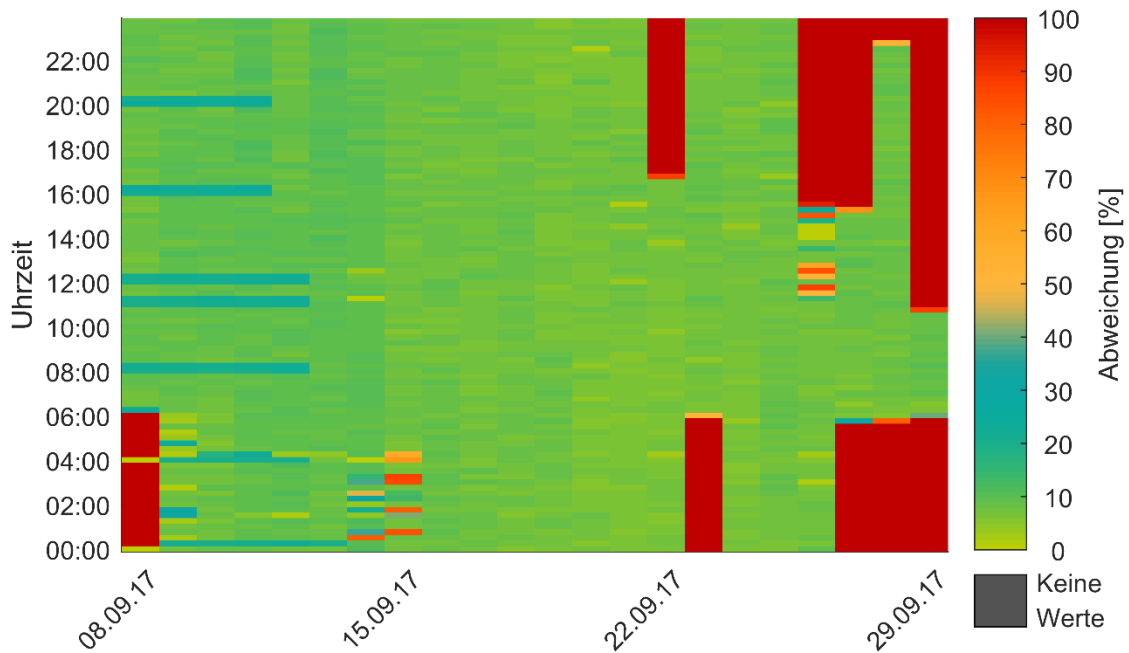


Abbildung 4-18: Fahrplanerfüllung nach Datum und Uhrzeit ID109

Gegen Ende September kommt es insbesondere in den Abend- und Nachtstunden zu hohen Abweichungen. Hier forderte der Fahrplan aufgrund der Wärmebedarfsprognose einen durchgängigen Betrieb, die Anlage schaltete sich aber über mehrere Stunden aus. Ursache kann hier der Betrieb des nicht direkt gesteuerten Kessels sein, so dass die Solltemperatur bereits frühzeitig erreicht wurde.

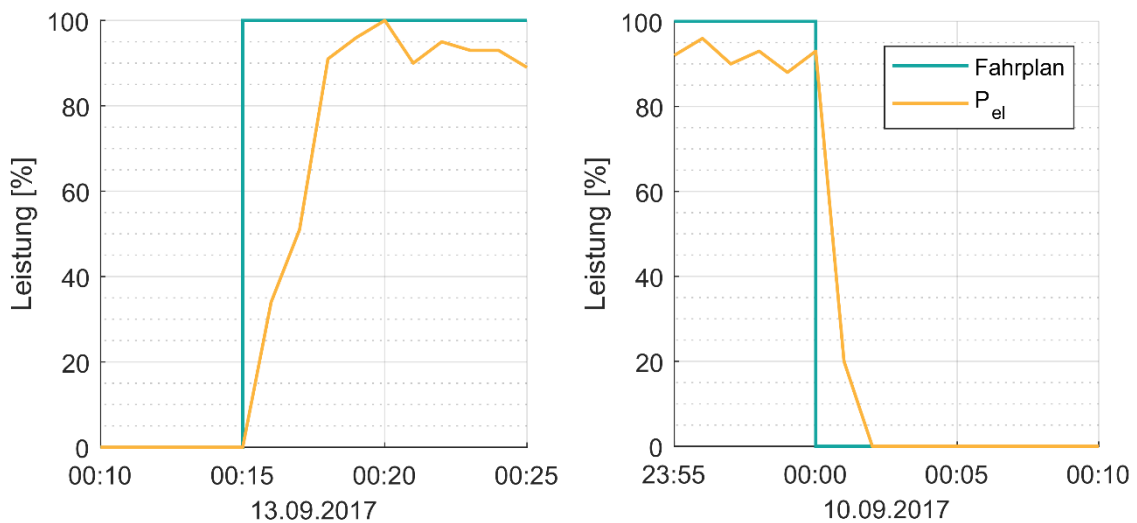


Abbildung 4-19: Anlagenreaktion auf Fahrplanänderung in positiver (links) und negativer Richtung (rechts) ID109

Die Reaktion des BHKWs auf veränderte Fahrplanvorgaben wird in Abbildung 4-19 aufgezeigt. Sichtbar ist die relativ lange Anfahrzeit des Motors bis die volle Leistung ansteht. Diese schwankt anschließend zwischen 90 % und 95 %. Hier erreicht das BHKW also die in der Modellbildung angenommene theoretische Maximalleistung nicht. Im Realbetrieb müsste also entweder die Leistung des BHKWs im Rahmen einer Wartung überprüft (siehe dazu auch die Beobachtungen zu ID101) oder aber das Modell entsprechend angepasst werden, um Fehlmengen bei der Vermarktung zu vermeiden. Auch sollte das träge Startverhalten entweder in der Optimierung oder aber der lokalen Steuerung abgebildet werden. Auch bei einem Ausschaltvorgang, wie in der rechten Grafik gezeigt, ist eine leichte Verzögerung in die

Betrachtungen mit einzubeziehen. Hier zeigt sich ebenfalls die etwas zu geringe Maximalleistung bis zum Zeitpunkt des Ausschaltens.

Die wirtschaftliche Auswertung der Anlage ID109 ist tageweise in Abbildung 4-20 gezeigt. Die Berechnung der Werte erfolgt wie bei den beiden BHKWs zuvor, wobei hier der Gaskessel als alternative Wärmequelle dient. An den meisten Tagen liegt der Deckungsbeitrag des optimierten Fahrplans leicht über dem der wärmegeführten Simulation. Die ähnlichen Werte resultieren aus der hohen Volllaststundenzahl der Anlage bedingt durch die Wärmenachfrage. Es konnte also nur eine geringe Flexibilität gegenüber dem herkömmlichen Betrieb genutzt werden.

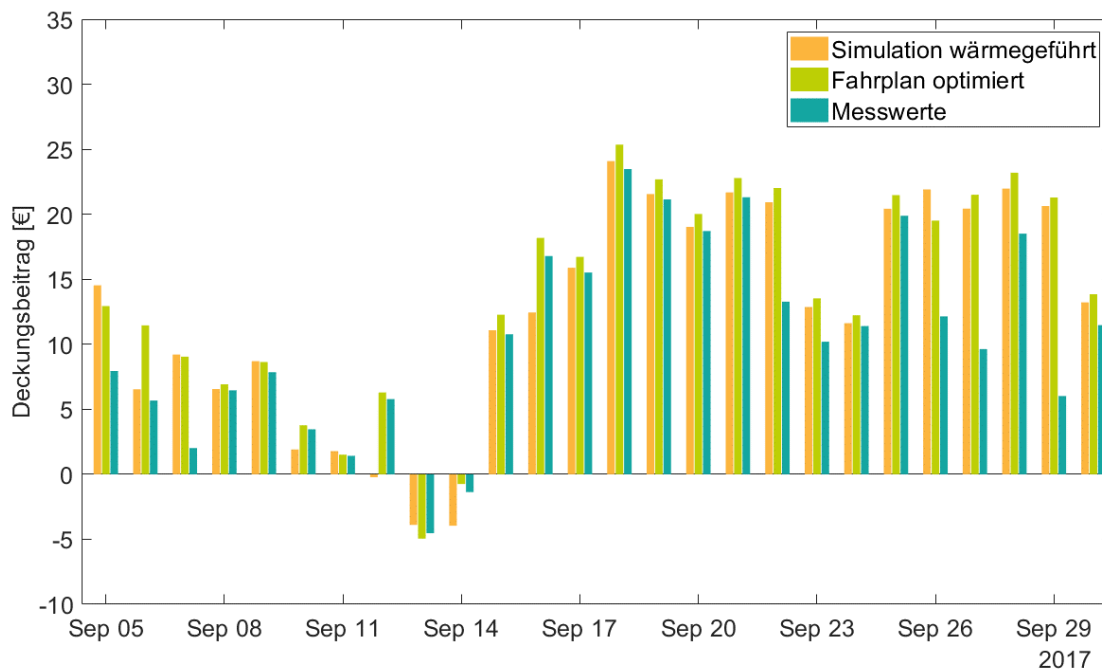


Abbildung 4-20: Wirtschaftlicher Vergleich simulierter, optimierter und realer Betrieb ID109

Am 13. September fällt der Deckungsbeitrag der wärmegeführten Simulation wie auch bei Anlage ID108 höher aus als das Ergebnis der Optimierung. An diesem Tag kam es zur größeren Abweichungen der berücksichtigten Preisprognosen. Am 14. September konnte der Optimierer aufgrund einer leicht geringeren Wärmenachfrage die Leistung des BHKWs in bestimmten Viertelstunden mit niedrigen Börsenpreisen reduzieren und so den Deckungsbeitrag verbessern. Gleichzeitig waren die Börsenpreise in den Zeiten des wärmegeführten Betriebs vergleichsweise niedrig. Hier zeigt sich, dass die Anlage in Zeiten geringerer Wärmenachfrage in der Praxis ein Potenzial zur Optimierung des Deckungsbeitrags besitzt. Neben dem Einfluss von Prognoseungenauigkeiten ist bei dieser Anlage auch das Verhalten des Gaskessels zu beachten, das im Folgenden kurz dargestellt wird.

Weitere Erkenntnisse:

Im betrachteten Schwimmbad ist das BHKW in den Rücklauf eingebunden. Gleichzeitig erbringt der Kessel den Großteil der Heizleistung, wird von der externen Steuerung jedoch nicht anhand eines optimierten Fahrplans gesteuert. Dadurch kann das BHKW zwar dem Fahrplan relativ gut folgen, die Auswirkungen auf die Beckentemperatur und damit den Speicherfüllstand bleiben jedoch beschränkt. Hier ergibt sich mit der Steuerung aller Wärmeerzeuger die gleiche Empfehlung wie bei ID101.

4.4.5 Fahrplanbetrieb der Wärmepumpen

Im Folgenden sind die Ergebnisse des Fahrplanbetriebs der privaten Wärmepumpen ID102 und ID103 dargestellt. Diese unterscheiden sich insbesondere durch die Größe des Pufferspeichers mit 990 l bzw. 400 l.

Wärmepumpe ID102

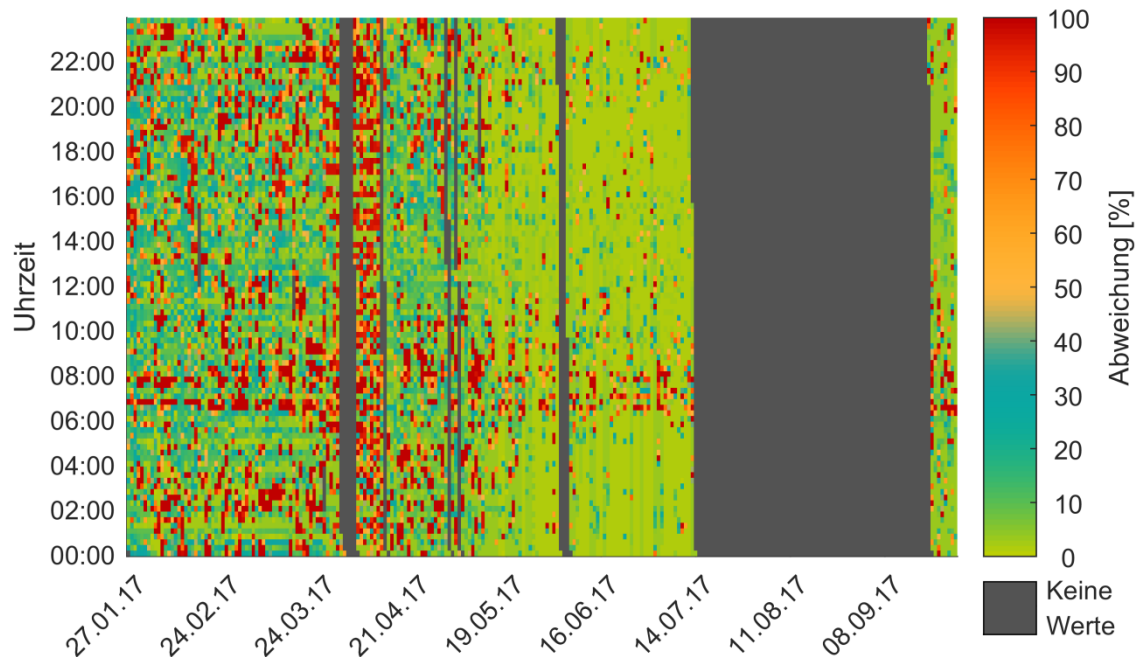


Abbildung 4-21: Fahrplanerfüllung nach Datum und Uhrzeit ID102

Die Güte der Fahrplanerfüllung für die Wärmepumpe mit fast 1000 l Speichervolumen ist in Abbildung 4-21 dargestellt. In den Wintermonaten zeigt sich eine relativ hohe Fahrplantreue. Besonders in den Morgenstunden kommt es jedoch zu höheren Abweichungen, die teilweise durch den Betrieb der Wärmepumpe zur Warmwasserbereitung zu erklären sind. Gleichzeitig kam es in den Morgenstunden häufig zu einer hohen Wärmenachfrage, so dass der Speicher schnell auf sehr geringe Füllstände gesunken ist und eine lokale Übersteuerung des Fahrplans erfolgte. Dieser berücksichtigt zwar größtenteils diese hohe Wärmenachfrage, konnte aber aufgrund der schnellen Änderungen nicht umgesetzt werden. Nach dem 26.03.2017 kam es zeitweise zu Fehlern entlang der Kommunikationsstrecke, die aus der Zeitumstellung resultierten. In der folgenden Übergangszeit mit zunehmend höheren Temperaturen verbessert sich die Fahrplantreue, da die Anlage über große Zeiträume ausgeschaltet blieb und damit dem Fahrplan folgte. Lediglich die Zeitpunkte des Warmwasserbezugs sowie der Aktivierung weiterer Verbraucher (siehe unten) sind in diesem Zeitraum als wesentliche Abweichungen erkennbar. Ab dem 14.07. wurde die Anlage über den Sommer hinweg nur noch lokal gesteuert, da kein Heizbedarf vorhanden war. Bei den grau dargestellten Bereichen, in denen kein Fahrplanbetrieb stattfand, ist ein Versatz der Messwerte in der ersten Viertelstunde des jeweiligen Tages feststellbar. Nach der erneuten Zuschaltung im September konnten unter Berücksichtigung der zuvor erläuterten Effekte sehr hohe Erfüllungswerte erreicht werden.

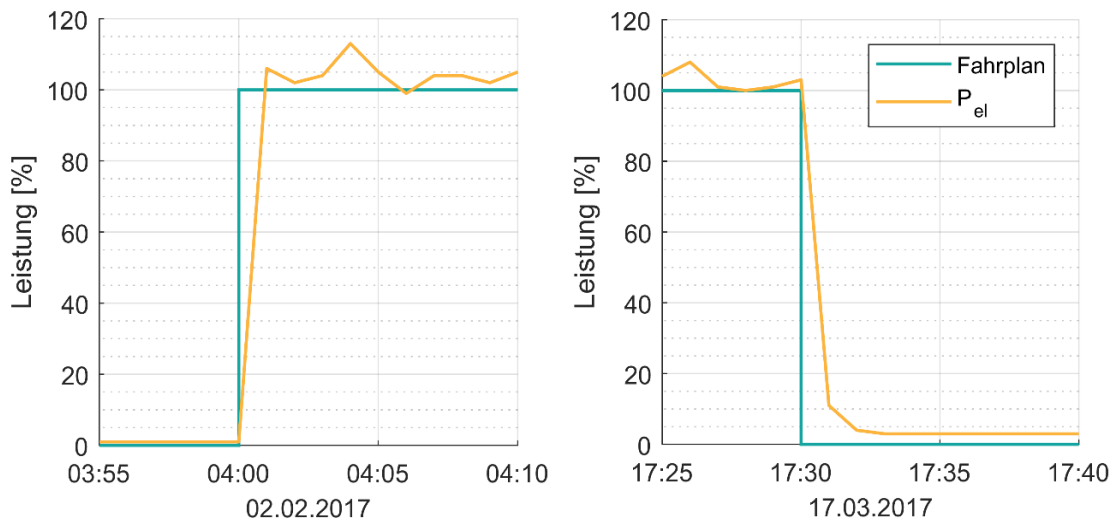


Abbildung 4-22: Anlagenreaktion auf Fahrplanänderung in positiver (links) und negativer Richtung (rechts) ID102

Die Analyse der Reaktion der Wärmepumpe auf Fahrplanänderungen ist in Abbildung 4-22 für zwei Beispieltage dargestellt. Die Leistung steht bei Aktivierung innerhalb einer Minute vollständig an. In den folgenden Minuten sind schwankende Werte oberhalb der Maximalleistung der Wärmepumpe zu erkennen, die durch zusätzlich erfasste Verbraucher zu erklären sind (siehe Erläuterungen unten). Der Anlagenstopp wird ebenfalls schnell umgesetzt. Auch hier sind Schwankungen oberhalb der Sollleistung sichtbar.

Die wirtschaftliche Auswertung für den Feldtest der Wärmepumpe ID102 wird in Abbildung 4-23 gezeigt. In allen Monaten des Feldtests erzielt der Fahrplan geringere Strombezugskosten pro bezogener Kilowattstunde. Dabei wird der Vorteil in den Übergangs- bzw. Sommermonaten größer, da der Optimierer durch den geringeren Wärmebedarf mehr Freiheiten zur Bestimmung der Betriebszeiten nutzen kann. Allerdings sinkt mit zunehmenden Außentemperaturen auch die monatliche Laufzeit der Anlage, so dass der wirtschaftliche Vorteil auf diese Energiemengen beschränkt ist. Die Ergebnisse für Juli und September beziehen sich nur auf die Tage des Betriebs (siehe oben), während im August kein Fahrplanbetrieb stattfand. In den Wintermonaten Anfang des Jahres 2017 wurde die Wärmebedarfsprognose zunächst um einen Sicherheitsfaktor ergänzt, da durch die noch fehlenden Erfahrungswerte im realen Betrieb, der Komfort nicht gemindert werden sollte. Durch den Lerneffekt könnte die Optimierung nun auch im Winter zu noch besseren Ergebnissen gelangen. Die realen Messwerte zeigen nur sehr geringe Vorteile des realen Betriebs gegenüber der wärmegeführten Simulation. Dies ist durch die gleichzeitige Erfassung von weiteren, ungesteuerten Verbrauchern im Heizungskeller zu begründen, da der Fahrplan zu vielen Zeitpunkten gut befolgt wurde. Insbesondere sind hier verschiedene Pumpen zu erwähnen, die in der Simulation nicht berücksichtigt sind.

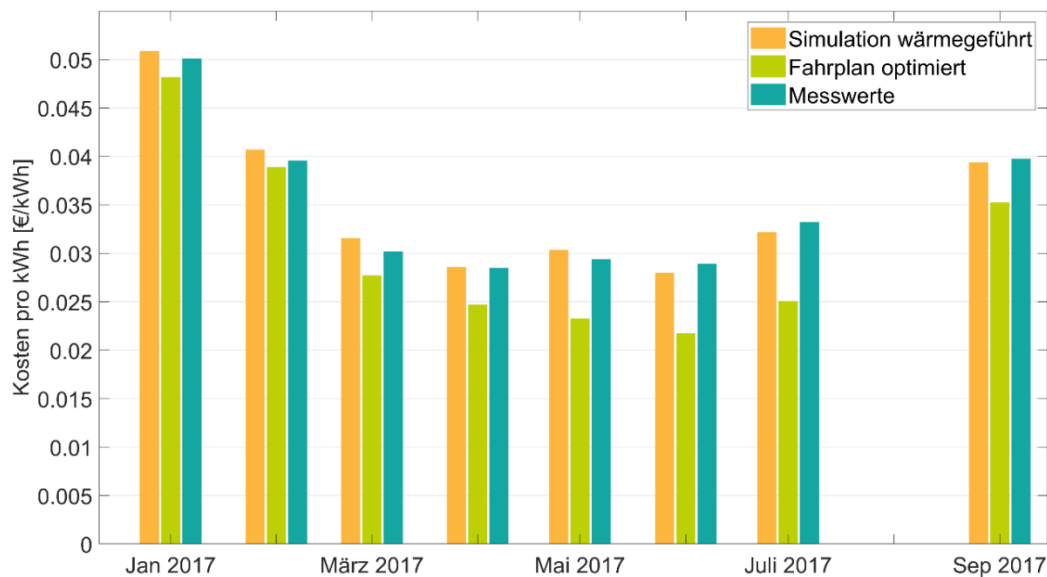


Abbildung 4-23: Wirtschaftlicher Vergleich simulierter, optimierter und realer Betrieb ID102

Weitere Erkenntnisse:

Wie oben dargestellt, ist bei der Auswertung zu berücksichtigen, dass bei der Erfassung der elektrischen Leistung auch verschiedene Pumpen und weitere Verbraucher des Heizungskellers mitgezählt wurden. Für eine Umsetzung wäre hier eine gesonderte Messung des Kompressors zu empfehlen.

Gleichzeitig erwies sich eine Anpassung der Wärmebedarfsprognose durch die fehlenden Wärmemengenmessungen als schwierig. Für eine optimale Umsetzung wären hier entsprechende Messpunkte vor und hinter dem Speicher zu empfehlen. Zur Sicherstellung des Komforts wurde in der SPS ein außen-temperaturabhängiger Mindest-SOC implementiert. Dieser wurde in der Modellbildung anschließend ebenfalls berücksichtigt.

Im Laufe des Feldtestzeitraums wurde ein insgesamt erhöhter Stromverbrauch der Heizungsanlage festgestellt. Da dieser durch die Verschiebung der Energiemengen über den Tag und die angenommenen Speicherverluste nicht zu erklären war, wurden verschiedene Energiemessgeräte im Heizungskeller installiert und ein Zeitraum von über drei Wochen aufgezeichnet. Die Auswertung zeigte, dass die außentemperaturgeführte Umwälzpumpe des thermischen Speichers auch in den Sommermonaten häufig nachts aktiv wurde und das kalte Wasser im Speicher aufwirbelte. Dadurch wurde die Wärmepumpe durch die eingebaute Steuerung immer wieder aktiviert. Der Einbau eines größeren Warmwasserspeichers erfordert demnach auch eine genaue Anpassung des gesamten Heizungssystems vor Ort, um unerwünschte Nebeneffekte auszuschließen.

In den Sommermonaten konnte die Wärmepumpe keinen oder nur einen sehr geringen Beitrag zum virtuellen Speicher leisten, da kein Wärmebedarf vorlag. Hier wäre zu überlegen, ob auch die Warmwasserbereitung mit einem Speicher zu flexibilisieren ist, um diese in den wärmeren Monaten zu optimieren.

Wärmepumpe ID103

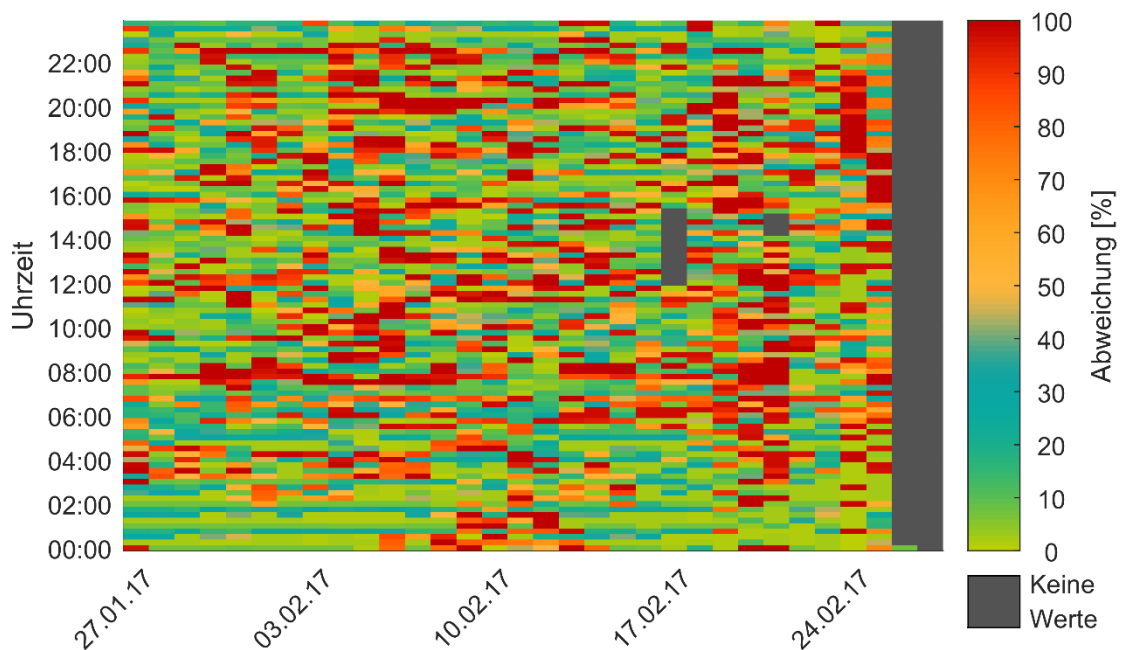


Abbildung 4-24: Fahrplanerfüllung nach Datum und Uhrzeit ID103

Die Erfüllungsgrade des Fahrplanbetriebs für die Wärmepumpe mit 400 l Speicher ID103 werden in Abbildung 4-24 dargestellt. Im Vergleich zu der Wärmepumpe mit 1000 l Speicher zeigen sich hier deutlich mehr Abweichungen vom Fahrplan. Dabei ist ein Schwerpunkt der Abweichungen in den Morgenstunden gegen 8 Uhr zu Zeiten einer hohen Wärmenachfrage zu beobachten. Durch den vergleichsweise kleinen Pufferspeicher wurden die Grenztemperaturen des Speichers sehr schnell erreicht. Die Anforderung von Wärme durch den Haushalt führte daher schnell zur Leerung des zuvor gefüllten Pufferspeichers und damit einer lokalen Übersteuerung des optimierten Fahrplans für zumindest eine Stunde. Gegen Ende Februar kam es zu technischen Änderungen und anschließend zu Umbauarbeiten an der Anlage, so dass diese nicht mehr zur Optimierung zur Verfügung stand.

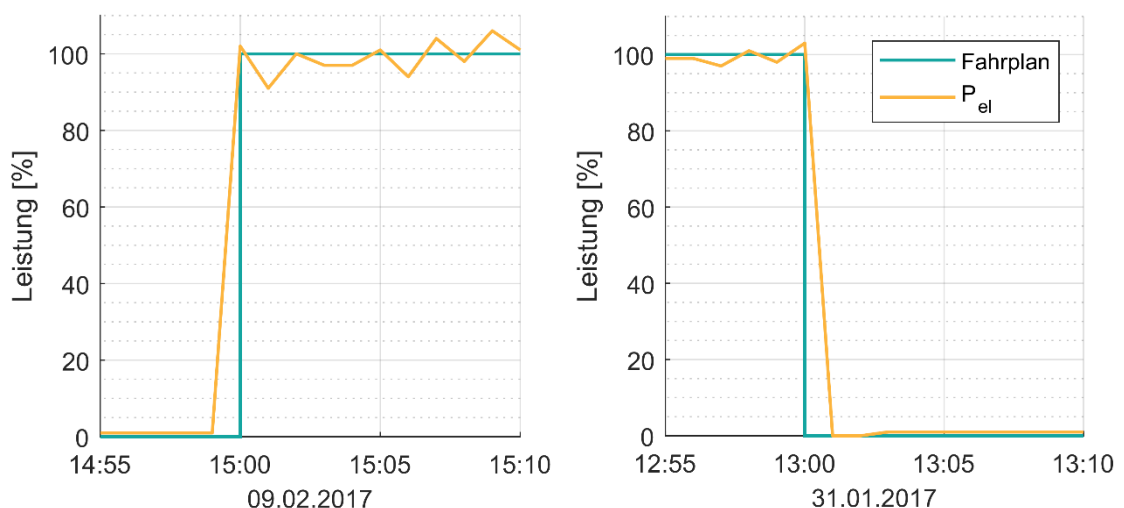


Abbildung 4-25: Anlagenreaktion auf Fahrplanänderung in positiver (links) und negativer Richtung (rechts) ID103

Der detaillierte Vergleich zwischen Soll- und Ist-Fahrplan für je einen beispielhaften Ein- und Ausschaltvorgang ist in Abbildung 4-25 gezeigt. Im Gegensatz zu anderen Anlagen erreicht die Wärmepumpe

hier die Sollleistung zumindest an diesem Tag genau zum vorgegebenen Zeitpunkt. Die Ist-Leistung schwankt anschließend leicht um den Sollwert. Der Ausschaltvorgang erfolgt innerhalb einer Minute. Die Anlage folgt dem Fahrplan also sehr gut, sofern die Rahmenbedingungen dies erlauben.

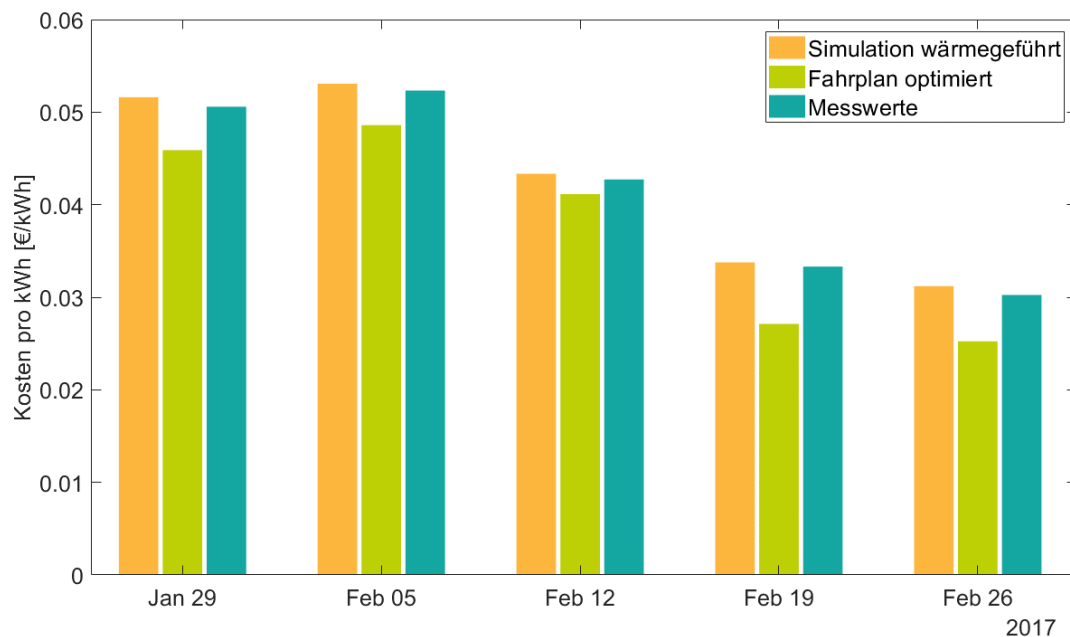


Abbildung 4-26: Wirtschaftlicher Vergleich simulierter, optimierter und realer Betrieb ID103

Die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe im Feldtest ist in Abbildung 4-26 für fünf Wochen aufgezeigt. Der Fahrplan erreicht in allen Wochen im Durchschnitt niedrigere Börsenpreise für die zu beschaffende Energie. Dabei ist der Vorteil in den zwei letzten Februarwochen durch geringere Laufzeiten und daraus resultierender größerer Flexibilität stärker ausgeprägt. Der tatsächliche Betrieb erreicht nur leicht bessere Ergebnisse als die wärmegeführte Simulation. Dies ist mit den zuvor und im Folgenden genannten Restriktionen zu erklären.

Weitere Erkenntnisse:

Bei dieser Anlage machten sich Abweichungen zwischen Modell und realer Situation durch die geringe Flexibilität besonders schnell bemerkbar. Sogar ein 5min-alter Messwert des Speicherfüllstands, der in die Optimierungsrechnung einging, konnte sich bis zur Übermittlung des Fahrplans durch einen Wärmebezug oder eine lokale Übersteuerung in der Zwischenzeit als überholt herausstellen und zu einer Fahrplanabweichung führen. Der Einfluss der Außentemperatur auf den COP der Luft-/Wasser-Wärmepumpe erschwerte die Vorhersage durch das Modell hier zusätzlich. Wie auch bei Wärmepumpe ID102 wurde im Laufe des Feldtests ein außentemperaturabhängiger Mindest-SOC in der lokalen Steuerung implementiert, der im Optimierungsmodell ebenfalls abgebildet wurde. Diese Restriktion schränkte die Freiheit in der Optimierung zusätzlich zum hohen Wärmebedarf in den Wintermonaten weiter ein. Insgesamt war der Betrieb dieser Anlage also durch die engen Restriktionen der Praxis geprägt. Durch den Einsatz von Wärmemengenmessungen könnte das Modell durch eine genauere Abbildung des Wärmebedarfs, des realen COP-Verhaltens sowie der Verluste verbessert werden, so dass auch in der Praxis eine höhere Fahrplantreue zu erwarten wäre.

4.4.6 Fahrplanbetrieb der Elektrospeicherheizungen

Die Ergebnisse des Feldtests der Elektrospeicherheizungen in einem Privathaushalt werden im Folgenden vorgestellt. Dabei waren insbesondere Einflüsse der originalen Steuergeräte der einzelnen Heizungen sowie der Zählersituation zu beobachten.

Elektrospeicherheizungsanlage ID106

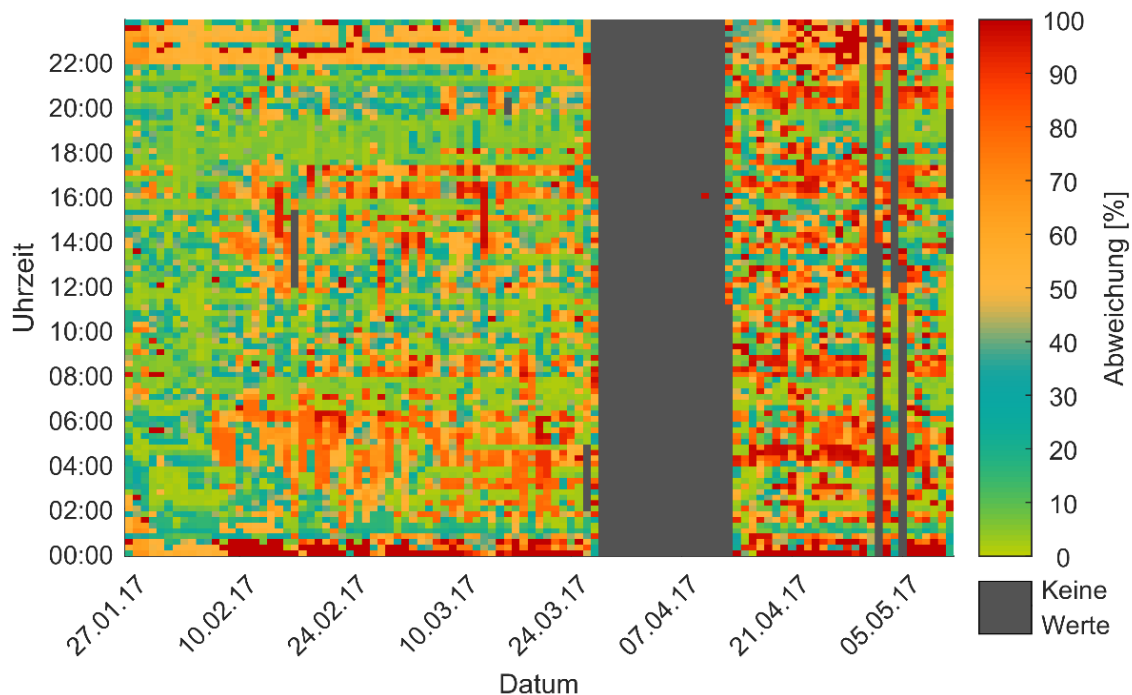


Abbildung 4-27: Fahrplanerfüllung nach Datum und Uhrzeit ID106

In Abbildung 4-27 ist die Fahrplanerfüllung über den Steuerungszeitraum dargestellt. In den ersten Wochen des Feldtests ist eine sehr gute Fahrplantreue festzustellen. Dabei wurden aufgrund der Wärmebedarfsprognose vergleichsweise lange Ladefreigaben erteilt. Zwischen 22 Uhr und 1 Uhr ist stets eine mittlere bis hohe Abweichung aufgetreten. Hier hat mindestens eine Elektrospeicherheizung zur regulären Freigabezeit von der Steuerung unbeeinflusst geladen. Im Laufe des Februars und März treten über den Tag verteilt nennenswerte Abweichungen auf, die teilweise anderen Verbrauchern im Haushalt zuzuschreiben sind. Diese beiden Effekte werden unten genauer untersucht. Nach der Zeitumstellung Ende März kam es zu einem Ausfall der Kommunikationsstrecke. Ab Mitte April konnte die Anlage wieder in den Fahrplanbetrieb versetzt werden. Danach traten unspezifische Abweichungen über den Tag verteilt auf. Aufgrund der höheren Außentemperaturen und dem damit verbundenen niedrigeren Wärmebedarf wurden hier nur kurze Ladezeiträume freigegeben. Die Abweichungen können daher größtenteils den weiteren Verbrauchern zugeschrieben werden.

Die beschriebenen Effekte sind in Abbildung 4-28 genauer zu beobachten. Dargestellt sind eineinhalb Tage mit einer vergleichsweise hohen Fahrplanerfüllung im Februar. Grundsätzlich folgt die elektrische Leistung schematisch den Vorgaben des Fahrplans in vielen Viertelstunden. Allerdings nimmt der Fahrplan dabei eine (auf den Datenblättern der Elektrospeicherheizungen) basierende höhere Maximalleistung der Elektrospeicherheizungen an, die in der Realität mit Ausnahme einer höheren Leistungsspitze nicht erreicht wird. Weiterhin zu sehen sind stochastisch über den Tag verteilte Leistungen, die weiteren Verbrauchern im Haushalt bzw. der Warmwasserbereitung zuzuschreiben sind.

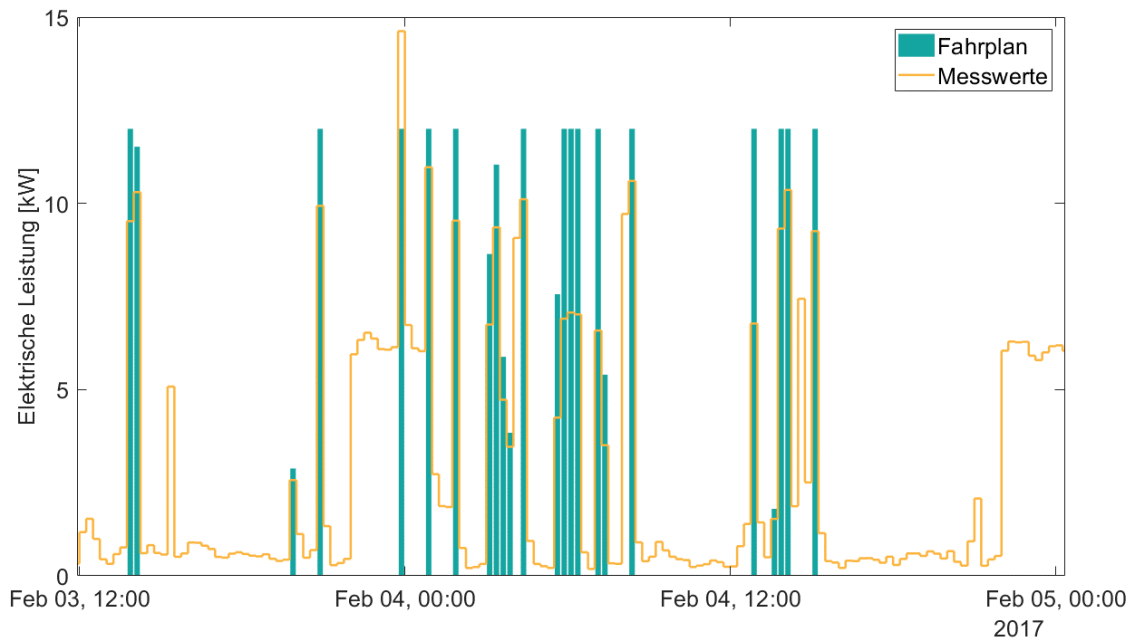


Abbildung 4-28: Beispieltag mit Fahrplan und Messwerten ID106

An beiden Tagen ist ab 22 Uhr das Zuschalten von mindestens einer weiteren Speicherheizung zu beobachten, die der Steuerung durch den Fahrplan nicht folgt. Insgesamt kann aufgrund der Messsituation vor Ort keine genaue Auswertung der Fahrplanerfüllung erfolgen. Die gezeigten Beobachtungen können aber als Abschätzung der real nutzbaren Flexibilität herangezogen werden.

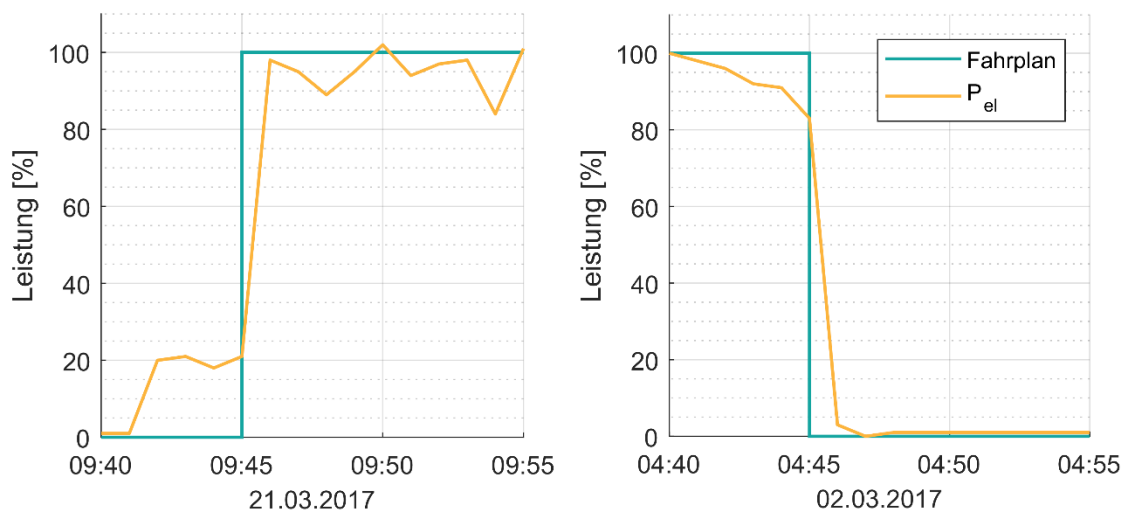


Abbildung 4-29: Anlagenreaktion auf Fahrplanänderung in positiver (links) und negativer Richtung (rechts) ID106

Eine detailliertere Auswertung eines Ein- und Ausschaltvorgangs ist beispielhaft in Abbildung 4-29 dargestellt. Die Einschaltvorgabe durch den Fahrplan wird zügig umgesetzt. Die Ist-Leistung erreicht in diesem Beispiel nahezu den Sollwert. Bereits vor der Veränderung des Fahrplanwerts ist jedoch eine Leistungsaufnahme des Haushalts zu verzeichnen, die auch während der folgenden Minuten unabhängig von dem Einschalten der Elektrospeicherheizungen vorliegen könnte. Während der folgenden Minuten schwankt die Leistung etwas unter 100 %. Der Ausschaltvorgang erfolgt ebenfalls sehr schnell. Dabei fällt die Leistung in diesem Beispiel allerdings schon vor Veränderung des Sollwerts auf unter 90 % ab. Auch hier kann angenommen werden, dass ein Teil der Leistung nicht von den Elektrospeicherheizungen erbracht wurde.

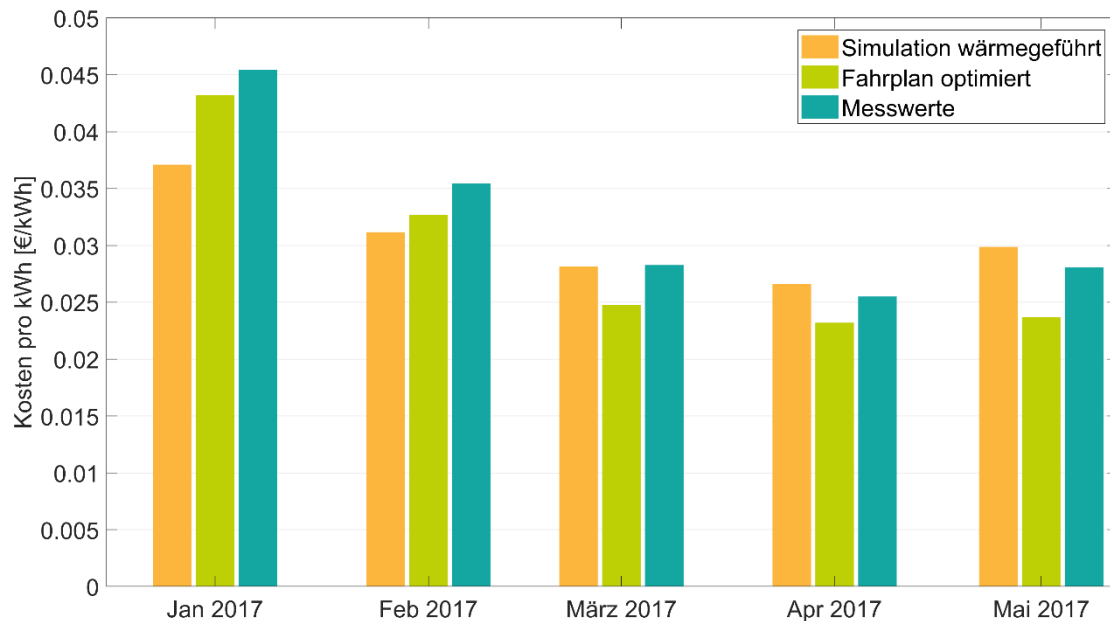


Abbildung 4-30: Wirtschaftlicher Vergleich simulierter, optimierter und realer Betrieb ID106

Die wirtschaftliche Auswertung für den Betrieb der Elektrospeicherheizungen, die in Abbildung 4-30 dargestellt ist, zeigt für die Feldtesttage im Januar und den Februar höhere durchschnittliche Preise für den optimierten Fahrplan im Vergleich zur idealen Simulation des wärmegeführten Betriebs. Der Effekt ist auf einen Sicherheitsfaktor für den Wärmebedarf zurückzuführen, der im Januar und Februar angewendet wurde. Durch diesen Faktor sollte bis zur Implementierung eines temperaturabhängigen Mindest-SOC der Wärmekomfort sichergestellt werden, indem die Zeiträume der Ladefreigaben erhöht wurden. Die einzelnen Elektrospeicherheizungen folgten diesen Freigaben bis zum Erreichen des durch den internen Laderegler vorgegebenen Speicherfüllstands. Wie gezeigt, sind in den Messwerten bei dieser Anlage auch die stochastisch auftretenden Haushaltsverbraucher, die Warmwasserbereitung und mindestens eine ungesteuerte Speicherheizung enthalten. Dadurch fällt die Wirtschaftlichkeit des gemessenen Verbrauchs stets schlechter aus, als die des Fahrplans sowie der Simulation, die nur die Elektrospeicherheizungen betrachten. In den folgenden Monaten erreicht der optimierte Fahrplan durch die höhere Flexibilität bei höheren Temperaturen eine im Vergleich deutlich bessere Wirtschaftlichkeit. Auch die Messwerte weisen trotz der Zusatzverbraucher leicht günstigere Strombezugskosten als die wärmegeführte Simulation auf.

Weitere Erkenntnisse:

Es konnte gezeigt werden, dass eine über den Tag verteilte Ladefreigabe auch ohne Umrüstung der Laderegler mit herkömmlichen Elektrospeicherheizungen möglich ist und dabei als Nebeneffekt eine Steigerung des Wärmekomforts erreicht werden kann. Für die Einführung eines Mindest-SOCs in der lokalen Steuerung war allerdings die Erfassung mindestens einer Kerntemperatur notwendig. Aufgrund des individuellen Verhaltens der herkömmlichen Laderegler war die Optimalität der Fahrplannumsetzung zeitweise beeinträchtigt. Durch den Durchmischungseffekt einer Vielzahl von gesteuerten Elektrospeicherheizungen könnte das Verhalten der Laderegler jedoch aus Erfahrungswerten in der Modellbildung berücksichtigt werden.

4.4.7 Fahrplanbetrieb der Batteriespeicher

Im Folgenden sind die Ergebnisse der beiden Batteriespeicher im Verbund des virtuellen Speichers dargestellt. Dabei wird der große Batteriespeicher im H2Herten stets durch Netzstrom geladen, während der PV-Batteriespeicher ID111 tagsüber den Strom der PV-Anlage nutzt.

Batteriespeicher H2Herten ID107

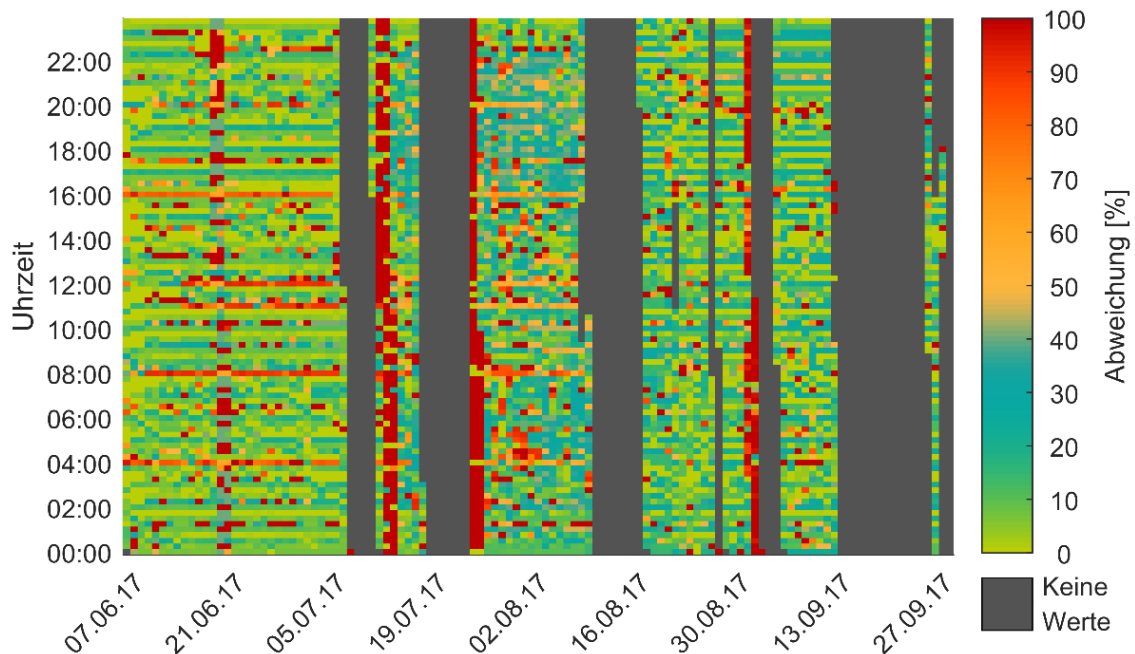


Abbildung 4-31: Fahrplanerfüllung nach Datum und Uhrzeit ID107

Die Fahrplanerfüllung für den großen Batteriespeicher ID107 wird in Abbildung 4-31 gezeigt. In den ersten Wochen des Feldtestbetriebs hat sich herausgestellt, dass die Batterie die angegebene Lade- und insbesondere die höhere Entlade-Maximalleistung zwar über kurze Zeiträume lieferte, im Fahrplanbetrieb nach mehreren Viertelstunden jedoch häufig temperaturbedingt die Ist-Leistung reduzierte. Daher wurden die Maximalleistungen im Optimierungsmodell herabgesetzt. Nach dieser Anpassung kam es allerdings zu Abweichungen der SOC-Prognose, die durch Änderungen des Umrichter-Wirkungsgrads erklärt werden können. Innerhalb der ersten Wochen sind zu den Zeitpunkten der Fahrplan-Neuberechnungen hohe Abweichungen festzustellen (z. B. um 4:00 oder 8:00 Uhr), da der neue Fahrplan für die aktuelle Viertelstunde nicht immer umgesetzt werden konnte. Im späteren Verlauf des Feldtests wurde der neue Fahrplan erst für die folgende Viertelstunde versendet, so dass das Problem nicht mehr auftrat. In den größeren Bereichen mit sehr hohen Abweichungen Mitte Juli und August war die Anlage aus technischen Gründen größtenteils außer Betrieb. Während der grau dargestellten Zeiten Ende Juli und in der zweiten Septemberhälfte kam es zu Ausfällen der IKT-Infrastruktur. Durch die verschiedenen Anpassungen konnte in den aktiven Wochen des Septembers eine sehr hohe Fahrplantreue erreicht werden.

Die Reaktion auf eine Leistungsanforderung bzw. eine vollständige Leistungsreduktion im Ladebetrieb ist in Abbildung 4-32 gezeigt. Die Anlage erreicht die Fahrplanvorgabe mit einer kurzen Verzögerung sehr genau. Es sind keine Leistungsschwankungen wie bei anderen Anlagen feststellbar. Der Ausschaltvorgang erfolgt an dem dargestellten Beispieltag ebenfalls sehr schnell.

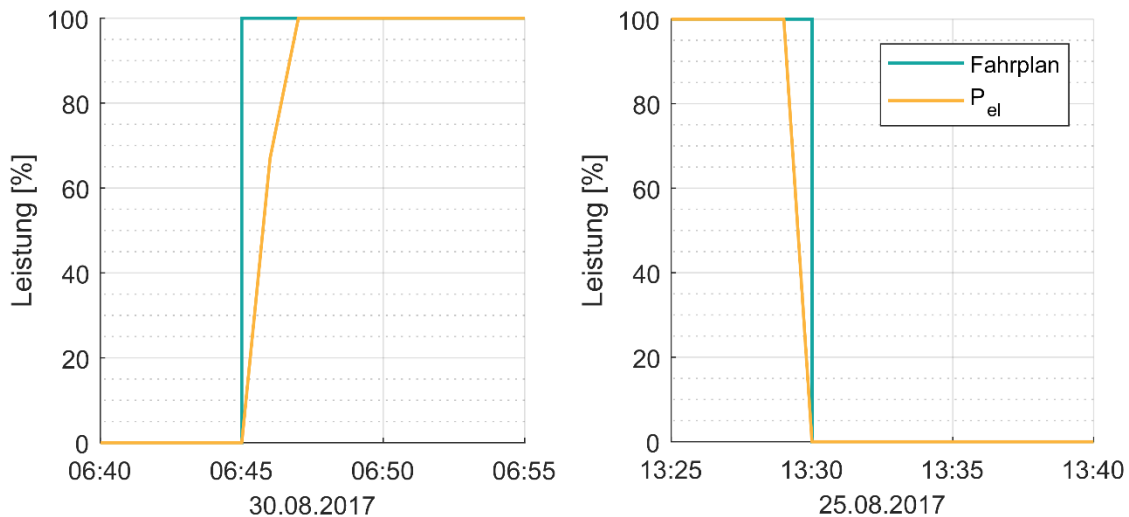


Abbildung 4-32: Anlagenreaktion auf Fahrplanänderung in positiver (links) und negativer Richtung (rechts) ID107

Die wirtschaftliche Auswertung für den Batteriespeicher wird wochenweise in Abbildung 4-33 gezeigt. Dabei sind die mittleren Erlöse und Kosten für den vorgegebenen Fahrplan sowie den tatsächlichen Betrieb dargestellt. In fast allen betrachteten Wochen waren die mittleren Erlöse deutlich höher als die Bezugskosten. Der Realbetrieb konnte dabei mit Ausnahme der Wochen mit technischen Störungen sehr ähnliche Wirtschaftlichkeitswerte wie der optimierte Fahrplan erreichen. Kam es zu Abweichungen zwischen Modell und dem realen Speicherverhalten, etwa durch geringere Verlustleistungen, so konnte der reale Betrieb sogar leicht bessere Ergebnisse erzielen. Auch wenn die Zeitpunkte für Lade- bzw. Entladephasen hier die Preisunterschiede auf dem Energiemarkt sehr gut ausnutzten, konnte im Feldtest festgestellt werden, dass Speicher- und Umrichterverluste einen signifikanten Einfluss auf die zu beziehenden Energiemengen und somit das wirtschaftliche Ergebnis haben können.

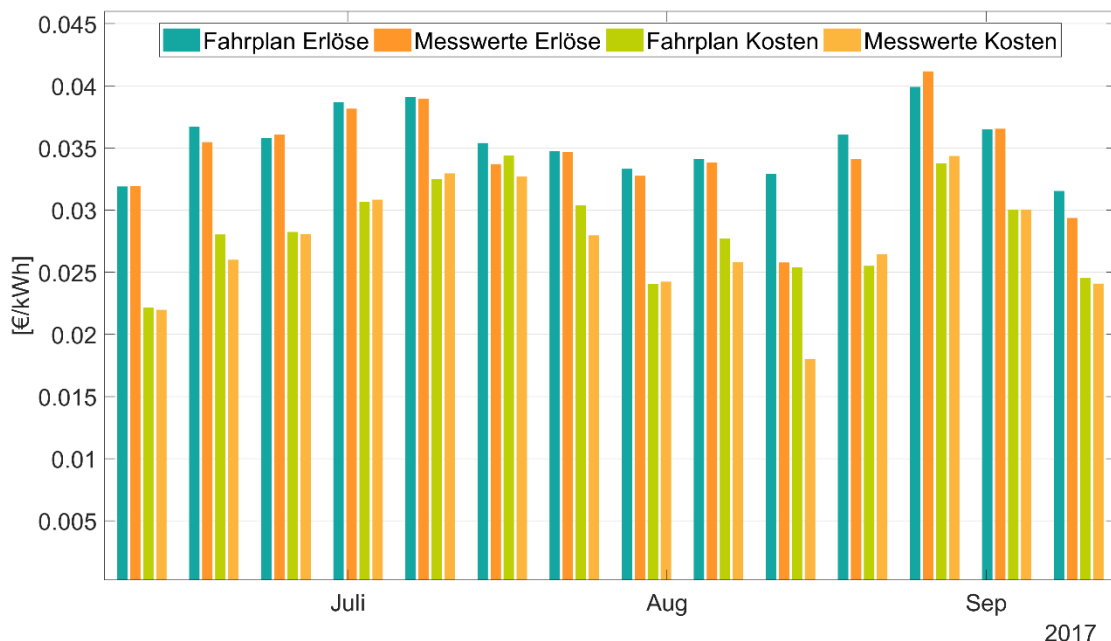


Abbildung 4-33: Wirtschaftlicher Vergleich simulierter, optimierter und realer Betrieb ID107

Weitere Erkenntnisse:

Die bereits beschriebenen Verluste des Speichers und Umrichters haben einen wesentlichen Einfluss auf die Speicherfüllstandsprognose innerhalb des Optimierungsmodells. Hier sollte nach Möglichkeit

eine genaue Erfassung der Kennlinien zur Verwendung während der Modellbildung erfolgen. Auch sollten Batteriespeicher und Leistungselektronik auf die Fähigkeit von längeren Leistungszeiträumen, wie sie ein Fahrplanbetrieb erfordert, überprüft werden, um temperaturbedingte Abschaltungen oder Leistungsreduzierungen zu vermeiden. In Bezug auf die Messwerterfassung hat sich gezeigt, dass zur Fahrplan-Neuberechnung ein fünf Minuten alter SOC-Wert schon zu signifikanten Abweichungen zwischen Modell und Realität führen kann und hier auf eine Messauflösung von einer Minute gesetzt werden sollte. Insgesamt sollte je nach Größe und Anlagenkonfiguration des virtuellen Speichers auch in Betracht gezogen werden, einen Batteriespeicher nicht (nur) zum Handel an den Spotmärkten einzusetzen, sondern auch um Minder- oder Überproduktionen der anderen Anlagen im Bilanzkreis auszugleichen und so den Bezug von Ausgleichsenergie zu vermeiden. Zusätzlich bietet sich bei größeren Systemen die Teilnahme am Regelleistungsmarkt an.

PV-Batteriespeicher ID111

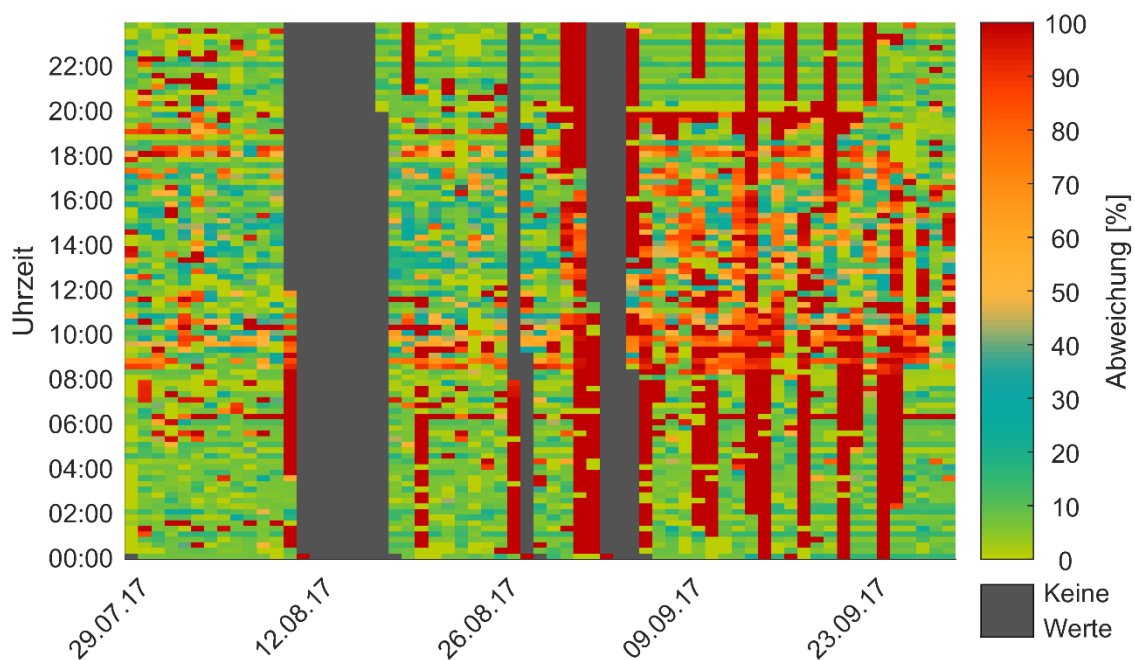


Abbildung 4-34: Fahrplanerfüllung nach Datum und Uhrzeit ID111

Für den PV-Batteriespeicher ID111 wird die Fahrplanerfüllung in Abbildung 4-34 gezeigt. Im ersten Monat des dargestellten Fahrplanbetriebs wird ein insgesamt hoher Erfüllungsgrad erreicht, wobei Mitte August und Anfang September je ein Ausfall der Messwert- bzw. Fahrplanübermittlung zu verzeichnen ist. Dabei treten nachts tendenziell geringere Abweichungen auf, da der Fahrplanbetrieb hier nicht durch die starken stochastischen Einflüsse der PV-Einspeisung beeinträchtigt wird. Tagsüber sind die Erfüllungsgerade dagegen etwas geringer, da hier die volatile PV-Einspeisung zum Laden der Batterie genutzt wird. Dabei sind insbesondere die Morgen- und frühen Abendstunden mit geringer Solarstrahlung von höheren Abweichungen geprägt. Im Laufe des Septembers kommt es während des Tages durch die insgesamt geringere und volatilere PV-Einspeisung zu höheren Abweichungen, wobei auch hier die Morgen- und Abendstunden einen Schwerpunkt bilden. Im September sind im Gegensatz zur Auswertung des Augusts deutliche Fahrplanabweichungen am Abend und in der Nacht feststellbar. Hier blieb der Batteriespeicher größtenteils inaktiv, obwohl Fahrpläne sowohl zum Laden als auch Entladen vorlagen, was durch Fehler in der Umschaltung zwischen PV- und Netzbetrieb zu erklären ist. Ursächlich ist dafür, dass die eingesetzte Firmware, die externe Eingriffe in das Speicherverhalten erlaubt, lediglich prototypischen Charakter hat und nicht in allen Betriebsfällen zuverlässig reagiert. In der letzten Septemberwoche dagegen werden wieder sehr gute Erfüllungsgrade erreicht.

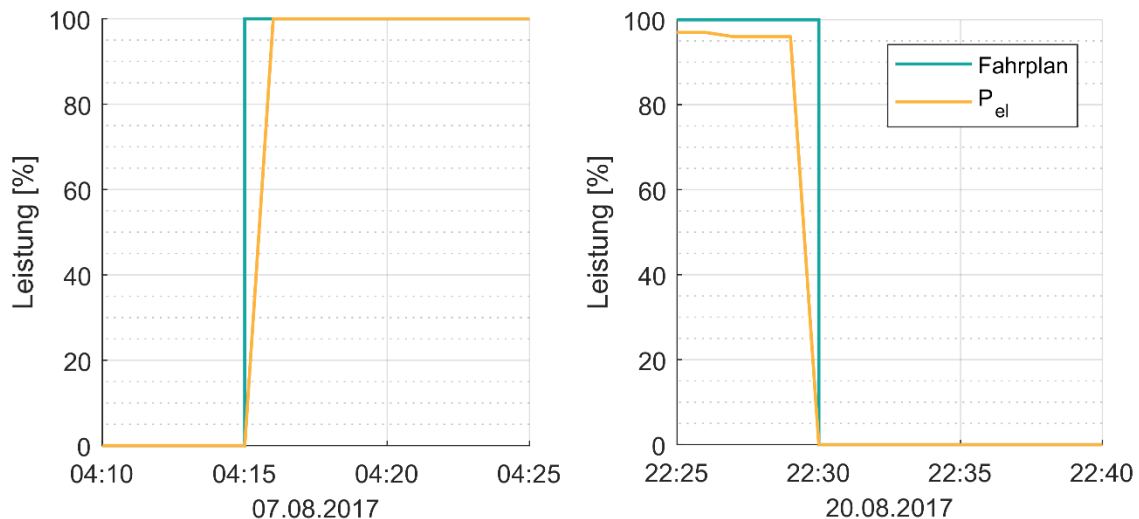


Abbildung 4-35: Anlagenreaktion auf Fahrplanänderung in positiver (links) und negativer Richtung (rechts) ID111

Eine detaillierte Auswertung einer Leistungsanforderung bzw. -Reduktion ist für einen Entladevorgang für zwei Beispieltage in Abbildung 4-35 dargestellt. Die Batterie folgt dem Fahrplan bei der Leistungsanforderung sehr schnell und hält die Sollleistung anschließend sehr konstant. Dagegen liegt die Istleistung bei dem gezeigten Ausschaltvorgang zunächst leicht unter dem Sollwert. Die Steuerung der Batterie reduziert die Leistung bereits kurz vor dem vom Fahrplan geforderten Abschaltzeitpunkt, so dass dieser exakt erreicht wird.

Die wirtschaftliche Auswertung der Anlage ID111 wird in Abbildung 4-36 für mehrere Wochen dargestellt. Dabei zeigt sich insgesamt sowohl für den optimierten Fahrplan als auch die Messwerte der Fahrplanumsetzung eine wirtschaftliche Wahl der Lade- und Bezugszeiten.

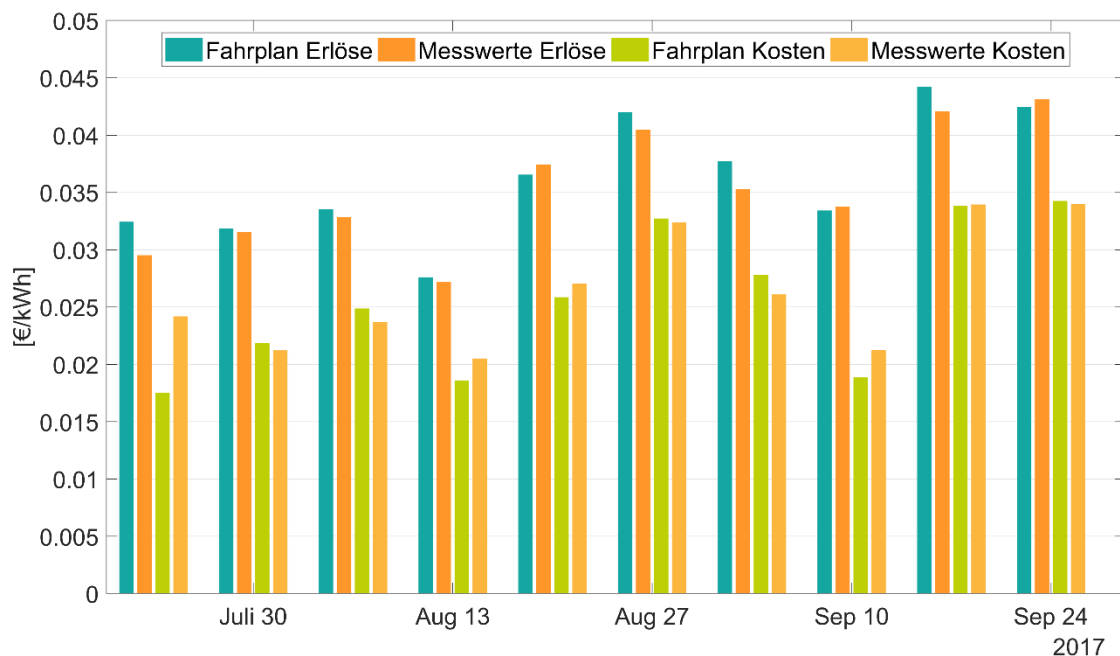


Abbildung 4-36: Wirtschaftlicher Vergleich simulierter, optimierter und realer Betrieb ID111

Dabei schwankt die Gesamthöhe der mittleren Preise genauso wie die Differenz der mittleren Erlöse und Kosten in Abhängigkeit der Marktpreisprognosen. Der gemessene Betrieb erreicht dabei in den meisten Wochen ähnliche Werte wie der zugrundeliegende Fahrplan. Dabei ist anzumerken, dass die Messwerte für einzelne Wochen Mitte August und Anfang September durch die gezeigten Ausfälle der

Kommunikationsverbindung teils nur auf einer geringeren Datengrundlage basieren. In einzelnen Wochen erreicht der tatsächliche Betrieb sogar eine leicht höhere Wirtschaftlichkeit als durch das Modell prognostiziert, da hier z. B. der Speicherfüllstand durch geringere Verluste zeitweise höher war als angenommen. Auch bei diesem Batteriespeicher sind bei der dargestellten Betrachtung der mittleren Erlöse und Kosten die Verluste des Speichers sowie Umrichters zu beachten, die insgesamt höhere Ladeenergiemengen erfordern.

Weitere Erkenntnisse:

In Bezug auf die Einbindung in einen virtuellen Speicher ist bei einem PV-Batteriespeicher zu prüfen, ob ein Fahrplanbetrieb während des Tages tatsächlich praktikabel und wirtschaftlich vorteilhaft ist. Wie zuvor gezeigt, sind die Erfüllungsgrade während des Tages durch die Nutzung des PV-Stroms grundsätzlich volatiler als im Netzbetrieb. Hier könnten defensivere Lade- und Entladevorgaben unter Nutzung eines Sicherheitsfaktors für die Einstrahlungsprognose zwar zu höheren Erfüllungsgraden, gleichzeitig aber zu einer geringeren Nutzung des verfügbaren PV-Stroms führen. Stattdessen wären Betriebsmodelle denkbar, die den Batteriespeicher tagsüber in einen lokalen Betrieb versetzen, bei dem der Eigenverbrauch des Objektes unter Nutzung der PV-Energie optimiert wird. In den Abendstunden könnte der Speicher dann dem virtuellen Speicher übergeben werden, der diesen anschließend bis zum Sonnenaufgang am folgenden Tag zum Fahrplanbetrieb mit Netzbezug nutzen kann.

4.5 Dezentrale Optimierungsplattform

Im Rahmen der Umsetzung der Infrastruktur der dezentralen Plattform haben sich verschiedene Problemstellungen ergeben: Gründe hierfür sind zum einen die Komplexität der Modellberechnung (Erläuterungen siehe Abschnitt 4.5.1), zum anderen die Zeitdifferenz zwischen Zustandsänderung der Anlage und dem Berechnungsintervall (genauer beschrieben im Abschnitt 4.5.2).

4.5.1 Rechenkapazität

Die Rechenkapazität auf den für die lokalen Agenten bei den Anlagen verwendeten Raspberry-Pi-Systemen ist deutlich begrenzt, was insbesondere in Bezug auf die Laufzeit der Fahrplanoptimierung negativ wirkte. Hierbei kamen vor allem die ganzzahligen Entscheidungsvariablen, welche für die Mindestlaufzeiten und Anlagenzustände AN/AUS verwendet wurden, im Optimierungsproblem zum Tragen. So benötigte ein Iterationsdurchlauf des BHKW-Modells über 144 Zeitschritte 10 Minuten Rechenzeit auf dem Raspberry Pi. Da mehrere Iterationen für eine finale Modellberechnung notwendig sind und die Berechnung jede Viertelstunde geschehen soll, wird hierdurch die obere Zeitschranke gerissen. Um die Optimierungsdurchläufe in der vorgesehenen Zeit berechnen zu können, wurde das Berechnungsverfahren um einen stochastischen Ansatz ergänzt, welcher die Belegung der Integer-Variablen vorgab. Hierbei wird auf eine Lösung des ganzzahligen Problems verzichtet und es können rein lineare Lösungsansätze verwendet werden. Zu Beginn jedes Viertelstundenintervalls wird auf dem lokalen Einsatzplaner zunächst eine Fahrplanoptimierung durchgeführt, bei welcher die Mindestleistung der Anlage nicht berücksichtigt wird. Der Fahrplan dieses Durchlaufes wird im Folgenden normalisiert und dient als Wahrscheinlichkeitsverteilung zur Belegung der Entscheidungsvariablen aus dem MILP-Ansatz. Nach zufälliger Festlegung der Ganzzahligkeitsbedingungen wird zunächst die Einhaltung der Mindest-Ein- und Ausschaltzeiten überprüft und der resultierende Fahrplan ggf. angepasst. Durch Verwendung einer Monte-Carlo-Simulation wird anschließend der – hinsichtlich der lokalen Zielfunktion – beste Fahrplan ausgewählt. Auf diese Weise kann trotz der begrenzten Rechenkapazität der eingesetzten Hardware ein Fahrplan mit ausreichender Güte ermittelt werden.

Das Ergebnis einer Belegung basierend auf diesem Algorithmus ist in Abbildung 4-37 dargestellt. Die resultierende Belegung wird für alle Optimierungsdurchläufe in diesem Intervall verwendet. Die Berechnung eines Intervalldurchlaufes unter Verwendung des stochastischen Ansatzes benötigt 2 Sekunden auf der Zielplattform, ist folglich um den Faktor 300 schneller als der gemischt-ganzzahlige Ansatz.

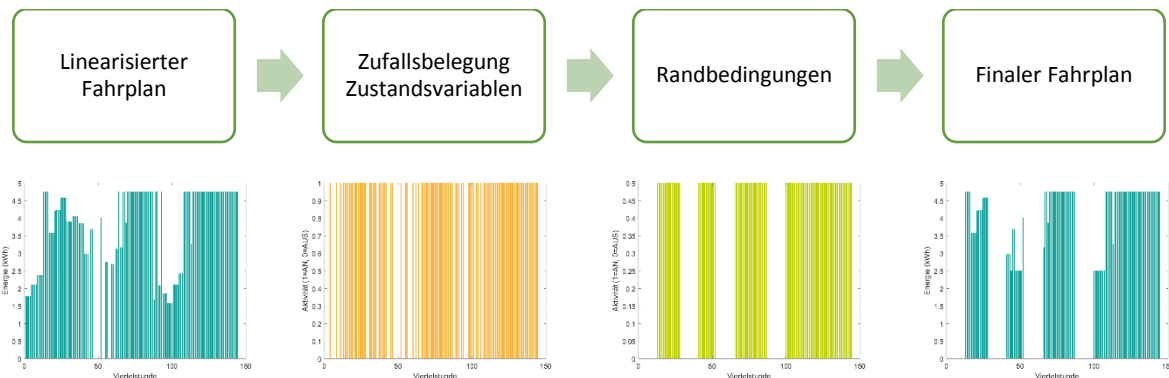


Abbildung 4-37: Berechnung der Belegung der Anlagenstatus-Binärvariablen und des finalen Fahrplans über ein linearisiertes Problem am Beispiel des BHKW ID 101

4.5.2 Zeitpunktdifferenz Anlagenzustand und Modellberechnungsintervall

Zur Berechnung des optimalen Anlagenfahrplans werden die jeweils aktuellen Anlagenmesswerte berücksichtigt. Für die Beachtung von Mindestlauf- und -stillstandszeiten kommt hierbei insbesondere dem Zustand *EIN* bzw. *AUS* der Anlage eine Bedeutung zu. Bei der Berechnung der Fahrpläne wird nach einem Wechsel dieses Zustands der neue Zustand für die jeweilige Mindestzeit gehalten. Da die Berechnung im Viertelstundentakt erfolgt, bei einem Wechsel des Anlagenstatus dieser von der Anlage jedoch erst nach Berechnungsstart gemeldet wurde, kam es zu einem stetigen Zustandswechsel. Die daraus resultierenden stetigen Wechsel des Anlagenzustands sind in Abbildung 4-38 dargestellt. Dort sind drei jeweils nacheinander berechnete Fahrpläne dargestellt. Bei den Fahrplänen für die erste und dritte Viertelstunde des Tages wurde aus der vorhergehenden Viertelstunde vom BHKW der Zustand *AUS* gesendet, daher wurde dieses für die Mindestzeit nicht eingeschaltet. Während der ersten Viertelstunde wurde das BHKW jedoch aufgrund des vorhergehenden Fahrplans aktiviert und die Zustand *EIN*-Meldung wurde für den Fahrplan der zweiten Viertelstunde berücksichtigt. Behoben wurde dies, indem grundsätzlich der als Fahrplan gesendete Zustand anstelle des von der Anlage übermittelten Werts verwendet wurde.

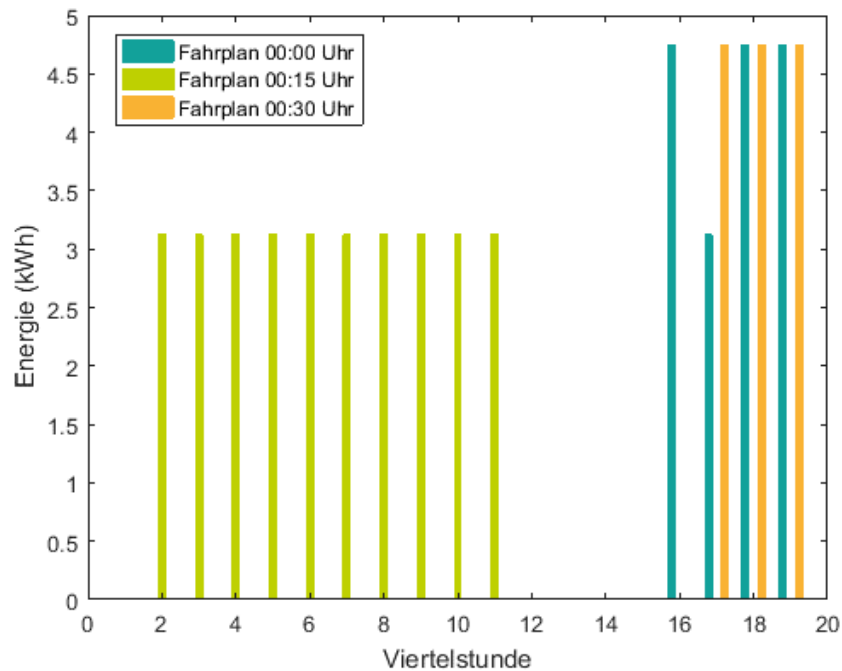


Abbildung 4-38: Darstellung der ersten Viertelstunden aus drei aufeinanderfolgenden Fahrplänen für das BHKW 101 basierend auf der Zustandsmeldung des BHKWs und daraus resultierenden Wechsel der Zustands-haltung

4.5.3 Verzögerter Aufbau und Erkenntnisse aus dem verkürzten Betrieb

Insbesondere die Laufzeitproblematik in Verbindung mit der Anforderung eines viertelstündlichen Optimierungsintervalls resultierte in einem verspäteten Aufbau des dezentralen Konzeptes. Als erste Anlage wurde die Wärmepumpe 103 angebunden. Der Hardwareaufbau und die Kommunikation mit der Anlage über die VHP-Ready-Schnittstelle konnte problemlos durchgeführt werden. Durch einen Defekt der Wärmepumpe, welcher nicht kurzfristig behoben wurde, konnte die Qualität der Optimierung allerdings nicht verifiziert werden. Als zweite Anlage wurde das BHKW 101 in die dezentrale Optimierung aufgenommen. Hier trat zunächst das in Abschnitt 4.5.2 beschriebene Problem auf. Überdies führten Defekte an der Anlage auch zu einer Beschränkung der für eine finale Auswertung zur Verfügung stehenden Daten auf einen geringeren Zeitraum.

Der Erfüllungsgrad des Fahrplans des BHKW ID101 aus dem dezentralen Betrieb wurde gemäß der Definition aus Abschnitt 4.4.3 errechnet und ist in Abbildung 4-39 dargestellt. Die Fahrplantreue ist im Verhältnis zur Jahreszeit mit der des zentralen Optimierungsansatzes qualitativ vergleichbar. Eine Bewertung der Fahrplantreue – insbesondere auch in Bezug auf das ganzjährige Verhalten – sollte im Rahmen weiterer Forschung betrachtet werden.

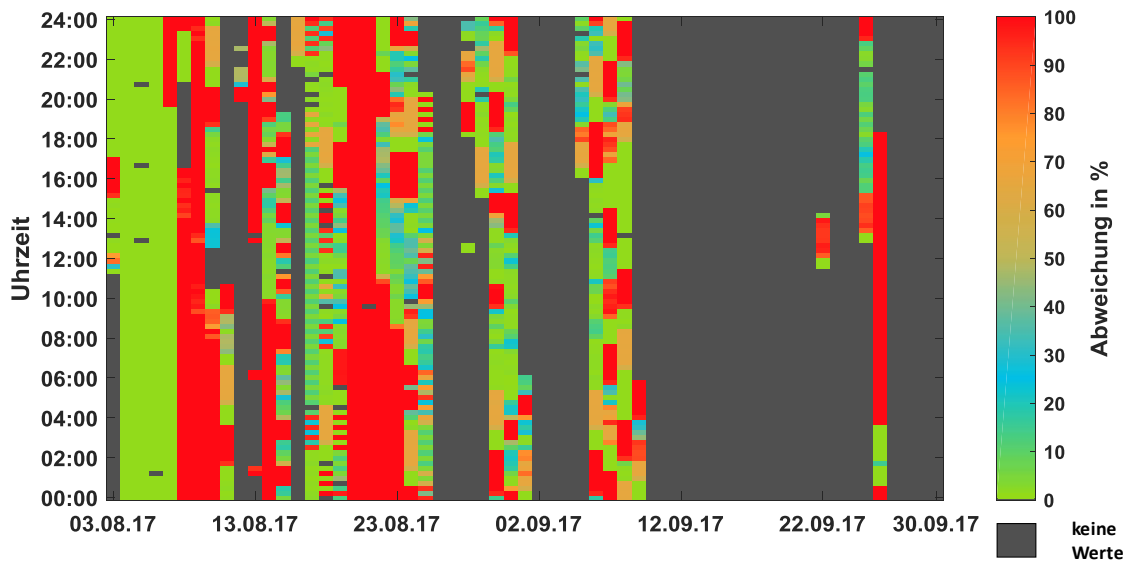


Abbildung 4-39: Fahrplanabweichung BHKW ID101 im dezentralen Betrieb.

4.6 Herausforderungen und Erkenntnisse aus dem Feldtest

Die wesentlichen Punkte der zuvor dargestellten Erkenntnisse aus dem Feldtest werden im Folgenden zusammengefasst.

In Bezug auf die Steuerung und IKT-Infrastruktur hat sich auf der einen Seite die Heterogenität der Anlagenschnittstellen als große Hürde herausgestellt. Die Anbindung verschiedener Schnittstellen ist zwar größtenteils technisch lösbar, aber oft nur mit einem hohen materiellen und personellen Aufwand zu realisieren und daher nicht wirtschaftlich abbildbar. Hier wäre eine einheitliche Schnittstelle ab Werk gerade bei kleineren Anlagen notwendig. Mögliche Lösungsansätze bieten VHP_{READY} oder EE-BUS. Auf der anderen Seite stellten die großen Datenmengen der Prognosen, Messwerte und Fahrpläne die Server und Datenbanken vor große Herausforderungen. Hier mussten im Laufe des Feldtests Methoden und Lösungen gefunden werden, die den Anforderungen nach Zuverlässigkeit und Geschwindigkeit gerecht werden.

Der Betrieb der zentralen Optimierungsplattform lieferte zahlreiche Erkenntnisse über die spezifische Eignung der verschiedenen Anlagen im Feldtest für den Betrieb in einem virtuellen Speicher. Die Heterogenität der Anlagen spiegelte sich auch in der Modellbildung wider. Prinzipiell müsste jede Anlage sowie das zu versorgende Objekt zunächst unter Berücksichtigung der verschiedenen Jahreszeiten intensiv vermessen und beobachtet werden, bevor es in den Fahrplanbetrieb versetzt werden kann. In Bezug auf die Messwerte hat sich gezeigt, dass die elektrische Seite der Anlagen gut erfasst werden konnte. Bei zukünftigen Messsystemen sollte zu Steuerungszwecken darauf geachtet werden, dass tatsächlich nur der Motor, Kompressor bzw. Wärmeerzeuger selbst und weder Nebenaggregate noch weitere Verbraucher im Haushalt erfasst werden. Gegebenenfalls ist eine Untermessung direkt vor dem Wärmeerzeuger zu empfehlen. Besonders in Hinblick auf die Wärmebedarfsprognose und Modellierungsaspekte wie COP und Verlustleistungen wurde deutlich, dass der thermischen Seite der Anlagen ein deutlich höherer Messaufwand zukommen muss. Die Anlagen mit großen Pufferspeichern reagierten dabei weniger empfindlich auf Abweichungen durch die verschiedenen Prognosen. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass Anlagen mit kleinen Speichern technisch von

einer deutlichen Erhöhung des Detaillierungsgrades von Modellierung, Messung und Prognose profitieren würden. Hierdurch würden die ohnehin hohen Kosten der Anlagenanbindung jedoch weiter steigen. Die Steuerung der BHKWs zeigte, dass die Versorgungsaufgabe bei Planungen immer mitberücksichtigt werden sollte. Ein im Verhältnis zur Versorgungsaufgabe klein dimensioniertes BHKW wird kaum Flexibilität für den Strommarkt bereitstellen können. Bei den Wärmepumpen wurde der Einfluss der Speichergröße im Vergleich deutlich. Ein klein dimensionierter Pufferspeicher führt zu einem häufigen Erreichen der Grenztemperaturbereiche und somit einem lokalen Überschreiben des Fahrplans. Die Elektrospeicherheizungen zeigten zwar wiederholte Abweichungen vom Fahrplan, haben aber ein, gemessen am Aufwand der notwendigen Umrüstung, hohes Optimierungspotenzial. Bei allen Strom-Wärme-Anlagen sind die jahreszeitlichen Abhängigkeiten der Flexibilität und Energiemengen besonders zu berücksichtigen. Der virtuelle Speicher verändert sich im Laufe des Jahres deutlich. Bei Batteriespeichern muss abgewogen werden, ob ein vollständiger Fahrplanbetrieb zur Optimierung nach Marktpreisen sinnvoll ist, oder ein kombinierter Betrieb mit Ausgleich von Mindermengen oder Eigenverbrauchsoptimierung zu wählen ist.

Die Umsetzung des dezentralen Konzeptes in der Praxis zeigte, dass die Rechenzeit der Optimierungsmodelle ein begrenzender Faktor in Bezug auf den Detailgrad der Optimierung ist. Es wurden entsprechende Lösungsansätze entwickelt, welche sich in Bezug auf die Umsetzbarkeit als Lösung erwiesen. Die Qualität dieser Modelle im Vergleich mit nicht probabilistischen Lösungsansätze bietet eine Basis für weitere Forschung.

5. Einbettung in das energiewirtschaftliche Umfeld, Vermarktungsoptionen und Endkundenprodukte

Um den virtuellen Speicher über den Feldversuch hinaus auch in der Praxis etablieren zu können, muss er konform zu den regulatorischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgestaltet werden. Zugleich ist erforderlich, dass das Konzept in einem wettbewerblichen Umfeld und unter der Zielsetzung einer marktorientierten Flexibilitätsnutzung für alle beteiligten Akteure (Aggregatoren, Endkunden und Verteilnetzbetreiber) wirtschaftliche Erfolgsaussichten bietet. Für Endkunden bedeutet dies, dass das Überlassen der Flexibilität an einen Aggregator zu einer finanziellen Besserstellung im Vergleich zu Eigenverbrauchslösungen und zu bestehenden oder alternativen Vertragsverhältnissen zur Belieferung bzw. Abnahme von Strom führen muss. Aggregatoren stehen dagegen vor der Herausforderung, die gebündelte Flexibilität möglichst wertbringend zu vermarkten und regulierungs- sowie marktconforme Geschäftsmodelle zu entwickeln, welche ein nachhaltiges Erwirtschaften von eigenen Deckungsbeiträgen ermöglichen.

Vor diesem Hintergrund werden in Abschnitt 5.1 die grundsätzlichen Möglichkeiten einer marktorientierten Bewirtschaftung des virtuellen Speichers beleuchtet, in Abschnitt 5.2 die aktuellen Hemmnisse in der Umsetzung durch regulatorische Vorgaben aufgezeigt und in Abschnitt 5.3 die Ergebnisse einer modellbasierten wirtschaftlichen Potenzialermittlung präsentiert. In Abschnitt 5.4 wird das zuvor verwendete Optimierungsverfahren testweise zu einem stochastischen Optimierungsansatz erweitert. Abschließend gibt Abschnitt 5.5 anhand von Szenarien für das Jahr 2030 einen Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen.

5.1 Marktorientierte Bewirtschaftung des virtuellen Speichers

Dem Projektziel folgend soll sich die Bewirtschaftung des virtuellen Speichers und damit die Fahrweise der Anlagen an übergeordneten (Markt-)Preissignalen orientieren. Diese dienen als Indikatoren für den Flexibilitätsbedarf im Stromversorgungssystem und übernehmen die aus gesamtwirtschaftlicher Sichtweise effiziente Koordination von Angebot und Nachfrage nach Flexibilität. Solange für Endkunden die Möglichkeit zur direkten Marktteilnahme nicht gegeben ist und an den Märkten Mindestgebotsgrößen existieren, ist das Anlagenpooling durch einen Aggregator Voraussetzung für die marktorientierte Bewirtschaftung. Abschnitt 5.1.1 zeigt auf, wie Aggregatoren Zugang zu entsprechenden Großhandelsmärkten erlangen können und welche Marktprodukte dort für einen virtuellen Speicher genutzt werden können. Die Abschnitte 5.1.2 bis 5.1.4 gehen auf Handelsstrategien zur optimalen Bewirtschaftung bzw. zum Verkauf der Flexibilität ein. Für den Einkauf der Flexibilität auf den Endkundenmärkten müssen vom Aggregator im Gegenzug Endkundenprodukte entworfen werden, die finanzielle Anreize für Anlagenbesitzer bieten, ihre Flexibilität bereit zu stellen. Dieser Aspekt wird in Abschnitt 5.1.5 beleuchtet.

5.1.1 Verkauf der Flexibilität: Großhandelsmärkte und Marktprodukte

Märkte und Marktprodukte für Fahrplanenergie

Das Flexibilitätspotenzial des virtuellen Speichers zeichnet sich durch eine kurzfristige und zugleich begrenzte Verfügbarkeit aus. Daher bietet sich im Bereich des Handels mit Fahrplanenergie eine sinnvolle Bewirtschaftung des Portfolios nur an den Spotmärkten an. Nach Definition der EPEX SPOT umfassen

diese die Day-Ahead-Auktionen, die sogenannte 15 Minuten-Intraday-Eröffnungsauktionen⁹ und den kontinuierlichen Intradayhandel. Die Einführung der Viertelstunden-Intraday-Eröffnungsauktionen, die Schaffung neuer Handelsprodukte (sog. „Smart-Blocks“) und die Verkürzung des Handelsschlusses im kontinuierlichen Intradayhandel von 45 auf 30 Minuten vor physischer Erfüllung zeigen, dass sich die Bedingungen für eine gezieltere Vermarktung von Flexibilitäten, Speichern und wärmegekoppelten Anlagen an den Spotmärkten in den letzten Jahren kontinuierlich verbessert haben.

Der Zugang zu den Spotmärkten kann auf direktem oder indirektem Weg erfolgen. Der direkte Marktzugang ist mit einer vollwertigen Börsenmitgliedschaft verbunden, die im Rahmen eines Zulassungsprozesses erlangt werden muss. Aggregatoren, die nicht ohnehin bereits Börsenmitglied sind, haben abzuwägen, ob die Erlöspotenziale der Vermarktung an den Spotmärkten in einer sinnvollen Relation zu den Kosten des direkten Marktzugangs stehen. So lassen sich die laufenden Aufwendungen je nach Art und Anzahl der gebuchten Marktzugänge mit 13.500 bis 33.000 € p. a. beziffern [21]. Darüber hinaus fallen insbesondere Kosten für qualifiziertes Handelspersonal („Trader“) an. Soll auch der kontinuierliche Intradayhandel genutzt werden, müssen mehrere Trader zur Verfügung stehen. Der indirekte Marktzugang bietet die vereinfachte Möglichkeit zur Teilnahme am Handelsgeschehen. Hier können die Handelsaktivitäten über ein bereits etabliertes Börsenmitglied, welches als Zwischenhändler (Broker) agiert, abwickelt werden.

Solange der virtuelle Speicher nur geringe handelbare Strommengen bereitstellen kann, stellt die Etablierung eines direkten Marktzugangs voraussichtlich keine kosteneffiziente Lösung dar. Daher liegt es nahe, dass Aggregatoren von der Expertise und der Infrastruktur eines etablierten Börsenmitglieds profitieren und hier entsprechende Kooperation aufbauen. Übernehmen (wie im Projekt) Stadtwerke die Rolle des Aggregators, bestehen in der Praxis bereits häufig Partnerschaften zu mit Börsenzugängen ausgestatteten Energiehandelsgesellschaften. Damit ein virtueller Speicher gemäß dem übergeordneten Projektziel eingesetzt wird, ist wesentlich, dass derartige Kooperationen die Steuerung bzw. Optimierung anhand der aktuellen Preissignale der Strommärkte zulassen. Die bisher zwischen Stadtwerken und Handelsgesellschaften zumeist vereinbarten (Zeitzone-)Tarife orientieren sich nur an durchschnittlichen Börsenpreiseniveaus und bilden die tatsächlichen Schwankungen der Wind- und Solarstromeinspeisungen nicht ab. Dies bedeutet, dass die Optimierung für den Spotmarkthandel entweder direkt durch die Handelsgesellschaften zu erfolgen hat, oder dass die Abrechnung auf Basis aktueller Marktpreise vorgenommen werden muss, solange die Optimierung durch die Stadtwerke durchgeführt wird.

Als Produkte für die Bewirtschaftung des virtuellen Speichers stehen an den Spotmärkten vielfältige Varianten von Block-, Stunden- und Viertelstundenkontrakten zur Verfügung. Auch können bereits kleine Strommengen gehandelt werden (Stundenkontrakt 100 kWh, Viertelstundenkontrakt 25 kWh). Für die Ableitung von Handelsstrategien (vgl. Abschnitt 5.1.2) ist bedeutend, dass der auktionsbasierte Handel am Vortag um 12:00 bzw. 15:00 Uhr geschlossen wird und sich je Kontrakt ein für alle Auktionsteilnehmer gültiger Preis bildet („Market Clearing Price“, MCP). Im kontinuierlichen Intradayhandel können dagegen fortlaufend Handelsgeschäfte getätigt werden, hier bildet sich für jedes bezuschlagte Gebot ein individueller Preis zwischen zwei Marktteilnehmern („pay-as-bid“).

⁹ Da Handelsschluss hier am jeweiligen Vortag ist, wird die 15-Minuten-Intraday-Eröffnungsauktion im Folgenden, insbesondere in Kapitel 5.3, begrifflich den Day-Ahead-Spotmärkten zugeordnet.

Märkte und Marktprodukte für Systemdienstleistungen

Im Bereich der Systemdienstleistungen kann die Flexibilität auf den Regelleistungsmärkten veräußert werden. Wirtschaftliche Verwertungsmöglichkeiten für Kurzschlussleistung, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit oder Momentanreserve sind aktuell nicht gegeben, da hierfür entweder keine Märkte bzw. Preise existieren oder aber die technischen Voraussetzungen nicht erfüllt werden.

Der Zugang zu den Märkten für Regelleistung erfordert einen Rahmenvertrag zwischen Aggregator und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Hierfür ist insbesondere die Erfüllung der technischen Präqualifikationsanforderungen Voraussetzung. Diese wurden, ebenso wie das Ausschreibungs- und Produktdesign für Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung, im Verlauf der letzten Jahre zugunsten kleiner Anbieter und kurzfristig verfügbarer Flexibilität angepasst. Um bestehende Markteintrittsbarrieren abzubauen, gibt es aktuell ebenso Anpassungen in den Bestimmungen zur Marktkommunikation und zur Abrechnung für Aggregatoren, die letztverbraucherseitige Flexibilität in fremden Bilanzkreisen als Regelleistung vermarkten (sogenannte „Drittpartei-Aggregatoren“) [22].

Bedeutend für virtuelle Speicher ist, dass die Mindestleistungs- bzw. Mindestgebotsgrößen für alle drei Regelleistungsarten durch ein Anlagenpooling erreicht werden können. Weiterhin ist hervorzuheben, dass die Anforderungen bzgl. der Erbringungszeiträume auch im Rahmen einer Besicherung durch mehrere Anlagen innerhalb eines Portfolios, d. h. durch Substituierung zwischen mehreren Kraftwerken bzw. Anlagenpools, erreicht werden können. Für Speicher (und abschaltbare Lasten) wurden darüber hinaus explizite Regelungen geschaffen, die die Einschränkungen im Arbeitsvermögen berücksichtigen [23], [24]. Die Mindesterbringungs- bzw. Vorhaltungszeiträume sind zwar ein wesentliches Kriterium für die Präqualifikation, in der Praxis lösen sich die einzelnen Regelleistungsarten i. d. R. jedoch spätestens innerhalb eines einstündigen Zeitraumes gegenseitig voneinander ab. Für den darüber hinaus gehenden Ausgleich sorgen dann üblicherweise die Bilanzkreisverantwortlichen durch Handelsgeschäfte im Intradaymarkt.

Die Möglichkeiten zur Teilnahme am Markt für Primärregelleistung (PRL) sind je nach Ausgestaltung des Anlagenpools im virtuellen Speicher stark durch technische Restriktionen bzw. mangelnde Präqualifikationsfähigkeit und das aktuelle PRL-Produktdesign beschränkt: Anlagen im Bestand sind nicht mit der erforderlichen automatischen Netzfrequenzregelung ausgestattet. Hierzu sind umfangreiche Umrüstungen notwendig, auch ist die Technik noch nicht für die breite Masse der für einen virtuellen Speicher in Frage kommenden Anlagen verfügbar. Weiterhin sind die Anforderungen an die Modularität zumeist nicht erfüllt. Bedingt durch die kurze Aktivierungszeit (innerhalb von 30 Sekunden), die Mindesterbringungszeit und die symmetrische Wochenzeitscheibe für positive wie negative PRL wären Wärmepumpen, Elektrospeicherheizungen und BHKWs im kontinuierlichen Teillastbetrieb zu fahren. Entsprechende Fahrpläne sind aus Gründen der objektspezifischen Wärmenachfrage zumeist nicht umsetzbar. Thermische Speicher wie auch Batteriespeicher hätten je nach Kapazität und angebotener Leistung enge Grenzen bzgl. des zulässigen oberen und unteren Ladezustands einzuhalten. Weiterhin verhindert die lange Vorlaufzeit der Gebotsabgabe (jeweils dienstags für die Folgewoche) eine an kurzfristigen Prognosen ausgerichtete Einsatzplanung. Daher würde, unabhängig von der technischen Umsetzbarkeit, die Teilnahme am Markt für PRL die Flexibilität des virtuellen Speichers stark reduzieren und einer bedarfsorientierten, an den Spotmarktpreisen ausgerichteten Stromproduktion bzw. -nachfrage entgegenstehen.

Für die Sekundärregelleistung (SRL) und die Minutenregelleistung (MRL) können die Präqualifikationsanforderungen bei den im Projekt betrachteten Anlagen zumeist erfüllt werden. Allerdings besteht bei der SRL die Notwendigkeit der technischen Umrüstung für die Einbindung in den Regelkreis des Leistungsfrequenzreglers beim Anschluss-ÜNB. Weiterhin behindern hier der wöchentliche Ausschrei-

bungsmodus und die Länge der Produktzeitscheiben (12 Stunden) eine sinnvolle Flexibilitätsbewirtschaftung. Durch den Wechsel auf kalendertägliche Ausschreibungen für den Folgetag und auf vierstündige Produktzeitscheiben ab Juli 2018 kann das Marktsegment der SRL für virtuelle Speicher zukünftig an Bedeutung gewinnen [25], [26]. Auch wird die eigenständige Marktteilnahme von kleinen Aggregatoren durch Ausnahmeregelungen erleichtert, nach denen die Mindestangebotsgröße von 1 MW für die SRL und die MRL zur Anwendung kommen kann.

5.1.2 Handelsstrategien für die Spotmärkte

Die Wahl und die Ausgestaltung der Handels- bzw. Gebotsstrategie stellt ein komplexes mehrstufiges sequenzielles Entscheidungsproblem mit intertemporalen technischen Restriktionen dar. Dabei müssen Preis- und Mengenentscheidungen bzgl. Kauf oder Verkauf für aktuelle und zukünftige Handelszeitpunkte unter Unsicherheit getroffen werden. Ziel einer Handelsstrategie ist die Maximierung der (erwarteten) Deckungsbeiträge und die Minimierung der (erwarteten) Preis-/Mengenrisiken. Sobald zusätzlich zu den Spotmärkten an den zeitlich vorgelagerten Regelleistungsmärkten gehandelt wird, bilden die dort abgeschlossenen Geschäfte eine wesentliche Randbedingung für den Handel an den Spotmärkten. Auch erfordern Änderungen der Rahmenbedingungen im marktlichen und regulatorischen Umfeld eine kontinuierliche Anpassung der Strategien. Zur Ableitung von Gebotsstrategien für einen virtuellen Speicher sind zunächst dessen spezifische Restriktionen zu reflektieren:

Im Gegensatz zu Pumpspeichern, die bei der Stromproduktion Grenzkosten von null aufweisen, fallen bei Betrieb der BHKWs im virtuellen Speicher variable Kosten an, d. h. die Grenzkosten sind größer null und im Anlagenverbund nicht immer klar bezifferbar. Weiterhin muss die Strategie, bedingt durch die Wärmekopplung, stets zu einem technisch realisierbaren Fahrplan führen. Liegt eine Wärmelast vor, die nicht aus dem Wärmespeicher gedeckt werden kann, muss Strom produziert und verkauft werden. Für Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen gilt umgekehrt, dass Strom dann verbraucht, also gekauft, werden muss. Ein virtueller Speicher weist daher nur solange Flexibilität auf, wie sich aus den Restriktionen der Wärmelastdeckung kein Zwang zur Wärmeproduktion ergibt.

Auch sind wegen zumeist unklarer Grenzkosten für eine optimierte Gebotsstrategie Preisprognosen von besonderer Bedeutung. Im Bereich des Auktionshandels stehen hierfür etablierte Verfahren zur Verfügung, für den kontinuierlichen Handel sind verlässliche Prognosen bislang jedoch nicht verfügbar. Eine Herausforderung besteht darin, dass im kontinuierlichen Handel nicht ein markträumender Preis (MCP), sondern ein Preisverlauf für jede Stunde bzw. Viertelstunde ermittelt werden muss. Da in der aktuellen Literatur erste Ansätze für entsprechende Prognosemodelle vorgestellt werden, ist zu erwarten, dass sich Verfügbarkeit und Qualität der Vorhersagen zukünftig verbessern (siehe [27], [28]). Aus den Preisbildungsmechanismen und den Produktspezifikationen im jeweiligen Marktsegment ergeben sich auch Implikationen für die Gebotsstrategie, die nachfolgend kurz diskutiert werden. Anschließend werden grundsätzliche Gebotsstrategien erörtert.

Auktionsbasierter Handel

Im auktionenbasierten Handel führt der Preisbildungsmechanismus des MCP dazu, dass unlimitierte Gebote (Bieten zum Minimal- bzw. Maximalpreis) immer bezuschlagt werden, d. h. sie stellen sicher, dass ein technisch realisierbarer Fahrplan zustande kommt. Unlimitierte Gebote kommen üblicherweise für nicht direkt vermarktete EEG-Strommengen, Residualmengen der Portfoliooptimierung, wärmegeführte KWK-Anlagen, Laufwasserkraftwerke und nicht wirtschaftlich regelbare Kraftwerke zur Anwendung [29]. Für einen virtuellen Speicher können sie ebenso genutzt werden, bergen allerdings das Risiko von Verlusten, da u. U. eine Nutzung des Speichers bei ungünstigen Preiskonstellationen erfolgt. Als Alternative können limitierte Gebote (Bieten zwischen Minimal- bzw. Maximalpreis) in Betracht gezogen werden. Diese können zwar zu technisch nicht realisierbaren Fahrplänen führen, solange die

Möglichkeit besteht im nachgelagerten kontinuierlichen Handel Geschäfte abzuschließen, ist dieses Risiko jedoch ggf. vertretbar. Um Kontrakte mit unvorteilhaften Preisen bzw. Preisspreads im Day-Ahead-Handel zu vermeiden, können insbesondere auch die „Smart Block“ Gebote genutzt werden.

Limitierte Gebote in Höhe der Grenzkosten erwirtschaften im Auktionshandel bei kleinen (und mittelgroßen) Portfolien die höchsten Deckungsbeiträge. Grund ist, dass damit die Zuschlagswahrscheinlichkeit maximiert wird, während der sich einstellende MCP durch die eigenen Gebote unbeeinflusst bleibt und im Mittel oberhalb der eigenen Verkaufsgebote liegt. Für eine einfache Erzeugungsoption (Kraftwerk) gilt daher, dass die optimalen Gebote für den Auktionshandel stets der Höhe der Grenzkosten entsprechen [30], [31], [32]. Die optimale Gebotsstrategie für einen klassischen Speicher ist dagegen abhängig vom (erwarteten) zukünftigen Wert des Speicherfüllstands und von den potenziellen Gewinnen aus der Volatilität der Preise bzw. der Preisspreads. Der minimale/maximale Preis für Verkaufs- bzw. Kaufgebote ergibt sich hier durch die Opportunitätskosten der anderweitigen Veräußerung bzw. Beschaffung [33]. Für die Verkaufsgebote des virtuellen Speichers sollte der Grenzpreis daher dem Grenzerlös einer alternativen Verwendung des Speicherinhalts entsprechen, z. B. einer späteren Wärmeverwendung. Desgleichen sollten bei einem Stromkaufgebot die Opportunitätskosten einer alternativen Beschaffung von Strom bzw. Wärme die Grundlage für den Gebotspreis bilden.

Da die Volumenrestriktion eines Wärmespeichers mit der eines Pumpspeichers vergleichbar ist, kann die Flexibilität des virtuellen Speichers grundsätzlich ebenso im kontinuierlichen Handel positioniert werden, wie dies bei Pumpspeichern der Fall ist. Je größer die Kapazitäten der Wärmespeicher im Anlagenverbund des virtuellen Speichers sind, desto eher können Gebote für den Kauf oder Verkauf von Strom zu den Zeiten platziert werden, wenn dies am vorteilhaftesten ist. Sofern die technische Möglichkeit besteht und die Handelsanbindung an diesem Marktplatz gegeben ist, kann eine nachträgliche Optimierung der Ergebnisse bzw. Fahrpläne aus dem Auktionshandel vorgenommen werden. Da der kontinuierliche Handel von der physischen Erfüllung der Auktionskontrakte entbindet, kann er immer dazu genutzt werden, Handelsgeschäfte abzuschließen, die den in den Auktionen getätigten entgegen gerichtet sind. Dies eröffnet die Möglichkeit einer ständigen Reoptimierung der Kaufs- und Verkaufsmengen auf Grundlage von neuen Informationen.

Kontinuierlicher Handel

Im kontinuierlichen Handel ändern sich die oben diskutierten Implikationen für den Auktionshandel dahingehend, dass die Möglichkeiten bzw. Erwartungen der nachträglichen Optimierung bereits in der Gebotsstrategie des Auktionshandels berücksichtigt werden müssen. Sobald die Notwendigkeit zur vortäglichen Festlegung technisch realisierbarer Fahrpläne (Ausschluss des Mengenrisikos) nicht mehr vorliegt, können im Auktionshandel weniger häufig unlimitierte Gebote abgegeben werden. Führen die Handlungsergebnisse aus den Auktionen zu einem realisierbaren Fahrplan, kann der kontinuierliche Handel dazu genutzt werden, um in Abhängigkeit von aktuellen Preisrelationen nachträgliche Optimierungen durchzuführen. Ist das Ergebnis aus den Auktionen ein voraussichtlich nicht realisierbarer Fahrplan, entsteht hieraus die Notwendigkeit, im kontinuierlichen Handel aktiv zu werden und bei gegebenen Preisen eine bestmögliche Optimierung durchzuführen.

Entscheidend für die Gebotsstrategie im kontinuierlichen Handel ist, dass limitierte Verkaufsgebote in Höhe der Grenzkosten keine Deckungsbeiträge erzielen. Aufgrund des Pay-as-bid-Mechanismus entspricht der Erlös bei einer Annahme des Gebots genau den Grenzkosten. Weiterhin stehen für die Kauf- bzw. Verkaufsgebote grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Auswahl: Einerseits können eigene Gebote eingestellt werden, d. h. es muss über den Zeitpunkt, den Preis und die Menge entschieden werden. Andererseits können vorhandene Gebote anderer Marktteilnehmer angenommen werden, wozu lediglich beurteilt werden muss, ob der Preis vorteilhaft ist. Dabei ist grundsätzlich eine kontinuierliche

Aktualisierung der Preiserwartungen erforderlich, um möglichst gewinnbringende Gebote erstellen bzw. solche aus vorhandenen Geboten auswählen zu können.

Da für die Entwicklung und Umsetzung von Handelsstrategien für die Spotmärkte Optimierungsverfahren von entscheidender Bedeutung sind, wird hier folgende Klassifizierung vorgenommen:

- Strategien ohne Optimierung
- Strategien basierend auf einfacher deterministischer Optimierung
- Strategien basierend auf mehrfacher deterministischer Optimierung
- Strategien basierend auf stochastischer Optimierung

Strategien ohne Optimierung

Ohne Optimierung können Gebote nur auf Grundlage vordefinierter Entscheidungsregeln, z. B. auf Basis von Heuristiken, abgegeben werden. Für den Verkauf in den Auktionen könnte als einfache Regel gelten, immer unlimitierte Verkaufsgebote einzustellen, sobald ein Preis oberhalb des Grenzerlöses einer alternativen Verwendung (s. o.) prognostiziert wird. Die entsprechenden Gebotsmengen ergeben sich aus den technischen Restriktionen, wie der verfügbaren elektrischen Leistung oder der Deckung des Wärmebedarfs bei wärmegekoppelten Anlagen.

Strategien basierend auf einfacher deterministischer Optimierung

Kennzeichnend für eine deterministische Optimierung ist, dass diese Form der Optimierung bei vorgegebenen Preisen zu genau einer optimalen Gebotsmenge je Zeitschritt führt („Punktgebote“). Somit ist nicht bewertbar, ab oder bis zu welchem Preis eine andere Gebotsmenge vorteilhafter wäre. Aussagen über eine (optimale) Gebotskurve können daher nicht getroffen werden.

Unlimitierte Punktgebote führen bei den Auktionen dazu, dass die Realisierung des Fahrplans sichergestellt ist, da alle gebotenen Mengen kontrahiert werden, d. h. ein Mengenrisiko liegt nicht vor. Das Preisrisiko ist hier in hohem Maße von der Qualität der Preisprognosen abhängig: Unterschreitet der MCP im Falle von Verkaufsgeboten das Grenz- bzw. Opportunitätskostenniveau, können negative Deckungsbeiträge nur kompensiert werden, solange sich im kontinuierlichen Handel ein vorteilhaftes Gegengeschäft für den Kauf der gleichen Strommenge abschließen lässt. Umgekehrt führt ein MCP über dem Grenz- bzw. Opportunitätskostenniveau bei Kaufgeboten zu einer Situation, in der die gekauften Strommengen kostengünstiger selbst hätten produziert werden können.

Das unlimitierte Bieten im Rahmen der vortägigen Auktionen steht einer kurzfristigen, deckungsbeitragsmaximierenden Vermarktung entgegen. Das Flexibilitäts- und Erlöspotenzial des virtuellen Speichers kann mit dieser Strategie voraussichtlich nicht optimal ausgenutzt werden. Auch stehen aufgrund der Vorab-Kontrahierung der Speicherkapazitäten keine Mengen für den kontinuierlichen Handel zur Verfügung. Dieser kann nur noch dazu genutzt werden, bestehende Kontrakte durch günstigere zu substituieren oder Anlagenausfälle und Prognoseabweichungen auszugleichen. Indem statt unlimitierter Punktgebote „Smart-Block“-Gebote genutzt werden, kann versucht werden sicherzustellen, dass die Preisspreads der Kauf- und Verkaufsgebote ausreichend sind, so dass keine Verluste aus dem Speicherbetrieb entstehen.

Limitierte Punktgebote auf Grundlage einer einfachen deterministischen Optimierung führen dazu, dass die Mengen zum prognostizierten Preis im Auktionshandel eingestellt werden. Abweichungen des MCP vom prognostizierten Preis haben hier zur Folge, dass diejenigen Verkaufsmengen nicht bezuschlagt werden, für die sich ein MCP unter dem Gebotspreis eingestellt hat. Umgekehrt werden Kaufgebote nicht ausgeführt, wenn sich ein MCP oberhalb des Gebotspreises ergibt. Daher besteht grundsätzlich die Gefahr, dass technisch nicht realisierbare Fahrpläne zustande kommen. Fehlmengen aus

der Day-Ahead-Auktion können jedoch, nach erneuter Optimierung, in der darauffolgenden 15 Minuten-Intraday-Auktion positioniert werden. Das Risiko der Fehlmengen ist solange vertretbar, wie verbleibende Mengen im kontinuierlichen Handel ausgleichbar sind.

Strategien basierend auf mehrfacher deterministischer Optimierung

Das Preisrisiko der unlimitierten Gebote und das Mengenrisiko der limitierten Punktgebote kann reduziert werden, indem mehrere Optimierungsläufe für verschiedene Preisszenarien durchgeführt werden. Ausgehend von den prognostizierten Börsenpreisen können dies z. B. zwei weitere Optimierungsläufe mit höheren und niedrigeren Preisen sein. Hiermit sind Aussagen über die mit der Preisvariation verbundene Mengenänderung möglich. Einzelne Gebote können daher mehrere Preis-/Mengenkombinationen beinhalten, so dass auch bei von der Prognose abweichendem MCP, Teilmengen kontrahiert werden. Abweichungen des MCP vom Prognosepreis, welche die Preisszenarien über- bzw. unterschreiten führen nach wie vor zu einer Nicht-Kontrahierung der gebotenen Kauf- bzw. Verkaufsmengen.

Strategien basierend auf stochastischer Optimierung

Zur Ableitung einer optimierten Gebotsstrategie können stochastische Methoden zur Anwendung kommen, die die Unsicherheiten der Prognosen explizit berücksichtigen. Abschnitt 2.2 stellt eine mögliche Form der stochastischen Optimierung vor, aus der sich stückweise lineare Gebotskurven mit mehreren Preis-/Mengenkombinationen für jeden Gebotszeitpunkt ableiten lassen. In Abhängigkeit vom sich einstellenden MCP werden bei hohen Preisen größere Mengen als bei niedrigen Preisen verkauft, für Kaufgebote gilt Entsprechendes umgekehrt. Stochastische Gebotsstrategien können damit die Risiken und Chancen, die sich aus den Abweichungen der tatsächlichen Marktpreise von den Prognosen ergeben, besser berücksichtigen. Über die Preisprognosen hinaus können weitere Unsicherheiten, z. B. die erwarteten Wärmelasten, in die Gebotsstrategie einbezogen werden.

5.1.3 Handelsstrategien für die Regelleistungsmärkte

Für die Angebotsstrategien auf den Regelleistungsmärkten gilt es zu berücksichtigen, dass frühzeitig realisierbare Deckungsbeiträge in Konkurrenz zu kurzfristiger abschließbaren Geschäften treten. Dies ist insbesondere für die PRL von Bedeutung, da hier Gebote mit einem zeitlichen Vorlauf von einer Woche abgegeben werden müssen und die Abschätzungen zu den Entwicklungen an den anderen Märkten mit hohen Unsicherheiten behaftet sind. Prinzipiell gilt dies auch für die SRL und die MRL, hier sind die Handelsentscheidungen spätestens fünf Stunden (Intraday-Eröffnungs-Auktion) bzw. zwei Stunden (Day-Ahead-Auktion) vor dem Handelsschluss an den Spotmärkten zu treffen.

Gebote für die SRL und MRL müssen Entscheidungen über Gebotsvolumen (Leistung) sowie Leistungs- und Arbeitspreise enthalten. Zu beachten ist, dass für den Zuschlag im Regelfall nur der Leistungspreis ausschlaggebend ist und dieser bei Zuschlag einen sicheren Erlös darstellt. Da aus Sicht des Anbieters bei der Leistungsvorhaltung immer von einem Abruf ausgegangen werden muss, enthalten die Gebote implizit auch die Entscheidungen über die Arbeitsmengen. Allerdings sind die Erlöse daraus eine weiterhin unsichere Größe. Ein Anbieter wird aber die erwarteten Erlöse des Regelleistungsabrufs auch bei der Kalkulation seines Leistungspreisgebotes einbeziehen.

Bedingt durch das Pay-as-bid-Verfahren an den Regelleistungsmärkten ist bei der Gebotserstellung die Berücksichtigung des Verhaltens der anderen Marktteilnehmer nötig. Anhand der veröffentlichten Auktionsergebnisse können sowohl das historische Gebotsverhalten der Marktteilnehmer als auch die Zeitpunkte und Mengen der tatsächlichen abgerufenen Regelleistung für das entsprechende Produkt untersucht werden. Aufgrund der in der Vergangenheit zu beobachtenden hohen Autokorrelation der

Preise empfiehlt es sich dabei, die Gebote auf die zuletzt am Markt (vorheriger Tag bzw. Woche) beobachteten Preise abzustimmen. Hieraus lassen sich Gebotsstrategien ableiten, die auf einfachen Entscheidungsregeln [34] oder auf der analytischen Bestimmung des optimalen Gebotes [35], [36] basieren.

Einfache Entscheidungsregeln

- **Marginales Gebot:** Als Gebotspreis wird das marginale erfolgreiche historische Gebot (Grenzgebot) gewählt. Dies geht mit einem potenziell hohen Erlös aus dem Leistungspreis einher, birgt aber ein hohes Risiko, nicht bezuschlagt zu werden.
- **Minimales Gebot:** Als Gebotspreis wird das Minimum der erfolgreichen historischen Gebote gewählt. Niedrigen, im Extremfall ausbleibenden, Erlösen aus dem Leistungspreis stehen hier hohe Chancen bezuschlagt zu werden gegenüber.
- **Mittlere Gebote:** Als Gebotspreis wird der Median oder der Mittelwert der bezuschlagten historischen Gebote gewählt. Dabei können eine mittlere Zuschlagshäufigkeit und durchschnittliche Erlöse erwartet werden.

Diese Entscheidungsregeln können analog für die Bestimmung des Arbeitspreises angewendet werden, die beschriebenen Zusammenhänge gelten dann für den Abruf der Regelleistung.

Analytische Bestimmung des optimalen Gebotes

Eine exaktere Beschreibung der historischen Daten kann anhand von Verteilungsdichtefunktionen oder Polynomen erfolgen. Dies erlaubt die Modellierung von Zuschlags- bzw. Abrufwahrscheinlichkeiten und von Erlöserwartungswerten. Das optimale Gebot ergibt sich hier aus der Preis-/Mengenkombination mit dem höchsten Erlöserwartungswert (vgl. [35]). Neben der deterministischen Ableitung von Erwartungswerten, können hier auch stochastische Verfahren zum Einsatz kommen. In diesem Falle werden ähnlich zu den Prognosen der Spotmarktpreise, z. B. mithilfe von Monte-Carlo-Simulationen, unterschiedliche Szenarien generiert und Unsicherheiten bzgl. des Gebotverhaltens der anderen Marktteilnehmer explizit berücksichtigt.

Die beschriebenen Verfahren können lediglich zur Ermittlung von Gebotspreisen und Abrufwahrscheinlichkeiten angewendet werden. Das Gebotsvolumen (vorzuhaltende Leistung in MW) ist i. d. R. das Ergebnis eines deterministischen oder stochastischen mathematischen Modells, welches den Handel an den verschiedenen Spot- und Regelleistungsmärkten im Rahmen einer integrierten Betrachtung optimiert. Möglichkeiten zur Implementierung des Regelleistungsmarktes in Modelle zur Unterstützung von Handelsentscheidungen werden z. B. in [35], [36] oder [37] aufgezeigt.

5.1.4 Nutzung des virtuellen Speichers für das Bilanzkreismanagement

Gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) sind Bilanzkreisverantwortliche (BKV) zur viertelstündlichen Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise aufgefordert und zur Herstellung ausgeglichener Bilanzkreise verpflichtet. Da die Ausgleichsenergiepreise mit mehrwöchiger Verzögerung bekanntgegeben werden und die Abrechnung zwischen BKV und ÜNB nur monatlich erfolgt, stellen die Kosten bzw. die Erlöse aus der Ausgleichsenergie eine unsichere Position für den BKV dar. Um die Fahrplanabweichungen zu minimieren und die mit der Ausgleichsenergie verbundenen finanziellen Risiken abzumildern, stehen dem BKV grundsätzlich zwei (kombinierbare) Möglichkeiten zur Verfügung:

Aktive Bewirtschaftung des Bilanzkreises: Erwartete Fahrplanabweichungen können an den Kurzfristmärkten zu bekannten Preisen ausgeglichen werden. Der kurzfristige außerbörsliche Handel ermöglicht dies, bei entsprechender Liquidität, auch nach Handelsschluss im kontinuierlichen börslichen Intraday-Handel.

Vermeidung von Abweichungen vom zuletzt gemeldeten Fahrplan durch bilanzkreisinternen Redispatch: Die Flexibilität des virtuellen Speichers könnte als „bilanzkreisinterner Regelenergiepool“ eingesetzt werden. Im Rahmen dieses Anwendungsszenarios kann zwischen reaktivem und antizipativem Redispatch unterschieden werden (s. u.).

Als weitere Strategie kommt das gezielte Abweichen vom gemeldeten Fahrplan in Betracht. Auch wenn dies aufgrund der Vorgaben der BNetzA offiziell nicht zulässig ist, werden die Optionen und die Anreize dazu am Ende dieses Kapitels kurz aufgegriffen. Zuvor werden die Möglichkeiten zur Verbesserung der Fahrplantreue erörtert.

Fahrplantreue durch reaktiven Redispatch

Hier würde die Flexibilität für das fortlaufende und möglichst genaue Abfahren des gemeldeten Fahrplans genutzt. Dies setzt die kontinuierliche Übertragung von Messwerten aller dem Bilanzkreis zugeordneten Anlagen voraus, da der aktuelle energetische Zustand des gesamten Bilanzkreises jederzeit bekannt sein muss (flächendeckender Einsatz von Smart-Metering). Darüber hinaus müsste die modulierbare Echtzeitsteuerung des Anlagenverbunds im virtuellen Speicher gegeben sein. Erfolgen Messung und Steuerung in z. B. Minuten- oder Fünfminutenintervallen, könnten Informationen über grobe Abweichungen zum Anfang jeder Viertelstunde für die laufende Überprüfung des erwarteten Bilanzkreissaldos genutzt werden und die Fahrweise im weiteren Verlauf der Viertelstunde angepasst werden. Eine explizite Prognosefähigkeit in Bezug auf die Bilanzkreissalden ist hier nicht erforderlich.

Für diese Strategie wären entsprechende Leistungen und Kapazitäten des virtuellen Speichers vorzuhalten. Teile der Flexibilität ständen nicht mehr zur Wertschöpfung durch anderweitige Vermarktung zur Verfügung, d. h. zur Quantifizierung eines etwaigen Zusatznutzens wäre der Wert der Fahrplantreue zu ermitteln. Hierzu ist zunächst zu hinterfragen, ob sich die im bisherigen Verlauf der Viertelstunde beobachteten Abweichungen nicht ohnehin durch zufällige, entgegengesetzte Abweichungen im weiteren Verlauf der Viertelstunde ausgeglichen hätten. Solange unterstellt wird, dass Schwankungen in der Last wie in der Erzeugung im bisherigen Viertelstundenverlauf zufällig (d. h. nicht autokorreliert) sind, beträgt der Erwartungswert für Abweichung im weiteren Verlauf der Viertelstunde null. Zufällige Schwankungen können im Mittel nur dazu führen, dass keine zusätzlichen Ungleichgewichte aufgebaut werden, bestehende Ungleichgewichte werden durch sie dagegen nicht ausgeglichen. Dies bedeutet, dass eine Kompensation durch den virtuellen Speicher zu einer Besserstellung führt. Sobald die Abweichungen autokorreliert sind, können durch Inanspruchnahme von Flexibilität nicht nur die zufälligen, sondern auch die darüber hinaus gehenden Schwankungen ausgeglichen werden, d. h. der Einsatz des virtuellen Speichers wäre umso sinnvoller. Für die ökonomische Vorteilhaftigkeit müssten die vermiedenen Ausgleichsenergiekosten über dem Wert der alternativen Flexibilitätsverwendung (Vermarktung an Spot- und Regelleistungsmärkten) liegen. Daher wären beim reaktiven Redispatch die Prognose von zukünftigen Ausgleichsenergiepreisen ebenso erforderlich wie eine Implementierung der Strategie im gesamten Optimierungskonzept.

Fahrplantreue durch antizipativen Redispatch

Diese Strategie sieht vor, den virtuellen Speicher in den folgenden Viertelstundenschritten so zu steuern, dass Bilanzkreisabweichungen möglichst klein ausfallen. Neben der Verfügbarkeit von Informationen in Form von Ist-Daten (z. B. zeitnahe mindestens viertelstundenscharfe Last-, Erzeugungs- und Wetterdaten des gesamten Bilanzkreises) muss hierfür die Fähigkeit gegeben sein, kurzfristige und

kontinuierlich aktualisierte Prognosen erstellen zu können. Diese müssen darüber hinaus bewertet und in Form eines ständigen optimierten Redispatches berücksichtigt werden können. Die Ansprüche an die Informationsverarbeitungskompetenz beim Aggregator sind damit, im Vergleich zum reaktiven Redispatch, als noch höher einzustufen.

Für die Abschätzung der wirtschaftlichen Potenziale dieser Strategien ist zu reflektieren, inwiefern die Flexibilitätsvorhaltung für den Redispatch einen Mehrwert zur Alternative des Bilanzkreisausgleichs an den Kurzfristmärkten bietet. Unter der idealisierten Annahme von liquiden Märkten und Abwesenheit von Transaktionskosten würde jede Abweichung gegen die Märkte glattgestellt, auch würde die gesamte verfügbare Flexibilität über die Märkte veräußert. Es entstände kein Zusatznutzen durch eine Strategie, welche die Bilanzkreisabweichungen mit dem virtuellen Speicher glattstellt. Vorteile ergäben sich nur bei sehr kleinen Abweichungen, deren Energiemengen die kleinstmögliche Handelseinheit (im Intradaymarkt 25 kWh je Viertelstunde) unterschreiten und/oder wenn sich, insbesondere innerhalb der letzten 30 Minuten vor physischer Erfüllung, im außerbörslichen Handel kein Handelspartner findet.

Daher gilt, dass der bilanzkreisinterne Ausgleich von (erwarteten) Fahrplanabweichungen nur solange zusätzliche Gewinne erzielen kann, wie der Ausgleich durch entsprechende Geschäfte im kurzfristigen Handel nicht möglich ist oder sich mittlere Ausgleichsenergiepreise über den mittleren Spotmarktpreisen einstellen. Die Analyse historischer Ausgleichsenergiepreise (reBAP) zeigt jedoch, dass deren mittlerer Preis bisher eher darunterlag. Solange der eigene Bilanzkreissaldo unkorreliert zu den Preisschwankungen des reBAP ist, besteht zwar ein gewisses Risiko, dass bei einer hohen Unterdeckung auch der Ausgleichsenergiepreis hoch ist (und umgekehrt). Im Mittel wird für die Abweichungen jedoch der mittlere reBAP als Zahlung bzw. Erlös anfallen. Das wirtschaftliche Optimierungspotenzial des antizipativen Redispatches lässt sich daher, auch vor dem Hintergrund des Aufwandes für o. g. Informationsverarbeitung, als gering einstufen.

Gezieltes Abweichen vom gemeldeten Fahrplan

Ziel dieser Strategie ist nicht die Minimierung der Ausgleichsenergiekosten, sondern die Maximierung des (erwarteten) Nutzens eines unausgeglichene Bilanzkreises durch Antizipation von Ausgleichsenergiepreisen und Regelzonensalden. Da letztere mit nur wenigen Minuten Verzögerung veröffentlicht werden, kann abgeschätzt werden, ob sich der Netzregelverbund in den folgenden Viertelstunden in der Unter- oder Überspeisung befinden wird. Insbesondere bei großen Ungleichgewichten im Stromnetz kann erwartet werden, dass sich die Daten als gute Prädiktoren für die folgenden Abweichungen eignen und dass sich auch das Vorzeichen des Regelzonensaldos kurzfristig nicht ändert. Da die aktuellen Auktionsergebnisse der Regelleistungsausschreibungen ebenfalls verfügbar sind, und bekannt ist, dass die Minutenregelleistung nur sehr selten aktiviert wird, können verhältnismäßig zuverlässige Prognosen über die Kosten der (Sekundär-) Regelleistungsabrufe und damit über die Ausgleichsenergiepreise erstellt werden [38].

Da der reBAP an die Intraday-Börsenpreise gekoppelt ist und in einzelnen Viertelstunden erhebliche Aufschläge von über 100 €/MWh möglich sind [39], können für BKV Anreize entstehen, den eigenen Bilanzkreis zu überspeisen, wenn der NRV unterspeist ist und der erwartete positive reBAP über dem erwarteten Intradaypreis für einen Verkauf in der entsprechenden Viertelstunde liegt. Umgekehrt kann eine Unterspeisung des Bilanzkreises bei überspeistem NRV ökonomisch vorteilhaft sein, sobald entweder ein negativer reBAP prognostiziert wird oder bei erwartetem positiven reBAP dieser unter dem erwarteten Intradaypreis für einen Kauf in der entsprechenden Viertelstunde liegt. In der kurzfristigen Betrachtung kann dieser Strategie zwar ein systemdienlicher Charakter zugeschrieben werden. Langfristig besteht jedoch die Gefahr der Destabilisierung des Stromnetzes, aus der sich für die ÜNB die Notwendigkeit zur Vorhaltung von zusätzlicher Regelleistung ergeben kann [40].

Schlussfolgerungen für den Einsatz im Rahmen des Bilanzkreismanagements

Die Analysen haben gezeigt, dass sich aus der Verwendung von Flexibilität für eine bilanzkreisinterne Optimierung der Fahrplantreue keine praxisrelevanten Strategien ableiten lassen. Fehlende Informationen und außerordentliche Prognoseanforderungen stehen dem ebenso entgegen wie die Hypothese, dass bei funktionierenden Kurzfristmärkten kein Zusatznutzen im Vergleich zur Fahrweise gegen den Markt entstehen kann. Die einzig umsetzbare und ökonomisch verwertbare Strategie des gezielten Abweichens ist aus rechtlich-regulatorischen Gründen zu verwerfen.

5.1.5 Einkauf der Flexibilität: Endkundenprodukte und Endkundentarife

Eine Konkretisierung der Endkundenprodukte erfordert zunächst eine Segmentierung der Endkundenmärkte. Diese sollte anhand der rechtlich-regulatorischen Einordnungsmöglichkeiten der Endkunden (vgl. Abschnitt 5.2), den objekt- und anlagentypischen Spezifika und den ökonomischen Potenzialen der Flexibilitätsoptionen geschehen. Zusätzliches Unterscheidungskriterium ist, ob die Endkunden bereits im Besitz einer Anlage sind oder ob das Endkundenprodukt auch mit dem Verkauf der Anlage verknüpft ist bzw. Formen von Contracting/Leasing/Miete beinhaltet. Für alle Marktsegmente ist die stromseitige Tarifgestaltung wesentlicher Bestandteil des jeweiligen Endkundenproduktes. Daher liegt im Folgenden der Fokus auf den hierfür zugrundeliegenden ökonomischen Zusammenhängen.

Aus Aggregatorsicht stellen die Endkundenprodukte eine Kombination aus einer vertraglichen Verpflichtung zur Stromlieferung bzw. -abnahme und einer Flexibilitätsoption dar. Für die Konkretisierung der Endkundentarife ist einerseits zu entscheiden, wie der potenzielle Wert der Flexibilitätsoption zwischen den Vertragspartnern aufgeteilt wird. Andererseits ist zu bestimmen, welche Preis- und Mengenrisiken aus Bilanzkreis- und Handelsperspektive mit der Speicherbewirtschaftung verbunden sind und wie diese in den Tarifen abgebildet werden können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Risiken einer flexiblen und kurzfristigen Bewirtschaftung des virtuellen Speichers generell nur schlecht über Termingeschäfte absicherbar sind. Klassische Ansätze des Risikomanagements, wie die strukturierte Beschaffung, können daher nicht zur Anwendung kommen. Auch führen die Verlagerungen von Verbrauch oder Erzeugung nicht zu wesentlichen Veränderungen der gesamten abzurechnenden Energiemengen, sondern zu kurzfristigen Änderungen in den Last- oder Erzeugungsprofilen. Diese sind nur über den Spotmarkt ausgleichbar, wenn sie bekannt bzw. prognostizierbar sind. D. h. die Bilanzkreisrisiken werden von Verfügbarkeit und Qualität der Fahrplanprognosen bestimmt.

Zusätzlich bestehen Handelsrisiken, denn sobald die Flexibilitätsoption vom Aggregator nicht optimal genutzt werden kann, müssen die Strommengen zu ungünstigen Großhandelspreisen beschafft bzw. veräußert werden. So können hohe Auslastungsgrade der Anlagen (z. B. im Winter) bei fehlenden thermischen Speicherkapazitäten die Möglichkeiten einer flexiblen Betriebsführung stark einschränken. Der Wert der Flexibilitätsoption sollte sich daher in dem Endkundenprodukt widerspiegeln. Neben dem verfügbaren Speicher- und Verschiebepotenzial ist dieser Wert in hohem Maße davon abhängig, ob das Ausübungsrecht der Option auf Seiten des Endkunden (Übermittlung von Preissignalen) oder auf Seiten des Aggregators (direkte Steuerung) liegt. Die Ausgestaltungsform der Speicherbewirtschaftung ist daher eng verbunden mit der Bepreisung der Endkundentarife wie auch mit der Bilanzkreis-treue und den Bewirtschaftungsmöglichkeiten im Sinne einer möglichst optimierten Vermarktung der Flexibilität an den Großhandelsmärkten. Weiterhin sind im Zusammenhang mit der Ausgestaltungsform der Speicherbewirtschaftung auch Fragen der (nachhaltigen) Akzeptanz und der Anreizwirkung aus Endkundensicht zu reflektieren.

Endkundenprodukte bei direkter Steuerung

Die direkte Steuerung, wie im Feldtest des Projekts implementiert, gewährleistet die aggregatorseitig zentrale Optimierung des Anlagenpools. Hiermit verbunden ist die effiziente, marktpreisorientierte Bewirtschaftung des virtuellen Speichers wie auch die Möglichkeit zur verlässlichen Umsetzung netzseitiger Steuerungssignale. Durch die direkte Steuerung können die Bilanzkreisrisiken minimiert werden, die Handelsrisiken sind stark abhängig vom Flexibilitätspotenzial der Anlagen. Endkundertarife in Form von variablen Preisen haben hier keinen Einfluss auf die Betriebsführung, können jedoch zu Abrechnungszwecken genutzt werden. Dabei gilt, dass die Risiken und Chancen der marktorientierten Bewirtschaftung auf Endkundenseite umso mehr zahlungswirksam werden, je direkter der variable Tarif an die tatsächlichen Marktpreise gekoppelt ist. Untersuchungen zu Konsumentenpräferenzen haben jedoch gezeigt, dass Stromkunden fixe Tarife oder solche mit nur zwei festen Preisstufen (HT/NT) bevorzugen [41].

Ohne endkundenseitige Steuerung können Tarifmodelle mit fixen Arbeitspreisen zur Anwendung kommen. Für unterbrechbare Stromlieferungen, z. B. für Wärmepumpen, sind diese in der Praxis bereits etabliert. Je länger im Voraus die Tariffestlegung erfolgt, desto höhere Planungssicherheit bietet sie für die Endkunden. Da die Preisrisiken der marktorientierten Bewirtschaftung hier jedoch allein vom Aggregator getragen werden, muss dieser die Arbeitspreise für Bezug/Einspeisung von Strom mit entsprechenden Risikoaufschlägen/-abschlägen versehen. Alternativ bieten sich Tarifmodelle an, die hohe bzw. niedrige fixe Arbeitspreise mit nachträglich zu verrechnenden Bonus- bzw. Maluszahlungen kombinieren. Der Bonus entspricht der Zahlung einer Optionsprämie vom Aggregator an den Endkunden für das Überlassen der Flexibilität, er sollte sich am tatsächlichen Vermarktungserfolg der Flexibilität bemessen. Eine Herausforderung stellt dabei die Bewertung der Flexibilitätsoption dar. Prinzipiell ergibt sich deren Wert aus der Differenz der Beschaffungskosten/Verkaufserlöse zwischen wärmegeführtem und marktorientiertem Anlagenbetrieb. Dieser Optionswert kann nur anhand von Simulationsmodellen berechnet werden, welche die im wärmegeführten Betrieb erwartbaren Fahrweisen zeitlich hoch aufgelöst ermitteln¹⁰. Sobald eine ex-ante Kalkulation der Optionswerte und der Tarifbepreisung vorgesehen ist, sind beide Fahrweisen zu simulieren. Auch hierbei müssen Unsicherheiten über zukünftige Marktpreise und Wärmebedarfe über Risikoaufschläge bzw. -abschläge in dem jeweiligen Endkundertarif abgebildet werden.

Endkundenprodukte bei Übermittlung von Preissignalen

Die Speicherbewirtschaftung anhand der Übermittlung von Preissignalen setzt eine zeit- und/oder lastvariable Struktur der Endkundertarife voraus. Hiermit verbunden ist die endkundenseitige Anlagensteuerung, die manuell oder über automatisierte Energiemanagementsysteme (EMS) umgesetzt werden kann. Grundsätzlich müssen für eine lokale Einsatzplanung auch Wärmebedarfsprognosen auf Endkundenseite vorliegen. Die unzureichende Planbarkeit aus Aggregatorsicht sowie die eingeschränkten Möglichkeiten der Endkunden zur kontinuierlichen und kurzfristigen Reaktion auf die Preissignale und die damit verbundenen Bilanzkreis- und Handelsrisiken sprechen gegen die manuelle Steuerung. Weitere finanzielle Nachteile können auf Endkundenseite entstehen, sobald der Anlagenbetrieb aufgrund zeitlicher Restriktionen bei sehr hohen (Verbrauch) bzw. niedrigen (Erzeugung) Preisen geschieht. Zusätzlich können sich Systemungleichgewichte und kritische Netzsituationen verschärfen, wenn die Preissignale nicht zu den gewünschten Anpassungen der Betriebsweisen führen. Dies gilt

¹⁰ Eine beispielhafte Bewertung der projektspezifischen Flexibilitätsoptionen für den Hertener Anlagenpool wird in Kapitel 5.3 und 5.5.2 vorgenommen.

auch für einfache EMS, die über keine Feedback-Mechanismen verfügen und die Fahrpläne nicht mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf an den Aggregator kommunizieren können.

Endkundenprodukte, die auf der Übermittlung von Preissignalen basieren, wurden in den „E-Energy“ Projekten detailliert untersucht [42]. Zentrale Ergebnisse sind: je komplexer und dynamischer die Tarife und je wichtiger die kurzfristige und umfängliche Abrufbarkeit von Flexibilität, desto mehr wird eine Automatisierungslösung unverzichtbar. Die mengenmäßigen Verlagerungseffekte einer manuellen Steuerung liegen bei Haushalten nur im ein- bis niedrigen zweistelligen Prozentbereich. Zusätzlich sind die erzielbaren Effekte i. d. R. nicht nachhaltig, da das Interesse der Endkunden im Zeitverlauf nachlässt. Um durch die Übermittlung von Preissignalen im Rahmen von komplexen Tarifmodellen Verlagerungseffekte zu erzielen, wird auch in [41] der Einsatz von EMS empfohlen.

Variable Endkundentarife sind umso dynamischer/komplexer, je stärker die Endkundenpreise an die tatsächlichen Marktpreise gekoppelt sind. Je höher die Anzahl der Preisstufen sowie ihre Preisspreizungen und je kürzer die Gültigkeitszeiten sowie die Vorankündigungsfristen für Veränderungen, desto stärker verringern sich (bei Nutzung bidirektionaler EMS) die Bilanzkreis- und Handelsrisiken auf Seiten des Aggregators. Hiermit einher geht eine Abschwächung der Anforderungen an eine risikoadjustierte und anlagenspezifische Tarifikalkulation bzw. Bewertung der Flexibilitätsoption. Im Gegenzug partizipieren die Endkunden mit zunehmender Dynamisierung stärker an den marktseitigen Chancen und Risiken.

Sogenannte „Time Of Use“-Tarife, die wenige feste (oft mehrstündige) Zeitblöcke mit unterschiedlichen Preisen vorgeben und die i. d. R. über einen längeren Zeitraum sowie weit im Voraus festgelegt werden, eignen sich nicht für eine systemdienliche Nutzung des virtuellen Speichers. Die gewünschten Verlagerungseffekte werden hier (meist zufällig) nur erreicht, wenn die aktuelle Last- bzw. Erzeugungssituation des Gesamtsystems mit der vorab im Tarif abgebildeten Situation übereinstimmt. Ebenso wenig stellt das „Critical Peak Pricing“ ein geeignetes Tarifmodell dar, denn dieses basiert auf einer vertraglichen Festlegung des zeitlichen Umfangs und der Vorankündigungsfrist für vereinzelte sehr hohe bzw. niedrige Endkundenpreise. Abgesehen von diesen eventbasierten Preisen gilt üblicherweise ein Festpreis, d. h. zu diesen Zeiten besteht kein Anreiz zur Anlagensteuerung auf Seiten der Endkunden. Daraus folgt, dass Endkundentarife für eine marktorientierte Speicherbewirtschaftung durch Preissignale auf dem Ansatz des „Real Time Pricing“ basieren müssen. Um die tatsächliche Nachfrage nach Flexibilität im Gesamtsystem adäquat widerzuspiegeln, sollten die Preisinformationen möglichst kurzfristig und in hoher zeitlicher Auflösung an den Endkunden weitergegeben werden. Neben der vortägigen Übermittlung (nach Handelsschluss der auktionenbasierten Spotmärkte) kommen insbesondere auch kontinuierlich aktualisierte Intraday-Preisinformationen in Betracht. Prinzipiell könnten im Rahmen des „Real Time Pricing“ auch lokale Engpasssituationen im Verteilnetz berücksichtigt werden, indem das Tarifmodell mit den event-basierten Komponenten des „Critical Peak Pricing“ kombiniert wird: Zu den entsprechenden Zeitpunkten wären die Preissignale der Spotmärkte durch solche lokalen Preisaufschläge zu ergänzen, die im Idealfall zu einer bestmöglichen Ausnutzung der Netzkapazitäten führen.

Einen Sonderfall der Übermittlung von Preissignalen stellt der im Projekt untersuchte dezentrale Ansatz (vgl. Abschnitt 3.5 und 4.5) dar. Die an die lokalen EMS versendeten Preissignale reflektieren hier nicht einen zwischen Endkunden und Aggregator abrechenbaren Endkundentarif wie z. B. einen an den Börsenpreis gekoppelten variablen Arbeitspreis. Stattdessen handelt es sich um Preisvektoren, welche die Schattenpreise/Opportunitätskosten des gesamten virtuellen Speichers und die Preissensitivitäten der einzelnen Anlagen repräsentieren. Dabei wird die Preiskonfiguration durch randomisierte Preisaufschläge für jeden Zeitschritt bei jeder Iteration so lange verändert, bis ein ausgeglichener Summenfahrplan für alle Anlagen erreicht ist. Ein zentraler Einsatzplaner entscheidet dann auf Grundlage der Schattenpreise und der Preisprognosen für den Spotmarkt über die Bewirtschaftung der gesamten

Strommengen. Das Optimierungsergebnis des Pools entspricht dabei dem des zentralen Ansatzes (direkte Steuerung), allerdings sind dem Aggregator nicht die anlagenscharfen Fahrpläne, sondern nur der Summenfahrplan des gesamten Pools bekannt [20]. Da der Endkunde keinen direkten Einfluss auf die Fahrweise der Anlagen hat, kann das Recht zur Ausübung der Flexibilitätsoption im dezentralen Ansatz dem Aggregator zugeordnet werden. Die Konfiguration der Preissignale eignet sich nicht nur für die indirekte Steuerung der Anlagen, sondern prinzipiell auch für die Bepreisung der bezogenen bzw. eingespeisten Energiemengen im Sinne eines variablen Stromtarifs. Wird die Preiskonfiguration dagegen als indirektes Steuersignal interpretiert, kämen ebenso fixe, ggf. mit Bonus-/Maluszahlungen kombinierte, Endkundertarife infrage (s. o.).

Leistungspreise als Bestandteil der Endkundenprodukte

Für den Verbrauch von Strom kommen Leistungspreise bisher nur bei leistungsgemessenen Sondervertragskunden zur Anwendung. Sie zielen darauf ab, die Endkunden verursachungsgerecht an den vom Aggregator/Lieferanten an den Netzbetreiber zu entrichtenden Netznutzungsentgelten zu beteiligen. Tarifmodelle mit variablen Leistungspreisen für Verbraucher wurden detailliert in [43] untersucht, können aber bei der im Projekt implementierten Speicherbewirtschaftung durch direkte Steuerung vor dem Hintergrund folgender Überlegung ausgeschlossen werden:

Prinzipiell entspricht die Zahlung eines Leistungspreises einer Optionsprämie, dessen Ausübungsrecht (Leistungsbezug in Höhe X zu einem Zeitpunkt) an den Zahlenden, d. h. an den Endkunden, übergeht. Diese haben bei direkter Steuerung jedoch keinen Einfluss auf die Höhe des Leistungsbezugs und die damit verbundene Bepreisung der Lastspitze. Unabhängig davon ist die Lastspitze bei allen Anlagen, die nicht für einen modulierenden Betrieb ausgelegt sind, bereits durch die Nennleistung vordefiniert. Verlagerungen in der Last, die zur Reduktion der Summenhöchstlast und einer Vergleichmäßigung des Strombezugs des gesamten Aggregator-Portfolios im gleichen Netzgebiet führen, können unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen mit dem vermiedenen Leistungspreis des Netzbetreibers bewertet werden¹¹. Eine Beteiligung der Endkunden an etwaigen finanziellen Vorteilen ist über die Arbeitspreisgestaltung und/oder ein Bonussystem möglich.

Auch für flexible Erzeuger ist die Abbildung eines Flexibilitätswertes über einen separaten Leistungspreis nicht erforderlich, da die Bereitstellung von Leistung bzw. Erzeugungskapazität in funktionierenden Energy-Only-Märkten implizit über den Börsenpreis vergütet wird [44]. Für Erzeuger entspräche die Zahlung eines Leistungspreises (vom Aggregator) einer Vergütung für die Flexibilitätsbereitstellung, was ebenfalls im Rahmen einer energiemengenbezogenen Tarifierung (Arbeitspreise) und in Bonussystemen abrechenbar ist.

5.2 Hemmnisse in der Umsetzung durch regulatorische Vorgaben

Vorgaben durch den Gesetz- und Verordnungsgeber sowie Vorgaben durch ausführende Stellen wie die Bundesnetzagentur werden nachfolgend unter dem Begriff regulatorische Vorgaben zusammengefasst. Sie entfalten ihre Wirkung auf mehreren Ebenen. Zunächst bestimmen sie die grundsätzlichen Möglichkeiten im Sinne einer technischen, organisationalen und institutionellen Umsetzbarkeit des Konzepts „virtueller Speicher“. Hier lässt sich feststellen, dass im Verlaufe der vierjährigen Projektlaufzeit zahlreiche Vorgaben zugunsten der Flexibilisierung dezentraler Lasten und Erzeuger angepasst wurden. Beispiele sind die Abschaffung der verpflichtenden Bilanzierung über Standardlastprofile für

¹¹ Hieraus resultierende Fehlanreize für eine marktorientierte Bereitstellung von Flexibilität durch mögliche höhere Netznutzungsentgelte werden in Kap. 5.2.1 aufgezeigt.

Endkunden mit einem Jahresstromverbrauch unter 100.000 kWh (vgl. § 12 StromNZV [45]), die Einführung der Pflicht zur Öffnung der Bilanzkreise für Regelleistungserbringung durch Aggregatoren [46] oder der Beschluss zum Rollout von intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen im Rahmen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende [47].

Weiterhin haben regulatorische Vorgaben bedeutenden Einfluss auf die aus Endkundensicht maßgeblichen Preise für verbrauchten und/oder eingespeisten Strom. So betrug der durchschnittliche Anteil der nicht wettbewerblichen Bestandteile am Brutto-Strompreis für Haushaltskunden im Jahr 2017 rund 80 % [48]. Ebenso sind die Preise für den aus EE- und KWK-Anlagen in das öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom zumeist durch gesetzliche Vorgaben zur Einspeisevergütung oder zur Marktprämie (geförderte Direktvermarktung) bestimmt. Die Anreizwirkungen, die von den Großhandelsmärkten ausgehenden Preissignale, werden daher durch die Regulierung reduziert und teilweise auch verzerrt. Sie beeinflusst damit stark das ökonomische Kalkül der Anlagenbesitzer im Sinne einer Bereitschaft zur Bereitstellung der Flexibilität für den virtuellen Speicher. Es zeigt sich, dass diese durch die regulatorischen Vorgaben aktuell stark eingeschränkt wird [49]. Die folgenden Abschnitte widmen sich den besonders relevanten regulatorischen Hemmnissen. Dabei werden die Anlagenbesitzer (welche aus Aggregatorsicht stets die zu akquirierenden Endkunden darstellen) in vier Endkundenkategorien aufgeteilt, innerhalb derer spezifische Hemmnisse identifiziert werden können.

5.2.1 Flexible Verbraucher

Endkunden mit Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen werden bislang überwiegend über sogenannte „Wärmestromtarife“ beliefert. Die Bewirtschaftung und Bilanzierung erfolgt dabei in der Regel über Standardlastprofile für unterbrechbare, temperaturabhängige Verbrauchseinrichtungen. Die Unterbrechung bzw. Freigabe erfolgt hier über die Rundsteueranlage des Netzbetreibers und ausschließlich seitens des Netzbetreibers. Gemäß § 14a EnWG [50] haben diese „denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird“. Sobald der Strom im Rahmen eines Schwachlasttarifs oder der dem Schwachlasttarif entsprechenden Zone eines zeitvariablen Tarifs (Schwachlaststrom) geliefert wird, kommen zusätzlich reduzierte Sätze für Konzessionsabgaben zur Anwendung (§ 2 KAV [51]). Diese Vergünstigungen führen dazu, dass Lieferanten Endkunden mit Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen wesentlich geringere Arbeitspreise anbieten können als für nicht (durch den Verteilnetzbetreiber) steuerbare bzw. unterbrechbare Verbraucher. In der Modellregion Herten betrug dieser Preisvorteil in den Jahren 2016 und 2017 netto rund 3,7 ct/kWh.

Voraussetzung für eine erfolgreiche Bewirtschaftung der flexiblen Verbraucher im virtuellen Speicher ist, dass die Steuerung anhand von Marktpreissignalen nicht zum Verlust der o. g. Privilegien im Bereich der Netzentgelte führt. Die bei einer marktorientierten Betriebsweise durch den Aggregator erzielbaren Beschaffungskostenvorteile (vgl. Kap. 5.3.2) könnten die entstehende Differenz voraussichtlich nicht ausgleichen. Das heißt, die Möglichkeiten eine im Vergleich zum Status quo („Wärmestromtarif“) vorteilhafte Endkunden-Tarifkalkulation vorzunehmen, wären stark eingeschränkt. Solange sich die hierzu erforderlichen Regelungen noch im gesetzlichen Abstimmungsprozess befinden (vgl. § 14a EnWG), besteht auch Unklarheit bzgl. der vertraglichen Ausgestaltung zwischen Aggregator und Verteilnetzbetreiber sowie bzgl. der erforderlichen Ausgestaltung der kommunikativen Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Für einen Erhalt der Preisvergünstigung im Bereich der Konzessionsabgabe ist es darüber hinaus notwendig, dass ein Tarifmodell, welches auf der flexiblen Bewirtschaftung basiert, als Schwachlasttarif bzw. Schwachlaststrom klassifiziert werden kann. Von beson-

derer Relevanz für die (reduzierten) Netzentgelte und Konzessionsabgaben ist, dass die Vergünstigungen nicht an fest vorgegebene und vom Netzbetreiber vorab bestimmte Zeitzonen („HT/NT Zeitfenster“) gekoppelt werden¹². Solange die Zeitzonen, auf historischen Daten basierend, jährlich im Voraus bestimmt werden, können sie die tatsächliche Situation im Verteilnetz nicht abbilden. Dies gilt umso mehr, je stärker die Durchdringung mit fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren im jeweiligen Netzgebiet ausfällt.

Sobald der Anlagenpool des virtuellen Speichers auch Verbraucher umfasst, die unter die Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV [52] fallen (atypische und stromintensive Netznutzer, insbesondere größere Unternehmen mit Anschluss an die Mittel- oder Hochspannungsebene), ergeben sich vergleichbare Hemmnisse. Solche Verbraucher haben Anspruch auf deutlich reduzierte Netzentgelte, wenn ihre Lastspitzen in die vorab definierten Schwachlastzeitfenster des Netzbetreibers fallen oder ihr Lastprofil ein hohes und gleichmäßiges Verbrauchsverhalten aufweist. Auch hier kann eine marktorientierte kurzfristige Bewirtschaftung von verbraucherseitiger Flexibilität zum Verlust der Netzentgelt-Privilegien führen und erhebliche Kostennachteile verursachen. Solange diese nicht durch entsprechende Einsparungen in der Strombeschaffung oder Erlöse durch die Bereitstellung von Regelleistung kompensiert werden können, besteht für entsprechende Verbraucher kein Anreiz für die systemdienliche Bereitstellung der Flexibilität. Vielmehr wird diese „hinter dem Zähler“ genutzt, um die Anforderungen des § 19 Abs. 2 StromNEV zu erfüllen.

5.2.2 Flexible Prosumer

In Anlehnung an die Legaldefinition für Eigenversorgung im EEG (§ 3 Nr. 19) lassen sich Prosumer als Akteure beschreiben, die eine Stromerzeugungsanlage selbst betreiben und den produzierten Strom ganz oder teilweise in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage und ohne Durchleitung durch ein Stromnetz der öffentlichen Versorgung selbst verbrauchen. Sind diese Bedingungen erfüllt, entfallen für die selbst verbrauchten Strommengen die sonst üblichen Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte ganz oder teilweise. Der monetäre Wert des Selbstverbrauchs übersteigt daher i. d. R. deutlich die sich bei einer Einspeisung ergebenden Erlösmöglichkeiten. Für kleine Anlagen unter 100 kW installierter elektrischer Leistung wird der Anreiz zum Selbstverbrauch zusätzlich unterstützt durch Vergütungszahlungen für den Eigenverbrauch, wie sie im KWKG und (für PV Anlagen, die zwischen 2009 und 2013 in Betrieb genommen wurden) im EEG vorgesehen sind. Für Prosumer entsteht daher eine starke Motivation das Flexibilitätspotenzial der Anlage primär zur Maximierung des Selbstverbrauchs bzw. zur Minimierung des Netzstrombezugs einzusetzen. Dabei wirkt die Optimierung gegen den Bezugsstrompreis als entscheidender Hebel für die Profitabilität der Anlage. Infolge dessen werden KWK-Anlagen zunehmend stromgeführt betrieben, für PV-Anlagen kommen vermehrt Maßnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils zur Anwendung¹³. Solange eine Optimierung gegen Marktpreise, wie im virtuellen Speicher vorgesehen, nicht gegen den Wert des Selbstverbrauchs konkurrieren kann, stehen die zur Eigenverbrauchsmaximierung genutzten Flexibilitätspotenziale für den Aggregator grundsätzlich nicht zur Verfügung. Dies gilt nicht nur für Prosumer

¹² Dies schließt nicht aus, dass Netzbetreiber kurzfristig Zeiträume vorgeben können, in denen die Flexibilität aufgrund von erwarteten Netzengpässen nicht frei vermarktet werden kann. Entsprechende Modelle zur möglichen Gestaltung der künftigen Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreibern (z. B. die „Netzampel“) sind Bestandteil laufender Forschungsvorhaben, insbesondere im Rahmen des SINTEG Förderprogramms [73]).

¹³ Bei aktuellen Investitionskosten verschlechtert der Einsatz von PV-Batteriespeichern die Profitabilität der Gesamtanlage. Da hiermit sehr hohe Eigenversorgungsquoten erreicht werden können, erscheinen Batteriespeicher für Endkunden dennoch attraktiv sobald „Autarkie-“ statt Gewinnstreben im Vordergrund steht [63].

im engeren Sinne, sondern auch für Betreiber, die ihre Anlagen im Rahmen von sogenannten „Mieterstrom“-Konzepten bzw. der Lieferung an „Letztverbraucher“ (KWKG) oder „Dritte“ (EEG) ohne Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz bewirtschaften.

In Abhängigkeit vom individuellen Zusammenspiel aus Anlagenauslegung, Strom- und Wärmenachfrage könnten Teile des Flexibilitätspotenzials, die nicht für die Eigenverbrauchsmaximierung genutzt werden, für eine zeitweise Nutzung im virtuellen Speicher bereitgestellt werden. Wird allerdings für die übrige, über den Eigenverbrauch hinausgehende Stromerzeugung eine feste Einspeisevergütung gewährt und liegt diese über den Marktpreisen, besteht aus Prosumersicht auch hier kein Anreiz, Flexibilität für den marktorientierten Betrieb bereit zu stellen. Die regulatorisch bedingten Hemmnisse entsprechen hier weitestgehend den in Abschnitt 5.2.2 für flexible Erzeuger aufgezeigten Punkten.

Eine weitere Herausforderung für die aggregatorseitige Bewirtschaftung von (Teil-)Flexibilitäten in der Endkundengruppe der Prosumer ergibt sich aus der o. g. Legaldefinition für „Eigenversorgung“: Demnach ist für einen Erhalt der Betreibereigenschaft u. a. erforderlich, dass der Endkunde die Arbeitsweise der Anlage eigenverantwortlich bestimmt und er das wirtschaftliche Risiko trägt [53]. Die diesbezügliche juristische Interpretation ist bisher nicht standardisiert. Somit besteht die Gefahr, dass eine auf zentraler Optimierung und auf vom Aggregator übersendeten Fahrplänen basierende Anlagensteuerung dazu führt, dass die selbstverbrauchten Strommengen nicht mehr als „Eigenversorgung“ klassifiziert werden. Als Folge würden die üblichen Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte auf die selbst verbrauchten Strommengen erhoben, d. h. der endkundenseitige finanzielle Vorteil des Selbstverbrauchs ginge verloren.

5.2.3 Flexible Erzeuger

Flexible Erzeuger grenzen sich aus regulatorischer Sicht von den Prosumern dahingehend ab, dass die gesamte Stromerzeugung (abgesehen von Selbstverbrauch zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage) in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Beispiele sind nicht auf Eigenversorgung ausgelegte regelbare PV- und Windkraftanlagen sowie in Nah- oder Fernwärmenetze eingebundene BHKW. Finanzielle Anreize für eine marktorientierte Betriebsweise entstehen hier nicht, solange die traditionelle fixe Einspeisevergütung des EEG [54], in dem keine separate Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilität vorgesehen ist, in Anspruch genommen werden kann. Auch für viele nach dem KWKG [55] geförderte Anlagen liegen keine Anreize für eine bedarfsgerechte Stromproduktion vor: Ist mit dem Netzbetreiber keine gesonderte Vereinbarung getroffen, wird für die Einspeisung zusätzlich zum (festen) KWK-Zuschlag und zu den vermiedenen Netzentgelten der so genannte "übliche Preis" (KWK-Index) gezahlt. Er ergibt sich aus dem Mittelwert der täglichen Phelix-Base-Preise des vorangegangenen Quartals, d. h. das aktuelle Marktgeschehen wird im KWK-Index nicht abgebildet. Demzufolge kann durch eine auf das Ausnutzen von hohen Spotmarktpreisen ausgerichtete Stromproduktion, wie sie im virtuellen Speicher vorgesehen ist, auch hier kein finanzieller Mehrwert für den Anlagenbetreiber entstehen. Zusätzliche Hemmnisse ergeben sich für Anlagen in der festen EEG-Vergütung aus dem Doppelvermarktungsverbot (§ 80 EEG), welches die Generierung von Mehrerlösen durch Flexibilitätsbereitstellung für die Regelleistungsvermarktung verhindert.

Im Rahmen des aktuellen Förderregimes bietet demnach nur die so genannte Direktvermarktung Anreize zur marktorientierten Betriebsweise von flexiblen Erzeugern. Für neuere Anlagen ab 100 kW installierter elektrischer Leistung ist die Direktvermarktung verpflichtend, andere können freiwillig und wahlweise auch nur temporär in diese Vermarktungsform wechseln. Die verpflichtende Direktvermarktung ist im Kontext des Projekts „Die Stadt als Speicher“, welches auf Kleinanlagen im Haushalts- oder Gewerbekundensegment fokussiert, allerdings nur von untergeordneter Relevanz. Ein Aggrega-

tor kann die freiwillige Direktvermarktung für Endkunden mit Anlagen unter 100 kW installierter Erzeugungsleistung prinzipiell anbieten, die Möglichkeiten Mehrerlöse zu erzielen, sind hier jedoch begrenzt: Die marktorientierte Fahrweise in der Direktvermarktung ermöglicht zwar Mehrerlöse zu Zeiten mit hohen Marktpreisen, kann aber zu insgesamt geringeren Einspeisemengen führen. Dem gegenüber stehen die auf kWh-Basis gewährten festen Einspeisevergütungen, welche unter einer konventionellen Anlagenfahrweise mit entsprechend höheren Einspeisemengen zumeist zu höheren Gesamterlösen führen.

5.2.4 Stromspeicher

Für Stromspeicher existiert im Energierecht, welches auf den drei Säulen Erzeugung, Transport und Verbrauch basiert, bisher keine explizite Legaldefinition. Dies hat zur Folge, dass eingespeicherter Strom als Verbrauch und ausgespeicherter Strom als Erzeugung behandelt wird. Geschieht die Speicheraufladung, wie beim marktorientierten Betrieb im virtuellen Speicher vorgesehen, aus dem Netz der öffentlichen Versorgung, können Teile der üblicherweise für den Stromverbrauch zum Ansatz gebrachten Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen anfallen. Wie nachfolgend aufgezeigt, können Stromspeicher unter bestimmten Voraussetzungen im Rahmen von einzelnen Befreiungstatbeständen als „privilegierte Letztverbraucher“ eingeordnet werden, eine generelle Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen ist für marktorientiert bewirtschaftete Stromspeicher jedoch nicht vorgesehen. Dies bedeutet nicht nur, dass die entsprechenden Positionen an anderer Stelle im Stromsystem erneut, (d. h. doppelt) anfallen, sondern auch, dass die Marktpreissignale verzerrt werden und ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb erschwert wird.

Im Bereich der Stromsteuer gilt die Befreiung aktuell nur für Pumpspeicher (§ 9 StromStG [56], § 12 StromStV [57]). Das sich derzeit in Überarbeitung befindliche Energie- und Stromsteuerrecht wird voraussichtlich eine Freistellung auch für stationäre Batteriespeicher ermöglichen [58]. Eine Entlastung von den Zahlungen der EEG-Umlage für diejenigen Strommengen, die aus dem öffentlichen Netz bezogen und wieder in dieses zurückgespeist werden (inkl. der Verluste), wurde mit der Schaffung des § 61k EEG auf den Weg gebracht. Weiterhin gilt für neuere Stromspeicher die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG, die so genannten netzentgeltbezogenen Umlagen sind hiervon aber nicht erfasst. D. h. für die Speicheraufladung aus dem Netz sind die KWK-Umlage, die Umlage nach § 18 AbLaV [59], die Offshore-Haftungsumlage nach § 17 EnWG und die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV ebenso wie die Konzessionsabgabe und die Entgelte für den Messstellenbetrieb, die Messung und die Abrechnung in Ansatz zu bringen [60]. Eine Befreiung von der KWK-Umlage ist jedoch nach § 27b KWKG möglich, auch kann die Konzessionsabgabe unter bestimmten Voraussetzungen entfallen (§ 2 Abs. 4 KAV). Vergünstigte Sätze für die Offshore-Haftungsumlage und die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV können für die im Kontext eines virtuellen Speichers relevanten kleineren Batteriespeicher dagegen voraussichtlich nicht zur Geltung gebracht werden, da der Jahres-Netzstrombezug für diese Anlagen i. d. R. unter 1 GWh liegt.

Demnach fallen für die netzseitige Aufladung von (kleineren) Batteriespeichern im marktorientierten Betrieb aktuell zumindest die Stromsteuer, die Umlage nach § 18 AbLaV, die Offshore-Haftungsumlage nach § 17 EnWG, die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV sowie die Entgelte für den Messstellenbetrieb, die Messung und die Abrechnung an. Ohne die letztgenannten netzbetreiberspezifischen Positionen lassen sich diese Kosten für die Jahre 2015 bis 2018 mit Werten zwischen 2,24 und 2,47 ct/kWh beziffern. Die an den Großhandelsmärkten mit Stromspeichern durch Ausnutzung von Preisdifferenzen erzielbaren Deckungsbeiträge müssen daher nicht nur die Wirkungsgradverluste des Speichers und die bei Batteriespeichern zur berücksichtigenden variablen Abnutzungskosten (vgl. Kap. 5.3.5) kompensieren, sondern auch die o. g. zusätzlichen Kosten. Einem wirtschaftlichen Anlagenbetrieb stehen damit

nicht nur die aktuellen Preisstrukturen auf den Großhandelsmärkten (vgl. Kap. 5.3.1) entgegen, sondern nach wie vor auch die grundsätzliche regulatorische Einordnung des eingespeicherten Stroms als Letztverbrauch.

Von besonderer Relevanz für einen virtuellen Speicher ist, dass die Bewirtschaftung der Stromspeicher i. d. R. im sogenannten gemischten Betrieb erfolgt, d. h. neben dem marktorientierten Betrieb existieren weitere (primäre) Anwendungen auf Seiten der Endkunden oder zukünftig auch auf Seiten der Verteilnetzbetreiber.

Unter den Endkunden sind dies insbesondere die Prosumer, welche über mit Batteriespeichern ausgestattete PV-Anlagen oder BHKWs verfügen. Hier entsprechen die regulatorischen Hemmnisse zur Bereitstellung der Flexibilität den in Abschnitt 5.3.3 diskutierten; der Stromspeicher wird primär zur Maximierung des Eigenstromverbrauchs eingesetzt. Anreize für eine (temporäre) Bereitstellung können entstehen, wenn die Flexibilität, z. B. zur Winter- (PV) oder Sommerzeit (BHKW), nur sehr eingeschränkt für die primäre Anwendung nutzbar ist und eine marktorientierte Bewirtschaftung über einen Aggregator zusätzliche Erlöse in Aussicht stellt. Der entsprechende Rechtsrahmen für diese Mischformen befindet sich zurzeit noch in der Entwicklung, erste Ansätze zeigen sich in den expliziten Regelungen des § 61k EEG. Für die am Markt bewirtschaftete (Teil-)Flexibilität und die hiermit verbundenen Speicherverluste wird demnach keine EEG-Umlage fällig, gleiches gilt gem. § 27b KWKG für die KWK-Umlage. Für alle weiteren letzterverbraucherseitigen Strompreiskomponenten besteht jedoch die Notwendigkeit einer klaren Festlegung bzgl. des Mischbetriebs. Eine Herausforderung ergibt sich auch aus dem Zwang zur trennscharfen Abgrenzung zwischen den Strommengen (Netzstrom für marktorientierten Betrieb und für tatsächlichen Letztverbrauch, selbst produzierter, ins Netz eingespeister und selbst verbrauchter EE- oder BHKW-Strom, jeweilige Speicherverluste). Standardisierte, massenmarktaugliche Mess- und Abrechnungskonzepte, die zwischen beliebigen Aggregatoren, Verteilnetzbetreibern und Endkunden sicher, unkompliziert sowie zu verhältnismäßigen Kosten realisiert werden können, sind zurzeit jedoch noch nicht verfügbar.

Auf Seiten der Verteilnetzbetreiber können (Batterie-)Speicher als Netzbetriebsmittel zur Bewirtschaftung von Netzengpässen verwendet werden, z. B. bei lokal überschüssiger EE-Einspeisung oder bei durch zeitgleiche Ladevorgänge von E-KFZ verursachten kritischen Lastsituationen. Aus Systemsicht kann gezeigt werden, dass der Einsatz von Speichern zur Netzentlastung vorteilhaft ggü. dem Netzausbau sein kann [61]. Zu Zeiten, in denen keine Netzengpässe erwartet werden, kann die Flexibilität einem Aggregator für die marktorientierte Bewirtschaftung zur Verfügung gestellt werden. Alternativ kann der Aggregator als Speicherbesitzer agieren und (Teile der) Flexibilität für die Zwecke des Verteilnetzbetreibers bereitstellen. Für diese Arten des gemischten Betriebs existieren bislang weder explizite gesetzliche Regelungen noch die o. g. standardisierten Mess- und Abrechnungskonzepte. Grundsätzlich erscheint es empfehlenswert, den Rechtsrahmen hier, wie auch bei den Prosumern, so ausulegen, dass der markt- oder netzorientierte Einsatz von Stromspeichern nicht durch Preisaufschläge in Form von letzterverbraucherseitigen Netzentgelten, Steuern, Abgaben oder Umlagen verzerrt bzw. behindert wird.

5.3 Analyse aktueller wirtschaftlicher Potenziale

Die wirtschaftlichen Potenziale des virtuellen Speichers können anhand der erwarteten Marktwerte der Flexibilitätsoptionen (Flexibilitätswerte) bestimmt werden. Dabei gilt, dass jede Anlage einzeln gegen den Markt bewertet werden kann, solange keine koppelnden Restriktionen¹⁴ vorliegen und solange von Mindestgebotsgrößen für die Teilnahme an den Märkten abstrahiert wird. Der Marktwert der Flexibilitätsoption ergibt sich dann aus der Differenz zwischen den marktpreisbasierten Kosten (Strombezug) bzw. Erlösen (Stromeinspeisung) im Normalbetrieb und denen im optimierten marktorientierten Betrieb. In der hier vorgenommenen Analyse stellen die Day-Ahead-Spotmarktpreise des Jahres 2015 für den Stunden- und Viertelstundenhandel die Bewertungsgrundlage dar. Die Ermittlung der Anlagenfahrweisen erfolgt anhand der in Kapitel 2 dargestellten (deterministischen) Methoden bzw. Optimierungsmodelle. Zu beachten ist, dass die im folgenden aufgezeigten Flexibilitätswerte als theoretische Obergrenzen für die Vermarktung im Day-Ahead-Sporthandel des Jahres 2015 zu interpretieren sind: Aufgrund von Prognosefehlern für Wärmebedarfe, Spotmarktpreise und Anlagenverfügbarkeiten hätten sie in der Praxis i. d. R. nicht in voller Höhe realisiert werden können. Weiterhin ist wesentlich, dass die Flexibilitätswerte zwischen Aggregator und Endkunden aufgeteilt werden müssen und sich tatsächliche wirtschaftliche Potenziale nur aus einem positiven Nutzen-Kosten Kalkül ableiten lassen. Als Kosten sind hierbei nicht nur die (annualisierten) Kosten für die Implementierung und Aufrechterhaltung der technischen und organisatorischen Funktionsfähigkeit des virtuellen Speichers relevant. Vielmehr sind in der Analyse auch endkundenseitige Opportunitätskosten in Form von entgangenen Einspeisevergütungen, reduzierten Eigenverbrauchsmengen oder entgangene Vorteile durch alternative Strombezugstarife zu berücksichtigen.

Abschnitt 5.3.1 gibt einen kurzen Überblick über die aktuellen Preisstrukturen auf den Day-Ahead-Spotmärkten. Anschließend werden die Ergebnisse der wirtschaftlichen Potenzialermittlung präsentiert. Diese erfolgt für die konkreten Anlagenkonfigurationen des Hertener Anlagenpools und gemäß der in Abschnitt 5.2 vorgenommenen Endkundensegmentierung getrennt nach den Kategorien flexibler Verbraucher, flexibler Prosumer, flexibler Erzeuger und Stromspeicher.

5.3.1 Aktuelle Preisstrukturen auf den Großhandelsmärkten

Einhergehend mit den dynamischen Entwicklungen im energiewirtschaftlichen Marktumfeld haben sich im Verlauf der letzten Jahre die Preisstrukturen an den Großhandelsmärkten stark gewandelt. Da der Marktwert der Flexibilitätsoptionen entscheidend durch die Möglichkeiten zur Ausnutzung von Preisdifferenzen getrieben wird, ist die Volatilität der Marktpreise von zentraler Bedeutung für die wirtschaftlichen Potenziale des virtuellen Speichers. Für Flexibilitäten, deren zeitliches Verschiebepotenzial vergleichsweise gering ist (Stunden bis wenige Tage), sind insbesondere die Charakteristika der untertägigen Preisschwankungen ausschlaggebend. Die Analyse der historischen Day-Ahead-Spotmarktpreise (vgl. Tabelle 5-1) zeigt, dass im Jahr des Untersuchungszeitraums nur sehr geringe Volatilitäten (gemessen anhand der Standardabweichung) zu beobachten waren. Auch befand sich hier das durchschnittliche Preisniveau auf einem sehr niedrigen Stand. Dies deutet sowohl auf einen Überschuss an Erzeugungskapazitäten als auch auf ein über den Bedarf hinausgehendes Flexibilitätsangebot in diesen Märkten hin.

¹⁴ Diese treten beispielweise bei der Nutzung eines gemeinsamen Wärmespeichers durch mehrere Anlagen auf.

Tabelle 5-1: Historische Entwicklung der Day-Ahead-Spotmarktpreise

	Einheit	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Day-Ahead-Stundenhandel							
Mittelwert	ct/kWh	4,26	3,78	3,28	3,16	2,90	3,42
Standardabweichung	ct/kWh	1,87	1,65	1,28	1,27	1,24	1,76
Ø tägliche Standardabweichung	ct/kWh	1,15	1,12	0,88	0,86	0,71	0,92
Stunden mit negativen Preisen	#	57	64	64	126	96	145
Day-Ahead-Viertelstundenhandel*							
Mittelwert	ct/kWh	-	-	-	3,16	2,93	3,40
Standardabweichung	ct/kWh	-	-	-	1,49	1,37	1,88
Ø tägliche Standardabweichung	ct/kWh	-	-	-	1,16	0,89	1,15
Viertelstunden mit negativen Preisen	#	-	-	-	739	531	642

*Einführung im Dezember 2014

Vor diesem Hintergrund sind die in Abschnitt 5.3.2 bis 5.3.5 dargestellten Ergebnisse wie folgt einzuordnen: Die Flexibilitätswerte bzw. die hieraus ableitbaren wirtschaftlichen Potenziale reflektieren die vergleichsweise ungünstigen Marktbedingungen des Jahres 2015 als Momentaufnahme. Eine ähnliche Analyse für das Jahr 2017 würde voraussichtlich zu einer leichten Verbesserung der Flexibilitätswerte führen.

5.3.2 Flexible Verbraucher

Tabelle 5-2 gibt einen Überblick über die wesentlichen technischen Anlagenparameter und die zugrunde gelegten Wärmebedarfe der betrachteten elektrischen Speicherheizungen (ESH) und Wärmepumpen (WP). Abweichungen zwischen den in der Modellanalyse verwendeten Werte und den in Abschnitt 3.3.2 und 3.3.3 genannten erklären sich dadurch, dass die wirtschaftliche Potenzialermittlung vor der Durchführung des Feldtests vorgenommen wurde. Zu diesem Zeitpunkt waren weder die exakten Anlagenparameter bekannt, noch konnte abgesehen werden, dass sich WP1 als nicht für den Feldtest geeignet erweist bzw. nur drei der zehn im Gebäude vorhandenen Elektrospeicherheizungen in das Aggregationskonzept eingebunden werden können. Die Wärmepumpe WP2 entspricht der ID 103 und WP3 der ID 102.

Tabelle 5-2: Anlagenparameter flexible Verbraucher

	Einheit	ESH (10 Einzelgeräte)	WP1 (Sole-Wasser)	WP2 (Luft-Wasser)	WP3 (Sole-Wasser)
Elektrische Leistung	kW _{el}	36 (gesamt)	3,3 9,3*	5,0	3,0 12*
Speichervolumen (Wasser)	Liter	-	300	300	1.000
Maximale Temperaturdifferenz Speicher	°C	-	22	15	7
Nutzbare thermische Speicherkapazität	kWh _{th}	288**	7,7	5,2	8,1
Außentemperaturabhängige Leistungszahl	-	-	5,3 – 5,5	2,3 – 4,0	5,3 – 5,5
Jahreswärmebedarf	kWh _{th}	24.750	38.800	15.550	24.780

*unter Verwendung eines zusätzlich installierten Heizstabs (bivalenter Betrieb)

** Basierend auf der historischen Auslegung für eine mögliche Vollauffladung innerhalb des achtstündigen NT-Zeitraums

Abbildung 5-1 zeigt die Ergebnisse der Modellrechnungen für die jeweiligen anlagenspezifischen Einsparpotenziale in absoluter und relativer Höhe sowie in ct/kWh. Die ermittelten Flexibilitätswerte stellen die durch eine marktorientierte Bewirtschaftung (Optimierung gegen den Börsenstrompreis) erzielbaren Einsparungen in der Strombeschaffung aus Aggregator- bzw. Stromlieferantensicht dar. Da die genaue Beschaffungsstrategie für die Stromverbrauchsmengen im Normalbetrieb unbekannt ist und von Lieferant zu Lieferant stark unterschiedlich sein kann, werden hier als Bewertungsgrundlage für den Normalbetrieb stets die entsprechenden Preise des Day-Ahead-Spotmarktes verwendet.

Ersichtlich ist, dass die Einsparpotenziale mehr als doppelt so hoch ausfallen, sobald die Optimierung gegen viertelstündliche anstatt gegen stündliche Day-Ahead-Preise erfolgt. Begründet ist dies in den bisher zu beobachtenden, wesentlich höheren Preisvolatilitäten im Viertelstundenmarkt (s. o.). Bedingt durch den sehr hohen Jahresstromverbrauch von fast 28 MWh und die große thermische Speicherkapazität sind die Einsparpotenziale der Elektrospeicherheizungen hier sowohl absolut als auch relativ betrachtet sehr stark ausgeprägt. Begünstigend wirkt sich, insbesondere im Kontext der Nutzbarkeit von negativen Preisen, auch die hohe elektrische Leistung aus. Selbst im Stundenhandel zeigen sich für die Elektrospeicherheizungen noch beträchtliche Flexibilitätswerte. Zu beachten ist, dass für den Normalbetrieb der Elektrospeicherheizungen eine Speicheraufladung ausschließlich innerhalb des NT-Zeitraums (22:00 bis 6:00 Uhr) unterstellt wird, für die Wärmepumpen gelten hingegen keine Sperrzeiten. Die durchschnittlichen Beschaffungskosten der Elektrospeicherheizungen liegen daher, bedingt durch niedrigere durchschnittliche Börsenpreise in diesem Zeitraum, bereits im Normalbetrieb mit 2,34 ct/kWh deutlich unter denen der Wärmepumpen (3,32 bis 3,37 ct/kWh). Die bei der marktorientierten Bewirtschaftung erzielbaren Einsparpotenziale in ct/kWh fallen daher vergleichsweise niedrig aus.

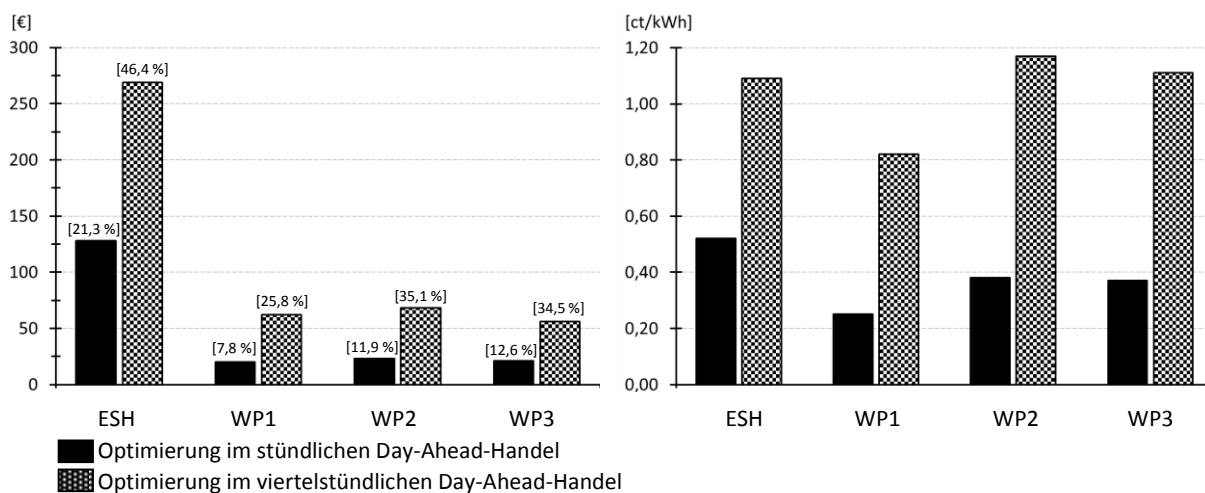


Abbildung 5-1: Lieferantenseitige Einsparpotenziale durch marktorientierte Bewirtschaftung, Verbraucher

Für die Wärmepumpen zeigt sich, dass nur begrenzte Einsparpotenziale bestehen. Prozentual gesehen sind diese im Viertelstundenhandel zwar bedeutend, den absoluten Flexibilitätswerten kann jedoch nur eine geringe Anreizwirkung zugeschrieben werden: Unter der Annahme einer fairen, nicht risikoadjustierten Aufteilung des Flexibilitätswertes zwischen Aggregator und Endkunden (50/50) lägen die jeweiligen jährlichen Vorteile aus der marktorientierten Betriebsweise nur zwischen ca. 10 und 35 €. Ursächlich hierfür sind die niedrigen Stromverbrauchsmengen (ca. 4,8 - 7,5 MWh/a) und die auslegungsbedingte geringe Flexibilität der hier betrachteten Anlagen. Niedrige Vorlauftemperaturen führen zu geringen nutzbaren Temperaturdifferenzen im Warmwasserspeicher und damit nur zu geringen thermischen Speicherkapazitäten. Die Entkopplung von Wärmebedarfsdeckung und Strombezug kann daher nur in begrenztem Maße bzw. nur für wenige Stunden gelingen. Dies bedeutet auch, dass die Wärmepumpen in mehrstündigen Knappheitssituationen im Stromsystem (hohe Marktpreise) bei gleichzeitigem hohem Wärmebedarf nur einen geringen Beitrag zur Systemstabilisierung leisten können, da ein Zwang zum Strombezug besteht.

Aus Endkundensicht sind für die Motivation zur Bereitstellung der verbraucherseitigen Flexibilität die möglichen Einsparpotenziale im Vergleich zu alternativen Bezugsstromtarifen relevant. Daher wird im Folgenden eine beispielhafte Endkundentarifikalkulation vorgenommen, wie sie in der Praxis durch einen Aggregator bzw. Lieferanten geschehen könnte. Als Vergleichsmaßstab dient ein realer Strombezugstarif für Elektrospeicherheizungen in der Modellregion Herten aus dem Jahre 2016. Dabei werden

myopische Erwartungen des Aggregators unterstellt, d. h. dieser geht am Ende des Jahres 2015 von gleichbleibenden Marktpreisen und unveränderter Struktur der Wärmenachfrage der Endkunden für 2016 aus. Die Bewirtschaftung soll ausschließlich im Viertelstunden Day-Ahead-Markt erfolgen und die Beschaffungskosten werden in Höhe der (erwarteten) Durchschnittskosten der Strombeschaffung im Normalbetrieb bzw. bei optimierter Fahrweise angesetzt. Die Marge des Aggregators entspricht im Normalbetrieb der Differenz zwischen dem Netto-Arbeitspreis des realen Endkudentarifs „Hertenstrom für Wärmespeicher“ und den Beschaffungskosten sowie den staatlich induzierten Preisbestandteilen. Für den Tarif im marktorientierten Betrieb werden 50 % des (erwarteten) Beschaffungsvorteils auf die Marge aufgeschlagen. Weiterhin erfolgt die Tarifikalkulation in Tabelle 5-3 für eine Variante, in der die reduzierten Netznutzungsentgelte und Konzessionsabgaben erhalten bleiben und zusätzlich für den Fall, dass diese Vergünstigungen durch die marktorientierte Fahrweise verloren gehen (vgl. Abschnitt 5.2.1).

Tabelle 5-3: Beispielhafte Tarifikalkulation für flexible Verbraucher, ESH

	Einheit	Normalbetrieb (Aufladung im NT)	Markt- orientiert	Markt- orientiert ohne verg. NNE*
Ø Beschaffungskosten	ct/kWh	2,34	1,26	1,26
Ø Marge	ct/kWh	0,92	1,46	1,46
Netznutzungsentgelte	ct/kWh	2,00	2,00	4,68
Konzessionsabgabe	ct/kWh	0,61	0,61	1,59
Weitere Steuern, Abgaben, Umlagen	ct/kWh	9,267	9,267	9,267
Preis netto :	ct/kWh	15,14	13,97	17,63
Mehrwertsteuer (19 %)	ct/kWh	2,88	2,65	3,35
Preis brutto	ct/kWh	18,01	17,37	21,73
Netto-Kosten Jahresverbrauch	€	3.746	3.613	4.519
Brutto-Kosten :	€	4.458	4.299	5.377
Einsparpotenzial (brutto)	€		159	-919
Einsparpotenzial (brutto)	%		3,6	-20,6

* Tarifikalkulation ohne vergünstigte Netznutzungsentgelte und Konzessionsabgaben gemäß § 14a EnWG und § 2 KAV

Offensichtlich ist, dass eine für den Endkunden vorteilhafte Tarifikalkulation nur möglich ist, solange die vergünstigten Netznutzungsentgelte und Konzessionsabgaben auch in der marktorientierten Betriebsweise erhalten bleiben. Dies gilt selbst für den Fall, dass die Margenforderung des Aggregators auf das ursprüngliche Niveau oder darunter reduziert würde. Auch wird deutlich, dass das große relative Einsparpotenzial auf Seiten der Beschaffungskosten (margenbereinigt ca. 23 %) durch den hohen Anteil der staatlich induzierten (fixen) Preisbestandteile sehr stark geschmälert wird, hier beträgt es aus Endkundensicht nur noch 3,6 %. Aufgrund der hohen Stromverbrauchsmengen ergibt sich dennoch ein absolutes Einsparpotenzial von 159 €, welches als hinreichender Anreiz für die Teilnahme am Konzept des virtuellen Speichers bewertet werden kann.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass (anreizstiftende) wirtschaftliche Potenziale aktuell nur bei sehr flexiblen und stromverbrauchsintensiven Verbrauchern vorliegen können. Für Wärmepumpen im Haushaltsbereich sind die erzielbaren finanziellen Einsparungen voraussichtlich nicht ausreichend, um Endkunden für die Teilnahme am virtuellen Speicher zu gewinnen und zugleich relevante Deckungsbeiträge für den Aggregator abzuwerfen. Deutlich wird auch, dass der Spielraum für lohnenswerte Investitionen in eine ggf. notwendige IKT-technische Ertüchtigung von Bestandsanlagen nur sehr klein ist. Ebenso wenig können sich anlagenseitige Investitionen in eine Verbesserung der Flexibilität (z. B. Vergrößerung des Warmwasserspeichers) durch die erzielbaren Einsparungen in einem angemessenen Zeitraum refinanzieren [62].

5.3.3 Flexible Prosumer

Dem Endkundensegment der flexiblen Prosumer können im Hertener Anlagenpool die BHKWs der Schwimmbäder Westerholt (50 kW_{el}/ 80 kW_{th}, Spitzenlastkessel 340 kW_{th}) und Copa Ca Backum (2 x 420 kW_{el}/ 540 kW_{th}, alternative Wärmeversorgung mit Fernwärme) zugeordnet werden, vgl. Abschnitt 3.3.1. Aus Endkundensicht ergibt sich die Wirtschaftlichkeit der BHKWs aus dem Mehrwert, der gegenüber einer Strom- und Wärmeversorgung der Objekte ohne BHKWs generiert werden kann. Wie bereits in Abschnitt 5.2.2 diskutiert, bestehen für Prosumer starke Anreize die Flexibilität der Anlage primär zur Minimierung der Bezugsstromkosten einzusetzen. Auch stehen einer rein marktorientierten Bewirtschaftung zumeist die Vergütungsregelungen für nach dem EEG oder KWKG geförderten Anlagen entgegen. Entsprechendes zeigt sich in den Ergebnissen der Modellanalysen, welche in Tabelle 5-4 und Tabelle 5-5 für die BHKWs bei unterschiedlichen Betriebsweisen (Jahr 2015) dargestellt sind. Zusätzlich angegeben sind die den Berechnungen zugrunde gelegten wesentlichen Annahmen.

Tabelle 5-4: Wirtschaftliche Potenzialermittlung für flexible Prosumer, BHKW Westerholt

Betriebsweise	Volllaststunden BHKW [h]	Stromproduktion [MWh]	Erlöse Einspeisung [k€]	Erlöse Eigenverbrauch [k€]	Kosten Strombezug [k€]	Kosten Gas [k€]	Erlöse Einspeisung [ct/kWh]	Mehrwert BHKW [k€]
ohne BHKW	-	-	-	-	42,74	59,89	-	-
wärmegeführt	8.760	438,00	17,81*	10,58*	0,03	72,70	8,05	58,31
stromgeführt	8.760	438,00	17,81*	10,58*	0,03	72,70	8,05	58,31
markt-orientiert	(1h)** 4.921	246,05	4,94	-	18,65	67,08	3,99	21,85
	(1/4h)** 4.995	249,76	5,24	-	18,48	67,18	4,14	22,21
Wärmebedarf: 1.400 MWh _{th} /a		Strombedarf: 217 MWh _{el} /a	Gaspreis (netto) incl. Netznutzung: 3,3 ct/kWh		Energiesteuer Gas für SLK 0,55 ct/kWh		Bezugsstrompreis (netto): 19,7 ct/kWh	

* Unter Förderung des KWKG 2012

SLK: Spitzenlastkessel

** Optimierung im stündlichen bzw. viertelstündlichen Day-Ahead-Spotmarkt

Tabelle 5-5: Wirtschaftliche Potenzialermittlung für flexible Prosumer, BHKWs Copa Ca Backum, KWKG 2012

Betriebsweise	Ø Volllaststunden BHKWs [h]	Erlöse Einspeisung [k€]	Erlöse Eigenverbrauch [k€]	Kosten Strombezug [k€]	Kosten Gas [k€]	Kosten Fernwärme [k€]	Mehrwert BHKWs [k€]
ohne BHKW	-	-	-	689,90	-	300,83	-
wärmegeführt	7.302	188,07*	118,15*	28,74	535,16	-	733,05
stromgeführt	7.330	180,18*	123,28*	0,03	536,00	0,02	758,13
Direktvermarktung	(1h)** 7.264	210,85*	107,21*	89,96	530,58	3,35	684,89
	(1/4h)** 7.270	220,54*	103,80*	109,00	531,01	3,13	671,92
markt-orientiert	(1h)** 2.456	45,36	-	475,02	179,42	200,18	181,47
	(1/4h)** 2.751	54,17	-	458,00	200,94	188,12	197,83
Wärmebedarf: 7.937 MWh _{th} /a		Strombedarf: 3.502 MWh _{el} /a	Gaspreis (netto) incl. Netznutzung: 3,3 ct/kWh		Fernwärmepreis (netto): 3,8 ct/kWh		Bezugsstrompreis (netto): 19,7 ct/kWh

* Unter Förderung des KWKG 2012

** Optimierung im stündlichen bzw. viertelstündlichen Day-Ahead-Spotmarkt

Für das BHKW Westerholt zeigen sich auslegungsbedingt keine Unterschiede zwischen wärme- und stromgeführter Fahrweise. Für die BHKWs im Schwimmbad Copa Ca Backum stellt der stromgeführte Betrieb den höchsten finanziellen Mehrwert für den Endkunden in Aussicht. Sobald sich der Anlagenbetrieb an Marktpreissignalen ausrichtet, sinken die Volllaststunden und die Kosten des Strombezugs aus dem Netz steigen stark an. Wie am Beispiel des Copa Ca Backum deutlich wird, kann dies auch bei einem Wechsel in die geförderte Direktvermarktung auftreten. Eine rein marktorientierte Fahrweise

führt, unter den Spotmarktpreisen des Jahres 2015, zu einer signifikanten Verschlechterung der durch die BHKWs erzielbaren finanziellen Mehrwerte. Dabei ist zu beachten, dass in der Modellierung weder die Kapitalkosten noch die Wartungskosten abgebildet sind. D. h. die in der Praxis tatsächlich auftretenden Mehrwerte liegen (für alle Betriebsweisen) deutlich unter den hier berechneten Werten.

Wesentliche Erklärungsansätze für die o. g. Ergebnisse lassen sich auch aus den Zusammenhängen zwischen den objektspezifischen Wärme- und Stromnachfrageprofilen und der Anlagenauslegung ableiten. Typischerweise sind Bestandsanlagen derart dimensioniert, dass sie die Grundlast der Wärmenachfrage decken und hohe Volllaststunden erreichen. Wie aus Abbildung 5-4 ersichtlich, liegt die Wärmenachfrage des Schwimmbads Westerholt stets über der thermischen Nennleistung des BHKW ($80 \text{ kW}_{\text{th}}$), gleichzeitig kann der produzierte Strom ($50 \text{ kW}_{\text{el}}$) zu großen Teilen im Objekt verbraucht werden, woraus ein kontinuierlicher BHKW-Betrieb resultiert. Im Copa Ca Backum gilt Entsprechendes für den Betrieb eines der BHKWs. Die Flexibilität des zweiten BHKW wird hier im stromgeführten Betrieb zum Abfahren des verbleibenden Stromlastprofils eingesetzt. Dabei wird dieses BHKW, sobald es in Betrieb ist, stets im Nennleistungsbereich gefahren, da der ins Stromnetz eingespeiste (übrige) Strom mit dem KWK-Zuschlag und dem „üblichen Preis“ bzw. dem „KWK-Index“ (Börsenpreis für Grundlaststrom des vergangenen Quartals) vergütet wird.

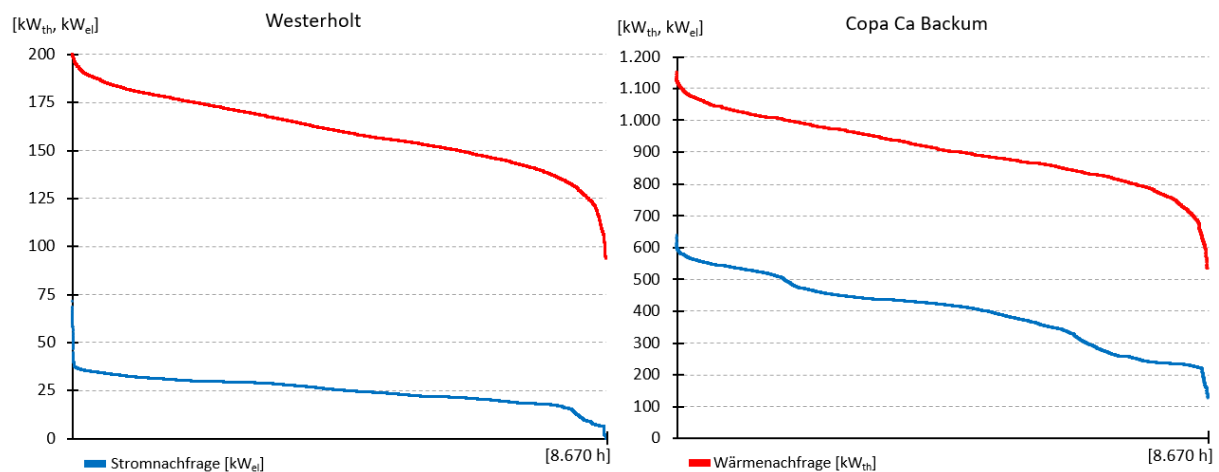


Abbildung 5-2: Geordnete Dauerlinien des Wärme- und Strombedarfs, Westerholt und Copa Ca Backum

Für die hier untersuchten BHKWs mit Inbetriebnahme vor dem Jahr 2015 sind die Förderbedingungen des KWKG 2012 zugrunde gelegt. Für neuere Anlagen mit einer elektrischen Leistung von über 100 kW gilt gemäß KWKG 2016 die Pflicht zur Direktvermarktung. Zugleich entfällt die Vergütung für den Eigenverbrauch, wohingegen der KWK-Zuschlag für die Netzeinspeisung erhöht ist. Allerdings wird dieser nicht gewährt, sobald die Preise im stündlichen Spothandel Null oder negativ sind. Auch fallen auf den selbst verbrauchten Strom i. d. R. 40 % der EEG-Umlage an. Am Beispiel des Copa Ca Backum zeigt sich, dass diese Änderungen insgesamt zu einer deutlichen Verringerung der Mehrwerte führen, der stromgeführte Betrieb (mit Vermarktung der übrigen Strommengen im Rahmen der Direktvermarktung) stellt jedoch nach wie vor die finanziell attraktivste Betriebsweise dar, vgl. Tabelle 5-6.

Tabelle 5-6: Wirtschaftliche Potenzialermittlung für flexible Prosumer, BHKWs Copa Ca Backum, KWKG 2016

Betriebsweise	Ø Volllaststunden BHKWs [h]	Erlöse Einspeisung [k€]	Kosten Eigenverbrauch [k€]	Kosten Strombezug [k€]	Kosten Gas [k€]	Kosten Fernwärme [k€]	Mehrwert BHKWs [k€]
wärmegeführt	7.302	227,41*	82,84	28,74	535,16	-	571,40
stromgeführt	7.308	229,79*	86,42	0,11	535,03	0,30	598,65
Direktvermarktung (1h)**	7.298	263,94*	75,50	87,27	533,09	1,95	556,85
marktorientiert (1h)**	2.456	45,36	26,92	475,02	179,42	200,18	154,55

* Unter Förderung des KWKG 2016 (Direktvermarktung)

** Optimierung im stündlichen Day-Ahead-Spotmarkt

Die Analysen verdeutlichen, dass eine ungeforderte, am Strombedarf im Gesamtsystem ausgerichtete marktorientierte Betriebsweise für die hier betrachteten flexiblen Prosumer mit erheblichen finanziellen Nachteilen verbunden ist. Entsprechendes gilt für Prosumer, welche mit Batteriespeicher ausgestattete PV-Anlagen betreiben. Wie in Abschnitt 5.3.5 dargelegt, können mit Batteriespeichern an den Day-Ahead-Spotmärkten nur äußerst geringe Flexibilitätswerte erzielt werden. Dem gegenüber stehen wesentlich höhere, durch vermiedenen Netzstrombezug erzielbare Kosteneinsparungen, wenn die Flexibilität zur Minimierung der Bezugsstromkosten eingesetzt wird [63]. Da die durch eine temporäre Bereitstellung von nicht genutzten Speicherkapazitäten (z. B. in der Winterzeit) an den Day-Ahead-Spotmärkten erzielbaren Flexibilitätswerte noch geringer ausfallen, als in Abschnitt 5.3.5 (Jahresbetrachtung) aufgezeigt, können die wirtschaftlichen Potenziale für die praktische Umsetzung im virtuellen Speicher auch für diese Variante als nicht ausreichend eingestuft werden.

5.3.4 Flexible Erzeuger

Als flexibler Erzeuger wird das BHKW Goethe-Gärten (19 kW_{el}/34 kW_{th}, 3.500 Liter Speicher) betrachtet, welches in Verbindung mit zwei Spitzenlastkesseln in Herten zur Versorgung eines Nahwärmenetzes eingesetzt wird (vgl. Abschnitt 3.3.1). Die Stromeinspeisung erfolgt in das öffentliche Netz und wird aktuell nach dem EEG vergütet, da das BHKW kaufmännisch-bilanziell mit Biogas beliefert wird. Die wirtschaftliche Potenzialermittlung erfolgt hier für unterschiedliche Szenarien, und auch für den alternativen Fall eines konventionellen Gasbezugs, anhand des Vergleichs der folgenden Betriebsweisen:

1. wärmegeführt mit Biogas, EEG-Vergütung (22,22 ct/kWh), Status Quo **(1)**
2. marktorientiert mit Biogas, Optimierung im Rahmen der geförderte Direktvermarktung **(2)**
3. wärmegeführt mit Biogas, ohne EEG-Vergütung **(3)**
4. marktorientiert mit Biogas, Optimierung gegen die Spotmarktpreise **(4)**
5. wärmegeführt mit konventionellem Gas, ohne EEG-Vergütung **(5)**
6. marktorientiert mit konventionellem Gas, Optimierung gegen die Spotmarktpreise **(6)**

Für die geförderte Direktvermarktung gelten die monatlichen Marktprämien des Jahres 2015 sowie eine Zuschlagszahlung von 0,2 ct/kWh_{el}.

Bei der Ermittlung des (stromseitigen) Flexibilitätswertes des BHKW ist zu berücksichtigen, dass die primäre Versorgungsaufgabe der gesamten Anlage die Bereitstellung von Wärme ist. Daher entstehen nicht nur Erlöse aus der Stromeinspeisung, sondern aus Sicht des Betreibers ebenso Einnahmen aus dem Verkauf der Wärme. Für eine Beurteilung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit alternativer BHKW-Betriebsweisen ist daher eine Gesamtbetrachtung, hier in Form einer vereinfachten Deckungsbeitragsrechnung, vorzunehmen. Dabei wird für den Erlös aus dem Wärmeverkauf der endkundenseitige Fernwärmepreis für Herten i. H. v. 4,5 ct/kWh_{th} (netto) angesetzt. Anreize zur Bereitstellung der Flexibilität für den Strommarkt entstehen für den Betreiber der Anlage demzufolge erst, sobald sich

hierdurch die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems verbessert. Tabelle 5-7 fasst die wesentlichen Modellergebnisse und zugrunde gelegten Annahmen für die o. g Betriebsweisen (1-6) zusammen.

Tabelle 5-7: Wirtschaftliche Potenzialermittlung für flexible Erzeuger, BHKW Goethe-Gärten

Betriebsweise	Day-Ahead-Vermarktung	Volllaststunden BHKW [h]	Stromproduktion [MWh]	Erlöse Strom [k€]	Kosten Gas BHKW	Kosten Gas SLK	Erlöse Strom [ct/kWh]	Deckungsbeitrag* [k€]
(1)	-	7.887	149,85	33,30	33,79	9,72	22,22	12,21
(2)	stündlich	7.935	150,76	33,65	34,00	9,74	22,32	12,35
	viertelstündlich	7.885	149,81	33,49	33,78	9,75	22,36	12,39
(3)	stündlich	7.887	149,85	4,75	31,79	9,72	3,17	- 16,33
	viertelstündlich	7.887	149,85	4,74	31,79	9,72	3,16	- 16,35
(4)	stündlich	0	0	0	0	19,97	0	2,46
	viertelstündlich	0,5	0,01	0,003	0,002	19,97	32,14	2,46
(5)	stündlich	7.887	149,85	4,74	14,88	9,72	3,16	2,56
	viertelstündlich	7.887	149,85	4,74	14,88	9,72	3,16	2,56
(6)	stündlich	3.845	73,06	3,03	7,25	14,76	4,13	3,43
	viertelstündlich	3.957	75,18	3,24	7,47	14,61	4,31	3,60
Wärmebedarf: 485 MWh _{th} /a		Biogaspreis (netto) incl. Netznutzung: 7,49 ct/kWh		Gaspreis (netto) incl. Netznutzung: 3,3 ct/kWh		Energiesteuer Gas für SLK: 0,55 ct/kWh		

* unter Anrechnung von zusätzlichen Erlösen aus dem Wärmeverkauf i. H. v. 22.431 €

SLK: Spitzenlastkessel

Zunächst wird ersichtlich, dass die Betriebsweise in der geförderten Direktvermarktung (2) zu den höchsten Deckungsbeiträgen führt. Gegenüber der wärmegeführten Fahrweise im Status Quo (1) sind die finanziellen Vorteile aber gering (ca. 130 – 180 €). Auch kann dem BHKW in der Direktvermarktung keine verbesserte Systemdienlichkeit zugeschrieben werden, vielmehr deuten die erhöhten Volllaststunden auf eine noch weniger am Bedarf ausgerichtete Stromproduktion hin. Diese resultiert vornehmlich aus dem Direktvermarktungszuschlag, welcher als primärer Treiber für die stromseitigen Mehrerlöse identifiziert werden kann. Ein wärmegeführter BHKW-Betrieb mit Biogas und ohne EEG-Vergütung oder geförderte Direktvermarktung (3) ist wirtschaftlich nicht darstellbar. Hierfür spricht auch, dass das BHKW im marktorientierten Betrieb mit Biogas (4) gar nicht bzw. nur in zwei Viertelstunden mit sehr hohen Spotmarktpreisen zum Einsatz kommt.

Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität ergeben sich für den hier betrachteten Anwendungsfall erst, wenn davon ausgegangen wird, dass das BHKW mit preiswerterem konventionellem Gas betrieben wird und zugleich keine Förderung für die Stromeinspeisung in Anspruch genommen werden kann. Dies könnte für Anlagen zutreffen, deren Förderzeitraum abgelaufen ist. Hier ergeben sich im wärmegeführten Betrieb (5) zwar höhere absolute stromseitige Erlöse als beim marktorientierten Betrieb (6), die Deckungsbeiträge wie auch die Erlöse je produzierter Kilowattstunde Strom (ct/kWh) können jedoch durch eine Optimierung gegen die Spotmarktpreise signifikant verbessert werden. Die annähernde Halbierung der Volllaststunden im marktorientierten Betrieb (6) verdeutlicht die Systemdienlichkeit der an den Spotmarktpreisen optimierten BHKW-Fahrweise; die Stromproduktion erfolgt hier bevorzugt in Zeiten mit hohen Marktpreisen. Die vergleichsweise niedrige Höhe der Deckungsbeiträge in (5) und (6) zeigt aber auch an, dass mögliche Beiträge zur Wartungs- und Kapitalkostendeckung nur gering ausfallen und daher kaum Anreize für eine Investition in neue (ungeförderte) BHKWs entstehen können. Im Vergleich zu einer Wärmebereitstellung nur aus dem Spitzenlastkessel (4) können im marktorientierten Betrieb (6) mit dem BHKW lediglich rund 975 bis 1.140 € an zusätzlichen Deckungsbeiträgen erwirtschaftet werden.

5.3.5 Stromspeicher

Die wirtschaftliche Potenzialermittlung für an den Day-Ahead-Märkten bewirtschaftete Stromspeicher erfolgt hier zunächst für die konkrete Anlagenkonfiguration des Batteriespeichers „H2-Herten“ mit 50 kW Leistung und 32,2 kWh nutzbarer Kapazität. Da sich im Laufe des Feldtests zeigte, dass die Leistungselektronik des Speichers einen erheblichen Eigenverbrauch aufweist, wird ein Be- und Entladewirkungsgrad von 85 % unterstellt (Herstellerangaben nur für die Batterieeinheit: 95 %). Wie in Abschnitt 5.2.4 erläutert, können für die Beladung des Speichers (Strombezug aus dem Netz) Steuer, Abgaben und Umlagen anfallen. Auch unterliegen Batteriespeicher einer zyklischen und einer kalendarischen Alterung, welche zu einer Verminderung der Kapazität führen. Daher müssen die durch das Ausnutzen von Preisdifferenzen erzielbaren Arbitragegewinne zusätzlich die Abnutzungskosten der Batterie (AfA) decken können. Die zyklischen Abnutzungskosten werden hier anhand des Quotienten aus kapazitätsspezifischen Investitionskosten (€/kWh) und erwarteter Zyklenlebensdauer (Anzahl Vollzyklen) approximiert. Da verlässliche Angaben für den als Versuchs- bzw. Laboranlage ausgelegten Batteriespeicher im Anwendungszentrum „H2-Herten“ nicht vorliegen, werden repräsentative Durchschnittswerte für Lithium-Ionen Batteriespeicher aus dem Jahr 2016 i. H. v. 690 €/kWh und 6.000 Vollzyklen angesetzt [63] (AfA = 11,5 ct/kWh). Kosten durch kalendarische Alterungseffekte sind in der Analyse nicht abgebildet, da die kurzfristige (untertägige) Einsatzplanung des Speichers im Vordergrund steht.

Tabelle 5-8 fasst die Ergebnisse der Modellrechnungen zusammen. Zur Verdeutlichung des Einflusses der Abnutzungskosten wie auch der Steuern, Abgaben und Umlagen sind vier alternative Szenarien dargestellt. Die Berechnung der angefallenen äquivalenten Vollzyklen erfolgt anhand des Quotienten aus der gesamten im Speicher umgesetzten (ausgespeicherten) jährlichen Strommenge und der nutzbaren Kapazität.

Tabelle 5-8: Wirtschaftliche Potenzialermittlung Batteriespeicher, H2-Herten

	Day-Ahead-Stundenhandel		Day-Ahead-Viertelstundenhandel	
	Flexibilitätswert [€]	äquivalente Vollzyklen [#]	Flexibilitätswert [€]	äquivalente Vollzyklen[#]
StAbUm*: 0 ct/kWh, AfA: 0 ct/kWh	237	459	1.201	2.268
StAbUm*: 2,3 ct/kWh, AfA: 0 ct/kWh	38	45	188	314
StAbUm*: 0 ct/kWh, AfA: 11,5 ct/kWh	4	2	16	6
StAbUm*: 2,3 ct/kWh, AfA: 11,5 ct/kWh	3	2	13	4

* Steuern, Abgaben, Umlagen für Strombezug/Batterieaufladung (vgl. Kap.5.2.4), AfA: Abnutzungskosten der Batterie

Flexibilitätswerte in relevanter Höhe können durch eine Vermarktung an den Day-Ahead-Spotmärkten mit dem Batteriespeicher „H2-Herten“ nur erzielt werden, wenn weder regulatorisch bedingte Preisaufschläge vorliegen noch Abnutzungskosten angesetzt werden. Bezogen auf die installierte nutzbare Kapazität betragen die erzielbaren Deckungsbeiträge auch dann allerdings nur rund 7 €/kWh (Stundenhandel) bzw. 37 €/kWh (Viertelstundenhandel).

Um allgemeinere Aussagen über die wirtschaftlichen Potenziale alternativer Batteriespeicherkonfigurationen zu treffen, werden im Folgenden Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, welche die im Day-Ahead-Viertelstundenhandel pro kWh nutzbare Kapazität erzielbaren Flexibilitätswerte bei variierenden Leistungsgrößen und Wirkungsgraden ermitteln. Die C-Rate (Verhältnis aus Leistung und Kapazität) spielt für die kurzfristige Bewirtschaftung eine entscheidende Rolle, da sie die in einer Zeiteinheit handelbare Energiemenge bestimmt. Es erfolgt eine Beschränkung auf eine maximale C-Rate von 2, d. h. die nutzbare Kapazität des Speichers (abzüglich der Wirkungsgradverluste) kann in einer halben Stunde be- bzw. entladen werden. Auch wenn höhere C-Raten für die Bewirtschaftung im Viertelstundenhandel vorteilhaft sein können, werden solche hier nicht betrachtet, da aktuell verfügbare Batte-

riezellen nicht entsprechend belastbar sind. Auch wird vernachlässigt, dass der Wirkungsgrad der Batterien mit zunehmender Lade-/Entladeleistung abnimmt. Abbildung 5-3 stellt die auf eine kWh nutzbare Kapazität bezogenen Flexibilitätswerte und die äquivalenten Vollzyklen für C-Raten von 0,25 bis 2 (volle Be-/Entladung in 4 bis 0,5 Stunden) dar. Die linke Grafik zeigt die Ergebnisse für alternative Be- und Entladewirkungsgrade (95 und 85 %) ohne Steuern, Abgaben, Umlagen und Abnutzungskosten. In der rechten Grafik sind Abnutzungskosten i. H. v. 11,5 ct je zyklisierter kWh bei einem Wirkungsgrad von 95 % berücksichtigt.

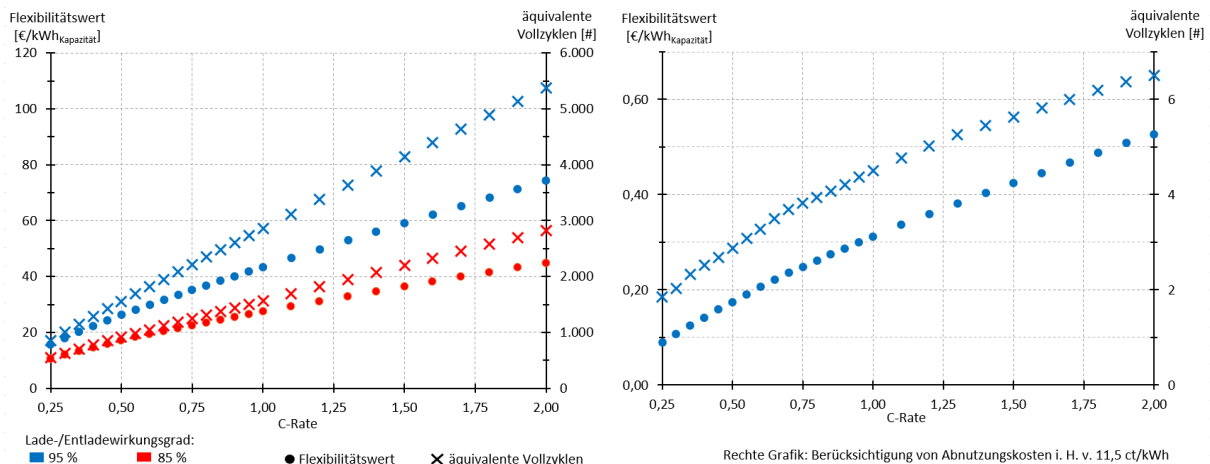


Abbildung 5-3: Spezifische Flexibilitätswerte von Batteriespeichern, bezogen auf eine kWh nutzbare Kapazität im Day-Ahead-Viertelstundenhandel

Deutlich wird, dass höhere C-Raten mit einer Verbesserung der Flexibilitätswerte einhergehen. Für alle hier betrachteten Speicherkonfigurationen gilt jedoch, dass entweder die kapazitätsspezifischen Investitionskosten im Rahmen der Batterielebensdauer nicht erwirtschaftet werden können (links) oder die Volatilität der Marktpreise zu niedrig ist, um über die Abnutzungskosten hinaus relevante Deckungsbeiträge erzielen zu können (rechts). Dies gilt selbst für Speichersysteme mit sehr hohen Wirkungsgraden und die Annahme, dass für die Speicheraufladung keine Steuern, Abgaben und Umlagen anfallen. Potenziale für einen wirtschaftlich sinnvollen Einsatz von Batteriespeichern in den Day-Ahead-Märkten können sich demnach erst eröffnen, wenn deren Investitionskosten deutlich sinken, sich die zyklische Lebensdauer erheblich verbessert und zugleich wesentlich höhere Preisvolatilitäten vorliegen.

5.4 Erkenntnisse aus dem Backtesting (stochastisches Optimierungsmodell)

Die im Abschnitt 5.3 präsentierten Ergebnisse basieren auf Modellrechnungen, deren Grundlage ein deterministisches Optimierungsverfahren ist. Ebenso beruht die Einsatzplanung der Anlagen im Feldtest auf einer deterministischen Optimierung. Wie in Abschnitt 2.2 und 5.1.2 aufgezeigt, können hiermit Prognoseunsicherheiten nicht berücksichtigt werden, zugleich sind die Möglichkeiten zur Bestimmung einer optimalen Gebotsstrategie für die Vermarktung der Flexibilität an den Großhandelsmärkten stark eingeschränkt. Dieses Kapitel fasst die Erkenntnisse aus dem Backtesting, welches den Einsatz eines stochastischen Optimierungsverfahrens erprobt, zusammen. Zweck der Untersuchungen ist einerseits die Quantifizierung der mit dem virtuellen Speicher an den Day-Ahead-Spotmärkten durch Anwendung dieser Methode erzielbaren Mehrererlösen. Andererseits soll die Praxistauglichkeit evaluiert werden, insbesondere hinsichtlich der zu erwartenden Rechenzeiten und der ggf. vorzunehmenden Vereinfachungen im Bereich der mathematischen/formalsprachlichen Anlagenabbildung im Optimierungsproblem.

Im Rahmen des Backtestings wird die Optimierung des gesamten Hertener Anlagenpools gegen die (erwarteten) Spotmarktpreise des Day-Ahead-Stunden- und Viertelstundenhandels für ein Jahr (01.10.2016 bis 30.09.2017) nachträglich simuliert. Als Wärmebedarfsprognosen dienen die nach Ablauf des Feldtests ermittelten tatsächlichen Wärmebedarfe der Anlagen. Entsprechendes gilt für die Erzeugung der PV-Anlage. Die Berücksichtigung von Unsicherheiten erfolgt auf Seiten der Prognosen für die Spotmarktpreise: Ausgehend von 365 täglichen Preisprognosen in Form der im Feldtest verwendeten Punktprognosen, werden für jeden Optimierungszeitraum (365 mal 60 Stunden bzw. 240 Viertelstunden) jeweils 17 Preisszenarien mit dazugehörigen Eintrittswahrscheinlichkeiten für die erwarteten Stunden- und Viertelstundenpreise generiert. Die aus dem Optimierungsergebnis resultierenden Gebotsfunktionen für die Stunden- bzw. Viertelstundenvermarktung bestehen aus jeweils 12 Preis-/Mengenkombinationen. Vergleichsmaßstab für das Modellergebnis sind die bei einer einfachen deterministischen Optimierung zu erwartenden Vermarktungsergebnisse. Für dessen Ermittlung werden, ceteris paribus, 365 Optimierungsläufe unter Verwendung der Punktprognosen (1 Preisszenario, keine Unsicherheit) durchgeführt. Zur Beurteilung der von der Anzahl der Preisszenarien ausgehenden Auswirkungen auf die Rechenzeit werden zusätzlich Modellläufe für 62 Preisszenarien durchgeführt. Das Optimierungsproblem wird mit Hilfe der Modellierungsumgebung GAMS[®] implementiert und, bei vorgegebener Fehlertoleranzschwelle von 0,1 %, unter Verwendung des Solvers CPLEX[®] auf einem Rechner mit 2,6 GHz Prozessorleistung, acht Kernen und 24 GB Arbeitsspeicher gelöst.

Die deterministische Optimierung führt zu einem jährlichen Pool-Deckungsbeitrag von ca. -51.830 €. Dieser negative Wert reflektiert die Kosten der Wärmebereitstellung des gesamten Anlagenpools. Eine auf stochastischer Optimierung basierende Gebotsstrategie (17 Preisszenarien) verringert die Kosten um rund 225 € bzw. um ca. 0,43 %. Für den hier betrachteten Anwendungsfall sind die Vorteile einer stochastischen Optimierung damit nur sehr schwach ausgeprägt. Naheliegend ist jedoch, dass sich der Vorteil mit steigender Anzahl an verwendeten Preisszenarien weiter verbessern kann. Aussagen zur Verbesserung des jährlichen Deckungsbeitrages bei 62 Preisszenarien können hier nicht getroffen werden, da sich gezeigt hat, dass die erforderliche Rechenzeit nicht vertretbar ist. Während die Optimierung für 1 Szenario bzw. für 17 Szenarien (Jahresbetrachtung) ca. 1 Stunde bzw. 3 Tage in Anspruch nimmt, weisen Hochrechnungen für den Optimierungslauf mit 62 Szenarien darauf hin, dass dieser fast 80 Tage andauern würde¹⁵. Da in der Praxis die Optimierung für die Gebotsabgabe an den Day-Ahead-Spotmärkten täglich und jeweils nur für wenige Tage im Voraus zu erfolgen hat, sind für die praktische Umsetzbarkeit vielmehr die Rechenzeiten der täglichen Optimierungsläufe relevant. Diese betragen für 17 Preisszenarien ca. 10 Minuten und für 62 Szenarien rund 5 Stunden. Eine potenzielle Verbesserung der Vermarktungsergebnisse (durch die Erhöhung der Szenarienzahl) geht daher mit nicht mehr praxisgerechten Rechenzeiten einher.

Wesentliche Bedeutung für die Rechenzeiten haben auch Art und Anzahl der im Modell implementierten Anlagen sowie die Realitätsnähe ihrer formalsprachlichen Abbildung. Hier ist von besonderer Relevanz, ob Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten berücksichtigt werden und ob die Anlagen als vollkommen modulierbare Einheiten (zwischen Null und der Nennleistung) hinterlegt sind oder aber der zulässige Arbeitsbereich auf Werte zwischen einer vorgegebenen Mindestleistung (größer Null) und der Nennleistung eingeschränkt wird. Oben genannte Ergebnisse beruhen auf einer Modellspezifikation ohne Mindeststillstandszeiten, Mindestbetriebszeiten (eine Stunde) wurden nur für die BHKWs berücksichtigt. Auch sind alle Anlagen des Hertener Pools als frei modulierbar hinterlegt. Werden hingegen die zulässigen Arbeitsbereiche berücksichtigt, beträgt die hochgerechnete Laufzeit für

¹⁵ Die Hochrechnungen erfolgen auf Basis der Auswertungen von Modellläufen für die ersten Wochen des Jahres-Gesamtbetrachtungszeitraums.

die stochastische Jahresoptimierung mit 17 Preisszenarien 60 Tage. Werden zusätzlich auch die Wärmepumpen mit der Restriktion der Mindestbetriebszeit versehen, steigt die hochgerechnete Laufzeit auf 426 Tage an. Die korrespondierenden Werte für die täglichen Optimierungsläufe liegen bei ca. 4 bzw. 28 Stunden.

Zusammenfassend lässt sich für die Praxisanwendung feststellen, dass die stochastische Optimierung, in der hier untersuchten Form, für die Einsatzplanung von virtuellen Speichern voraussichtlich kaum geeignet ist. Der Notwendigkeit, technisch zulässige bzw. umsetzbare Fahrpläne (Arbeitsbereiche, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten) zu ermitteln, stehen nicht praxistaugliche Rechenzeiten gegenüber. Dies gilt bereits für einen kleinen Anlagenpool wie den hier untersuchten mit acht Anlagen und umso mehr für große virtuelle Speicher; die Komplexität des Optimierungsproblems wächst mit steigender Anlagenanzahl überproportional an. Weiterhin zeichnet sich ab, dass es für eine signifikante Verbesserung der Vermarktungsergebnisse erforderlich ist, die Unsicherheiten durch eine Vielzahl von Szenarien abzubilden. Jedoch trägt dies ebenfalls zur Überschreitung von in der Praxis handhabbaren Rechenzeiten bei. In diesem Kontext ist auch zu berücksichtigen, dass der potenzielle Mehrwert einer stochastischen Optimierung prinzipiell vom Ausmaß der Unsicherheit, d. h. von der Prognosequalität, abhängt. Entsprechend können sich Maßnahmen zur Verbesserung der Preis-, Wärme- oder PV-Erzeugungsprognosen durch ein günstigeres Aufwand-Nutzen-Verhältnis bzw. ein höheres praktisches Umsetzungspotenzial auszeichnen.

5.5 Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen

Das energiewirtschaftliche Umfeld befindet sich in einem kontinuierlichen und dynamischen Wandel. Von besonderer Bedeutung für virtuelle Speicher sind neben dem technologischen Fortschritt, z. B. im Bereich standardisierter und kostengünstiger IKT-Lösungen zur Aggregation dezentraler Flexibilitäten, insbesondere die Ausgestaltung zukünftiger regulatorischer Rahmenbedingungen und die Entwicklung der Preisstrukturen auf den Großhandelsmärkten. Wie in Abschnitt 5.2 aufgezeigt, zeichnet sich bereits ab, dass bestehende regulatorische Hemmnisse seitens der Gesetzgebung weiter abgebaut werden. Auch ist absehbar, dass zukünftig eine zunehmende Anzahl dezentraler Erzeuger nicht weiter von den garantierten EEG- oder KWKG-Vergütungen profitieren können und sich stattdessen Marktpreisen gegenübergestellt sehen. Dies betrifft sowohl Bestandsanlagen, deren Förderzeitraum abgelaufen ist, als auch zukünftige neue Anlagen, für die verschärfte Bedingungen zur verpflichtenden Direktvermarktung zu erwarten sind.

Dieses Kapitel gibt einen Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen. Dabei liegt der Fokus, anknüpfend an Abschnitt 5.3, auf der Analyse der wirtschaftlichen Potenziale des Hertener Anlagenpools bei alternativen zukünftigen Börsenpreisstrukturen. Abschnitt 5.5.1 legt die den Zukunftsszenarien zugrunde gelegten Annahmen dar, beschreibt die Grundzüge des zur Prognose der Börsenpreise verwendeten Modells und zeigt dessen Ergebnisse in zusammengefasster Form. Abschnitt 5.5.2 präsentiert die Ergebnisse der wirtschaftlichen Potenzialermittlung.

5.5.1 Definition der Zukunftsszenarien und Simulation von Börsenpreisen

Als zu betrachtenden Zeithorizont für die Zukunftsszenarien wird das Jahr 2030 gewählt. Dabei beruhen die Annahmen zur Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland auf dem von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Netzentwicklungsplan Strom aus dem Jahre 2017 [64]. Dieser bildet eine Bandbreite möglicher Entwicklungen in Form von drei Szenarien ab. Deren zentrale Charakteristika sind in Tabelle 5-9 zusammengefasst.

Tabelle 5-9: Zusammenfassung der wesentlichen Charakteristika der Zukunftsszenarien gemäß Netzentwicklungsplan Strom 2017 [64]

	Einheit	Referenz 2015	Szenario A2030	Szenario B2030	Szenario C2030
Brutto-Stromverbrauch*	TWh/a	550,93	539,82	571,08	603,52
Konventionelle Erzeugungskapazitäten					
Kernenergie	GW	10,80	-	-	-
Braunkohle	GW	21,10	11,50	9,50	9,30
Steinkohle	GW	28,60	21,70	14,80	10,80
Erdgas	GW	30,30	30,50	37,80	37,80
Öl, sonstige konventionelle und Abfall	GW	7,45	3,70	3,60	3,30
Summe Kapazität konventionell	GW	98,25	67,40	65,70	61,20
Kapazität Pumpspeicher	GW	9,44	11,90	11,90	11,90
EE- Erzeugungskapazitäten					
Wind	GW	44,60	68,50	73,50	77,10
Photovoltaik	GW	39,30	58,70	66,30	76,80
Wasserkraft	GW	5,60	3,96	4,73	5,27
Biomasse und sonstige Erneuerbare	GW	7,62	4,53	4,91	5,38
Summe Kapazität Erneuerbare	GW	104,70	135,68	149,44	164,55
Anteil der EE-Erzeugung am Bruttoverbrauch**	-	28 %	52 %	53 %	54 %
Brennstoff- und CO₂-Preise					
Braunkohle	€/MWh _{th}	4,31	3,10	3,10	3,10
Steinkohle	€/MWh _{th}	7,30	10,56	9,46	9,46
Erdgas	€/MWh _{th}	22,19	32,00	29,00	29,00
Rohöl	€/MWh _{th}	30,43	61,40	53,40	53,40
CO ₂ -Zertifikate	€/t	7,74	23,00	28,00	28,00

* Eigene Berechnungen: Ohne Kraftwerks-Eigenverbrauch, incl. Verluste im Übertragungs- und Verteilnetz

** Eigene Berechnungen: Incl. Kraftwerkseigenverbrauch und Verluste im Übertragungs- und Verteilnetz

Die Simulationen der zukünftigen Spotmarktpreise basieren auf einem um eine stochastische Komponente erweiterten Fundamentalmodell (siehe [65], [66]). Dessen Parametrierung beruht auf den o. g. Annahmen zu den Szenarien A2030, B2030 und C2030. Das Fundamentalmodell ermittelt die stündlichen Börsenstrompreise auf Grundlage einer Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks. D. h. der Preis in der jeweiligen Stunde entspricht den Grenzkosten des letzten zur Residuallastdeckung benötigten konventionellen Kraftwerks. Die Residuallast bestimmt sich aus der Brutto-Stromnachfrage abzüglich der Produktion aus erneuerbaren Energieträgern und der KWK-Must-Run Erzeugung, korrigiert um die Produktion bzw. den Verbrauch der Pumpspeicher und unter Berücksichtigung des stündlichen Außenhandelsaldos. Der konventionelle Kraftwerkspark ist im Modell in Form von Technologieklassen abgebildet. Innerhalb dieser Klassen wird angenommen, dass sich die jeweils installierten Kraftwerkskapazitäten in einer Spanne zwischen einem Mindest- und einem Maximalwirkungsgrad gleichmäßig verteilen. Dies führt zu einer stückweise linearen Merit-Order bzw. Angebotsfunktion, in der auch die stündlichen Verfügbarkeiten der konventionellen Kraftwerke, welche auf Basis historischer Daten approximiert werden, berücksichtigt sind. Weitere Details dieser Modellierung und deren Validierung sind in [67] dargestellt.

Um die Realitätsnähe der simulierten Preise zu verbessern, wird ein nachgelagertes stochastisches Modell angewendet. Hiermit werden Einflussfaktoren auf die Preisbildung, die sich mit dem Fundamentalmodell nicht reproduzieren lassen, einbezogen. Basierend auf dem Ansatz von [68] werden die Preise der Zukunftsszenarien aus einer deterministischen (Fundamentalmodell) und einer stochastischen Komponente zusammengesetzt. Letztere wird aus der Differenz zwischen dem Fundamentalpreis (Merit-Order) und dem tatsächlichen Preis (Prognosefehler) in historischen Daten bestimmt.

Abbildung 5-4 und Tabelle 5-10 geben einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Charakteristika der für die Zukunftsszenarien simulierten Börsenpreise.

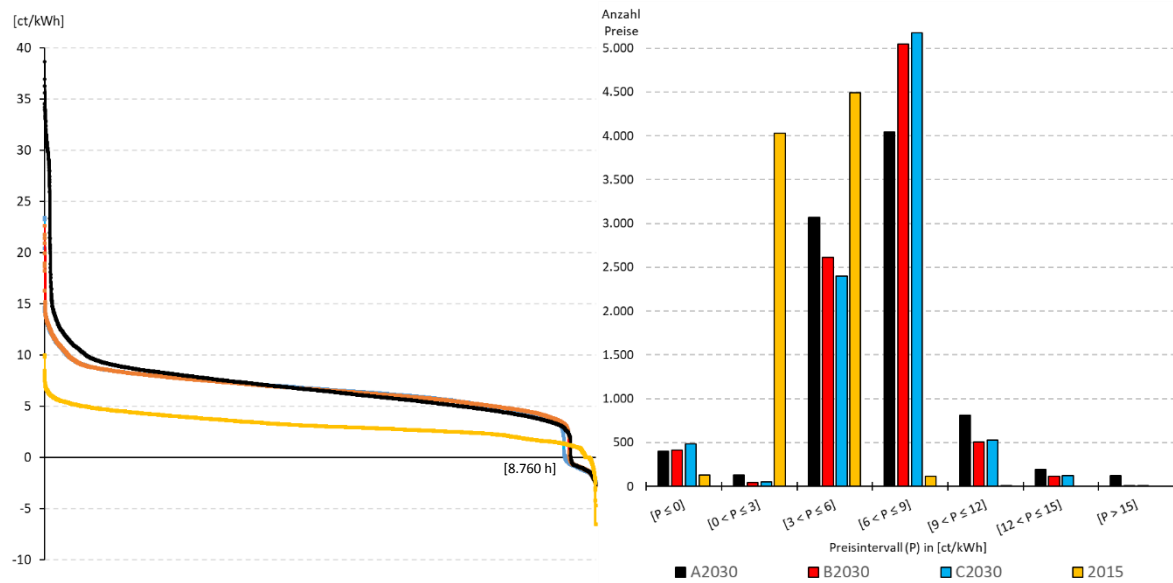


Abbildung 5-4: Geordnete Preisdauerlinien und Preisverteilungen der Preissimulation und Vergleich zum Jahr 2015

Tabelle 5-10: Statistische Kennzahlen der Preissimulation und Vergleich zum Jahr 2015

	Maximum [ct/kWh]	Minimum [ct/kWh]	Mittelwert [ct/kWh]	Standardabw. [ct/kWh]	Ø tägl. Standard- abw. [ct/kWh]	Anzahl negativ [h]
Preise Szenario A2030	38,62	-2,68	6,67	3,67	1,57	397
Preise Szenario B2030	22,63	-2,76	6,42	2,44	1,12	417
Preise Szenario C2030	23,41	-2,44	6,40	2,52	1,11	486
Preise historisch 2015	9,98	-7,99	3,16	1,27	1,16	128

Folgende Punkte fallen dabei ins Auge:

- Im Vergleich zu den Preisen des Basisjahres 2015 weisen alle Szenarien ein in etwa verdoppeltes durchschnittliches Preisniveau auf. Dieses liegt in einem Bereich, welcher für das Jahr 2030 in [69], [70], [71] und [72] mit 4,7 bis 8,0 ct/kWh beziffert wird.
- Es kommt zu einem beträchtlichen Anstieg der Maximalpreise und der Stunden mit negativen Preisen, letztere fallen jedoch (betragsmäßig) wesentlich geringer aus.
- Einhergehend mit stark wachsenden Anteilen von sehr hohen sowie von negativen Preisen lässt sich ein signifikanter Anstieg der gesamten Preisvolatilität beobachten. Allerdings sinkt das Ausmaß der untertägigen Preisschwankungen (Ø tägliche Standardabweichung) im Szenario B2030 und C2030.
- Szenario A2030 weist die höchsten Knappheitspreise und die höchste Preisvolatilität auf, obwohl in diesem Szenario die Stromerzeugung aus EE am niedrigsten ist.
- Die Unterschiede zwischen den Szenarien B2030 und C2030 sind äußerst gering, deutliche Abweichungen treten nur im Bereich niedriger/negativer Preise auf.

Wesentliche Erklärungsansätze für diese Effekte liefern die szenarienspezifischen Annahmen des Netzentwicklungsplans. Von besonderer Relevanz sind die sich aus den Brennstoff- und CO₂-Preisen ergebenden Grenzkosten-Unterschiede zwischen den konventionellen Erzeugungstechnologien. Diese fallen im Szenario A2030 am höchsten aus und unterscheiden sich zwischen den Szenarien B2030 und C2030 nicht. Weiterhin wird für diese Szenarien im Netzentwicklungsplan erwartet, dass ein Zubau konventioneller Flexibilitätsoptionen in Form von Gas- und Pumpspeicherkraftwerken von bis zu ca.

10 GW erfolgt, mit entsprechend glättender Wirkung auf die simulierten Börsenpreise. Auch wird für das Szenario C2030 von einer erheblichen Flexibilisierung der KWK-Must-Run Erzeugung ausgegangen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die simulierten Börsenpreise an einzelnen Tagen auf einen signifikant erhöhten Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich untertägiger Last- bzw. Erzeugungsschwankungen hindeuten. Insgesamt betrachtet zeichnen sich die hier untersuchten Zukunftsszenarien jedoch durch ein hohes Maß an bereits im System verfügbarer Flexibilität aus. Vor diesem Hintergrund ist zu betonen, dass die Höhe der im folgenden Kapitel dargestellten wirtschaftlichen Potenziale eng verbunden ist mit den hier unterstellten szenarienspezifischen Annahmen. Da Prognosen zur mittel- bis langfristige Entwicklung der (nationalen sowie internationalen) energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit hohen Unsicherheiten behaftet sind, können die hier simulierten Börsenpreise nur einen Ausschnitt aus einer Vielzahl möglicher zukünftiger Preismuster darstellen. Entsprechendes gilt für die zukünftigen Flexibilitätswerte dezentraler Flexibilitätsoptionen. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass in Deutschland der weitere Ausbau von fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien auch über das Jahr 2030 hinaus vorgesehen ist. Damit einhergehend kann grundsätzlich von einem langfristigen Anstieg der Nachfrage nach Flexibilität ausgegangen werden.

5.5.2 Analyse der wirtschaftlichen Potenziale in den Zukunftsszenarien

Die Analyse der zukünftigen wirtschaftlichen Potenziale einer marktorientierten Flexibilitätsbewirtschaftung erfolgt analog zum Vorgehen in Abschnitt 5.3. Wie dort aufgezeigt, können sich in Abhängigkeit von der zugrunde gelegten Vermarktungsstrategie (Vermarktung im Day-Ahead-Stunden- oder Viertelstundenhandel) Unterschiede in den Flexibilitätswerten ergeben. Es ist davon auszugehen, dass Aggregatoren auch in Zukunft neben dem Stunden Day-Ahead-Handel zusätzliche, insbesondere kurzfristigere Handelsmöglichkeiten nutzen können. Dabei können sich Märkte für Fahrplanenergie, deren Handelsschluss sich näher am Erfüllungszeitpunkt befindet als im stündlichen Day-Ahead-Handel und/oder die ein anderes Auktionsdesign aufweisen (bspw. „Pay-as-bid“), durch höhere Preisvolatilitäten auszeichnen, z. B. der Intraday-Sporthandel. Ebenso kommen Märkte und Produkte für Regelleistung als zusätzliche Erlösquellen in Frage. Da jedoch für die Entwicklung des Markt- und Produktdesigns wie für die Preise auf diesen Märkten keine szenarienspezifischen Prognosen vorliegen, ist eine Quantifizierung der Potenziale alternativer Vermarktungsstrategien hier nicht möglich. D. h. die im Folgenden ermittelten wirtschaftlichen Potenziale können als eine eher konservative Abschätzung betrachtet werden.

Flexible Verbraucher: Elektrospeicherheizung

Die Modellergebnisse zeigen, dass sich die durchschnittlichen Beschaffungskosten im Normalbetrieb von rund 2,4 ct/kWh im Jahr 2015 auf ca. 5,3 bis 5,9 ct/kWh mehr als verdoppeln. Dabei weist das Szenario A2030 die geringeren Beschaffungskosten auf, obwohl der Jahres-Mittelwert der Spotmarktpreise über denen der Szenarien B2030 und C2030 liegt (vgl. Tabelle 5-10). Innerhalb der NT-Zeiträume, welche für den Strombezug im Normalbetrieb relevant sind (22:00 bis 6:00 Uhr), weisen die Mittelwerte der Preise jedoch eine entgegengesetzte Rangfolge auf. Auch stellen sich die durch eine höhere Anzahl von negativen Preisen zu erwartenden niedrigeren Beschaffungskosten in Szenario B2030 und C2030 nicht ein, da diese Preise zu ca. 66 bzw. 72 % außerhalb des NT-Zeitraumes auftreten. Die durch eine marktorientierte Fahrweise erzielbaren lieferantenseitigen Kosteneinsparungen sind in Abbildung 5-5 dargestellt.

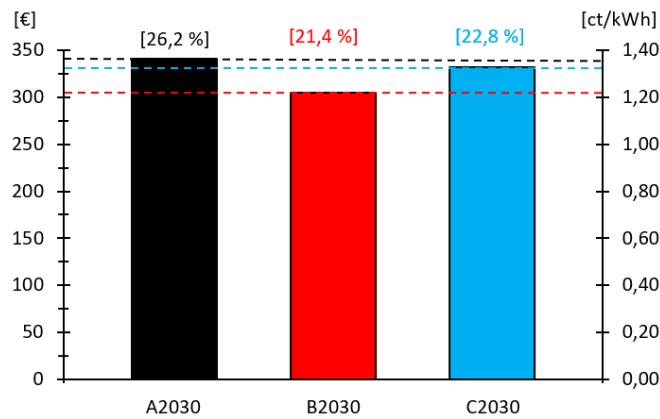
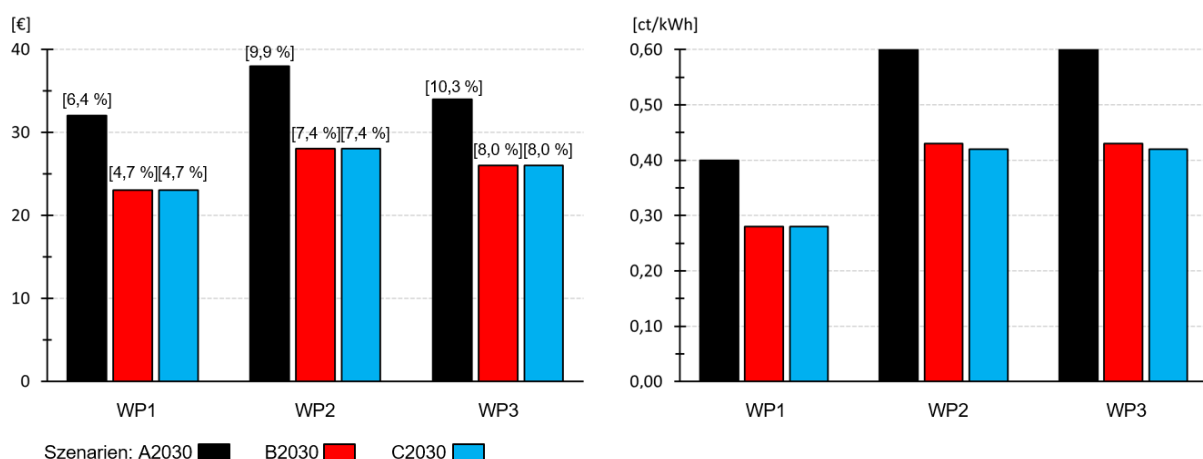


Abbildung 5-5: Lieferantenseitige Kosteneinsparpotenziale in den Zukunftsszenarien, ESH

Durch die optimierte Bewirtschaftung können die Beschaffungskosten der ESH in allen Szenarien deutlich gesenkt werden. Bedingt durch die höhere (untertägige) Volatilität der Marktpreise ergeben sich die größten Einsparpotenziale im Szenario A2030. Die Größenordnung der absolut erzielbaren Kostensenkungen spricht dafür, dass für Endkunden mit ESH und vergleichbar hohen Jahresstromverbräuchen zukünftig ausreichend monetäre Anreize zur Bereitstellung der Flexibilität entstehen können. Dies gilt selbst für reale Tarifmodelle, mit denen aus Endkundensicht nur Teile der hier aufgezeigten lieferantenseitigen Einsparungen erzielt werden können.

Flexible Verbraucher: Wärmepumpen

Die marktorientierte Betriebsweise von Wärmepumpen führt auch in den Zukunftsszenarien für die hier betrachteten Systemauslegungen nur zu geringen Kostensenkungspotenzialen. Ausgehend von rund 20 bis 24 € im Jahr 2015 (bei der Optimierung gegen stündliche Day-Ahead-Preise), lassen sich für die Szenarien B2030 und C2030 nur Steigerungen zwischen 3 und 5 € beobachten. Lediglich im Szenario A2030 ergeben sich deutlich verbesserte Einsparpotenziale (Steigerungen um 12 bis 15 €). Relativ betrachtet erscheinen die Zunahmen der Einsparpotenziale mit bis zu 65 % im Szenario A2030 für Wärmepumpe 2 (ID 103) zwar hoch, die absolut erzielbaren Kostensenkungen sind jedoch nach wie vor begrenzt, vgl. Abbildung 5-6.



(Aufgrund von leicht schwankenden Strombezugsmengen zwischen den Szenarien im optimierten Betrieb können Durchschnittswerte (ct/kWh) bei nahezu identischen Gesamtkosten unterschiedlich ausfallen)

Abbildung 5-6: Lieferantenseitige Kosteneinsparpotenziale in den Zukunftsszenarien, Wärmepumpen

Ein wesentliches Ergebnis ist auch, dass die annähernde Verdoppelung der durchschnittlichen lieferantenseitigen Beschaffungskosten (auf ca. 6,5 bis 6,7 ct/kWh) in den Zukunftsszenarien durch eine

marktorientierte Fahrweise, die sich an stündlichen Marktpreisen orientiert, kaum aufgefangen werden kann. Die in Kap. 5.3.2 aufgezeigte Problematik der niedrigen bzw. nur kurzzeitig verfügbaren Flexibilität führt dazu, dass sich der Marktwert der Flexibilität in Szenario A2030 nicht proportional zur Vergrößerung der durchschnittlichen täglichen Preisvolatilität erhöht. In den Szenarien B2030 und C2030 hemmt die (im Mittel) geringe untertägige Volatilität den Zuwachs der Flexibilitätswerte. Dementsprechend fallen die relativen Einsparpotenziale in den Zukunftsszenarien geringer aus als im Jahr 2015.

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass (unter den hier angenommenen Rahmenbedingungen) auch im Jahr 2030 kaum finanzielle Anreize für einen marktorientierten Betrieb von kleinen Wärmepumpensystemen entstehen. Höhere Kosteneinsparpotenziale könnten allerdings erzielt werden, wenn die Bewirtschaftung der Flexibilität auf Märkten erfolgen kann, die sich durch höhere Preisvolatilitäten auszeichnen (s. o.). Auch könnten zukünftige Wärmepumpensysteme im Vergleich zu den hier untersuchten Anlagen durch Nachrüstung oder veränderte Auslegung im Neubau über größere Speichervolumina und/oder höhere elektrische Leistungen verfügen.

Sensitivitätsbetrachtung für veränderte Systemauslegung der Wärmepumpen

Eine exemplarische Beurteilung des möglichen finanziellen Mehrwerts der verbesserten Anlagenflexibilität wird hier für Wärmepumpe 2 im Szenario A2030 vorgenommen. Abbildung 5-7 stellt die durch eine Vergrößerung von Speichervolumen bzw. der elektrischen Leistung erzielbaren zusätzlichen Flexibilitätswerte dar.

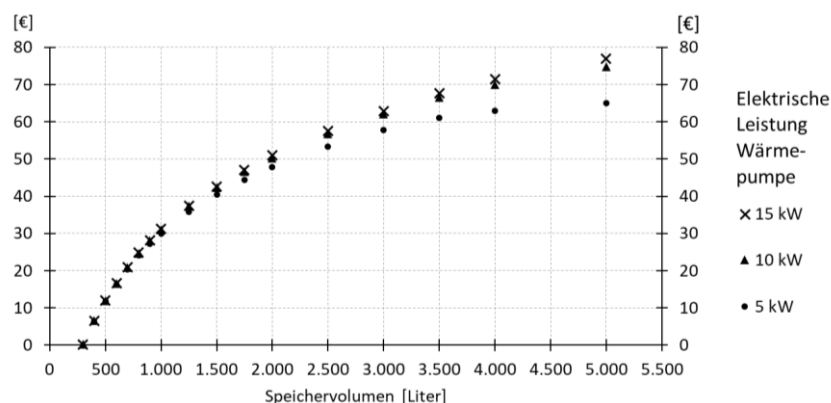


Abbildung 5-7: Zusätzliche Einsparpotenziale durch veränderte Systemauslegung im Szenario A2030 (Wärmepumpe 2, verglichen zur Basiskonfiguration mit 5 kW_{el} und 300 Liter Speichervolumen)

Ausgehend von einem erzielbaren Beschaffungsvorteil von ca. 38 € in der Basiskonfiguration könnten durch die veränderte Systemauslegung im Szenario A2030 zusätzliche Einsparpotenziale von bis zu rund 75 € entstehen. Allerdings werden ausgeprägte (absolute) Mehrwerte nur bei sehr großen Speichervolumen ab 1.000 Liter generiert. Weiterhin zeigt sich, dass nennenswerte Vorteile durch eine Verdoppelung der elektrischen Leistung hier erst ab Speichervolumina von 2.500 Liter zum Tragen kommen. Darüber hinaus gehende Leistungserhöhungen bieten nur geringe zusätzliche Betriebskostensparnisse. Insgesamt erscheint es fraglich, ob sich anlagenseitige Investitionen in eine Verbesserung der Flexibilität durch die erzielbaren Einsparungen in einem angemessenen Zeitraum refinanzieren können [62]. Weiterhin sind die Möglichkeiten zur Vergrößerung des Speichervolumens zumeist allein aus räumlichen Gründen begrenzt. Aus diesen Gründen sollten alternative Maßnahmen zur Verbesserung der Anlagenflexibilität wie eine Anhebung der maximalen Speichertemperatur oder die Nutzung der thermischen Trägheit des Gebäudes unter Ausnutzung der zulässigen Raumtemperaturtoleranzen ins Auge gefasst werden.

Flexible Prosumer

Den Modellrechnungen zur wirtschaftlichen Potenzialermittlung der flexiblen Prosumer (BHKWs Westerholt und Copa Ca Backum) liegen folgende Annahmen zugrunde: Die Netto-Gaspreise steigen gemäß der Gaspreisentwicklung in den Zukunftsszenarien von 3,85 ct/kWh (Jahr 2015) auf 4,83 ct/kWh (A2030) bzw. 4,53 ct/kWh (B2030, C2030) an. Dabei wird unterstellt, dass die Werte für die Gas-Netz-nutzungsentgelte und die Energiesteuer, welche ausschließlich bei Verwendung im Spitzenlastkessel anfällt, unverändert bleiben. Der im Schwimmbad Copa Ca Backum bei alternativer Wärmelastdeckung aus dem Fernwärmenetz angesetzte Fernwärmepreis verteuert sich analog zum Gaspreis von 3,79 ct/kWh auf 4,77 ct/kWh (A2030) bzw. 4,47 ct/kWh (B2030, C2030). Die Netto-Bezugsstrompreise erhöhen sich um den Anstieg der durchschnittlichen Börsenstrompreise in den Szenarien von 19,7 ct/kWh (Jahr 2015) auf 23,21 ct/kWh (A2030), 22,96 ct/kWh (B2030) und 22,94 ct/kWh (C2030). Auch wird davon ausgegangen, dass die Anlagenbetreiber zukünftig keine staatlich geförderten Vergütungs-/Zuschlagszahlungen in Anspruch nehmen können. Tabelle 5-11 und Tabelle 5-12 zeigen eine Zusammenfassung der wesentlichen Modellergebnisse.

Tabelle 5-11: Wirtschaftliche Potenzialermittlung für flexible Prosumer in den Zukunftsszenarien, BHKW Westerholt

Szenario	Betriebsweise	Volllaststunden BHKW [h]	Stromproduktion [MWh]	Erlöse Einspeisung [k€]	Kosten Strombezug [k€]	Kosten Gas [k€]	Erlöse Einspeisung [ct/kWh]	Mehrwert BHKW [k€]
A2030 (125,50 k€)*	wärmegeführt	8.760	438,00	14,88	0,03	93,02	6,73	47,33
	stromgeführt	8.251	412,53	14,42	0,03	91,97	7,37	47,91
	marktorientiert	7.612	380,60	14,38	6,98	90,67	7,43	42,23
B2030 (120,29 k€)*	wärmegeführt	8.760	438,00	14,27	0,03	86,79	6,45	47,73
	stromgeführt	8.479	423,95	14,22	0,03	86,27	6,87	48,21
	marktorientiert	8.119	405,95	14,22	3,87	85,60	6,91	45,04
C2030 (120,24 k€)*	wärmegeführt	8.760	438,00	14,24	0,03	86,79	6,44	47,66
	stromgeführt	8.442	422,12	14,20	0,03	86,20	6,92	48,21
	marktorientiert	8.035	401,75	14,20	4,37	85,44	6,97	44,63
2015 (102,63 k€)*	marktorientiert	4.921	246,05	4,94	18,65	67,08	3,99	21,85

* Kosten der Wärme- und Stromversorgung ohne BHKW

Tabelle 5-12: Wirtschaftliche Potenzialermittlung für flexible Prosumer in den Zukunftsszenarien, BHKW Copa Ca Backum

Szenario	Betriebsweise	Ø Volllaststunden der BHKWs [h]	Erlöse Einspeisung [k€]	Kosten Strombezug [k€]	Kosten Gas [k€]	Kosten Fernwärme [k€]	Mehrwert BHKWs [k€]
A2030 (1.191,52 k€)*	wärmegeführt	7.302	178,39	33,87	694,08	-	641,96
	stromgeführt	6.613	169,89	0,02	630,14	34,16	697,07
	marktorientiert	5.658	189,62	254,56	536,21	86,79	503,57
B2030 (1.158,95 k€)*	wärmegeführt	7.302	176,65	33,50	645,43	-	656,67
	stromgeführt	6.986	176,14	0,04	618,20	14,64	702,21
	marktorientiert	6.452	198,98	186,45	568,47	43,08	559,94
C2030 (1.182,06 k€)*	wärmegeführt	7.302	177,38	33,47	645,43	-	680,53
	stromgeführt	6.980	176,46	0,06	617,38	16,07	752,01
	marktorientiert	6.435	200,65	191,51	566,94	46,87	577,38
2015 (990,73 k€)*	marktorientiert	2.456	45,36	475,02	179,42	200,18	181,47

* Kosten der Wärme- und Stromversorgung ohne BHKW

Die durch den BHKW-Betrieb erzielbaren Mehrwerte ggü. einer Strom- und Wärmeversorgung ohne BHKW liegen in allen Szenarien auf einem vergleichsweise hohen Niveau. Im wärme- und stromgeführten Betrieb können Mehrwerte generiert werden, welche denen aus dem Jahre 2015 unter Förderung des KWKG nahe kommen (vgl. Abschnitt 5.3.3). Auch führen die gestiegenen Börsenpreise in den Zukunftsszenarien zu einer deutlich höheren Auslastung der BHKWs im marktorientierten Betrieb. Die hohe Anzahl der Volllaststunden deutet jedoch darauf hin, dass die Stromproduktion auch im marktorientierten Betrieb nicht nur bei Knappheit im Stromsystem erfolgt. Dies zeigt sich insbesondere beim BHKW Westerholt: Das BHKW ist bei Börsenpreisen über ca. 4,08 ct/kWh (A2030) bzw. 3,74 ct/kWh (B2030 und C2030) in Betrieb, diese Grenzpreise liegen deutlich unter den durchschnittlichen Börsenpreisen der jeweiligen Szenarien. Da die Wärmeproduktion des BHKWs auslegungsbedingt jederzeit verwendet werden kann, ist die Anlage in Betrieb solange die Kosten der alternativen Wärmebereitstellung aus dem Spitzenlastkessel über den (um die stromseitigen Erlöse reduzierten) Kosten der Wärmebereitstellung aus dem BHKW liegen. In diesem Zusammenhang ist auch die Energiesteuerbefreiung für den Gasverbrauch des BHKWs von Relevanz. Eine steuerliche Gleichbehandlung von BHKW und Spitzenlastkessel würde dementsprechend zu niedrigeren BHKW-Volllaststunden und damit zu einer stärker am Bedarf ausgerichteten Stromproduktion führen. Andererseits ist davon auszugehen, dass auch bei den genannten Börsengrenzpreisen die Stromproduktion der BHKWs die Stromproduktion aus anderen fossil befeuerten Anlagen verdrängt und aufgrund der höheren Gesamteffizienz dadurch ein Beitrag zur CO₂-Emissionsreduktion geleistet wird.

Der marktorientierte Betrieb stellt allerdings auch in den Zukunftsszenarien keine wirtschaftlich attraktive Option für die Anlagenbesitzer bzw. flexiblen Prosumer dar. Die durch den Selbstverbrauch von Strom vermiedenen Bezugskosten wirken nach wie vor als entscheidender Hebel für den Mehrwert der BHKWs, der stromgeführte Betrieb stellt die höchsten Mehrwerte in Aussicht. Daher bestehen unter den hier getroffenen Annahmen auch in Zukunft kaum Anreize, die Flexibilität für eine an den Day-Ahead-Spotmärkten optimierte Bewirtschaftung in einem virtuellen Speicher bereit zu stellen.

Flexible Erzeuger

Für das BHKW Goethe-Gärten wird davon ausgegangen, dass der Anspruch auf Förderung nach dem EEG im Jahr 2030 abgelaufen ist und es mit konventionellem Gas weiter betrieben wird. Als Vergleichsmaßstab für die Entwicklung der wirtschaftlichen Potenziale dienen daher die Szenarien (5) und (6) aus dem Jahr 2015, vgl. Abschnitt 5.3.4. Die für den Wärmeverkauf angesetzten Erlöse entwickeln sich analog zu den Steigerungen der Gas- bzw. Fernwärmepreise (s. o.) von 4,5 ct/kWh auf 5,48 ct/kWh (A2030) und 5,18 ct/kWh (B2030, C2030). Die Ergebnisse der Potenzialabschätzung sind in Tabelle 5-13 zusammengefasst.

Tabelle 5-13: Wirtschaftliche Potenzialermittlung für flexiblen Erzeuger (BHKW Goethe-Gärten) in den Zukunftsszenarien

Szenario	Betriebsweise	Volllaststunden BHKW [h]	Stromproduktion [MWh]	Erlöse Strom [k€]	Kosten Gas BHKW [k€]	Kosten Gas SLK [k€]	Erlöse Strom [ct/kWh]	Deckungsbeitrag* [k€]
A2030	wärmegeführt	7.887	149,85	10,05	19,31	12,20	6,70	5,86
	marktorientiert	6.283	119,38	9,10	15,38	14,38	7,62	6,66
B2030	wärmegeführt	7.887	149,85	9,69	17,95	11,45	6,46	6,11
	marktorientiert	6.841	129,98	9,14	15,57	12,59	7,03	6,80
C2030	wärmegeführt	7.887	149,85	9,65	17,95	11,45	6,44	6,08
	marktorientiert	6.804	129,27	9,13	15,49	12,65	7,06	6,82
2015 (5) (6)	wärmegeführt	7.887	149,85	4,74	14,88	9,72	3,16	2,56
	marktorientiert	3.845	73,06	3,02	7,25	14,76	4,13	3,43

* unter Anrechnung von zusätzlichen Erlösen aus dem Wärmeverkauf

SLK: Spitzenlastkessel

Gegenüber den Referenzszenarien (5) und (6) verschlechtert sich zwar die relative Vorteilhaftigkeit des marktorientierten Betriebs: Die Differenzen zwischen den Deckungsbeiträgen im marktorientierten und wärmegeführten Betrieb liegen in den Zukunftsszenarien um ca. 70 bis 180 € unter denjenigen im Jahr 2015. Dennoch bieten die beim marktorientierten Betrieb erzielbaren höheren Deckungsbeiträge (ca. 750 bis 800 € bzw. 11 bis 14 %) klare Anreize für eine an den Marktpreisen orientierte Stromproduktion. Trotz geringerer stromseitiger Erlöse ist eine finanzielle Besserstellung für den Anlagenbesitzer erreichbar, wenn er die Flexibilität für die Bewirtschaftung im virtuellen Speicher bereitstellt.

Insgesamt profitieren die wirtschaftlichen Potenziale in den Zukunftsszenarien auch beim BHKW Goethe-Gärten vom höheren Börsenpreisniveau. So kommt es zu einer annähernden Verdoppelung der Volllaststunden in den marktorientierten Betriebsweisen und die Deckungsbeiträge der Anlage wachsen um rund 3.200 bis 3.400 €. Damit erscheint ein wirtschaftlicher BHKW-Betrieb in den Zukunftsszenarien auch ohne staatliche Förderung insgesamt besser darstellbar als in den Referenzszenarien (5) und (6). Wie bereits für das BHKW Westerholt diskutiert, führt das Zusammenspiel aus Wärmenachfrage, Anlagendimensionierung und Gas- sowie Börsenpreisen aber auch hier dazu, dass die Stromproduktion im marktorientierten Betrieb nicht ausschließlich bei Knappheitssituationen im Stromsystem erfolgt.

Stromspeicher

Abbildung 5-8 stellt die spezifischen, auf eine kWh nutzbare Kapazität bezogenen Flexibilitätswerte von Batteriespeichern bei verschiedenen C-Raten dar. In der linken Grafik (Szenario A2030) sind zum Vergleich auch die korrespondierenden Werte aus dem Jahr 2015 (in Grün) angegeben. Es wird unterstellt, dass Batteriespeichersysteme im Jahr 2030 hohe Be- und Entladewirkungsgrade von 95 % aufweisen und dass die zyklisierungsbedingten Abnutzungskosten (AfA) auf 5 ct/kWh sinken, z. B. durch eine Reduktion der Investitionskosten auf 350 €/kWh bei gleichzeitiger Verbesserung der Zykluslebensdauer auf 7.000 Vollzyklen. Auch wird angenommen, dass zukünftig keine Steuern, Abgaben oder Umlagen für die aus bzw. in das Netz ein- bzw. ausgespeicherten Strommengen anfallen. Da sich die Ergebnisse zwischen den Szenarien B2030 und C2030 (rechte Grafik) nur marginal unterscheiden, wird auf die Darstellung für Szenario B2030 verzichtet.

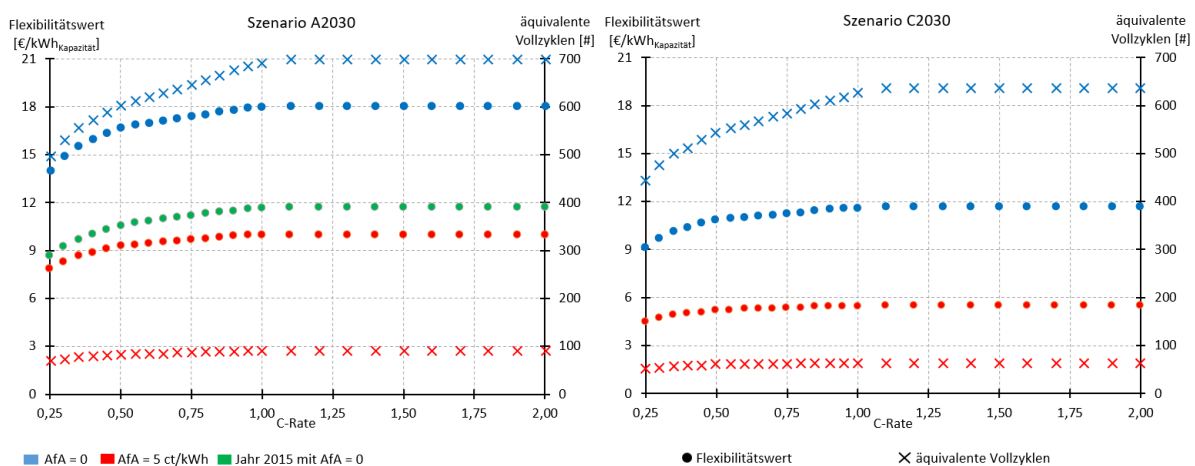


Abbildung 5-8: Spezifische Flexibilitätswerte von Batteriespeichern, bezogen auf eine kWh nutzbare Kapazität im Day-Ahead-Stundenhandel (2030)

Ein Vergleich der Ergebnisse ohne AfA macht deutlich, dass die mit Batteriespeichern im Day-Ahead-Stundenhandel erzielbaren Arbitragegewinne gegenüber dem Jahr 2015 im Szenario A2030 um ca. 54 % bis 62 % ansteigen können. Die absolute Höhe der Flexibilitätswerte ist jedoch gering und voraussichtlich nicht ausreichend, um eine Amortisation der Investitionskosten im Rahmen der Zykluslebens-

dauer zu gewährleisten. Für Szenario C2030 (und B2030) ergibt sich, bedingt durch die geringen Preisvolatilitäten in diesem Szenario, dagegen keine wesentliche Verbesserung. Werden die zyklisierungsbedingten Abnutzungskosten in der Vermarktungsstrategie berücksichtigt, liegen die pro kWh nutzbarer Kapazität erzielbaren Flexibilitätswerte (rote Punkte) im Szenario A2030 im Bereich um 10 €/kWh bei rund 80 bis 90 äquivalenten Vollzyklen. Demnach könnte ein Batteriespeichersystem mit beispielsweise 100 kWh nutzbarer Kapazität und 120 kW Lade-/Entladeleistung Deckungsbeiträge in Höhe von ca. 1.000 € p. a. erwirtschaften. Diese ständen zur Refinanzierung der nicht kapazitätsspezifischen Investitionskosten und für die Deckung der sonstigen Betriebskosten zur Verfügung. Die Potenziale zur darüberhinausgehenden Gewinnerzielung sind daher, selbst im Szenario A2030, voraussichtlich gering.

Eine Verbesserung der wirtschaftlichen Potenziale kann entstehen, wenn die Investitionskosten bis zum Jahr 2030 über das hier unterstellte Maß hinaus sinken. Auch ist, wie bereits oben diskutiert, zu berücksichtigen, dass eine Speicherbewirtschaftung in alternativen Kurzfristmärkten wie z. B. dem viertelstündlichen kontinuierlichen Intradayhandel zu deutlich höheren Flexibilitätswerten führen kann, wenn das Batteriespeichersystem über eine entsprechend hohe C-Rate verfügt.

6. Zusammenfassung

Im Fokus dieses Forschungsprojekts stand die Erforschung und Untersuchung virtueller Energiespeicher in urbanen Räumen. Virtuelle Energiespeicher sind dabei eine Aggregation verschiedenster, bereits vorhandener wie auch zukünftiger flexibler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, deren Flexibilität durch die kommunikationstechnische Anbindung und Bündelung für das Energiesystem nutzbar gemacht wird. Die Untersuchung in diesem Forschungsprojekt erfolgte dabei einerseits aus theoretischer Sicht, bei der die Modellierung des flexiblen Speicherverhaltens und der zukünftig nutzbaren Speicherpotenziale sowie deren Wirtschaftlichkeit im Vordergrund standen. Andererseits wurde das Konzept eines virtuellen Energiespeichers anhand einer Vielzahl verschiedener Flexibilitätsoptionen praktisch umgesetzt. Hierdurch war es möglich, die benötigte Infrastruktur virtueller Speicher zu analysieren, und praktische Grenzen und Hindernisse zu identifizieren. Gleichzeitig erlaubt die Analyse des heutigen regulatorischen Rahmens sowie der in der Praxis verfügbaren Anlagenschnittstellen, zukünftige Hemmnisse des Flexibilitätseinsatzes zu erkennen und so frühzeitig eine effiziente Nutzung vorhandener Flexibilitätsoptionen zu erlauben.

6.1 Erkenntnisse nach Themenfeldern

Aufgrund der vielen in diesem Projekt adressierten Themenfelder erstrecken sich die daraus gewonnenen Erkenntnisse ebenfalls auf viele Bereiche. In den folgenden Abschnitten werden die wesentlichen Erkenntnisse des Forschungsprojekts zusammengefasst.

IKT-Infrastruktur, Protokolle und Schnittstellen

Die Hauptaufgabe des zentralen Aggregators bestand in der Datenerfassung verschiedener Anlagentypen und in der Weitergabe der Anlagenfahrpläne an die verwendeten SPS. So konnten neue Kommunikationsprotokolle und Schnittstellen implementiert werden. Ebenfalls nicht im Projekt umgesetzte Anbindungen wie z.B. MQTT wurden entwickelt und können in Zukunft verwendet werden. Auch die vielen Funktionalitäten im MDM, wie z.B. Fahrplanverarbeitung, -aufsplittung und -weitergabe gehören zu nützlichen Ergebnissen dieses Projekts. Für die Visualisierung der Daten wurden neue Widgets entwickelt, welche zukünftig zur Visualisierung virtueller Speicher genutzt werden können. Ebenso zeigt sich, dass der Betrieb eines virtuellen Speichers mit einem vergleichsweise hohen Datenaufkommen verbunden ist und daher effizient gestalteter Datenbanken, Protokolle mit geringem Overhead und einheitlicher Schnittstellen bedarf.

Anlagenanbindung und Eingriff in das Betriebsverhalten

Die größte Herausforderung bezüglich der Anlagenanbindung bestand in der Heterogenität des Anlagenpools, so dass im Grunde für jede Anlage ein spezifisches Konzept entwickelt und umgesetzt werden musste. Die Anbindung ist zwar technisch realisierbar, jedoch nicht wirtschaftlich abbildbar. Eine einheitliche Schnittstelle, die herstellerseitig direkt einsatzfähig ist und entsprechende Sensorik zur Erfassung von Anlagen- und Speicherzustand umfasst, ist Voraussetzung für ein funktionierendes Geschäftsmodell mit kleineren Anlagen.

Für zukünftige Produktentwicklungen wäre es daher wünschenswert, wenn Hersteller direkt eine entsprechende Kommunikationsschnittstelle wie VHP_{READY} oder EEBUS zur Verfügung stellen würden, um Flexibilitätspotenziale von Einzelanlagen in Zukunft kostengünstig aktivieren zu können.

Modellbildung und Einsatzplanung virtueller Speicher

Der zentrale Optimierungsansatz konnte in der Praxis erfolgreich erprobt werden. Die entwickelte Rahmensoftware und Modellierungssprache zeigten eine gute Performance und steigende Zuverlässigkeit

im Rahmen des Feldtests. Für eine sehr hohe Anzahl beteiligter Anlagen wäre in der Praxis jedoch zu prüfen, in wieweit die Rechenzeit den Anforderungen des Fahrplanbetriebs gerecht wird. Hier sollte aus den Erfahrungen des Feldtests auch insbesondere auf die Performance der Datenbanken und Schnittstellen zum Abruf von Prognosen und Messdaten geachtet werden.

Der zur Einsatzoptimierung gewählte Detaillierungsgrad hat sich für die meisten Anlagentypen zudem als ausreichend genau erwiesen. Insbesondere für Wärmeanlagen stellt die Linearisierung des Anlagenverhaltens und bspw. die Vernachlässigung von An- und Abfahrvorgängen im Vergleich zu Prognosefehlern nur eine untergeordnete Quelle von Unsicherheiten und Ungenauigkeit dar. Lediglich in Bezug auf Batteriespeichersysteme hat sich gezeigt, dass eine Modellierung, die sich näher am tatsächlich (gemessenen) Systemverhalten orientiert, ein verbessertes nutzbares Flexibilitätspotenzial bietet. Gleiches gilt für die Berücksichtigung temperaturabhängiger Leistungszahlen für Wärmepumpen, die zwar im Optimierungsmodell vorgesehen sind, im realen Betriebsverhalten aber von den Herstellerangaben abweichen können.

Die Nutzung eines stochastischen Optimierungsverfahrens hat sich in der gewählten Konfiguration hingegen als nicht praktikabel herausgestellt. Die Komplexität des deterministischen Problems allein ist bereits so hoch, dass die zusätzliche Einführung stochastischer Szenarien die Rechenzeit des Planungsproblems auf ein praktisch nicht mehr nutzbares Maß erhöht. Zudem ist nur ein vergleichsweise geringer zusätzlicher Nutzen erkennbar.

Dezentrale Einsatzplanung virtueller Speicher

Im dezentralen Optimierungsansatz stellte insbesondere die Komplexität der Anlagenmodelle in Verbindung mit der geringen Rechenkapazität der verteilten Anlagenagenten im dezentralen Optimierungsansatz eine große Herausforderung dar. Der im Projekt implementierte Lösungsansatz kann als Grundlage für weitere Forschung im Bereich dezentraler Lösungsansätze unter Ressourcenbeschränkung dienen. Grundsätzlich ist von einem hohen Potenzial des dezentralen Ansatzes, gerade bei einer großen Anlagenzahl auszugehen, hierbei sollten Aspekte wie Redundanz und die Robustheit gegenüber Kommunikationsfehlern weiter beobachtet werden.

Prognosemethoden und -güten

Die Wärmebedarfsprognose hat sich als ein sehr wichtiges Element des gesamten Optimierungskonzepts herausgestellt. Besonders bei Anlagen mit kleinen Wärmespeichern können Fehlprognosen zu großen Abweichungen vom geplanten Fahrplan führen. Gerade in dieser Leistungsklasse fehlt es aber oft an detaillierten Messungen des Anlagenbetriebs und Wärmebedarfs, so dass im Feldtest teilweise mit Jahresverbräuchen gearbeitet werden musste. Der Einbindung in einen virtuellen Speicher sollte daher eine Beobachtungs- und Messphase vorausgehen, bei der insbesondere die Wärmebedarfe in den verschiedenen Jahreszeiten aufgezeichnet werden.

Neben dem Wärmebedarf wurden zur Einsatzplanung eines virtuellen Speichers unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen auch die Summenlast eines beteiligten Verteilnetzbetreibers sowie die Netzbelastung eines Verteilnetzes prognostiziert. Während im ersten Fall ein KNN-basiertes Prognoseverfahren gute Prognoseergebnisse liefert, konnte die Prognosegüte im zweiten Fall aufgrund mangelnder Messwerte des Realnetzes nicht verifiziert werden. Vielmehr diente die Prognoseerstellung dem Nachweis, dass bei der Einsatzplanung virtueller Speicher auch lokale Restriktionen des Verteilnetzes berücksichtigt werden können und diese somit prinzipiell zur Reduktion der benötigten Verteilnetzkapazität beitragen können bzw. mindestens keinen zusätzlichen Investitionsaufwand verursachen.

Virtuelle Speicher in Verteilnetzen

Es ist, bedingt durch die steigende Durchdringung mit neuen, flexiblen Stromanwendungen wie Wärmepumpen und speziell Elektrofahrzeugen davon auszugehen, dass diese in Zukunft einen maßgeblichen Einfluss auf den Investitionsbedarf in den deutschen Verteilnetzen nehmen. Die zusätzliche koordinierte Nutzung der Anlagenflexibilität kann dieses Problem weiter verschärfen, insbesondere dann, wenn neben dem Energiemarkt auch Geschäftsmodelle im Regelleistungsmarkt wirtschaftlich tragfähig werden sollten.

Der Feldtest konnte zeigen, dass die technischen Restriktionen von Verteilnetzen vergleichbar einfach in der Einsatzplanung virtueller Speicher berücksichtigt werden können. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass eine hinreichend genaue Prognose der Netzbelastung (bzw. eine daraus bestimmte Freigabequote für dezentrale Flexibilitätsoptionen) vorliegt und diese Information an den Speicherbetreiber weitergegeben werden kann.

Praktisches Flexibilitätspotenzial verschiedener Anlagentypen

Die Auswertung der Ergebnisse aus dem Feldtest zeigte die grundsätzliche Eignung aller betrachteten Technologien für einen Betrieb im Rahmen eines virtuellen Speichers, jedoch mit sehr unterschiedlichen Potenzialen. Bei bivalenten Systemen sind beide Wärmeerzeuger in die Steuerung mit einzubeziehen, wie der gesteuerte Betrieb der BHKWs ergab. Die Feldtestphase des Copa Ca Backums deutete auf die technische Umsetzbarkeit der Einbindung eines großen Freizeitbads hin, zeigte aber auch die hohen Anforderungen und den Abstimmungsbedarf mit dem Badbetrieb vor Ort. Bei kleineren Anlagen wie Wärmepumpen wird der Wärmespeicher in Kombination mit fehlenden Wärmemengenmessungen schnell zum begrenzenden Faktor für die umsetzbare Flexibilität. Hier erwies sich die Umrüstung auf einen größeren Pufferspeicher als sinnvoll aus Sicht der Optimierung, stellte aber gleichzeitig hohe Anforderungen an die Steuerung vor Ort. Bestehende Elektrospeicherheizungen können unter bestimmten Randbedingungen im Verhältnis zu den erforderlichen Umbaumaßnahmen eine hohe Flexibilität in der Praxis bieten. Dabei ist im Einzelfall zu untersuchen, ob eine zusätzliche Messung der Einzelleistungen und Speicherfüllstände im Verhältnis zum Genauigkeitsgewinn der Optimierung sinnvoll ist. Bei Batteriespeichern (insbesondere in Kombination mit einer PV-Anlage) ist individuell zu prüfen, ob ein kombinierter Betrieb unter Einbezug des Eigenverbrauchs einer rein marktbezogenen Optimierung vorzuziehen ist.

Regulatorischer Rahmen und heutiges Vermarktungspotenzial

Die Untersuchungen zur regulierungskonformen Einbindung in das energiewirtschaftliche Umfeld haben gezeigt, dass die während der vierjährigen Projektlaufzeit seitens der Gesetzgebung vorgenommenen Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen zunehmend Gestaltungsspielräume für die marktorientierte Bewirtschaftung von virtuellen Speichern eröffnen. Parallel hierzu haben sich die Möglichkeiten zur Vermarktung von kurzfristig verfügbaren Flexibilitäten durch die Weiterentwicklung des Markt- und Produktdesigns an den Spot- und Regelleistungsmärkten wesentlich verbessert.

Für die Vermarktung in den Day-Ahead-Spotmärkten fallen die wirtschaftlichen Potenziale der im Projekt betrachteten Anlagen allerdings zumeist nur gering aus. Gründe hierfür sind die überwiegend geringen Marktpreisvolatilitäten, von denen in den Betrachtungszeiträumen (theoretische Potenzialermittlung: Jahr 2015, Feldtest: Juli 2016 bis September 2017) kaum Preissignale ausgingen, die einen zusätzlichen Flexibilitätsbedarf andeuten. Weiterhin führt der Zwang zur Deckung der Wärmenachfrage und die Auslegung von kleinen Wärmepumpensystemen und BHKWs dazu, dass die Flexibilitätspotenziale nicht durchgängig zur Verfügung stehen, d. h. eine Optimierung gegen die Marktpreise kann nur in begrenzten Zeiträumen erfolgen. Liegen zusätzlich nur geringe Stromverbrauchs- bzw. Erzeu-

gungsmengen vor, können die anlagenspezifischen absoluten Mehrwerte einer flexiblen Bewirtschaftung naturgemäß nur klein ausfallen. Die Analysen deuten darauf hin, dass die erzielbaren wirtschaftlichen Vorteile voraussichtlich nicht ausreichend sind, um die Kosten für die Anlagenflexibilisierung bzw. IKT-Anbindung zu decken, darüber hinaus relevante Deckungsbeiträge für den Aggregator zu generieren und zugleich ausreichend finanzielle Anreize für den Anlagenbesitzer zu bieten. Eine Ausnahme können flexible und stromverbrauchsintensive Wärmeerzeuger wie Elektrospeicherheizungen darstellen. In der Praxis sollten für diese Verbraucher die Möglichkeiten zur Einbindung in (ggf. bereits am Markt befindliche) virtuelle Anlagenpools individuell geprüft werden. Für flexible Stromerzeuger und flexible Prosumer gilt, dass eine marktorientierte Fahrweise bei aktuellen Marktpreisniveaus keine ökonomischen Vorteile für den Anlagenbesitzer bieten kann, solange diese von fixen Einspeisevergütungen des EEG bzw. KWKG profitieren können und eine Verwendung der Flexibilität zur Optimierung gegen den Bezugsstrompreis (Prosumer) die wirtschaftlich attraktivste Betriebsvariante darstellt. Für Batteriespeicher konnte gezeigt werden, dass die an den Day-Ahead-Spotmärkten erzielbaren Arbitragegewinne bei derzeitigen Investitionskosten nicht ausreichen, um die zyklusbedingten Abnutzungskosten des Speichers zu decken.

Zukünftiges Vermarktungspotenzial

Für die Zukunft zeichnet sich ab, dass sich die Aussichten auf wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle (in Teilbereichen) verbessern können und das Konzept des virtuellen Speichers an Bedeutung gewinnen kann. Maßgeblich hierfür sind einerseits die Entwicklungen der Preisstrukturen auf den Großhandelsmärkten. Eine Verbesserung von Preisvolatilitäten und ein damit einhergehender Anstieg der Flexibilitätswerte ist zu erwarten, wenn die Nachfrage nach Strom (z. B. im Zuge der Sektorkopplung) steigt, eine Verknappung des Flexibilitätsangebots aus konventionellen Kraftwerken vorliegt und ein weiterer Ausbau der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien erfolgt. Wesentlich ist auch, dass Lösungen für eine wirkungsvolle Bepreisung von CO₂-Emissionszertifikaten gefunden werden. Andererseits sind Kostensenkungen im Bereich der Anlagenflexibilisierung und der zu standardisierenden IKT-Anbindung Voraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit von aggregierten, dezentralen (Klein-)Flexibilitäten, denn diese stehen auf den Märkten in Konkurrenz zu anderen Flexibilitätsoptionen. In diesem Kontext ist auch zu berücksichtigen, dass die im Rahmen des Projekts durchgeführten Modellanalysen für den Status Quo wie auch für die Zukunftsszenarien lediglich die Vermarktung in den Day-Ahead-Spotmärkten bewerten. In der Praxis sollten Aggregatoren zusätzliche Marktsegmente, wie den Regelleistungsmarkt und den kontinuierlichen Intradayhandel, mit potenziell attraktiveren Preisstrukturen nutzen.

Neben den flexiblen Verbrauchern könnten in Zukunft insbesondere die flexiblen Erzeuger von einer marktorientierten Bewirtschaftung im virtuellen Speicher profitieren: Sobald die fixen Einspeisevergütungen ausgelaufen sind bzw. die Vorgaben zur verpflichtenden Direktvermarktung auch im Segment der Kleinanlagen greifen, können Anlagenbesitzer (im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb) bedeutende wirtschaftliche Vorteile durch eine marktorientierte Flexibilitätsbewirtschaftung erzielen. Für Prosumer ist dagegen zu erwarten, dass die Anreize zur Bereitstellung der Flexibilität für einen Aggregator entscheidend von den zukünftigen Regelungen bzgl. der Belastung des Eigenverbrauchs mit Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen abhängen.

6.2 Ausblick

Im Rahmen des Projekts konnte gezeigt werden, dass sich durch den Einsatz virtueller Speicher bereits heute ein hohes Maß an Flexibilität urbaner Regionen erschließen lässt. Dabei wurden einerseits die

notwendigen Modelle und Methoden und die IKT-Infrastruktur entwickelt, die für eine praktische Umsetzung virtueller Speicher notwendig sind. In einem einjährigen Feldtest konnte anschließend der tatsächliche Betrieb eines virtuellen Speichers demonstriert und getestet werden.

Simulationen des Speicherpotenzials zeigen andererseits, dass sich durch virtuelle Speicher in den untersuchten Regionen ein Speicherpotenzial von durchschnittlich 5 bzw. 3 MWh erschließen lässt. Hochrechnungen für das gesamte Bundesgebiet lassen vermuten, dass die Leistung virtueller Speicher zukünftig auch die der heute vorhandenen Pumpspeicherwerke übertreffen kann. Gleichzeitig kann der Speichereinsatz so gestaltet werden, dass keine negativen Auswirkungen auf die Stromnetze zu erwarten sind.

Die Ergebnisse des Feldtests sowie die wirtschaftlich-regulatorische Analyse virtueller Speicher offenbaren jedoch auch, dass dem erfolgreichen Markteintritt virtueller Speicher heute deutliche Hindernisse entgegenstehen. Dies betrifft in erster Linie die aktuellen wirtschaftlichen Anreize. Einerseits bieten fixe Preiskomponenten und geförderte Einspeisevergütungen wenig Anreiz zur flexiblen Anpassung von Strombedarf und -produktion bzw. verwässern die vom Strommarkt ausgehenden Flexibilitätssignale. Andererseits gehen von den Energiemärkten derzeit nur geringe Preissignale aus, die einen Bedarf für die Bereitstellung von zusätzlichen Flexibilitäten indizieren. Zugleich zeigte sich jedoch auch, dass das intensive Monitoring der beteiligten Anlagen bereits mit einem Zusatznutzen in Bezug auf den korrekten, effizienten und störungsfreien Betrieb dieser Anlagen verbunden ist. Auch wenn die marktlichen und regulatorischen Randbedingungen momentan noch einer umfassenden Einführung entgegenstehen, können die Stadtwerke durch den Erfahrungsgewinn des Feldtests in Zukunft gezielt wirtschaftlich und technisch vorteilhafte Anlagen zeitnah an den Markt bringen, sobald sich die Rahmenbedingungen verbessern.

Die nachträgliche Ausstattung bereits existierender Anlagen mit einer geeigneten Schnittstelle und damit der Zugriff auf das Anlagenverhalten stellt zudem einen Aufwand dar, der insbesondere bei Anlagen kleiner Leistung in keinem Verhältnis zu den zu erwartenden Erlösen steht. Für diese Anlagen ist eine einheitliche Schnittstelle daher zwingende Voraussetzung für die wirtschaftliche Einbindung in einen virtuellen Speicher.

In Bezug auf das untersuchte dezentrale Koordinationsverfahren hat sich gezeigt, dass noch weiterer Entwicklungsbedarf insbesondere in Bezug auf die Effizienz der verwendeten Optimierungsmodelle, beziehungsweise deren Lösung unter Ressourcenbeschränkung besteht. Ferner bietet die Systemarchitektur mehrere Ansatzpunkte zur Entwicklung von Redundanzen, um die Ausfallsicherheit zu erhöhen.

Der netzdienliche (oder zumindest nicht zusätzlich netzschädigende) Einsatz virtueller Speicher konnte im Projekt nur theoretisch demonstriert werden. Für eine tatsächliche Berücksichtigung lokaler Netzrestriktionen in der Einsatzplanung fehlen bislang rechtliche Grundlagen, die dem Verteilnetzbetreiber entsprechende Möglichkeiten zum Eingriff in den Anlagenbetrieb bieten.

Literaturverzeichnis

- [1] T. Logenthiran und D. Srinivasan, Formulation of Unit Commitment (UC) Problems and Analysis of Available Methodologies Used for Solving the Problems, IEEE ICSET Sri Lanka, 2010.
- [2] C. Weber und O. Woll, Valuation of CHP power plant portfolios using recursive stochastic optimization, Stockholm, Schweden: 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006.
- [3] S. Kippelt, M. Winkel und C. Rehtanz, Modellierung und Optimierung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen als Virtueller Energiespeicher, Mannheim: VDE-Kongress 2016, November 2016.
- [4] S. Kippelt, Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien, Dortmund: Dissertation an der TU Dortmund, 2017.
- [5] M. H. E. Steck, Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke, München: Dissertation an der TU München, 2013.
- [6] R. Becker, Optimierung thermischer Systeme in dezentralen Energieversorgungsanlagen, Dortmund: Dissertation an der TU Dortmund, 2006.
- [7] E. Schramek, H. Recknagel und E. Sprenger, Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik [07/08]. Einschließlich Warmwasser- und Kältetechnik, München: Oldenbourg Industrieverlag, 2007.
- [8] M. Koller, Defining a Degradation Cost Function for Optimal Control of a Battery Energy Storage System, Proc. 2013 IEEE Power Tech Conference, Grenoble, 2013.
- [9] A. Epe et al., Betriebsoptimierung zur ökonomischen Bewertung von Speichern, Münster: Innovative Modellierung und Optimierung von Energiesystemen, S. 153-179, 2009.
- [10] J. Löfberg, YALMIP: A Toolbox for Modeling and Optimization in MATLAB, Proc. 2004 CACSD Conference, Taipei, Taiwan, 2004.
- [11] M. Kier und C. Weber, „Abschlussbericht zum Verbundvorhaben "econnect Germany": "Stadtwerke machen Deutschland elektromobil - von Aachen bis Leipzig, vom Allgäu bis nach Sylt",“ 2015.
- [12] S. Kippelt, M. Winkel, M. Klaes und C. Rehtanz, Stochastic Simulation of Thermal Load Profiles, Leuven: 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), 2016.
- [13] M. Hasselmann, Prognose von Wärmelastgängen – Entwicklung und Analyse eines selbstlernenden Wärmelastgangprognosemodells auf Basis Künstlicher Neuronaler Netze, Dissertation, Ruhr-Universität Bochum, 2017.
- [14] C. Wagner, C. Waniek und U. Häger, Modeling of Household Electricity Load Profiles for Distribution Grid Planning and Operation, IEEE POWERCON, Wollongong Australia, September 2016.

- [15] J. Rolink, Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung, Sierke Verlag, Dissertation an der TU Dortmund, Göttingen, Februar 2013.
- [16] S. Kippelt, J. v. Haebler, M. Westermann und C. Rehtanz, Assessment of capacity management approaches in distribution grids, Leuven, Belgien: Energy Conference (ENERGYCON), 2016 IEEE International, 2016.
- [17] Q. Zhou und J. Bialek, Generation curtailment to manage voltage constraints in distribution networks, *ET Gener. Transm. Distrib.*, 2007-1, S. 492–498, 2007.
- [18] L. Grunwald, S. Ruthe und C. Rehtanz, Entwicklung und Vergleich eines zentralen und dezentralen Koordinationsansatzes für virtuelle Energiespeicher, VGB PowerTech, Oktober 2016.
- [19] M. Berkelaar, K. Eikland und P. Notebaert, *Open source (Mixed-Integer) Linear Programming system*, 2016.
- [20] S. Ruthe, Randomisierte Lagrange-Relaxation und ihr Beitrag zur Entwicklung automatisierter Strommärkte für dezentrale Energieressourcen, Göttingen: Sierke Verlag, 2015.
- [21] EPEX SPOT, „European Power Exchange, Price List,“ April 2017. [Online]. Available: <http://www.epexspot.com>. [Zugriff am 15 November 2017].
- [22] Bundesnetzagentur, „Festlegungsverfahren zur Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch Letztverbraucher gemäß § 26a StromNZV Beschluss der Beschlusskammer 6 vom 29.03.2017, Aktenzeichen: BK6-17-046,“ 2017.
- [23] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), „TransmissionCode 2007, Anhang D2, Teil 1,“ 2009.
- [24] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „www.regelleistung.net,“ 2015. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/download/anforderungBatterien>. [Zugriff am 15 Oktober 2015].
- [25] Bundesnetzagentur, „Beschluss zur Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung Beschluss der Beschlusskammer 6 vom 13.06.2017, Aktenzeichen: BK6-15-158,“ 2017.
- [26] Bundesnetzagentur, „Beschluss zur Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve Beschluss der Beschlusskammer 6 vom 13.06.2017, Aktenzeichen: BK6-15-159,“ 2017.
- [27] H. Bösch et al., „Preisvorhersage im Intraday-Markt auf Basis von Prognoseänderungen der Einspeisung aus Wind und Sonne,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt*, August 2015.
- [28] C. Pape et al., „Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market,“ *Energy Economics*, Nr. 54, pp. 376-387, 2015.
- [29] R. Melzian, Handelsstrategien im deutschen Elektrizitätsmarkt - Untersuchung der Gebotsstrukturen und agentenbasierte Simulation des EEX-Spothandels, Düsseldorf: VDI-Verlag, 2008.

- [30] A. David und F. Wen, „Strategic bidding in competitive electricity markets: A literature Survey,“ in *Power Engineering Society Summer Meeting (4)*, 2000.
- [31] M. Ventosa et al., „Electricity market modeling trends,“ *Energy Policy*, Nr. 33, p. 897–913, 2005.
- [32] H. Weigt und C. Hirschhausen, „Price formation and market power in the German wholesale electricity market in 2006,“ *Energy Policy*, Bd. 36, Nr. 11, p. 4227–4234, 2008.
- [33] P. Himmes und C. Weber, *Market design and optimal bidding for storage plants under uncertainty*, Essen: Habilitation, 2013.
- [34] A. Wagner und P. Oktoviany, „Handelsstrategien am deutschen Minutenreservemarkt,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, pp. 54-57, Dezember 2012.
- [35] D. J. Swider, *Handel an Regelenergie- und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber*, Deutscher Universitätsverlag, 2006.
- [36] U. Kasper, *Modelle zur Unterstützung von Handelsentscheidungen für Fahrplan und Reserve*, Bd. 145, Aachen: Print Production Verlag, 2013.
- [37] A. Kanngießner, *Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speichieranwendungen*, Bde. %1 von %2UMSICHT-Schriftenreihe 69, Laufen Verlag, 2013.
- [38] S. Just und C. Weber, „Strategic behavior in the German balancing energy mechanism: incentives, evidence, costs and solutions,“ *Journal of Regulatory Economics*, Bd. 48, Nr. 2, pp. 218-243, 2015.
- [39] Bundesnetzagentur, „Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems, Aktenzeichen BK6-12-024,“ 2012.
- [40] C. Möller, S. Rachev und F. Fabozzi, „Balancing energy strategies in electricity portfolio management,“ *Energy Economics*, Bd. 33, Nr. 1, pp. 2-11, Januar 2011.
- [41] E. Dütschke, M. Unterländer und M. Wietschel, „Variable Stromtarife aus Kundensicht: Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse,“ *Working paper sustainability and innovation*, No. S1/2012, 2012.
- [42] B.A.U.M. Consult GmbH, „E-Energy Abschlussbericht - Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte,“ München / Berlin, 2014.
- [43] M. Hayn, *Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter Versorgungssicherheitsniveaus*, Karlsruhe: KIT Scientific Publishing, 2016.
- [44] EWL, BET, Trianel, *Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte -DÉSIRE*, Endbericht, 2014.
- [45] „Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung“.
- [46] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6, „Beschluss in dem Verwaltungsverfahren zur Festlegung zur Regelung der Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve,“ 2017.

- [47] „Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22.“.
- [48] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., „BDEW-Strompreisanalyse Januar 2018,“ [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/180109_BDEW_Strompreisanalyse_Januar_2018.pdf
- [49] A. Dietrich und C. Weber, „Valorization of Aggregated Decentral Flexibilities,“ in *Smart Energy Research. At the Crossroads of Engineering, Economics, and Computer Science - 3rd and 4th IFIP TC 12 International Conferences, SmartER Europe 2016 and 2017*, Essen, Springer International Publishing, 2017, pp. 178-187.
- [50] *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des.*
- [51] *Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der.*
- [52] *Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom.*
- [53] Bundesnetzagentur, *Leitfaden zur Eigenversorgung*, 2016.
- [54] *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.*
- [55] *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des.*
- [56] *Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes.*
- [57] *Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 4 der.*
- [58] *Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuerund*, 2017.
- [59] *Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des.*
- [60] Bundesgerichtshof, *Beschluss vom 20.06.2017, EnVR 24/16*, 2017.
- [61] B. Böcker et al., „Storage valuation in congested grids,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1-10, 2017.
- [62] B. Felten und C. Weber, „Modeling the value of flexible heat pumps, HEMF Working Paper No. 09/2017,“ 2017.
- [63] A. Dietrich und C. Weber, „What drives profitability of grid-connected residential PV storage systems? A closer look with focus on Germany,“ *energy economics*, 2018.

- [64] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber , „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017,“ 2017.
- [65] T. Kallabis, C. Pape und C. Weber, „The plunge in German electricity futures prices - Analysis using a parsimonious fundamental model,“ *Energy Policy*, Nr. 95, pp. 280-290, 2016.
- [66] C. Pape, S. Hagemann und C. Weber, „Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-Ahead and intraday power market,“ *Energy Economics*, Nr. 54, pp. 376-387, 2016.
- [67] P. Beran, C. Pape und C. Weber, „Modelling German Electricity Wholesale Spot Prices with a Parsimonious Fundamental Model – Validation & Application,“ *HEMF Working Paper No. 01/2018*, 2018.
- [68] C. Pape et al., „Forecasting the distributions of hourly electricity spot prices - Accounting for serial correlation patterns and non-normality of price distributions,“ *HEMF Working Paper No. 05/2017*, 2017.
- [69] ewi,gws,prognos , „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose,“ 2014.
- [70] energybrainpool , „Trends in the development of electricity prices – EU Energy Outlook 2050,“ 2017.
- [71] insight e, „Quantifying the “merit-order” effect in European electricity prices,“ 2015.
- [72] Statnett , „Long-Term Market Analysis, The Nordic Region and Europe 2016-2040,“ 2016.
- [73] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Förderprogramm SINTEG: "Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende",“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html>.

Veröffentlichungen

Diese Liste enthält Veröffentlichungen, Vorträge, Artikel und Konferenzbeiträge, die im Rahmen und Kontext dieses Forschungsprojekts entstanden sind.

Konferenzbeiträge

A. Dietrich, C. Weber: „Marktorientierter Betrieb von Wärmepumpen: Fallstudienbasierte Evaluierung von Flexibilitäts- und Kosteneinsparpotenzialen aus dem Projekt Die Stadt als Speicher“, 15. Symposium Energieinnovation, Februar 2018, Graz, Österreich

S. Kippelt, C. Wagner, C. Rehtanz: „Consideration of New Electricity Applications in Distribution Grid Expansion Planning and the Role of Flexibility“, ETG Congress 2017 - Die Energiewende, Bonn, November 2017

A. Dietrich, C. Weber: „Valorization of aggregated decentral flexibilities - Opportunities and challenges under the current German regulatory framework and market conditions“, Smarter Europe Conference, Februar 2017, Essen

S. Kippelt, M. Winkel, C. Rehtanz: „Modellierung und Optimierung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen als Virtueller Energiespeicher, VDE-Kongress 2016 „Internet der Dinge“, November 2016, Mannheim

L. Grunwald, S. Ruthe: „Development and Comparison of a Central and Decentral Coordination Approach for Virtual Energy Storages“, VGB Fachkonferenz für Elektro- Leit- und Informationstechnik in Erzeugungsanlagen (KELI), 12.05.2016, Köln

S. Kippelt, J. von Haebler, M. Westermann, C. Rehtanz: „Assessment of Capacity Management Approaches in Distribution Grids“, 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, Belgien, April 2016

S. Kippelt, M. Winkel, M. Klaes, C. Rehtanz: „Stochastic Simulation of Thermal Load Profiles“, 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, Belgien, April 2016

Artikel in Fachzeitschriften

A. Dietrich, C. Weber: „What drives profitability of grid-connected residential PV storage systems? A closer look with focus on Germany“, Energy Economics, 2018 (angenommen)

L. Grunwald, S. Ruthe und C. Rehtanz: „Entwicklung und Vergleich eines zentralen und dezentralen Koordinationsansatzes für virtuelle Energiespeicher“, VGB PowerTech, Oktober 2016

D. Großjohann: „Hertener Stadtwerke machen Härtestest für die Energiewende“, Euro Heat and Power, Ausgabe September 2016

Dissertationen

S. Kippelt: „Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien“, Dissertation an der TU Dortmund, Shaker Verlag, Aachen, März 2018

M. Winkel: „Simulation und Analyse des kombinierten Einsatzes thermischer *Energieausgleichsoptionen zum elektrischen Last- und Erzeugungsmanagement in Wohnsiedlungen*“, Dissertation an der Ruhr-Universität Bochum, Verlag Karl Maria Laufen, Oberhausen, 2015

S. Ruthe: „Randomisierte Lagrange-Relaxation und ihr Beitrag zur Entwicklung automatisierter Strommärkte für dezentrale Energieressourcen“, Dissertation an der TU Dortmund, Sierke Verlag, Göttingen, 2015

Vorträge

S. Kippelt: „Die Stadt als Speicher“, 2. Städtekongress des AGFW „Wärmeversorgung der Zukunft – Herausforderungen und Lösungsansätze“, Frankfurt am Main, 19.04.2018

J. Gall: „About the project <<Die Stadt als Speicher>>“, WAGO Smart Grid-Fachtagung, Minden, 28.09.2017

D. Großjohann: „Die Stadt als Speicher“, AGFW-Fernwärme Kolloquium, Dresden, 20.09.2016

S. Kippelt, J. Myrzik: „Die Stadt als Speicher - Flexibility Potentials in Urban Grid Regions“, IEEE PES General Meeting, 19.07.2016, Boston, USA

A. Dietrich: „Erlöspotenziale für Flexibilitäten im Stromsystem“, 8. Branchentag Windenergie, Juni 2016, Düsseldorf.

S. Kippelt, „Die Stadt als Speicher –Making Cities Smarter“, European Technology Platform for Electricity Networks of the Future, 09.03.2016, München