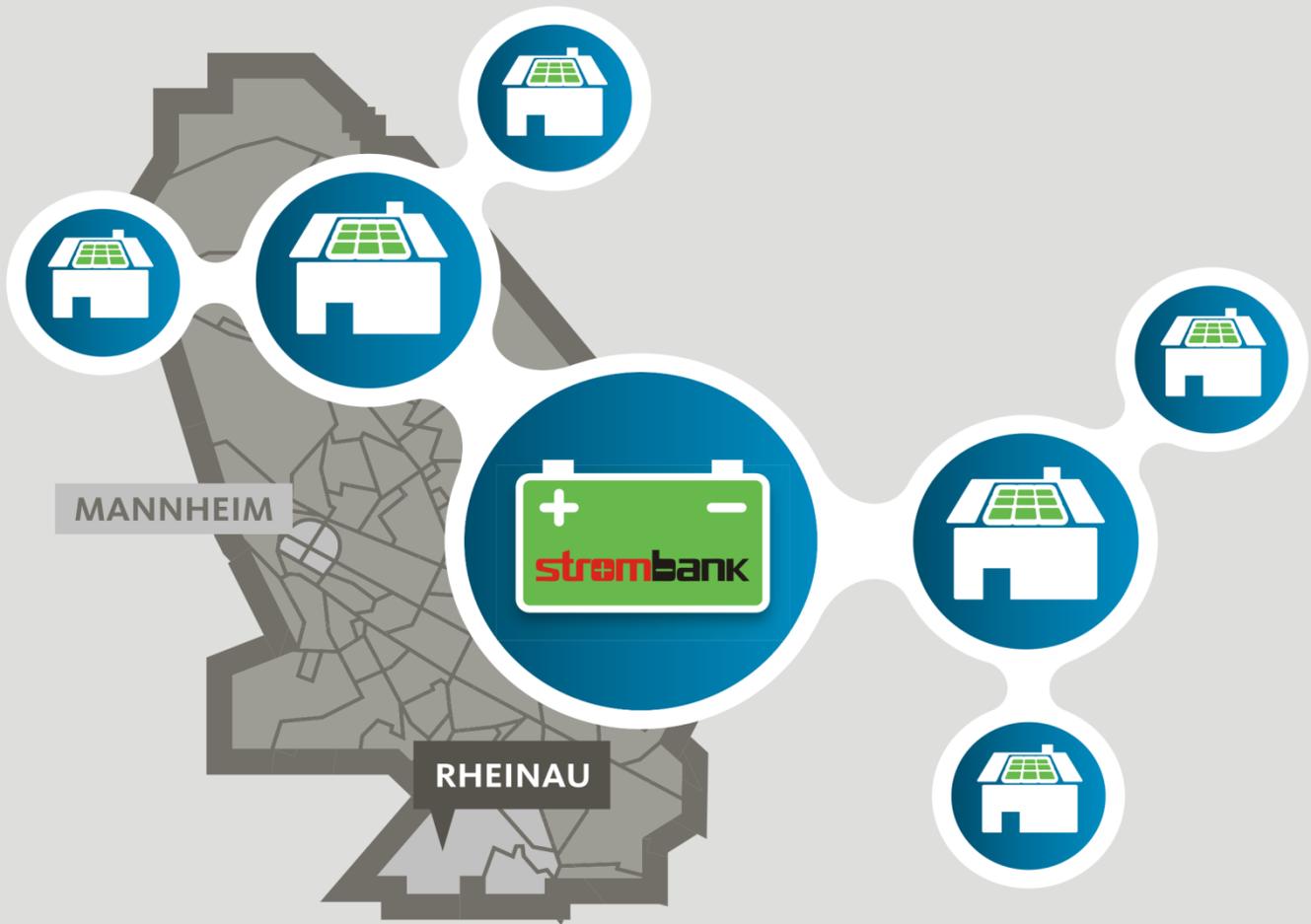


ABSCHLUSSBERICHT

strombank



Universität Stuttgart

gefördert durch



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Konsortium

Es besteht aus dem Konsortialführer MVV Energie sowie den nachfolgenden Partnern:



Luisenring 49
68159 Mannheim

Projektleitung:

Dr. Robert Thomann

Weitere Autoren:

Prof. Dr. Wolfgang Kottnik,
Yasmin Lachmann, Oliver Prahl,
Michael Pawlowicz

Studentische Beiträge:

Max Knösel, Johannes Mühlbach,
Nicolas Nau, Jessica Papenheim

Mitwirkende:

Melanie Kubach, Melanie Schellenberger,
Erik Sebastian, Pia Schmidt



Luisenring 49
68159 Mannheim

Projektleitung:

Gordon Pickford

Studentische Beiträge:

Elena Heller

Mitwirkende:

Rouven Radler



Universität Stuttgart

Keplerstraße 7
70174 Stuttgart

Projektleitung:

Dr. Markus Schubert, Dr. Piet Sellke

Weitere Autoren:

Timo Kropp, Thomas Wurster,
Sarah-Kristina Wist

Studentische Beiträge:

Lei Chen, Pascal Kölblin, Ioannis Lambidis,
Juncheng Wang



Heinrich-Hertz-Straße 1
72622 Nürtingen

Projektleitung:

Armin Bossler, Gabriele Gröger, Ali Natour

Weitere Autoren:

Felix Fischer, Guido Gollmer, Stefan Vöglein

Mitwirkende:

Reiner Weible

Kurzfassung

Das Vorhaben Strombank untersucht ein innovatives Betreibermodell, bei dem ein kosteneffizienter Quartierspeicher anstatt einer Vielzahl von Hausbatterien zur Speicherung von dezentral erzeugtem Strom den lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch ermöglicht. In Analogie zu einer herkömmlichen Bank können die Bewohner des Quartiers verschiedene Dienstleistungen der Strombank in Anspruch nehmen. Zusätzlich zur Zwischenspeicherung von Strom für den Eigenverbrauch steht es den Kunden frei, Strom im Quartier zu handeln. Neben dieser primären Nutzung für den lokalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch kann der Batteriespeicher aufgrund seiner hohen Flexibilität Dienstleistungen zur Stabilisierung des Stromnetzes in Form von Regelenergie anbieten.

Das Energieversorgungsunternehmen MVV Energie AG, das zugleich Konsortialführer ist, der Mannheimer Netzbetreiber Netrion GmbH, der Batteriehersteller ads-tec GmbH aus Nürtingen sowie die Universität Stuttgart mit dem Institut für Photovoltaik (ipv) und dem Zentrum für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung (ZIRIUS) greifen ein Thema auf, das immer mehr an Bedeutung aufgrund fluktuierender erneuerbarer Energien gewinnt: den lokalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch. Das Forschungsprojekt wurde vom Land Baden-Württemberg im Rahmen des BWPLUS-Programms von November 2013 bis März 2016 gefördert.

Im Zuge eines 15-monatigen Praxistests wurde das Betreibermodell im Mannheimer Stadtteil Rheinau umgesetzt und dabei technisch, ökologisch, wirtschaftlich, rechtlich sowie sozialwissenschaftlich untersucht. Die 18 Teilnehmer des Projektes verbrauchen als „Prosumer“ nicht nur Strom, sondern erzeugen auch elektrische Energie mittels Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) oder kleinen hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen). Ihren Überschuss können sie auf ihr Konto bei der Strombank einzahlen, also im Quartierspeicher zwischenspeichern, und bei Bedarf abheben.

Hinter der Strombank verbergen sich ein Quartierspeicher mit einer Leistung von 100 kW sowie einer Speicherkapazität von 100 kWh und eine cloudbasierte Managementsoftware. Diese vernetzt die Prosumer und den Speicher miteinander. Über eine App, in Anlehnung an das Online-Banking, können die Teilnehmer so ihre Energieflüsse und Kontobewegungen einsehen.

Bei der Modellierung der Konten wurde relativ schnell deutlich, dass die KWK-Anlagen komplementär zu den PV-Anlagen agieren. Daher wurden die anfänglich fixen Kontogrößen im Laufe des Projektes auf dynamische jahreszeitspezifische Kontogrößen angepasst. Somit wurde die Gesamtkapazität des Speichers optimal genutzt und die lokale Versorgung auf knapp 60 bis 80 % nahezu verdoppelt. Die noch verbleibenden Überschüsse bzw. Minderungen können über das Vermarktungskonto gehandelt werden. Über das Jahr reduziert sich somit die Einspeisung des Quartiers in das übergeordnete Netz der allgemeinen Versorgung um 75 %. Der Netzbezug verringert sich hingegen um knapp 40 %.

Zur Entlastung des Netzes wurde zudem ein Peak Shaving Algorithmus entwickelt. Dieser verzerrt das Laden zeitlich, sodass der Speicher auch zur Mittagszeit noch genug Kapazität aufweist, um die PV-Spitzenenerzeugung abzufedern. In den Tests konnte eine Reduktion der maximalen Einspeisung um 25 % erreicht werden, ohne die nutzbare Speicherkapazität negativ zu beeinflussen. Darüber hinaus wurde der Speicher für die Sekundärregelleistung präqualifiziert.

Obwohl die sozialwissenschaftliche Begleitforschung aufzeigte, dass die Teilnehmer aus heutiger Sicht einen gemeinschaftlichen Nachbarschaftsspeicher einem privaten Heimspeicher vorziehen würden, hemmen die aktuellen Regularien die Umsetzung von Quartierskonzepten. Die gesetzlichen Umlagen und Abgaben summieren sich bei dem Strombankkonzept auf 22 ct/kWh. Dabei ist es irrelevant, ob die Strombank als Genossenschafts-, Contracting- oder Mietmodell betrieben wird.

Daher ist die Strombank mit den heutigen Regularien weder für den Betreiber noch für Kunden rentabel. Wenn Quartierlösungen regulatorisch Eigenverbrauchskonzepten gleichgestellt werden, dann könnte ein gemeinschaftlich genutzter Quartierspeicher bereits heute wirtschaftlich sein. Zukünftig ist mit einer weiteren Reduktion der Batteriepreise zu rechnen, wodurch die Wirtschaftlichkeit stetig zunimmt.

Abstract

The name Strombank (German for “electricity bank”) stands for a system and a research project that investigates a novel operational model for a cost effective battery, which stores decentrally generated power and therefore balances the generation and consumption in residential areas. Similar to a conventional bank, the Strombank provides various services to its customers on the basis of the Strombank system. In addition to storing energy in order to increase the consumption of locally self-generated energy, the Strombank system enables the customer to sell their surplus energy to other customers within the area. Due to its high degree of flexibility, the Strombank is also used to provide auxiliary services like secondary control power for the grid.

The Strombank project is realized by the Mannheim based energy company MVV Energie AG as consortium manager, Netrion GmbH as the operator of the electricity grid in Mannheim, the battery system manufacturer ads-tec GmbH from Nürtingen and the University of Stuttgart with its institute for photovoltaic (ipv) and the center for interdisciplinary risk and innovation research (ZIRIUS). The partners work together on a topic, which is gaining increasing importance: balancing the power generation of distributed energy resources (DER) and the power consumption on a local basis. The project is funded by the German state of Baden-Württemberg under the BWPLUS program. Project duration was from November 2013 until March 2016.

The operational model was realized in the Mannheim district of Rheinau. During the 15 months of field testing the project investigated technical, economical, regulatory and social aspects. The 17 participants of the field test not only consume energy but also generate power using photovoltaic systems and high-efficient combined heat and power systems (CHP). Any surplus energy generated by the participants was stored in a personal Strombank account. This energy was withdrawn whenever the self-generated electricity was lower than consumption.

The Strombank consists of a large-scale battery with 100 kW power and 100 kWh capacity and a Strombank management application run in the energy cloud. The participant side is also connected to the energy cloud. The participants monitor their energy balance with the help of a mobile application, similar to a home banking app.

During the project, it soon became obvious that the CHP systems and the photovoltaic systems complement each other. Therefore, fixed size accounts for each participant were later dynamically adjusted according to the different seasonal requirements of photovoltaic and CHP systems. Using this principle, the capacity of the battery system was put to optimal use and the amount of consumption of self-produced electricity of the participants doubled to nearly 60 and up to 80 percent. The residual surplus or shortage of supply could be balanced by other participants using the “Vermarktungskonto” (“market account”). The total import of electricity from the grid could be reduced by 75% using all Strombank mechanism or accounts respectively.

To alleviate the grid problems caused by photovoltaic systems, a peak shaving algorithm was implemented. This algorithm retards the charging of the battery system with the aim to have enough capacity left to soak up the feed-in peak of photovoltaic systems during midday. During the field test the feed-in peak could be reduced by 25 % without reducing the usable storage capacity or the rate of consumption of self-produced electricity of the consumer. Moreover, the Strombank system was qualified for providing auxiliary service like secondary control power.

The socio-scientific research within the project showed that consumers prefer a commonly used large scale battery over a home battery system. The current regulatory framework, however, prohibits the realization of the Strombank concept. In a commercial environment and using the Strombank concept, current dues and taxes would add 22 Eurocent to the price of each kilowatt hour, irrespective of the Strombank being operated within a cooperative, contracting or rent model.

Therefore, under the current regulatory framework the Strombank is not economically viable, neither for the operator nor the customer. However, if it were treated the same way as home battery systems with regard to dues and taxes, the system could even today work economically. Taking into account an ongoing decrease of the required investment for batteries, the financial aspects will be even more favorable in the future.

Inhalt

Konsortium	1
Kurzfassung	2
Abstract	4
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	11
Abkürzungsverzeichnis	12
Formelverzeichnis	13
1 Präambel	14
2 Einleitung	16
2.1 Zielsetzung	17
2.2 Projektverlauf.....	19
2.3 Stand der Wissenschaft.....	21
2.4 Voruntersuchung.....	22
2.4.1 Technische Simulation.....	22
2.4.2 Erhöhung des Eigenverbrauchs	23
2.4.3 Sekundärnutzungspotenzial	25
3 Konzept	28
3.1 Kontomodelle	29
3.2 Betreiberstrukturen.....	32
4 Umsetzung	33
4.1 Standortanalyse.....	34
4.2 Teilnehmerakquise	36
4.3 Technischer Aufbau des Quartierspeichers	38
4.4 Struktur der Informations- und Kommunikationstechnik	40
4.4.1 Datenerfassung.....	41
4.4.2 Energy Cloud.....	43
4.4.3 Datenübertragung	45
4.4.4 Strombank Server	45
4.5 Entwicklung einer App.....	47
4.6 Entwicklung eines Prognosetools.....	51
4.6.1 Erzeugungsprognose Photovoltaik.....	51
4.6.2 Verbrauchsprognosen	55

4.7	Anbindung des Speichers an den Regelenergiepool	61
4.7.1	Präqualifikation	61
4.7.2	Technische Anbindung	64
5	Ergebnisse der technischen Analyse	67
5.1	Auswertungen des technischen Betriebs	67
5.1.1	Datenqualität.....	68
5.1.2	Ersatzwertbildung.....	72
5.1.3	Leistungsbedarf des Speichers	74
5.1.4	Untersuchung der Ladezyklen und des State of Charge	76
5.1.5	Untersuchung und Optimierung des Wirkungsgrads.....	77
5.2	Photovoltaik Anlagenmonitoring	82
5.2.1	Kenngößen für den Betriebszustand einer PV-Anlage.....	82
5.2.2	Automatisierte Prozesse.....	85
5.2.3	Auswertung von Betriebsabweichungen	87
5.3	Optimierung der SpeichergroÙe.....	89
5.3.1	Verfahren 1: Optimierung des Energiedurchsatzes	92
5.3.2	Verfahren 2: Finanzielle Optimierung der Konten	96
5.3.3	Verfahren 3: Optimierung auf Quartiersebene.....	98
5.3.4	Ergebnis	98
5.4	Quartiersvermarktung.....	100
5.4.1	Verfahren.....	100
5.4.2	Optimierungsansatz	103
5.5	Netzauswirkungen eines Quartierspeichers	105
5.5.1	Anschlussleistung eines Quartierspeichers gegenüber Heimspeichern.....	105
5.5.2	Messung der Netzauswirkungen	106
5.6	Netzdienlicher Speicherbetrieb.....	110
5.6.1	Verfahren.....	110
5.6.2	Optimierung	115
5.6.3	Bewertung der Ergebnisse.....	119
5.7	Sekundärnutzungspotential	121
6	Ergebnisse der ökologischen Bewertung	123
6.1	Energie- und CO ₂ -Bilanz bei der Herstellung von Batteriespeichern	123
6.2	CO ₂ -Einsparungen durch netzdienlich optimierten Speicherbetrieb.....	124
6.3	Ausblick.....	127

7	Ergebnisse der sozialwissenschaftlichen Untersuchung	128
7.1	Erste Online-Befragung	129
7.2	Fokusgruppenerhebung	130
7.3	Zweite Online-Befragung.....	131
7.4	Akzeptanzanalyse	135
8	Ergebnisse der regulatorischen Analyse	138
8.1	Verbrauch von Speicherstrom.....	138
8.1.1	Contracting-Modell	139
8.1.2	Gesellschaftsmodell.....	144
8.1.3	Mietmodell	146
8.2	Vermarktung des Speicherstroms im Quartier	147
8.3	Regelleistungserbringung.....	148
8.4	Evaluation des Rechtgutachtens	149
9	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	151
9.1	Vermarktung von Speicherkapazität an Prosumer	151
9.1.1	Betreibersicht	153
9.1.2	Kundensicht	155
9.1.3	Sensitivitätsanalyse	158
9.2	Vermarktung von Regelleistung.....	159
9.2.1	Sekundärregelleistungserbringung	159
9.2.2	Versorgung eines Quartiers mit negativer Regelleitung	162
10	Zusammenfassung.....	165
10.1	Fazit	167
10.2	Ausblick.....	167
11	Literaturverzeichnis.....	171
12	Veröffentlichungen	172
Anhang	177

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ablaufplan des Projektes Strombank.....	19
Abbildung 2: Jahresenergieverbrauch der modellierten 30 Haushalte	24
Abbildung 3: Eigenverbrauchsquote der modellierten 30 Haushalte ohne Speicher	24
Abbildung 4: Eigenverbrauchsquote der modellierten 30 Haushalte mit Girokonto	25
Abbildung 5: Im Wochenverlauf für Sekundärnutzung zur Verfügung stehende Kapazität	26
Abbildung 6: Im Verlauf zweier Tage für Sekundärnutzung zur Verfügung stehende Kapazität.....	27
Abbildung 7: Konzept der Strombank	28
Abbildung 8: Der Batteriespeicher am Standort Rheinau	35
Abbildung 9: Schematischer Aufbau des Batteriecontainers.....	38
Abbildung 10: Aufbau eines Batteriestrangs.....	39
Abbildung 11: Schematische Darstellung des Gesamtsystems auf Verteilnetzebene	40
Abbildung 12: Strombank Messbox	41
Abbildung 13: Messdatenerfassung beim Prosumer	42
Abbildung 14: Big-LinX Smartcard Sicherheit.....	43
Abbildung 15: Komponenten des Gesamtsystems	44
Abbildung 16:Komponenten Strombank Server	46
Abbildung 17: Strombank App Übersichtsdarstellung	48
Abbildung 18: Strombank App historische Verbrauchsübersicht	49
Abbildung 19: Strombank App Leistungskurven	49
Abbildung 20: Vergleich der Day-Ahead-Erzeugungsprognose mit der tatsächlichen Ist-Erzeugung ..	52
Abbildung 21: Vergleich der mittels Curve-Fitting erstellten Erzeugungsprognosen	55
Abbildung 22: Vergleich der Verbrauchsprognose mit dem tatsächlichen Ist-Verbrauch.....	56
Abbildung 23: Beispielhafte Prognose des Energieverbrauchs von Teilnehmer 1	57
Abbildung 24: Veränderung der Fehlergrößen in Abhängigkeit der Steigung der Gewichte	58
Abbildung 25: Veränderung der Fehlergrößen in Abhängigkeit der Anzahl der verwendeten Tage....	59
Abbildung 26: Vorhersage des Ladezustands SOC des Speichers	60
Abbildung 27: Negative Doppelhöckerkurve des Speichers	62
Abbildung 28: Exemplarische Gegenüberstellung voreilender und realer Leistungswert.....	65
Abbildung 29: Darstellung des Medienbruchs zwischen Speicher und virtuellem Kraftwerk	66
Abbildung 30: Statistik über die mittlere Länge der Datenlücken aller Teilnehmer für KW 41/2015 ..	69
Abbildung 31: Mittelwert und Standardabweichung.....	69
Abbildung 32: Veranschaulichung der Auswirkung einer Unterbrechung.....	71
Abbildung 33: Beispiel zur Ersatzwertbildung in einer langen Datenlücke.....	73
Abbildung 34: Ladeleistung des Speichers über die Laufzeit des Projektes	75

Abbildung 35: Entladeleistung des Speichers über die Laufzeit des Projektes.....	75
Abbildung 36: Zyklenverteilung des Speichers.....	76
Abbildung 37: SOC Verteilung	77
Abbildung 38: Vereinfachte Darstellung der Verluste eines Zyklus	79
Abbildung 39: Kennlinie des Wechselrichters in Anlehnung an das Datenblatt des Herstellers	80
Abbildung 40: Verlauf des Verbrauches der Unterverteilung (21.04.-25.06.2015)	81
Abbildung 41: Tagesverlauf der normierten PV-Erzeugungsleistung	83
Abbildung 42: Vergleich von Anlagen mit einer Süd-Süd-Ost-Ausrichtung	84
Abbildung 43: Normierte absolute Abweichung von TN 12 innerhalb seiner Vergleichsgruppe	85
Abbildung 44: Normierte relative Abweichung des TN 12 innerhalb seiner Vergleichsgruppe	87
Abbildung 45: Auswertung des Autarkiegrades der einzelnen Teilnehmer.....	89
Abbildung 46: Eigenverbrauchsquote	90
Abbildung 47: Speichersimulation eines Gewerbebetriebes mit einer KWK-Anlage	91
Abbildung 48: Energetische Optimierung der Kontogrößen für die Übergangszeit	93
Abbildung 49: Energetische Optimierung der Kontogrößen für den Winter	95
Abbildung 50: Energetische Optimierung der Kontogrößen für den Sommer	95
Abbildung 51: Kontogrößenbestimmung nach der finanziellen Methode	96
Abbildung 52: Gegenüberstellung der Gewinne [€/Tag] der Teilnehmer.....	97
Abbildung 53: Die Auflösung fester Kontogrößen	98
Abbildung 54: Quartalspezifische Kontogrößen für PV- und KWK-Teilnehmer	99
Abbildung 55: Auswirkung des Giro-und Quartierskontos	101
Abbildung 56: Vermarktungspotential bei unterschiedlichen Kontogrößen	101
Abbildung 57: Jahresbetrachtung der Quartiersvermarktung	102
Abbildung 58: Jahresbetrachtung der Quartiersvermarktung ohne Gewerbeteilnehmer 7	103
Abbildung 59: Beispiel für die Erstellung des jährlichen Erzeugungsprofils	104
Abbildung 60: Erstellung des Energieverbrauchsprofils.....	104
Abbildung 61: Summation von Leistungsbedarf Pout (links) und Ladeleistung Pmax (rechts)	106
Abbildung 62: Übersicht Ergebnisse der PQ Messung vom 24.11.2015 bis 02.12.2015	107
Abbildung 63: Pegel-Zeitdiagramm der Leistung des Batteriespeichers	108
Abbildung 64: Bestimmung des Leistungsniveaus in Abhängigkeit von der Gesamtkontogröße.....	111
Abbildung 65: Exemplarisches SOC-Profil mit Bilanzprognose und Niveau.....	111
Abbildung 66: Streckung des SOC-Profiles	112
Abbildung 67: Erfolgreiches Peak Shaving durch P-Regler.....	114
Abbildung 68: Fehlgeschlagenes Peak Shaving durch Überlauf des Speichers.....	115
Abbildung 69: Positiver Einfluss der Adaption	116

Abbildung 70: Adaption mit gedämpftem Sprung	117
Abbildung 71: Gewichtung von Day-Ahead-Prognose und 15-min Persistenz	118
Abbildung 72: Unwesentliche Verbesserung durch die Adaption der Verbrauchsprognose	118
Abbildung 73: Maximum der pro Tag gespeicherten Energie im Monat April 2015	121
Abbildung 74: Minimum der pro Tag gespeicherten Energie im Monat April 2015	121
Abbildung 75: Klimaänderungspotenzial GWP	125
Abbildung 76: Zusammensetzung der Letztverbraucherabgaben [ct/kWh] 2016.....	139
Abbildung 77: Umlagen und Abgaben bei einem Quartierskonzept 2016	150
Abbildung 78: Kosten pro zyklisierte kWh Strombank in den einzelnen Szenarien.....	155
Abbildung 79: Gegenüberstellung der Kosten eines Heimspeichers und einer Strombank	157
Abbildung 80: Gesamtkosten der Modelle für PV-Kunden über 15 Jahre (brutto)	157
Abbildung 81: Sensitivitätsanalyse der Strombank aus Betreibersicht des Best Cases 2020	158
Abbildung 82: Erlöse des Batteriespeichers im Jahr 2015 durch Gebot des MLP.....	160
Abbildung 83: Kosten- und Erlösstruktur bei einer Kapazität von 12 MWh	161
Abbildung 84: Erlöse eines 12 MWh-Speichers auf dem PRL- und dem SRL-Markt	162
Abbildung 85: Schematische Skizze der Stromversorgung eines Quartiers mit negativer SRL.....	163
Abbildung 86: Kosten- und Erlössituation durch die Quartiersversorgung mit negativer REL	164

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Parameter der technischen Simulation zum Betrieb der Strombank.....	23
Tabelle 2: Qualitätskriterien für die PV-Prognosen.....	54
Tabelle 3: Qualitätskriterien für die Verbrauchsprognosen.....	56
Tabelle 4: Datenauswertung am 28.02.2016	70
Tabelle 5: Verhältnis (in Prozent) des aus Momentanleistungen summierten Energieverbrauchs	74
Tabelle 6: Beispielhafte Ermittlung der importierten und exportierten Energiemenge.....	78
Tabelle 7: Zyklisierte Energiemenge des Leistungsteils und der Unterverteilung über ein Jahr	78
Tabelle 8: Verbrauchsperioden nach BDEW	91
Tabelle 9: Auszug der Berechnung der geladenen Energiemenge in Abhängigkeit der Kontogröße ...	92
Tabelle 10: Auszug der Berechnung der Differenz.....	93
Tabelle 11: Bewertung und Vergleich der Betriebsstrategien für April 2015	119
Tabelle 12: Bewertung und Vergleich der Betriebsstrategien für August 2015.....	120
Tabelle 13: Extrem- und Mittelwerte des SOC pro Tag für April und Mai 2015	122
Tabelle 14: Typische Zyklenzahl von Energiespeichern.....	124
Tabelle 15: Spezifische Emissionswerte und Primärenergieaufwand pro kWh.....	124

Tabelle 16: Rechtliche Prüfung der Belieferung von Quartierskunden mit Speicherstrom.....	148
Tabelle 17: rechtliche Prüfung der Erbringung von Regelleistung	149
Tabelle 18: Überblick über die wichtigsten Annahmen für den Business Case	152
Tabelle 19: Energiemengen des gesamten Quartiers über ein Jahr	153
Tabelle 20: Kostenbestandteile aus Betreibersicht zur Umsetzung der Strombank.....	154
Tabelle 21: Energieflüsse und Speichergrößen eines PV-Haushalts- und KWK-Gewerbekunden	156
Tabelle 22: Rahmenbedingungen für die Regelleistungserbringung	159
Tabelle 23: Simulationsparameter des Batteriespeichers	160
Tabelle 24: Annahmen Quartiersversorgung mit negativer Regelleistung	163
Tabelle 25: Strombeschaffung und Wärmeerzeugung im Quartiersmodell	163

Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspakete
AC	Wechselstrom
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BauGB	Baugesetzbuch
BFH	Bundesfinanzhof
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGH	Bundesgerichtshof
BWPLUS	Baden-Württemberg Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung
CAPEX	Investitionsausgaben
DC	Gleichstrom
DOD	Depth Of Discharge (Entladetiefe)
EEG	Erneuerbaren Energien Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GbR	Gesellschaft des bürgerlichen Rechts
GDR	Gasdruckregelanlage
GWP	Global Warming Potential
HT	Hochtarif
IEK-STE	Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KG	Kontogröße
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LBO BW	Landesbauordnung Baden-Württemberg
LTE	Long Term Evolution
MLP	mittlerer Leistungspreis
MPP	Betriebspunkt

MRL	Minutenregelleistung
NT	Niedertarif
OLG	Oberlandesgericht
OPEX	Betriebskosten
PQ Messung	Power Quality Messung
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RMAE	Mean Absolute Error
RME	Relative Mean Error
SOC	State of Charge (Ladezustand)
SRL	Sekundärregelleistung
SSL	Secure Socket Layer
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
THD	Gesamtüberschwingungsverzerrung
TN	Teilnehmer
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VM	virtual Machine
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Kapitalkosteneinsatz)
WR	Wechselrichter
WWH	World Wide Heartbeat

Formelverzeichnis

A_0	Anfangsinvestition
A_t	Auszahlung zum Zeitpunkt t
$C(0)$	Kapitalwert
CO_2	Kohlendioxid
E	Energie [kWh]
E_t	Einzahlung zum Zeitpunkt t
i	Kalkulationszinssatz
I	Stromstärke [A]
\emptyset	Durchschnitt
P	Leistung [W]
Q	Energieverbrauch
t	Zeit
U	Spannung [V]
η	Wirkungsgrad
ρ	Energiedichte [W/kg]

1 Präambel

Die Energiewende ist ein Nachhaltigkeitsprojekt, das in seinem Umfang einzigartig ist. Maßstab für die Energiewende ist, inwieweit es innerhalb eines überschaubaren Zeitraums gelingt, die Transformation des Energiesystems so zu implementieren, dass Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit sowie Umwelt- und Sozialverträglichkeit gleichermaßen gewährleistet bleiben.

Die Herausforderungen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sind dabei vielseitig. Stromproduzenten sorgen sich um die Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen, wohingegen in der Öffentlichkeit oftmals die Akzeptanz von neuen Anlagen wie z.B. Windrädern teilweise gering ist. Dabei zeigt die sozialwissenschaftliche Forschung, dass die Akzeptanz von im wesentlichen vier Faktoren abhängt: vom Wissen über die Technologie, z.B. hinsichtlich ihrer Risiken und Chancen; vom individuellen (auch, aber nicht ausschließlich monetären) Nutzen einer Technologie; von der wahrgenommenen Selbstwirksamkeit der Akteure, d.h. das Ausmaß der Überzeugung, die Prozesse zur Implementierung der Technologie beeinflussen zu können; sowie einem Identitätsgefühl der Technologie gegenüber, z.B. die emotionale Einbettung der Technologie in einen sozialen und kulturellen sowie auch normativen Kontext. Bislang standen sich die Interessen von Produzent und Konsument hinsichtlich dieser Punkte oft entgegen.

Die beiden Akteursgruppen von Produzent und Konsument sind jedoch nicht mehr in allen Fällen voneinander zu trennen. Durch neue, dezentrale Energieproduktionen entstehen auch neue Akteure, in diesem Fall der sogenannte „Prosumer“, der einerseits Produzent von Energie ist, andererseits Konsument. Im Sinne der Akzeptanzforschung kommt dem Prosumer eine herausragende Rolle zu, denn grundsätzlich erfüllt dieser die oben erwähnten Akzeptanzkriterien in besonderem Maße. Man kann davon ausgehen, dass der Prosumer viel über die eingesetzte Technologie weiß, einen direkten (auch monetären) Nutzen von der Anwendung der Technologie hat, durch die eigene Steuerung der Prozesse auch Selbstwirksamkeit wahrnimmt sowie mit der grundsätzlichen Entscheidung, selbst Energie produzieren zu wollen, auch ein Identitätsgefühl gegenüber diesem Handeln entwickelt hat. Inwiefern sich die Prosumer untereinander hinsichtlich dieser Punkte unterscheiden ist eine bedeutende Fragestellung, um zukünftig die Akzeptanz und auch Durchdringung von dezentralen Produktionsstrukturen als zentralen Teil der Transformation der Energiewende

fördern zu können. Dabei müssen unter dem Nutzenaspekt auch neue Geschäftsmodelle gefunden werden, die das Handeln des Einzelnen attraktiv machen und gleichzeitig dieses Handeln in einen Gesamtkontext einbinden.

Neue Geschäftsmodelle müssen dabei insbesondere auch die Möglichkeiten der Speicherung betrachten, denn die jetzige Netzstruktur ist derzeit noch nicht an volatile Stromquellen angepasst. Zur Wirtschaftlichkeit volatiler Stromquellen sowie auch zur Akzeptanz dieser Technologien müssen verschiedene Strategien der Stromspeicherung empirisch getestet werden. Neben der technischen Machbarkeit geht es dabei insbesondere um die Erfüllung der Akzeptanzkriterien, um eine erfolgreiche Verbreitung der Technologien zu gewährleisten.

Das Projekt Strombank greift diese Punkte auf der technischen als auch der sozialwissenschaftlichen Ebene auf. Die Integration des technischen und sozialwissenschaftlichen Wissens ist dabei von zentraler Bedeutung, denn die Herausforderungen der Energiewende im individuellen wie auch gesamtgesellschaftlichen Kontext können nur durch das Zusammenspiel dieses Wissens bewältigt werden.

2 Einleitung

Für die Wege des Geldes in unserer Wirtschaft sind Banken von besonderer Bedeutung: Sie sammeln das Geld der Sparer ein und verleihen dieses wieder an Investoren. Dieses Modell diente als Vorbild für das Forschungsprojekt Strombank, das von November 2013 bis März 2016 vom Land Baden-Württemberg im Rahmen des BWPLUS-Programms gefördert wurde. Vorangetrieben wird es vom Konsortialführer, dem Energieversorger MVV Energie aus Mannheim und den Partnern, dem Batteriehersteller ads-tec aus Nürtingen, dem Mannheimer Netzbetreiber Netrion sowie der Universität Stuttgart mit dem Institut für Photovoltaik (ipv) und dem Zentrum für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung (ZIRIUS).

Die Idee hinter der Strombank greift ein Thema auf, das durch immer mehr erneuerbare und dezentrale Stromerzeuger im Netz an Bedeutung gewinnt: Wenn der Strom aus Sonne und Wind am Ort der Erzeugung auch verbraucht werden kann, entlastet das die Stromnetze und verhindert Verluste. Weil Strom aber nicht immer dann auch gebraucht wird, wenn der Wind weht oder die Sonne scheint, bietet sich eine Speicherung des Stroms vor Ort an.

Anstatt eine Vielzahl von Hausbatterien zur Speicherung von dezentral erzeugtem Strom zu nutzen, untersucht das Vorhaben Strombank ein innovatives Betreibermodell, bei dem ein kosteneffizienter Quartierspeicher den lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch ermöglicht. Ähnlich wie in einer Bank werden in der Strombank den Kunden verschiedene Konten und Dienstleistungen angeboten, die zur Speicherung und Vermarktung ihres selbst erzeugten Stroms dienen. Darüber hinaus kann ein solcher Quartierspeicher netzdienliche Funktionen wahrnehmen, wie beispielsweise die Bereitstellung von Regelleistung oder das Glätten von Netzspitzen.

Umgesetzt wurde das Vorhaben im Zuge eines 15-monatigen Praxistests im Mannheimer Stadtteil Rheinau-Süd. Beteiligt waren 14 Haushalte und vier Gewerbekunden, die Strom nicht nur verbrauchen, sondern auch mit ihren eigenen PV-Anlagen und kleinen KWK-Anlagen erzeugen. Teilnehmer und Speicher waren per Internet in einer Energy Cloud miteinander verbunden, so dass jeder Teilnehmer zu jeder Zeit Zugriff auf seine Strombankkonten hatte.

2.1 Zielsetzung

Mit dem Verbundprojekt Strombank werden gleichzeitig mehrere Kriterien der Ausschreibung zum Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung (BWPLUS) „Energie, Energiespeichertechnologien“ des Landes Baden-Württemberg adressiert. Mit der Bereitstellung eines Speichers als Bindeglied zwischen dezentralen regenerativen Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik, und dem Verteilnetz soll die Integration regenerativer Energien in das Netz durch Glättung ihrer Fluktuationen und dem lokalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch verbessert werden. Damit wird gleichzeitig ein Beitrag zur Netzentlastung und -stabilität geleistet. Da ein größerer dezentraler Speicher günstigere spezifische Kosten aufweist als viele kleinere individuelle Speicher, profitiert das Konzept zudem von geringeren Systemkosten.

Aus technischer Sicht sind zu Beginn die Anforderungen an die Betriebsführung, Steuerung und Betriebssicherheit des Batteriespeichers zu definieren, um anschließend den Speicher mit verschiedenen Prosumern koppeln zu können. Im laufenden Betrieb sollen die über intelligente Messsysteme gewonnenen Daten der Teilnehmer und des Speichers zur Betrachtung der Energieflüsse herangezogen werden. Daraus kann man die Wechselwirkungen zwischen verschiedensten Erzeugern und Verbrauchern ableiten.

Vor allem die sich im Jahres- und Tagesverlauf ändernden Erzeugungsprofile z. B. durch Wolkenzug, Tageslängenschwankungen oder Abschalten von KWK-Anlagen in der Sommerzeit, werden den Speicherbetrieb beeinflussen. Diese Erkenntnisse sind später heranzuziehen, um die Ausnutzung der verfügbaren Speicherkapazität zu verbessern, indem letztendlich die individuellen Kontogrößen der Teilnehmer angepasst werden. Welche Auswirkungen die Kontogrößen auf den Eigenverbrauch haben, auch im Vergleich mit und ohne Strombank bzw. gegenüber einem Hausspeichersystem, sind aufzuzeigen. Aber auch die benötigte Hilfsenergie des Speichers, sein Leitungsbedarf, der Wirkungsgrad und Verluste im Strombankbetrieb sind nicht nur zu untersuchen sondern auch zu optimieren.

Auf Quartierebene soll ferner der Autarkiegrad bestimmt werden, indem das Überangebot an Strom, der aufgrund des gefüllten Kontos nicht mehr zwischengespeichert werden kann, auf diejenigen Teilnehmer verteilt wird, die zu diesem Zeitpunkt Strom benötigen.

Netzseitig sind die Auswirkungen des Batteriespeicherbetriebs auf das dortige Verteilnetz zu messen. Ziel ist es, den Speicher nicht nur eigenverbrauchsorientiert, sondern auch netzdienlich auszulegen. Die Einbindung von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen soll helfen, kritische Netzspitzen vorherzusehen und durch eine gezielte Speichersteuerung abzufedern. Ein weiteres Instrument ist die Bereitstellung von Regelleistung. Ein positiver Nebeneffekt ist, dass dadurch zusätzliche Erlöse generierbar sind. In welcher Höhe und unter welchen Präqualifikationsbedingungen ist mittels der Qualifizierung des Speichers darzulegen.

Die ökologische Bewertung soll sich mit der Energie- und CO₂-Bilanz bei der Herstellung von Batteriespeichern beschäftigen und darüber hinaus mit den Vorteilen, die sich bei netzdienlicher Auslegung auf die Umwelt ergeben. Dabei wird mit anderen Speichertechnologien verglichen.

Der gemeinschaftlich genutzte Quartierspeicher lässt sich zudem kostengünstiger und ressourcenschonender realisieren und betreiben als Einzelspeicher, so die Theorie. Beeinflusst werden Quartierskonzepte grundsätzlich durch die Regularien, aus denen Umlage- und Abgabebzahlungen hervorgehen. Ein Rechtsgutachten soll Aufschluss über den Rechtsrahmen geben. Darauf aufbauend ist der Business Case abzubilden.

Führen die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse, aufbauend auf der regulatorischen, dazu, dass die Strombank sowohl aus Betreiber- als auch Kundensicht unrentabel ist, dann sind entsprechende rechtliche Anpassungen im Modell vorzunehmen und zu begründen. Wie auch bei den vorherigen Untersuchungen ist die Strombank abschließend einem vergleichbaren Heimspeicher finanziell gegenüberzustellen.

Der Schlüssel zum Erfolg des Konzepts sind aber letztlich die Endkunden. Gemeinsam im Dialog mit den Teilnehmern des Praxistests sind ihre Motive, Wünsche und die erforderlichen Rahmenbedingungen in Erfahrung zu bringen, die sie zur Teilnahme an und späteren Nutzung der Strombank bewegen würden. Darüber hinaus ist die Akzeptanz der Strombank im entsprechenden Stadtteil zu bewerten.

2.2 Projektverlauf

Das Projekt Strombank ist in zwei Stufen und insgesamt fünf Arbeitspakete (AP) unterteilt (siehe Abbildung 1). Es startete im November 2013 und endete im März 2016. MVV Energie übernimmt als Konsortialführer das Projektmanagement des Vorhabens und koordiniert die Zusammenarbeit der Projektpartner. Die interne Projektkoordination umfasst die Arbeitsorganisation zwischen den Projektpartnern. Die externe Projektkoordination betrifft Aufgaben zur Einbeziehung der Feldtestteilnehmer und der Öffentlichkeit.

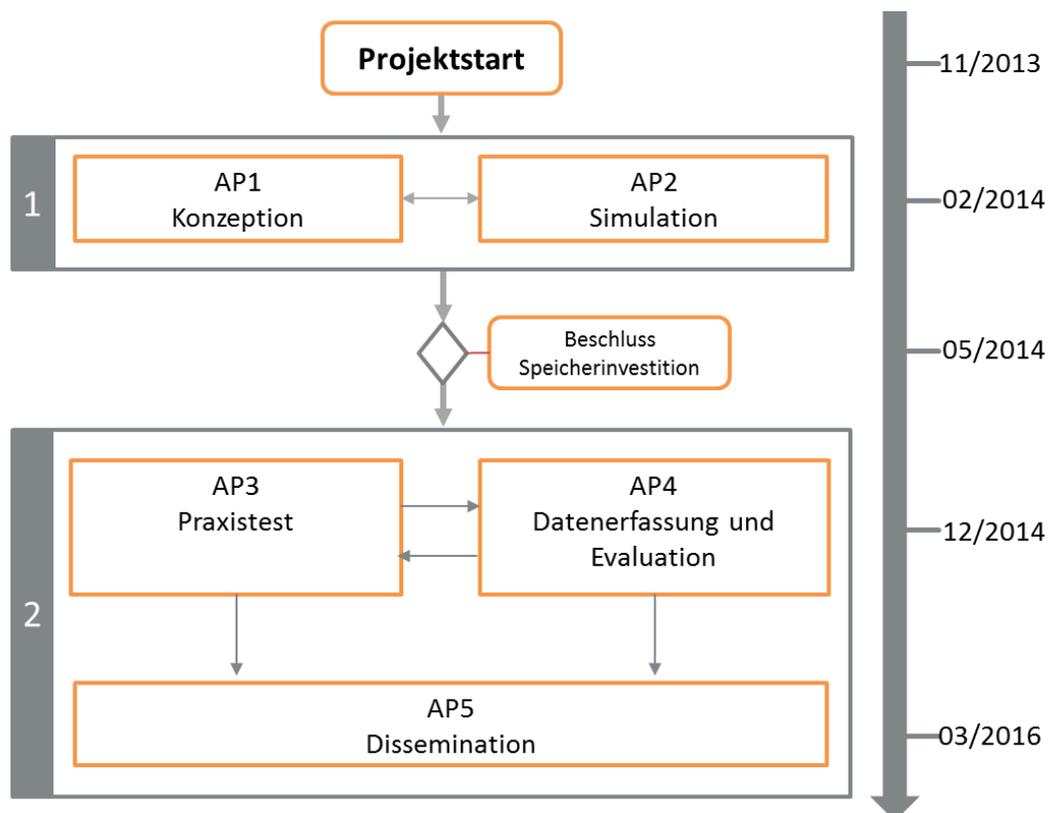


Abbildung 1: Ablaufplan des Projektes Strombank

Stufe 1

AP1: Konzeption und Simulation von Einspeiseverläufen

Ein wesentlicher Arbeitsschritt ist die Definition der technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Erfolgskriterien zur Beurteilung der Projektaussichten nach Ende der ersten Phase. Neben ökonomischen Vorbetrachtungen soll hier die Strombank konzipiert werden. Auf Basis angenommener oder aus vorhandenen Anlagen stammender Erzeugungsdaten werden Einspeiseverläufe in den Speicher der Strombank simuliert.

AP2: Funktions- und Plausibilitätssimulation der Strombank

Parallel zu AP1 wird eine vereinfachte Funktions- und Plausibilitätssimulation der Strombank durchgeführt. Basierend auf den Einspeiseverläufen aus AP1 werden Modelle für das Eigenverbrauchs- und Einspeiseverhalten der Kundenanlagen erstellt sowie ein dynamisches Modell des Speichers. Die technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Ergebnisse werden in einem Zwischenbericht aufgeführt und an den Zielkriterien gemessen. Auf dieser Basis erfolgt eine Einschätzung der zu erwartenden Feldtestergebnisse und der eventuell zu verbessernden Randbedingungen. Bei positivem Beschluss wird das Strombankkonzept im Rahmen eines Praxistests realisiert.

Stufe 2**AP3: Feldversuch**

In diesem Arbeitspaket erfolgt die Detailplanung des Feldversuchsablaufs, die Beschaffung und Installation des Speichers sowie die Inbetriebnahme des Systems. Mit den tatsächlichen Teilnehmern werden verbindliche Vereinbarungen getroffen. Der Feldtest wird gestartet und die zuvor konzipierten Bankkonten werden implementiert. Die Kundenbetreuung wird aufgenommen und Rückmeldungen der Teilnehmer bearbeitet. Daraus wie auch aus der Betriebsführung ergeben sich evtl. Systemverbesserungen, die umgesetzt werden. Die Programmierung und Umsetzung des Webportals zur Visualisierung der im Feldversuch ermittelten Werte erfolgen ebenfalls.

AP4: Datenerfassung und Evaluation

Die Daten werden erfasst und analysiert. Dabei werden die Simulationsansätze validiert und ggf. verbessert. Die Ergebnisse werden nach technischen, ökonomischen, ökologischen, regulatorischen und sozialen Gesichtspunkten bewertet und mögliche Verbesserungskonzepte erarbeitet.

AP5: Dissemination

Aus den Ergebnissen werden Handlungsempfehlungen, wie z B. Hinweise auf regulatorisch notwendige Anpassungen ausgesprochen. Die Ergebnisse werden auf verschiedenen Wegen verbreitet sowie Beiträge zu Standardisierungen erstellt.

2.3 Stand der Wissenschaft

Aktuell bekannte Arbeiten und Vorhaben, die sich ebenfalls rund um das Thema Speicherlösung drehen, werden nachfolgend vorgestellt. Es wird deutlich, dass kein Vorhaben ein ähnliches Betreibermodell in Form einer Strombank anstrebt oder erprobt.

Quartierspeicher Weinsberg: Ziel dieses Projekts ist es ein Neubaugebiet mit 23 Wohneinheiten möglichst autark aus solarer Energie zu versorgen. In dieses Neubaugebiet in Weinsberg wird ein Quartierspeicher eingebracht. Es werden Simulationen zum Gesamtenergiesystem sowie ein Gesamt- und ein elektrisches Energiemanagement durchgeführt. Zusätzlich soll nicht benötigter Strom thermisch gespeichert werden.

Green2Store: Fokus dieses Projektes ist die Vernetzung mehrerer Speicher, u. a. neun Heimspeicher sowie ein Campus- und Arealspeicher, zu einem virtuellen Großspeicher. Die vom Betreiber nicht benötigte Speicherkapazität wird zentral verwaltet und verschiedenen Akteuren zur Verfügung gestellt. Netzbetreiber könnten so bspw. die Speicherkapazität nutzen um Netzschwankungen auszugleichen, ohne in einen Batteriespeicher investieren zu müssen.

Energy Neighbor: Im Zuge des Forschungsprojektes EEBatt wird ein stationärer Energiespeicher netzdienlich innerhalb des PV-reichen Ortnetzes von Moosham ausgelegt. Untersucht werden soll die Integration dezentraler Speicher in Verteilnetzen. Statt den Strom von weit entfernten Kraftwerken zu beziehen, soll er weitestgehend aus den lokalen Erzeugungsanlagen und dem Speicher stammen.

SchwarmEnergie: Lichtblick vernetzt viele kleine Batterien zu einem großen Schwarm, um mit der gebündelten Leistung primär am Regelenergiemarkt zu partizipieren. Der Speicherbesitzer wird dabei finanziell entlohnt für die Bereitstellung seiner Speicherkapazität.

EnVisaGe Wüstenrot: Im Rahmen des Projektes soll eine konkrete und belastbare Roadmap für eine energieautarke bzw. „Plusenergie Gemeinde“ Wüstenrot im Jahr 2020 entwickelt und in einem Energienutzungsplan festgeschrieben werden. Hierzu werden Potentiale für den Ausbau erneuerbarer Energiequellen ermittelt und Strategien zur wirtschaftlichen Erschließung des Potentials entwickelt.

2.4 Voruntersuchung

Zur Abschätzung möglicher wirtschaftlicher Erträge für Strombankkunden und Strombankbetreiber wurde in der Projektphase I der Basisanwendungsfall, also die Zwischenspeicherung von Strom, genauer betrachtet. Um eine Bankenanalogie herzustellen, wird auch von einem Girokonto gesprochen, auf das überschüssiger Strom eingezahlt bzw. zwischengespeichert und bei Bedarf abgehoben werden kann. Die nachfolgend kurz dargestellte technische Simulation der Strombank wurde mit einer einfachen Kapitalwertrechnung gekoppelt und für das Jahr 2020 abgebildet.

2.4.1 Technische Simulation

Die technische Simulation untersucht eine Strombank mit 30 teilnehmenden Prosumer-Haushalten. Zeitlich hoch aufgelöste Messwerte aus PV-Erzeugung und elektrischem Verbrauch der teilnehmenden Prosumer aus dem für die Projektphase II geplanten Feldtest standen naturgemäß noch nicht zur Verfügung. Daher lagen der Matlab-Simulation Verbrauchsdaten der ADRES-Studie zugrunde, eine Studie unter der Leitung des Instituts für Energiesysteme und elektrische Antriebe der TU Wien, die mit den PV-Erzeugungsdaten aus dem Datenbestand des Projektpartners, dem Institut für Photovoltaik an der Universität Stuttgart (ipv), kombiniert wurden.

Beide Datensätze stehen in sekundlicher Auflösung zur Verfügung, sodass diese erste Simulation den Einfluss der Taktung der Strombankzugriffe abschätzen konnte. Es ergeben sich signifikante Abweichungen für zeitliche Auflösungen oberhalb einer Minute, insbesondere zu den im Bilanzkreis im 15-Minuten-Takt erhobenen Daten. Aufgrund der im Modell beobachteten Mittelung von Verbrauch und Erzeugung durch die Teilnahme der 30 Haushalte scheint für eine grobe Abschätzung die Auflösung der Lade- und Entladevorgänge der Strombank im Minutentakt ausreichend zu sein.

Da Netzentgelte und weitere Abgaben für den Modellbetrieb im Jahr 2020 nur schwer abzuschätzen sind, wurden die energetischen Verluste beim Betrieb der Strombank (jeweils 5 % pro Lade- und Entladevorgang) nicht aus dem übergeordneten Netz ausgeglichen, sondern im Rahmen einer Worst-Case-Betrachtung dem Kundenkonto belastet.

Das wesentliche Ergebnis der technischen Simulation des Strombankbetriebs unter den in Tabelle 1 aufgelisteten Randbedingungen ist eine durchschnittliche Steigerung der Eigenverbrauchsquote der 30 teilnehmenden Prosumer-Haushalte von 32,8 % ohne Strombank auf 62,1 % mit Strombank-Girokonten von jeweils 4 kWh Speicherkapazität pro Teilnehmer. Über ein gesamtes Jahr betrachtet, erzielt die Strombank also annähernd eine Verdoppelung des Eigenverbrauchs der Teilnehmer, genauer eine relative Erhöhung um 89 %.

Beschreibung	Wert
Anzahl der Haushalte	30
PV-Installation pro Haushalt	4 kWp
PV-Erzeugung pro Jahr pro Haushalt	3.800 kWh/a
Kapazität pro Girokonto	4 kWh

Tabelle 1: Parameter der technischen Simulation zum Betrieb der Strombank

2.4.2 Erhöhung des Eigenverbrauchs

Der den modellierten Haushalten zugrunde liegenden Jahresenergieverbrauch ist der Abbildung 2 zu entnehmen. Den einzelnen durch zeitliche Verschiebung der Lastgänge aus den ADRES-Datensätzen generierten Modellhaushalten, wurden jeweils realistische PV-Erzeugungskapazitäten zugeordnet, wie sie in der für den Feldtest vorgesehenen Region tatsächlich installiert sind. Die PV-Erzeugung jedes einzelnen Haushalts wurde anhand des zeitlichen Verlaufs von in Stuttgart gemessenen PV-Erzeugungsdaten (DC-Leistung) des Jahres 2011 generiert.

Der in Abbildung 2 dargestellte Jahresstromverbrauch der Modellhaushalte schwankt zwischen 2.900 kWh/a und 5.100 kWh/a, bei einem Durchschnittswert von 3.800 kWh/a. Entsprechend der für den Praxistest vorgesehenen installierten Leistung kleiner 10 kWp, liegt die Erzeugungskapazität der Modellhaushalte für PV-Strom zwischen 1,1 kWp und 8,1 kWp, mit einem Durchschnittswert von 4 kWp.

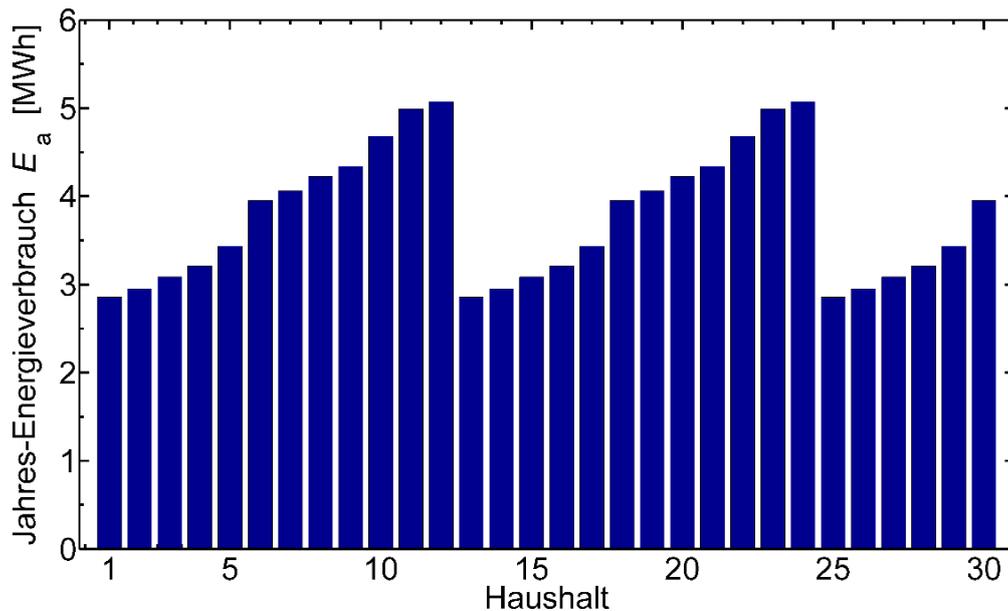


Abbildung 2: Jahresenergieverbrauch der modellierten 30 Haushalte. Es ist erkennbar, dass sich die zwölf ausgewählten Haushalte wiederholen. Um trotz beschränkter Datenbasis realistische Simulationsergebnisse zu erzielen, wurden die Lastgänge der mehrfach verwendeten ADRES-Datensätze zeitlich gegeneinander verschoben.

Abbildung 3 zeigt den Bruchteil des Energieverbrauchs aus Abbildung 2, den die Haushalte im Jahresmittel aus dem Eigenverbrauch ihres selbst erzeugten PV-Stroms decken können. Als Mittelwert der Eigenverbrauchsquote über alle Modellhaushalte ergibt sich ohne Zwischenspeicherung der PV-Erzeugung ein Wert von 32,8% des Energiebedarfs aus Abbildung 2.

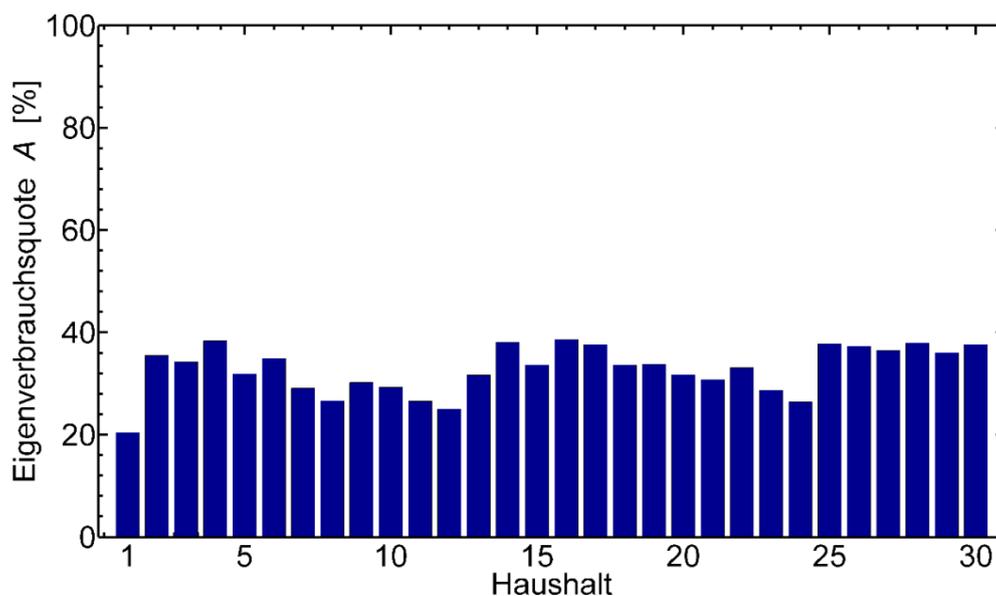


Abbildung 3: Eigenverbrauchsquote der modellierten 30 Haushalte ohne Speicher. Der Mittelwert über alle Haushalte liegt bei einem Eigenverbrauch von 32,8%.

Abbildung 4 verdeutlicht die erhebliche Steigerung der Eigenverbrauchsquote, die mit einem Strombank Girokonto von jeweils 4 kWh Kapazität pro Haushalt erzielt werden würde. Der Mittelwert der Eigenverbrauchsquote aller Haushalte steigt um 29,3 % absolut gegenüber den Werten in Abbildung 3 und erreicht mit dem zu Grunde gelegten Strombankkonto im Jahresmittel 62,1 %.

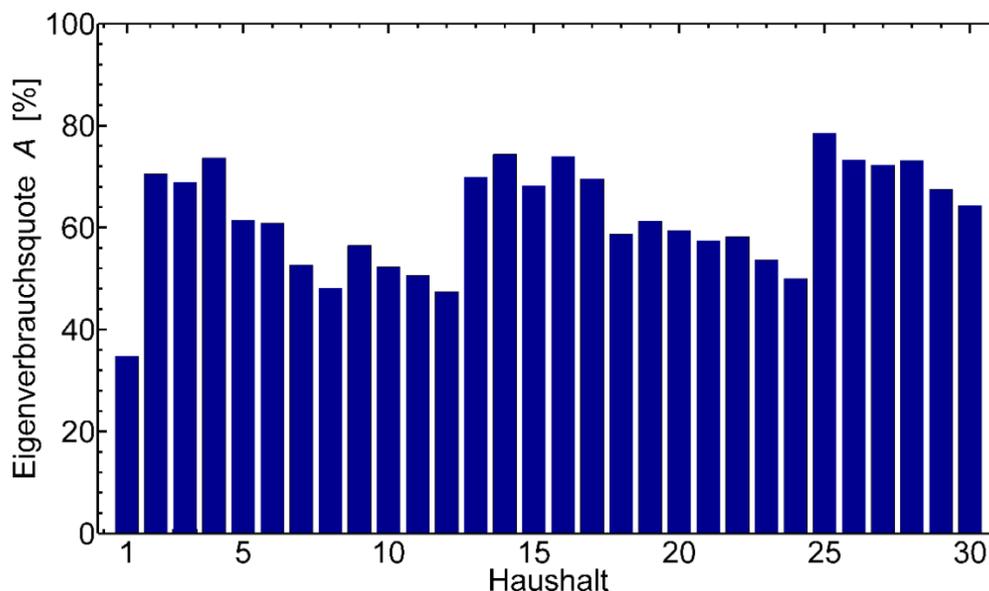


Abbildung 4: Eigenverbrauchsquote der modellierten 30 Haushalte mit Girokonto (4 kWh Speicher pro Haushalt). Die Eigenverbrauchsquote steigt auf durchschnittlich 62,1 % mit einem Girokonto von jeweils 4 kWh.

2.4.3 Sekundärnutzungspotenzial

Im praktischen Betrieb der Strombank bzw. im für die Projektphase II geplanten Feldtest können die Potenziale für unterschiedliche Sekundärnutzungen des Strombankspeichers genauer untersucht und bewertet werden. Für die hier durchgeführte erste Abschätzung des wirtschaftlichen Potentials wird als einfachster Fall die Nutzung freier Speicherkapazitäten zur Bereitstellung negativer Regelenergie als Minutenreserve betrachtet. Für die Voranmeldung dieser Minutenreserve müssen gesichert verfügbare Kapazitäten in 4-Stunden-Blöcken identifiziert werden.

Abbildung 5 veranschaulicht die freie Speicherkapazität der Strombank für alle 52 Wochen der über ein gesamtes Jahr durchgeführten Modellrechnung. Aufgrund wechselnder Sonneneinstrahlung und Verbrauchswerte weist der Speicherfüllstand deutliche saisonale Schwankungen auf, deren Ausmaße und Vorhersagbarkeit in Projektphase II detailliert

untersucht werden sollen. Eindeutig als weiße Flächen unterhalb der Füllstandskurven erkennbar, liefert die Modellrechnung jedoch während des ganzen Jahres erhebliche, sicher verfügbare freie Speicherkapazitäten in den Abend- und Nachtstunden, sodass in jedem Fall täglich ein 4-Stunden-Block mit mehr als 60 % der Gesamtspeicherkapazität zur Verfügung steht. Bei genauer Analyse sind mit guter Vorhersagbarkeit während der Wochentage Montag bis Donnerstag auch höhere Kapazitäten oder während der Wintermonate zusätzlich ein zweiter 4-Stunden-Block pro Tag verfügbar.

Abbildung 7 zeigt zwei Ausschnitte aus den Kalenderwochen 28 und 47 mit einer Dauer von je zwei Tagen. Während im Sommer (KW 28) 10 Stunden lang kontinuierlich eine Kapazität von mehr als 60 % der Strombank zur Sekundärnutzung zur Verfügung steht, sind es im Winter (KW 47) sogar 16 Stunden. Im Sommer sind somit zwei 4-Stunden-Blöcke frei zur Nutzung im Sekundärregelmarkt. Im Winter erhöht sich die Anzahl auf drei. Im Winter stehen bereits 60 % der Gesamtkapazität ab 19 Uhr zur Verfügung, im Sommer erst nachts ab 23 Uhr.

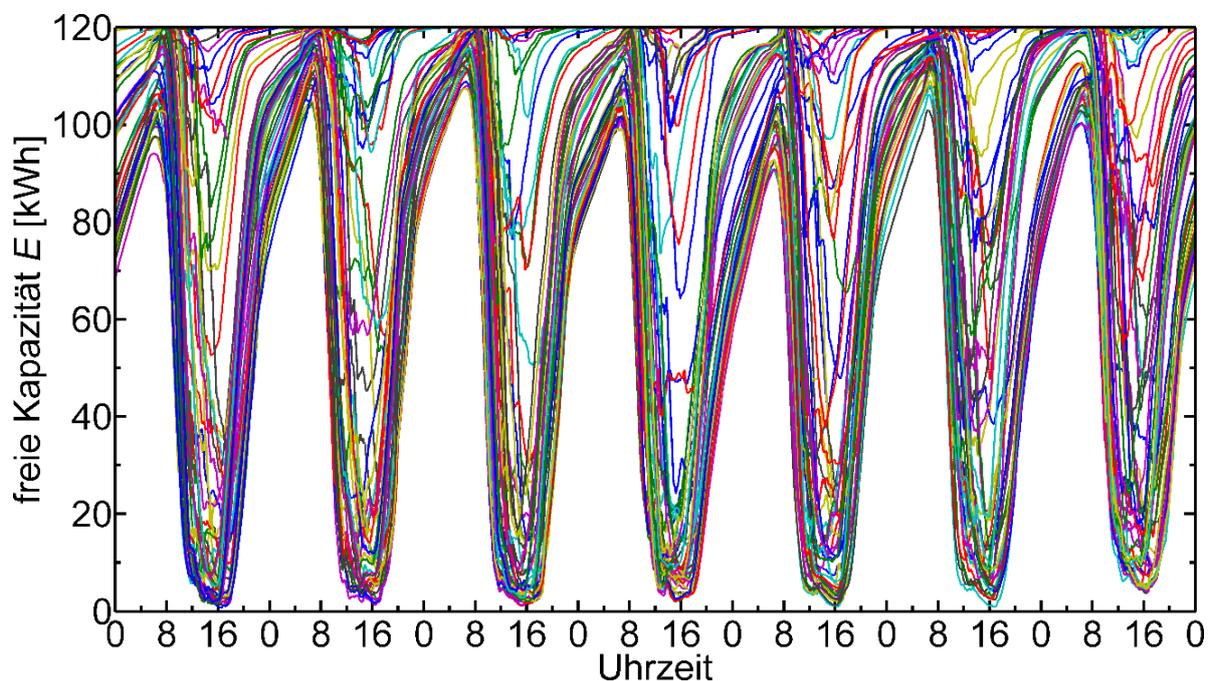


Abbildung 5: Im Wochenverlauf für Sekundärnutzung zur Verfügung stehende Kapazität von Montag bis Freitag. Jede Kurve stellt eine Woche des Jahres dar. Die weißen Flächen unterhalb der Füllstandskurven markieren die während des Jahres verfügbaren Kapazitäten.

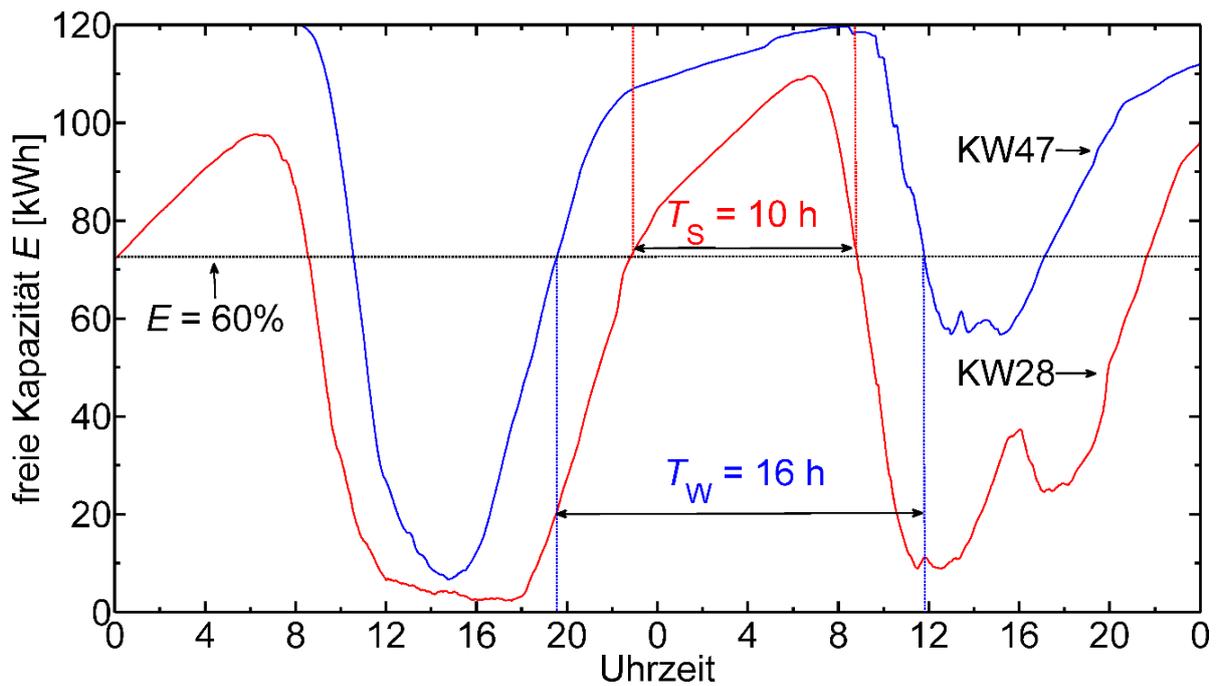


Abbildung 6: Im Verlauf zweier Tage für Sekundärnutzung zur Verfügung stehende Kapazität. Die Kurven zeigen die Verläufe der freien Kapazität der KW 47 und KW 28. Im Winterhalbjahr (KW 47) steht für $T_W = 16$ h lang eine Speicherkapazität von mehr als 60 % der Strombank für Sekundärnutzungen zur Verfügung, also drei 4-Stunden-Blöcke. Auch im Sommer (KW 28) stehen, mit $T_S = 10$ h, zwei 4-Stunden-Blöcke mit mehr als 60 % der Gesamtkapazität der Strombank zur Verfügung. Im Winter sind bereits ab ca. 19 Uhr 50 % der Kapazität frei.

3 Konzept

Anstatt den überschüssigen Strom der heimischen PV-Anlage jeweils in einem Heimspeicher zwischenspeichern oder Überschüsse an das Netz abzugeben, ist es effizienter, diesen in einen zentralen Speicher einzuspeisen und bei Bedarf zu beziehen. Somit gelingt der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch direkt auf lokaler Ebene im Netz. Zudem lässt sich der Speicher kostengünstiger und ressourcenschonender realisieren und betreiben als Einzelspeicher in den jeweiligen Kundenobjekten.

Zentrales Element der Strombank ist ein Batteriespeicher, der als geteilte Ressource Speicherdienstleistungen im Netz anbietet. Analog zu einer Bank stehen den Kunden verschiedene Konten und Dienstleistungen zur Verfügung, die zur Speicherung und Vermarktung ihres selbst erzeugten Stroms dienen. Zugang zu ihren Konten erhalten sie über eine App, angelehnt an das Online-Banking.

Der eigentliche Strombankbetrieb basiert auf einer Cloud-Lösung (siehe Abbildung 7). In dieser werden die Energieflüsse der angeschlossenen Kunden verwaltet. Diese werden von den Smart Metern der einzelnen Kunden erfasst, sekundlich ausgelesen und in Form von Zählerwerten übertragen. Das System bilanziert schließlich alle aus den Messwerten abzuleitenden Kontostände und gibt den Ein- bzw. Ausspeisebefehl an den Speicher. Der Kontostand wird automatisch mitgeführt. Weitere Schnittstellen zum Beispiel zum Netzbetreiber oder Energiemarkt können darüber hinaus implementiert werden.

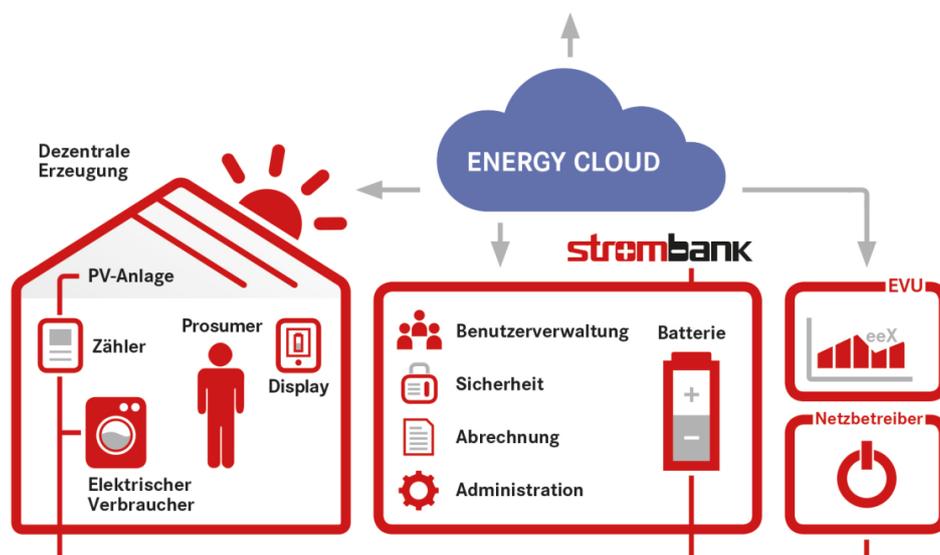


Abbildung 7: Konzept der Strombank

Die Zahlung für die Nutzung der Strombank kann auf unterschiedliche Weise erfolgen. Der Kunde entrichtet entweder eine monatliche Kontogebühr an den Speicherbetreiber oder er beteiligt sich aktiv, sowohl finanziell als auch gestalterisch, als Mitglied einer Genossenschaft. Durch diese aktive Beteiligung kann der Bürger seinen Beitrag zur Energiewende direkt wahrnehmen, wodurch sein Bezug zum Energiemarkt weniger passiv wirkt. Gleichzeitig wird durch die gemeinsame Finanzkraft vieler teilnehmender Bürger vor Ort die Investition für einen größeren Batteriespeicher erst möglich.

Als geteilte Ressource optimiert die Strombank nicht nur die Nutzung der dezentral produzierten Strommengen, sondern ist auch in der Lage netzseitige Dienste anzubieten. Dazu gehören das Abfedern von Einspeisespitzen, die Reduzierung des Netzbezuges aus vorgelagerten Netzebenen und der Ausgleich von kurzfristig auftretenden Netzschwankungen im Zuge der Erbringung von Regelleistung. Bei Bestehen mehrerer Strombanken innerhalb eines engen regionalen Rahmens könnten diese zu einer virtuellen Großbatterie zusammengefasst werden und damit ein größeres Gewicht an den Marktplätzen erreichen. Es ließe sich auch die regionale Eigennutzung des Stroms optimieren.

3.1 Kontomodelle

Die Strombank stellt Batteriespeicherkapazität als Dienstleistung für private Hausbesitzer und Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen bereit, damit diese überschüssigen Strom aus erneuerbaren Quellen in den Speicher einzahlen und bei Bedarf wieder abrufen können. Die Bereitstellung dieser Dienstleistung erfolgt über Konten, die der Kunde eröffnen kann. Abhängig von verschiedenen Konten kann der Kunde entweder seinen Eigenverbrauch erhöhen oder den überschüssigen Strom als lokales Stromprodukt an seinen Nachbarn verkaufen. Zukünftig könnte er auch seinen Strom an einem anderen Ort als zu Hause abheben, z.B. an der Elektrotankstelle in der Stadt. Der Strom bzw. die Speicherkapazität kann aber auch gewinnbringend an Märkten angeboten werden. Die Strombank fungiert dabei als Aggregator im Auftrag des Kunden. Potenzielle Märkte sind der Regelenergie- und Spotmarkt. Nachfolgend werden die Kontomodelle im Detail vorgestellt.

- **Girokonto:** In Zeiten einer Stromüberproduktion kann der überschüssige Strom auf das Konto eingezahlt und in Zeiten einer Unterdeckung wieder abgehoben werden. Damit erhöht der Betreiber der Erzeugungsanlage seinen Eigenverbrauch.
- **Quartierskonto:** Der überschüssige Strom kann auch der Nachbarschaft zur Verfügung gestellt werden. In Zeiten einer Unterdeckung können benötigte Mengen dann auch über andere Quartiersbewohner bezogen werden. Dadurch entsteht ein lokales Stromprodukt, das auch Bewohner ohne eigene Erzeugungsanlage partizipieren lässt.
- **Spendenkonto:** Statt den Strom selbst zu verbrauchen oder zu vermarkten, ließe sich hier ein Teil des eingelagerten Stroms an eine soziale Einrichtung im Quartier oder einen Verein spenden.
- **Transferkonto:** Der zwischengespeicherte Strom auf dem Konto kann nicht nur zu Hause, sondern auch an einem anderen Ort wieder abgehoben werden, z. B. an der Elektrotankstelle. Auch die Erzeugung kann außerhalb des Hauses stattfinden, z. B. auf dem großen Scheunendach eines Landwirts, wo sich die eigene Anlage befindet.
- **Gewinnspielkonto:** Der Kunde gibt einen Teil seiner Speicherkapazität frei, die der Speicherbetreiber als Aggregator am Regelleistungsmarkt anbietet. Erfolgt ein Abruf negativer Regelleistung, dann wird das Konto des Kunden für ihn kostenlos gefüllt.

Das **Girokonto** bildet den Basisanwendungsfall. In Zeiten einer Stromüberproduktion kann der überschüssige Strom auf das Konto eingezahlt, in Zeiten einer Unterdeckung abgehoben werden. Damit erhöht der Betreiber einer Erzeugungsanlage seinen Eigenverbrauchsanteil. Das Girokonto, als einfachstes Kontomodell, soll den Teilnehmer mit den Funktionen und Möglichkeiten der Strombank vertraut machen und bei ihm das Interesse zu weiteren Konten wecken. Zusätzlich kann das Konto mit weiteren Funktionalitäten ausgestattet werden, so wäre bspw. die Einrichtung einer Kreditlinie denkbar.

Das **Quartierskonto** stellt die Erweiterung des Girokontos dar. Aus heutiger Sicht ist mit einem Speicher eine vollständige Autarkie unwirtschaftlich und ineffizient. Viel ökonomischer und ökologischer erscheint dagegen der lokale Handel innerhalb des Quartiers. Das Vermarktungskonto kann also zum Ausgleich der eigenen Unterdeckung genutzt werden bzw. der überschüssige Strom für die anderen Strombankkunden zur Verfügung gestellt werden. Auch Bewohner des Quartiers, die lediglich Stromkonsumenten sind, könnten sich an der Strombank beteiligen und überschüssigen Strom innerhalb des Quartiers nutzen.

Die Art der Vermarktung des überschüssigen Stroms durch den Erzeuger (Festpreis, Versteigerung, Zinsausgleichszahlungen, usw.) ist offen. Mit diesem Kontomodell lässt sich am ehesten ein „Wir-Gefühl“ unter den Teilnehmern erzeugen und bindet zugleich alle Quartiersbewohner ein, was die Akzeptanz nicht nur für ein Quartierskonzept, sondern gewiss ebenso für erneuerbare Energien steigert.

Eine sozial abgewandelte Form des Quartierkontos stellt das **Spendenkonto** dar. Ein (vorher festgelegter) Teil des eingelagerten oder überschüssigen Stroms ließe sich an eine soziale Einrichtung im Quartier oder einen Verein spenden oder zu niedrigen Preisen abgeben. Der Strom könnte z. B. an den Kindergarten gespendet oder an Verwandte und Freunde abgegeben werden, entweder per Knopfdruck oder auf Wunsch automatisiert. Dies würde die Eigenstromnutzung im Quartier erhöhen und zusätzlich eine soziale Einrichtung unterstützt.

Zukünftig könnte es immer interessanter werden, den produzierten Strom an einem anderen Ort abzuheben um bspw. das Elektroauto in der Stadt aufzuladen. Nicht nur der Verbrauch, sondern auch die Erzeugung könnte räumlich entkoppelt sein, wenn z. B. ein Besitzer einer Eigentumswohnung Anteile an einer PV-Anlage hält, die sich auf dem Scheunendach eines Landwirts befindet. Das Abheben an verschiedenen Orten wird durch das **Transferkonto** abgewickelt. Mittels Strombankcard würde der Kunde, wie beim Bankautomaten, sein Kontoguthaben einsetzen, um damit bspw. sein Elektroauto an einer öffentlichen Ladesäule aufzuladen.

Der Strom kann aber auch am Regelenenergiemarkt gewinnbringend angeboten werden. Die Strombank fungiert als Aggregator und Vermarkter im Auftrag des Kunden. Um diesen doch sehr komplexen Markt dem Kunden näher zu bringen, wurde der Prozess innerhalb eines **Gewinnspielkontos** abgebildet. Beim Abruf sogenannter negativer Regelleistung wird der Speicher gefüllt. Voraussetzung ist, dass die angebotene Menge zur Verfügung steht, also vorgehalten wird. Dies ist gegeben, wenn der Kunde einen Teil seines Kontos freigibt. Diese Menge kann dann am Markt angeboten werden, steht zugleich dem Kunden aber nicht mehr zur Verfügung. Für seine Teilnahme am Gewinnspiel entrichtet er einen einmaligen geringen Beitrag oder eine monatliche Pauschale. Wird nun negative Regelleistung abgerufen, dann wird sein Konto für ihn kostenlos gefüllt.

3.2 Betreiberstrukturen

Die Strombank kann auf unterschiedliche Weise betrieben und finanziert werden. Denkbar sind Contracting-Modelle, wodurch der organisatorische und finanzielle Aufwand für den Kunden gering bleibt. Die Beteiligungen von Bürger an Wind- oder Solarparks zeigen, dass aber auch genossenschaftliche Ansätze nicht uninteressant sind.

Im **Contracting-Modell** liefert, installiert und betreibt ein Anbieter, z. B. der Energieversorger oder Netzbetreiber, den Batteriespeicher. Den Contracting-Nehmern bietet er die Option, ihren Strom einzuspeichern. Die Art der Bezahlung (monetär, Einnahmen aus Stromverkauf, usw.) und der Umfang des Contractings (nur Hardware, inkl. Software, inkl. Weiterentwicklung und Ausbau der Software) lassen sich durch unterschiedliche Modelle abbilden. Für die Kunden entsteht der Vorteil, dass sie ihren Eigenverbrauchsanteil erhöhen können, aber weder eine Investition tätigen noch technische und wirtschaftliche Risiken tragen müssen. Aus Sicht des Betreibers ergeben sich Cross-Selling-Potenziale durch bspw. den Verkauf noch benötigter Reststrommengen oder Produkten wie einer Wärmepumpe. Ein Energieversorger positioniert sich zudem als innovativer Energiedienstleister für seine Endkunden und gewinnt möglicherweise weitere Daten (Verbrauchsdaten etc.) und Kunden.

Da es sich bei der Batterie um eine Sache handelt, könnte diese komplett oder in einzelnen Batteriemodulen vermietet werden. Die weiteren Komponenten wie der Wechselrichter würden einer gemeinschaftlichen Nutzung aller „Mieter“ unterliegen. Der Kunde zahlt für seinen Batterieanteil eine monatliche **Miete** an den Betreiber, die sich in ihrer Höhe an der Kapazität orientiert. Der Betreiber würde die Rolle eines Hausmeisters einnehmen und den Betrieb sowie die Wartung des gesamten Speichers übernehmen. Abgerechnet werden könnten diese Kosten wie Nebenkosten zusätzlich zur Speichermiete.

Im Rahmen einer **Genossenschaft** erwerben die Prosumer die Batterie sowie die Software eigenständig und betreiben das System in eigener Regie. Nachteilig ist jedoch, dass zahlreiche Vorgaben erfüllt werden müssen, so z. B. das Thema Datenschutz sowie Netzqualitätsanforderungen. Ebenfalls fallen jährliche Kosten an u. a. für die Wartung der Batterie. Die Prosumer erreichen hiermit aber den größtmöglichen Autarkiegrad und können darüber hinaus aktiv mitgestalten.

4 Umsetzung

Nach erfolgreicher Beendigung der ersten Phase (siehe Kapitel 2.4) soll das Strombankkonzept im Zuge eines zwölfmonatigen Praxistests umgesetzt werden. Ein unabdingbarer Beitrag zum Projekt ist demnach die Bestimmung einer Region im Netzgebiet der Netrion, in der eine repräsentative Anzahl von PV-Anlagen vorhanden ist und wo die Errichtung der als Strombank funktionierenden Batterie sowohl aus Platzgründen als auch von der Netzeinbindung her machbar ist.

Um die vorteilhafte multiple Nutzung des Quartierspeichers zu ermöglichen, müssen die lokalen Steuerungen der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und das Management des Batteriespeichers eingebunden werden. In Abstimmung mit vorhandener Infrastruktur der MVV Energie und den Anforderungen des ipv an die Datenerfassung zur Evaluation des Feldversuchs, konzipiert und realisiert ads-tec eine geeignete IT-Infrastruktur zur Einbindung des Quartierspeichers. Das Speichersystem wird über eine gesicherte Datenverbindung an eine Cloud angeschlossen und damit für die Nutzung durch die Projektteilnehmer und Projektpartner verfügbar gemacht. Auf der Basis dieser Systemarchitektur implementieren ads-tec und MVV Energie die verschiedenen Kontomodelle der Strombank für die teilnehmenden Stromkunden des Feldversuchs.

Mathematische Grundlage bilden die sekundenscharfen Zählerdaten der Teilnehmer. Im weiteren Schritt gilt es nicht nur diese zu sammeln und zu verarbeiten, sondern auch zukünftige Erzeugungs- und Verbrauchsverläufe zu prognostizieren. Die Prognosen öffnen den Weg für die Erfüllung netzdienlicher Aufgaben. Darunter ist zum einen die Bereitstellung von Regelleistung zu verstehen und zum anderen das vorzeitige Erkennen und Abfedern von Netzspitzen über den Speicher.

Die Transparenz des Betriebs der Strombank und ihrer Dienstleistungen ist für die Teilnehmer des Feldversuchs besonders wichtig. Daher sollen alle Teilnehmer des Feldversuchs ständigen Onlinezugriff auf alle für sie notwendigen Informationen erhalten. Aus diesem Grund erfolgt die Programmierung einer Frontend-App auf Android in Anlehnung an das Online-Banking, auf die jeder Teilnehmer Zugriffsmöglichkeiten erhält.

4.1 Standortanalyse

Der Stadtteil, in dem das Vorhaben umgesetzt werden soll, muss mindestens die Voraussetzung eines hohen PV-Aufkommens erfüllen. Zudem muss sich in dieser Region ein Grundstück im Eigentum von MVV Energie befinden, das die Option zur Aufstellung des Speichers bietet. Bei dem eingesetzten Speicher wird es sich um einen Container handeln, in dem sich die Batteriemodule, der Wechselrichter und die weiteren Komponenten befinden. Der Container weist eine Größe von 20-Fuß (= 6 m) auf und wiegt ca. 14 Tonnen.

Im Netzgebiet der Netrion konnten aus einer Gruppe von 20 potenziellen Netzbereichen sieben Gebiete innerhalb des Stadtgebietes Mannheim identifiziert werden, die einerseits diese grundsätzlichen Kriterien erfüllen, andererseits aber nach ihrer Struktur, z.B. Leistung der Anlagen bzw. Besitzverhältnisse oder Kunden-Lieferanten-Beziehungen Unterschiede aufweisen. Das kleinste Gebiet enthält 15 und das größte 42 PV-Anlagen in einem Leistungsbereich vom 1 kW bis 27 kW. Anhand eines verfeinerten Kriterienkatalogs wurden diese Gebiete nun detailliert bewertet, um die bestmögliche Basis für das Projekt zu finden.

Ein Kriterium für die Auswahl stellt die Anzahl der vorhandenen PV-Anlagen dar. Da voraussichtlich nicht alle Eigentümer einer PV-Anlage zu einer Teilnahme überzeugt werden können, ist eine möglichst große Zahl von PV-Anlagen anzustreben. Als Richtwert wurden mindestens 10 PV-Anlagen in einem Umkreis von 500 m zum Speicherstandort festgelegt. Die Anlagen sollten möglichst neu sein, da die Höhe der Einspeisevergütung einen Hinderungsgrund für eine Teilnahme darstellen kann, denn je geringer die Einspeisevergütung, desto lukrativer ist der Eigenverbrauch. Als weiterer Punkt sollten unterschiedliche Anlagengrößen im Projekt vertreten sein. Hinsichtlich der Teilnehmer ist eine gewisse heterogene Struktur gewünscht, um unterschiedliche Profile und damit Erkenntnisse gewinnen zu können. Die potenziellen Standorte für den Speicher werden nach ihrer Größe, Zugänglichkeit sowie Untergrund priorisiert.

Dabei zeigte sich, dass auf den meisten Grundstücken nicht genügend Platz vorzufinden ist, um den Batteriespeicher aufzustellen. Geeignete Voraussetzungen weist der Standort Rheinau Süd auf, der zugleich das Gebiet mit den meisten PV-Anlagen im Umkreis darstellt. Auf dem Grundstück in Rheinau befinden sich eine Gasdruckregelanlage (GDR), sowie eine Fernwärmestation. Diese bauliche Situation erfordert allerdings Sicherheitsauflagen.

Zum einen ist ein Abstand zur GDR von mind. 5 m einzuhalten. Jedoch reicht der Platz nicht aus, um den Mindestabstand einhalten zu können, weshalb entschieden wurde den Abstand auf 2,5 m zu verringern und den Container mit einer Feuerschutzwand (F90) zu versehen, die eine Feuerbeständigkeit von 90 Minuten aufweist. Grundsätzlich ist die Aufstellung des Batteriespeichers als (öffentliches) Versorgungsgebäude genehmigungsfrei nach § 50 Abs. 1 j LBO BW bis zu 30 m² und einer maximalen Höhe von 5 m. Allerdings entbindet diese Regelung nicht vor den geltenden öffentlich-rechtlichen Vorschriften.

Dem § 11 LBO BW zufolge, ist der Container an das Stadtbild anzupassen. Da angedacht ist, den Container zu gestalten, indem überwiegend mittels Grafiken das Vorhaben Strombank erklärt wird (siehe Abbildung 8), muss dieser als Werbeanlage einzustufende Container nach § 31 Abs 2. BauGB von der Stadt freigegeben werden. Dem Antrag wurde nach einigen Anpassungen, wie einer einheitlichen Tragekonstruktion und Farbgestaltung zwischen Speicher und GDR, stattgegeben.

Netzseitig ist die Durchführung einer Netzverträglichkeitsprüfung erforderlich, die darüber entscheidet, ob der Speicher technisch an dem besagten Standort angeschlossen werden kann. Für die Netzverträglichkeitsprüfung wurde zugrunde gelegt, dass der Speicher mit maximal 200 A einspeist und zusätzlich einen Allgemeinbedarf von 35 A aufweist. Die Netzberechnungen haben daraufhin gezeigt, dass im Normalbetrieb des Niederspannungsnetzes bei Bezug und Einspeisung alle Grenzwerte bezüglich Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastung eingehalten werden.



Abbildung 8: Der Batteriespeicher am Standort Rheinau

4.2 Teilnehmerakquise

Nachdem die Entscheidung auf Rheinau Süd als Standort für den Batteriespeicher gefallen war, wurde die Akquise der Teilnehmer im Sommer 2014 eingeleitet. 42 potenzielle Teilnehmer im Umkreis von 500 m zum Speicher wurden von der Netrion angeschrieben. Eine Teilnahme beschränkt sich dabei lediglich auf die technische Simulation eines Speichers und hat keinen Einfluss auf die aktuelle Stromabrechnung. Die Teilnahme erfordert darüber hinaus den Einbau von intelligenten Messsystemen und einer Kommunikationseinheit. Alle anfallenden Kosten werden vom Projekt übernommen. Die Dauer des Praxistests ist auf maximal 15 Monate beschränkt. Dieser startete im Dezember 2014. Für Herbst desselben Jahres war der Einbau der Messsysteme angesetzt.

Auf Grundlage dieser, im Anschreiben enthaltenen Informationen, bekundete fast die Hälfte, nämlich 20 Haushalte, ihr Interesse an dem Projekt. 14 PV-Haushaltskunden unterschrieben am Ende die Teilnahmevereinbarung. Etwas außerhalb von Rheinau konnten noch vier Gewerbekunden akquiriert werden. Bis auf einen sind sie alle Besitzer einer KWK-Anlage. Der verbleibende gewerbliche Teilnehmer ist Eigentümer zweier PV-Anlagen. Die PV-Anlagen weisen eine durchschnittliche installierte Leistung von 4,1 kWp auf, die KWK-Anlagen sind auf 5,5 kW bzw. auf 1 kW elektrisch ausgelegt. Insgesamt nehmen 14 PV-Haushalte und vier Gewerbekunden teil bzw. es werden 16 PV- und drei KWK-Anlagen angebunden.

Bei der Teilnehmerbetreuung wurde viel Wert auf den persönlichen Kontakt gelegt. Ein erster Besuch sollte die Inhalte und Ziele des Projektes dem Teilnehmer nochmals aufzeigen und Gelegenheit bieten sich persönlich kennenzulernen. Am selbigen Termin wurde eine Ersterfassung vorgenommen, die u.a. den Stromverbrauch, die Anlagenleistung sowie die baulichen Voraussetzungen für die Messinstallation dokumentiert. In einem zweiten Termin wurde gemeinsam mit dem Partner ads-tec der Einbau der Smart Meter und Kommunikationseinheit vorgenommen (siehe Kapitel 4.4.1). Im Rahmen der Eröffnungsveranstaltung erhielten die Teilnehmer leihweise ein Tablet, um auf die App-Oberfläche zugreifen zu können.

Für die direkte Ansprache mit dem Teilnehmer wurde eine E-Mail-Adresse angelegt (strombank@mvv.de). Sie dient als vertrauensvoller Kanal für die Kommunikation mit dem jeweiligen Teilnehmer, um bspw. Termine abzustimmen. Die App streut dagegen nur

übergreifende Projektinformationen. Über die Projektlaufzeit hin wurde die E-Mail-Adresse gut angenommen, es gab 433 Verbindungen. Die Reaktionsgeschwindigkeit auf eingegangene Mails betrug im Mittel weniger als drei Tage. Ein telefonischer Kontakt war ebenfalls möglich und wurde ebenso genutzt.

Parallel zu den persönlichen Anschreiben meldeten sich weitere PV-Besitzer über die Strombank-E-Mail-Adresse, nachdem sie über die Medien von dem Projekt erfuhren. Diese konnten jedoch aufgrund ihres Standorts nicht an die Strombank angeschlossen werden. Deshalb wurde beschlossen, eine Referenzgruppe zu bilden. Im Zuge der sozialwissenschaftlichen Forschung eignen sie sich hervorragend als Kontrollgruppe. Zudem nehmen die Referenzteilnehmer die Strombank anders wahr, als die aktiv beteiligten Haushalte und Gewerbebetriebe, was womöglich zu einer breiteren Meinungsstreuung führt und daher sehr hilfreich ist. 20 Anlagenbesitzer fanden sich schlussendlich zu einer Referenzgruppe zusammen.

Im Laufe des Projektes wurden die Teilnehmer regelmäßig, in der Regel alle drei bis vier Wochen, nicht nur über den aktuellen Projektstand, sondern auch über die verschiedenen Analysen und Erkenntnisse informiert, so zum einen die Regelleistung, den netzdienlichen Betrieb, aber auch die Optimierung der Speichergröße. Zur Festigung der Beziehung zu den Teilnehmern und der Teilnehmer untereinander, wurden mehrere Veranstaltungen geplant und durchgeführt. Neben der Eröffnungs- und Abschlussveranstaltung wurden sie zu einem sportlichen Event in die SAP-Arena eingeladen, sowie zur Galanacht der Pferde im Mannheimer Reitstadion. Diese dienten als persönliches Dankeschön für die aktive Teilnahme am Projekt, aber auch für den Austausch. Verwertbare qualitative Aussagen können allerdings nur im Rahmen von geführten Fokusgruppen erwartet werden. Diese fanden zur Mitte des Praxistests statt, im Sommer 2015, sowohl mit den Teilnehmern als auch mit der Referenzgruppe. Die Ergebnisse sind dem Kapitel 7 zu entnehmen.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass die Idee der Strombank den Nerv von PV-Haushaltskunden in Rheinau Süd getroffen hat und darüber hinaus weitere PV-Besitzer in und um Mannheim. Eine Beteiligungsquote an dem Projekt von fast 40 % überschreitet bei Weitem die üblichen, oftmals einstelligen, Quoten. Dies unterstreicht nochmals die Aktualität und das Interesse an dieser Thematik.

4.3 Technischer Aufbau des Quartierspeichers

Das Herzstück der Strombank ist der Batteriespeicher, der als Containerlösung konzipiert wurde. Dahinter verbirgt sich das StoraXe Batteriesystem von ads-tec. Im Inneren des 20-Fuß-Containers untergebracht sind die Lithium-Ionen Batterien, deren Ansteuerung über einen Batteriecontroller, einem weiteren sogenannten Master-Batteriecontroller und ein Wechselrichter. Weitere benötigte Komponenten sind eine Gaslöschanlage, eine Klimaanlage, eine Unterverteilung sowie eine Firewall und zwei Smart Meter. In Abbildung 9 ist der schematische Aufbau des Batteriecontainers dargestellt.

Ausgestattet wurde der Speicher mit einer Brutto-System-Kapazität von 116 kWh. Aufrüstbar ist die Containerlösung jedoch auf bis zu 500 kWh, indem die Batteriestränge (Storage Rack String SRS) aufgefüllt werden. Ein Strang besteht aus zwei 19" Schränken, die sieben Batteriemodule aufnehmen (siehe Abbildung 10). Alle Stränge sind an einen Batteriewechselrichter mit einer Nennausgangleistung von 100 kW angeschlossen. Dieser realisiert die Umsetzung der Batteriespannung (DC) auf die netzseitigen 400 V AC Niederspannung. Zum Laden bzw. Entladen sind maximal 200 A erforderlich. Im Anhang 1 befindet sich das Datenblatt des Batteriespeichers.

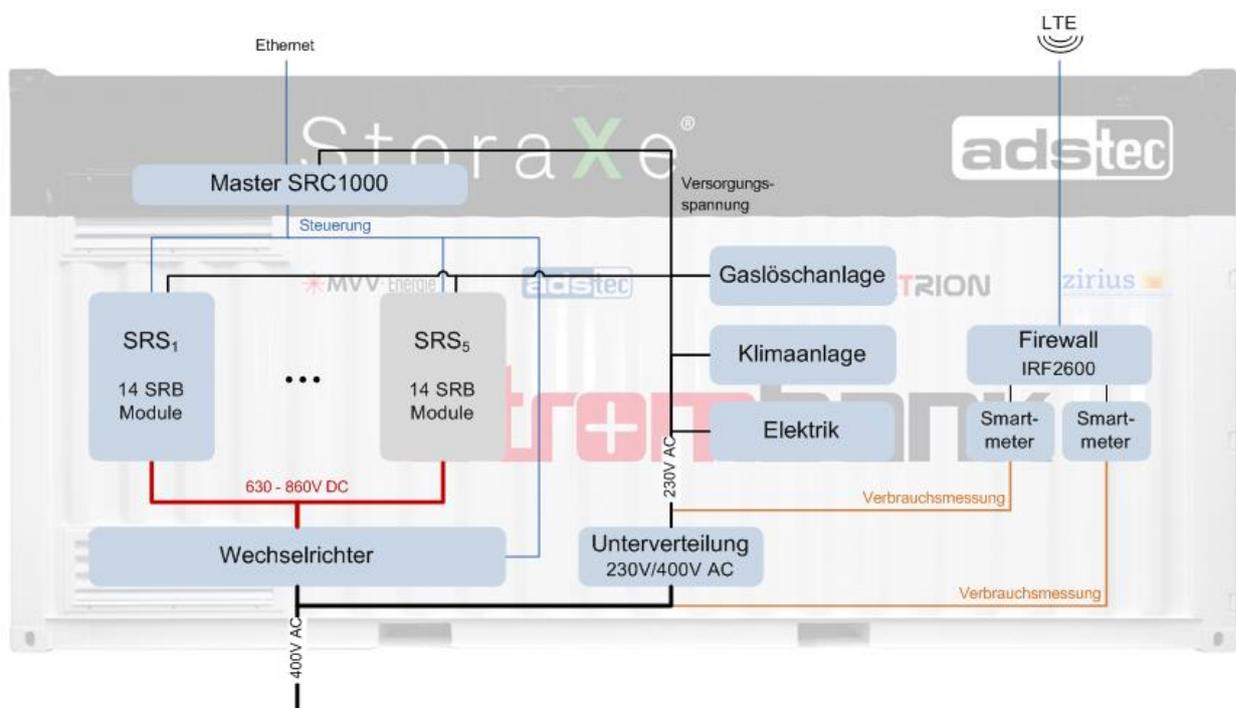


Abbildung 9: Schematischer Aufbau des Batteriecontainers

Batteriecontroller (Storage Rack Controller SRC1000)



Schützmodul mit Strangschützen (Storage Rack Relay SRR1000)



14 Batteriemodule (Storage Rack Battery SRB3000) mit jeweils ca. 8,3 kWh Kapazität



Abbildung 10: Aufbau eines Batteriestrangs

Zur Steuerung des Strangs und des Wechselrichters wird der Master-Batteriecontroller eingesetzt. Er ist außerdem die Schnittstelle zwischen dem Batteriesystem und externen Kommunikationspartnern wie zum Beispiel der Netrion Leitwarte. Mit einer Smartcard ausgerüstet ermöglicht er zudem die gesicherte Anbindung an die Big-LinX Cloud. Auch die ads-tec Firewall IRF2600 mit den beiden Smart Metern zur Stromverbrauchsmessung ist mit einer Smartcard zur gesicherten Anbindung an Big-LinX ausgerüstet. Die Smart Meter erfassen die Leistungen und Energien zur weiteren Auswertung der Nutzung des Batteriespeichers.

Die Überwachung und Steuerung des Batteriespeichers erfolgt über das Fernwirkprotokoll IEC60870-5-104 durch einen von ads-tec entwickelten und implementierten Softwarestack. Über diese Schnittstelle greift ferner das Leitsystem der Netzleitwarte des Netzbetreibers Netrion auf die Messwerte und Status- sowie Warnmeldungen des Speichers zu. Somit ist eine dauerhafte Überwachung sichergestellt, die jederzeit ein schnelles Eingreifen ermöglicht. Nachfolgende Abbildung zeigt schematisch die Integration des Speichers in das Niederspannungsnetz und die Verknüpfung mit den teilnehmenden Prosumern.

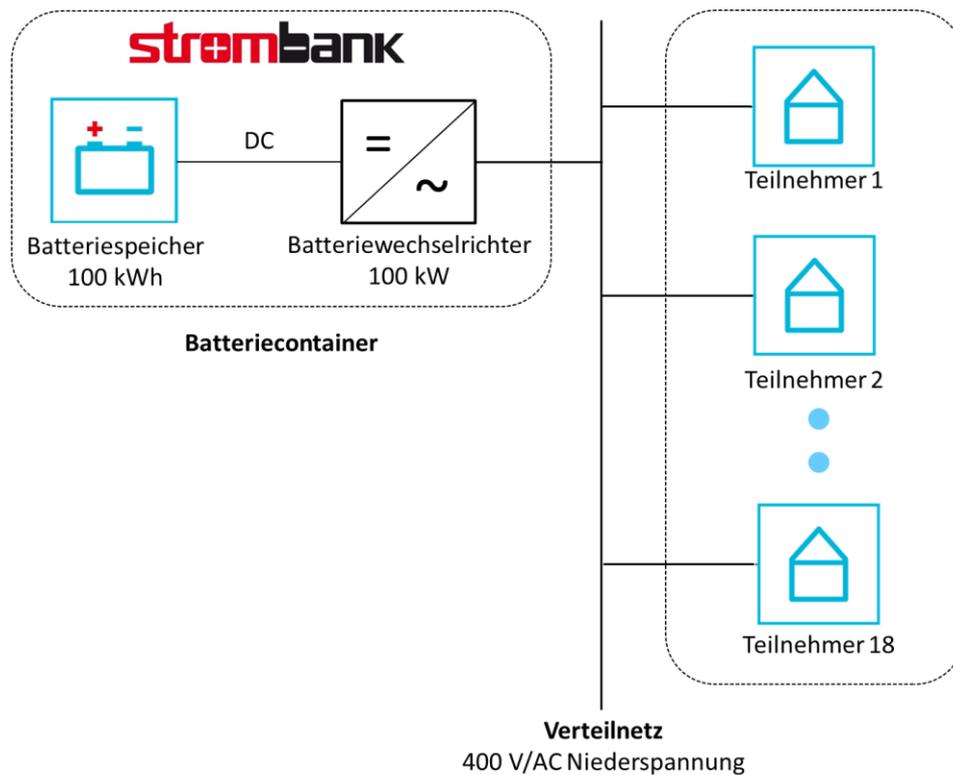


Abbildung 11: Schematische Darstellung des Gesamtsystems auf Verteilnetzebene

4.4 Struktur der Informations- und Kommunikationstechnik

Der eigentliche Batterie- bzw. Strombankbetrieb findet nicht im Speicher direkt statt sondern in der BigLinx-Cloud, auch Energy Cloud genannt. Genau genommen handelt es sich um ein zweistufiges Konzept einer verteilten Intelligenz. Dazu wurden sowohl auf dem Batteriespeicher wie auch in der Energy Cloud Teile der Betriebsprozesse vorgehalten. Die Energy Cloud verwaltet dabei die übergeordneten informationstechnischen Abläufe. Die Prozesse wurden derart gestaltet, dass auch bei unterbrochener Kommunikation mit der Energy Cloud die grundlegenden Funktionen der Bank aufrechterhalten bleiben.

Gesteuert wird der Batteriespeicher in Abhängigkeit des Speicherbedarfs der teilnehmenden Haushalte und Gewerbebetriebe. Dieser ermittelt sich aus den Zählerständen, die den Verbrauch und die Erzeugung aufzeigen. Die Smart Meter Daten werden dann von einem lokalen Energy Management System gesammelt und nahezu sekundlich an die Energy Cloud übertragen. Dort angekommen bilanziert das System alle aus den Messwerten abzuleitenden Kontostände. Daraus ergibt sich der Ansteuerungsbefehl zum Be- oder Entladen des Speichers. Der Kontostand wird automatisch entsprechend bei jedem Teilnehmer angepasst.

4.4.1 Datenerfassung

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde den Projektteilnehmern die flexible Nutzung des Batteriespeichersystems in Form eines Kontos ermöglicht. Dafür war auf Seiten der Teilnehmer eine Installation zur Messdatenerfassung notwendig. Von ads-tec wurde dafür eine Messbox entwickelt (siehe Abbildung 12). Diese bestand im Wesentlichen aus einem Application Gateway IRF2621 mit Netzteil und einem Signalkonverter RS-485/RS-232. Dabei kommunizierte die IRF2621 über den Signalkonverter mit den Smart Metern der Teilnehmer.

Um sämtliche Energieflüsse korrekt zu erfassen, wurde die von den Teilnehmern aus dem Netz bezogene bzw. ins Netz eingespeiste Leistung (über Zweirichtungszähler) einerseits sowie die von der PV-Anlage bzw. von der KWK-Anlage erzeugte Leistung (über Erzeugungszähler) andererseits messtechnisch erfasst. Die Erhebung der Leistungswerte erfolgte mit handelsüblichen Stromzählern, deren Werte von einem lokalen Energy Management System auf dem Application Gateway IRF2621 gesammelt und mittels Smartcard-Technologie verschlüsselt zur weiteren Verarbeitung an die Strombank übertragen wurden. Übermittelt wurden die Zählerwerte immer paarweise. Pro Tag und Zähler liefen auf diese Weise über 10.000 Datensätze auf. Die eigentliche Datenerfassung übernimmt eine im Rahmen des Projekts entwickelte Softwarekomponente, welche im OSGi Framework der IRF2621 die Aufgabe hatte, die Smart Meter zyklisch abzufragen und die Daten für den Versand nach Big-LinX vorzubereiten.



Abbildung 12: Strombank Messbox

Die Datenübertragung wurde dabei über den Mobilfunkstandard Long Term Evolution (LTE) in einem Intervall von 5 bis 10 Sekunden realisiert. Da es sich um innerstädtische Standorte handelt, ist die Übertragungsqualität hervorragend. Daher kann davon ausgegangen werden, dass Datenlücken eher durch Ausfälle der IT oder durch Wartungsarbeiten entstehen als durch Übertragungsprobleme. In der Strombank wurden diese Rohdaten schlussendlich in einer Datenbank gespeichert.

Folgende Messwerte wurden je Smart-Meter Elster AS1440 über IEC1107 erfasst:

- Summe Wirkleistung (importiert): OBIS 1.7.0
- Summe Wirkleistung (exportiert): OBIS 2.7.0
- Bezogene Energie (importiert): OBIS 1.8.0
- Eingespeiste Energie (exportiert): OBIS 2.8.0

Die spezifische Lade- bzw. Entladeleistung eines Teilnehmers ergab sich dann aus der Differenz der zum Zeitpunkt X erfassten und verarbeiteten Zählerstände (siehe Abbildung 13). Die Dateneinsicht für die einzelnen Teilnehmer erfolgte dagegen über eine von ads-tec entwickelte APP, die auf den im Rahmen des Forschungsprojekts zur Verfügung gestellten Tablets lief (siehe Kapitel 4.5).

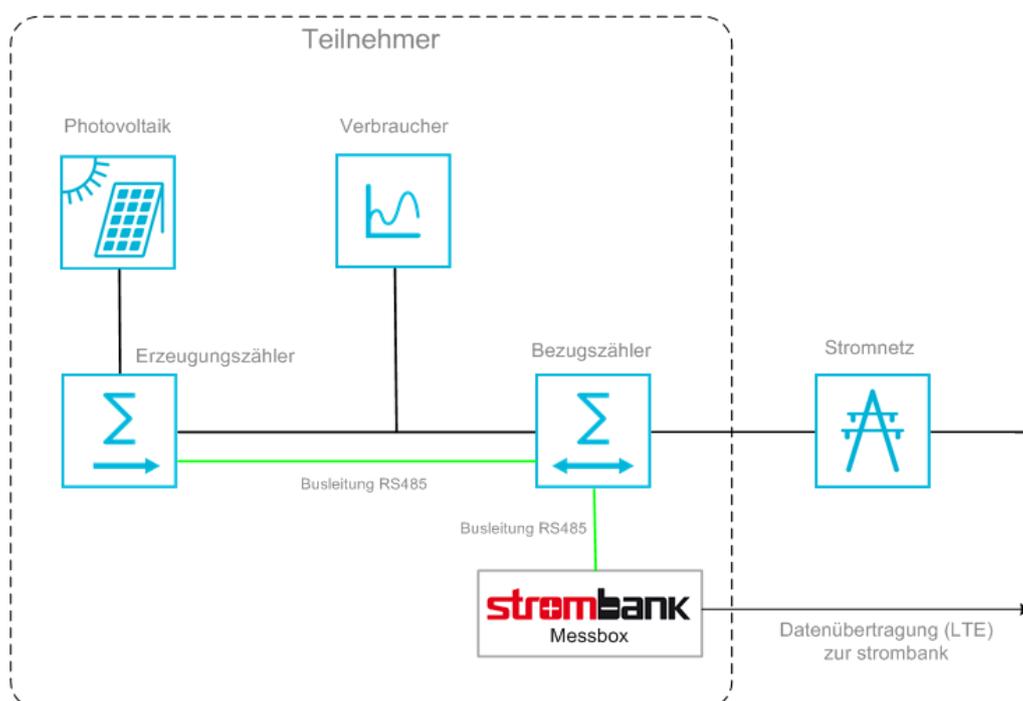


Abbildung 13: Messdatenerfassung beim Prosumer

4.4.2 Energy Cloud

Zur Verarbeitung der Daten werden diese über eine Mobilfunkschnittstelle an die Energy Cloud gesendet, einer Connectivity-Plattform zur sicheren Anbindung der Teilnehmer und des Batteriesystems. Dahinter verbirgt sich eine eigene Instanz der von ads-tec entwickelten Cloud Big-LinX. Es erlaubt die übergeordnete Verwaltung und Steuerung der Strombank.

Da sich gezeigt hat, dass nur Hardware-Kryptographie ausreichende Sicherheit bietet, wurde jeder Teilnehmer sowie das Batteriesystem mit einer Smartcard (siehe Abbildung 14), die ein Hardware-Zertifikat enthielt, ausgerüstet. Damit war die eindeutige Authentifizierung und Identifizierung der Teilnehmer am Big-LinX Server möglich. Ein weiterer Vorteil ist, dass Smartcards weder kopier- noch auslesbar sind und zusätzlich mit einer PIN geschützt werden. Dies erlaubt die Verschlüsselung von Kommunikationskanälen zur Übertragung der Daten. Der Verlust einer Karte samt PIN ist unproblematisch, da diese bzw. das dazugehörige Zertifikat zentral über den Big-LinX Server gesperrt werden kann. Hierfür stand eine eigene Seite zur komfortablen Verwaltung der Smartcards zur Verfügung, worüber auch einzelne Smartcards zeitlich eingeschränkt werden konnten.

Einsicht auf die Daten der angebotenen Teilnehmer und das Batteriesystem ermöglichte innerhalb von Big-LinX eine Baumstruktur und eine tabellarische Darstellung. Beide ließen sich über eine Ressourcenverwaltung nach den jeweiligen Bedürfnissen bis auf Benutzerebene anpassen. Für die Pflege der Teilnehmerdaten wurden eine Dokumentenverwaltung und ein Kommentarsystem angelegt, selbiges galt für das Batteriesystem.

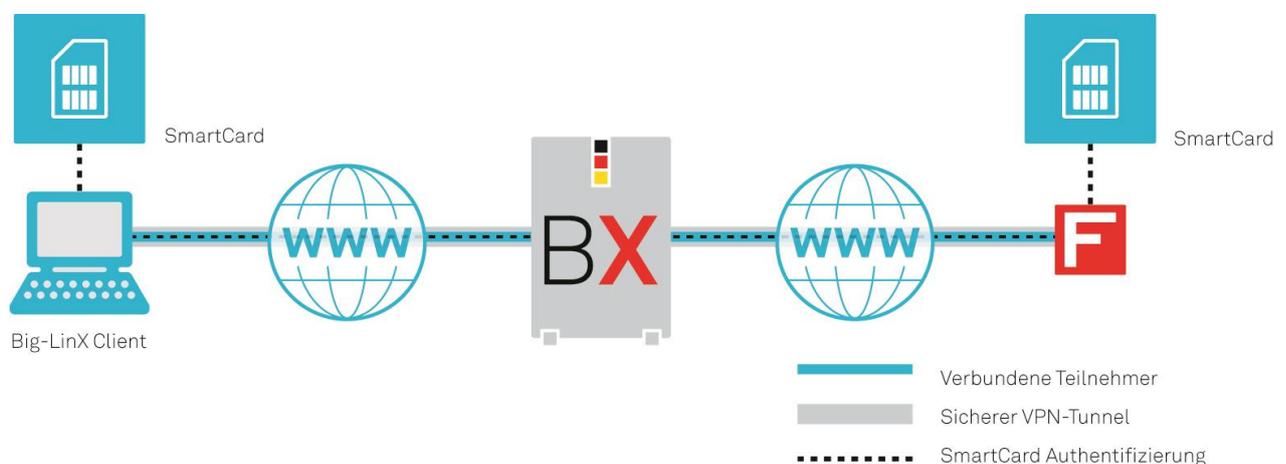


Abbildung 14: Big-LinX Smartcard Sicherheit

Mithilfe der integrierten Benutzerverwaltung wurden Benutzer und Benutzergruppen administriert und ihre Zugriffsrechte verwaltet. Dabei richtete man die sicheren Smartcard basierten VPN-Verbindungen zwischen den Teilnehmern und dem Batteriesystem ein und schaltete diese frei. Mittels VPN Verbindung wurden Updates der Messsoftware sowie Fehleruntersuchungen im Laufe des Projekts gefahren.

In der Big-LinX Cloud wurde eine Virtuelle Maschine (VM) aufgesetzt, in welcher die im folgenden Kapitel beschriebene Strombank Server-Applikation lief. Ein weiteres Feature dieser VM ist das integrierte OSGi-Framework, eine auf Java basierende Softwareplattform. Prinzipiell handelt es sich dabei um einen Java Container, vergleichbar einer Betriebssystemumgebung mit definierten Schnittstellen und Diensten. Dieser bietet die Erweiterung bestehender Funktionalitäten bzw. die Implementierung eigener Software in einer High-Level Anwendungsumgebung. Die Strombank Server-Applikation konnte sowohl als stand-alone Java-Anwendung als auch als OSGi-Anwendung ausgeführt werden. Für die Speicherung der Mess- und Kontodaten wurde innerhalb des MySQL Datenbankverwaltungssystems eine eigene Datenbank erstellt und die für den Strombankbetrieb benötigten Tabellen angelegt.

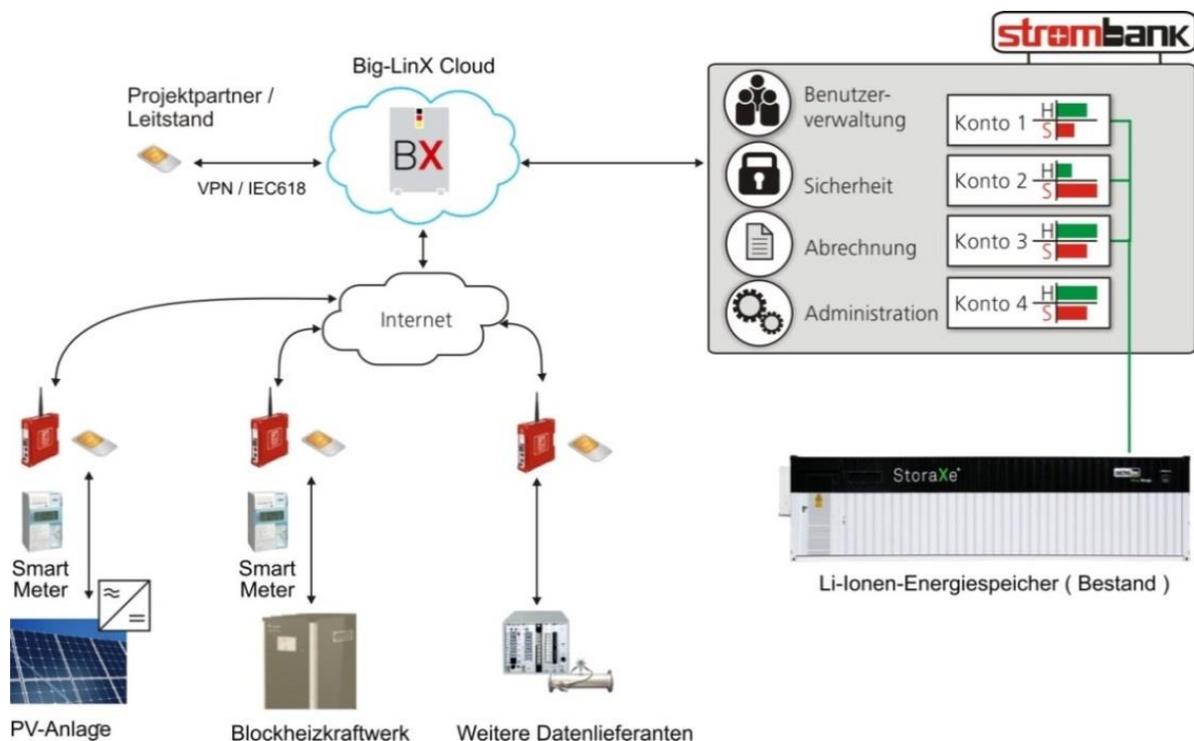


Abbildung 15: Komponenten des Gesamtsystems

Der eigentliche Strombankbetrieb wurde hingegen über ein zweistufiges Konzept einer verteilten Intelligenz realisiert. Dazu wurden sowohl auf dem Batteriespeicher wie auch in einer Big-LinX Cloud Teile der Betriebsprozesse vorgehalten (siehe Abbildung 15). Die Big-LinX Cloud verwaltete dabei die übergeordneten informationstechnischen Abläufe. Den Informationsaustausch mit den teilnehmenden Haushalten und Gewerbebetrieben setzt das zuvor beschriebene intelligente Messsystem um.

4.4.3 Datenübertragung

Mit World Wide Heartbeat (WWH) steht in der Big-LinX Cloud ein Kommunikationsprotokoll zwischen den VPN Routern/Firewall Systemen und dem Big-LinX Server zur Verfügung, das ohne einen bestehenden VPN-Tunnel und dessen Overhead Datenpakete sicher überträgt und in der Datenbank abspeichert. Gerade bei der Übertragung von wenigen Daten, wenn auch in recht kurzen Messintervallen, hat sich die Wahl eines leichtgewichtigen Protokolls als vorteilhaft erwiesen. Die Limitierungen der Mobilfunk Verbindungen war an dieser Stelle deswegen nie ein Problem.

Grundlage für das Heartbeat Protokoll ist eine gesicherte Verbindung, bei der die Daten über HTTPS an die Big-LinX Server versendet werden. Für die Authentifizierung der Router wird dabei die pro Router eingelegte Smartcard mit ihrem Big-LinX Zertifikat verwendet. Die Smartcard Kennung bildete somit im Backend auch das systemweite eindeutige Identifikationsmerkmal.

Im Forschungsprojekt Strombank wurde die von der Messbox erfassten Daten über WWH an die Big-LinX Cloud übertragen und dort in der MySQL-Datenbank abgespeichert.

4.4.4 Strombank Server

Die Strombank ist als Server-Applikation (siehe Abbildung 16) innerhalb der ads-tec Big-LinX Cloud ausgelegt worden und steuert anhand der Messdatenerfassung der Teilnehmer und des Batteriespeichers die eigentliche Leistungsvorgabe für den Batteriespeicher. Die Applikation wurde als Java Anwendung umgesetzt. Als Basis wurde das OSGi Framework verwendet. Die eigentliche Messdatenerfassung speicherte ihre Daten innerhalb einer MySQL Datenbank, welche an die Server Applikation angebunden wurde.

Die Leistungsvorgabe für den Batteriespeicher resultiert aus den Zählerständen der einzelnen Teilnehmer. Diese werden, sobald abgerufen und übertragen, in die Datenbank geschrieben. Die Zählerdaten aus der Datenbank werden zur Ermittlung der realen Stromflüsse angesetzt, sowie zur Bildung eines neuen Zeitdatensatzes. Dieser Zeitdatensatz enthielt die zum Messzeitpunkt anliegende Leistung und Energie, sowohl vor als auch nach Berücksichtigung des Strombankbetriebs. Die Berechnung hierfür wurde von der Komponente „Measurement Manager“ ausgeführt. Da einige der Projektteilnehmer Volleinspeiser sind, also den Strom, den sie erzeugen, nicht selbst verbrauchen, muss ihr Eigenverbrauch virtuell berechnet werden. Bei den anderen Teilnehmern, die auch Strom selbst vor Ort verbrauchen, kann der Eigenverbrauch aus den beiden Zählerwerten bestimmt werden.

Jedem Teilnehmer war ein sogenanntes Girokonto zugeordnet, das bis zu einem Limit gefüllt und wieder geleert werden konnte. Die Komponente „Account Manager“ entschied dabei aufgrund des Kontostandes in jedem Intervall, ob die Energie aus dem Girokonto bezogen bzw. eingespeist, also der Batteriespeicher ent- bzw. geladen wurde oder ob die Kontogrenzen (Limit oder Leerstand) erreicht waren und die Energie aus dem Netz bezogen bzw. ins Netz eingespeist werden musste.

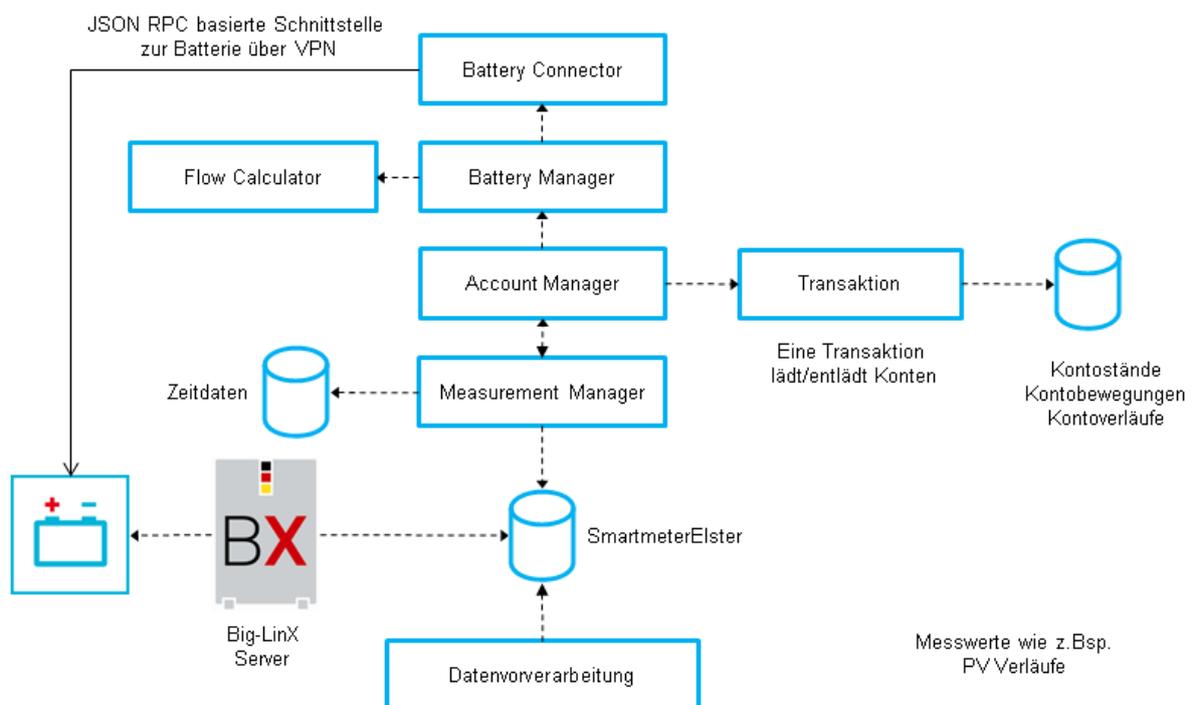


Abbildung 16: Komponenten Strombank Server

Für die sogenannten Ein- und Auszahlungen auf das Girokonto wurde eine separate Tabelle verwendet, in der alle Kontobewegungen, die Transaktionen, analog zu den Kontoauszügen, aufgeführt wurden. Diese Transaktionen liefen über eine bestimmte Zeitspanne und wurden an deren Ende abgeschlossen und gebucht. Diese Aufgabe führte die Komponente „Transaktion“ aus.

Anschließend bilanzierte das System alle Konten und errechnete die Lade- bzw. Entladeleistung des Batteriespeichers im jeweiligen Intervall. Dazu wurden die beiden Komponenten „Flow Calculator“ und „Battery Manager“ verwendet. Waren die Kontogrenzen eines Teilnehmers erreicht, wurde dieser nicht mehr für die Ermittlung der Leistung herangezogen und blieb unberücksichtigt. Wird die Leistung hingegen durch die Batterie beschränkt, werden die jeweiligen Energieflüsse für die einzelnen Teilnehmer entsprechend optimiert. Die sich letztendlich daraus ergebende Leistung war der momentane Arbeitspunkt der Batterie. Dieser wurde über die Komponente „Battery Connector“ in einen Steuerbefehl umgewandelt und dem Batteriecontroller zur Ausführung übergeben. Die eigentliche Kommunikation mit dem Batteriespeicher erfolgte dabei auf sicherem Weg über das Big-LinX VPN Netzwerk. Zur Weitergabe der Steuerungsbefehle sowie auch zum Auslesen des aktuellen Zustands des Batteriespeichers wurde die bereits vorhandene JSON RPC Schnittstelle des Batteriespeichers verwendet.

4.5 Entwicklung einer App

Um den Teilnehmern das Thema Eigenerzeugung und Speicherung mit der Strombank näher zu bringen wurde eine App entwickelt. Mit der App sollten sie einen vollständigen Überblick über ihre Energieflüsse und Kontobewegungen nahezu sekundenscharf erhalten. Das heißt sie sollten immer sehen können wann sie mehr Strom erzeugen als sie benötigen und zu welcher Zeit sie Energie von ihrem Konto „abheben“. Zur Nutzung der Android App wurde für jeden Teilnehmer ein Benutzername angelegt, jeweils geschützt mit einem Passwort. Die Authentifizierung der Benutzer erfolgte schließlich über den Big-LinX Server.

Die Startseite beim Öffnen der App stellte zugleich die Übersicht dar, mit kumulierten Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherwerten sowie der Darstellung des aktuellen Energieflusses. Für die Aufbereitung der historischen Daten schienen Kreisdiagramme am geeignetsten. Im Verbrauchsdiagramm erkennt somit der Nutzer direkt, wie viel seines

bisherigen Gesamtbedarfs er durch die Strombank und durch die eigene Erzeugungsanlage decken konnte. Das Erzeugungsdiagramm zeigt dagegen, wofür die erzeugte Energie genutzt wurde, also zur Zwischenspeicherung, für den Direktverbrauch oder die Netzeinspeisung (siehe Abbildung 17). In der Kopfzeile wurden die beiden Kontotypen, das Giro- und Vermarktungskonto, mit ihrem Füllstand bzw. Eurobetrag aufgeführt. Hierbei ist zu betonen, dass das Vermarktungskonto erst zur Hälfte des Praxistests integriert wurde.

Über die Verwaltungsseite war es möglich das Passwort des Benutzers zu ändern. Außerdem wurde der Kunde über einen Informationsbereich mit Nachrichten und Informationen der Strombankbetreiber versorgt.

Im Reiter Verlauf wurden während der Projektlaufzeit immer weitere Auswertungsmöglichkeiten der Zähler- und Speicherdaten für den Teilnehmer zur Verfügung gestellt. Zu Beginn beschränkte sich dieser auf eine einfache Ansicht des Kontoverlaufs. In einem weiteren Entwicklungsschritt wurden Balkendiagramme eingeführt, welche zusätzlich zur Gesamtansicht auf der Übersichtsseite eine detailliertere Betrachtung der Verbräuche und Erzeugung auf Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresebene zuließen (siehe Abbildung 18).

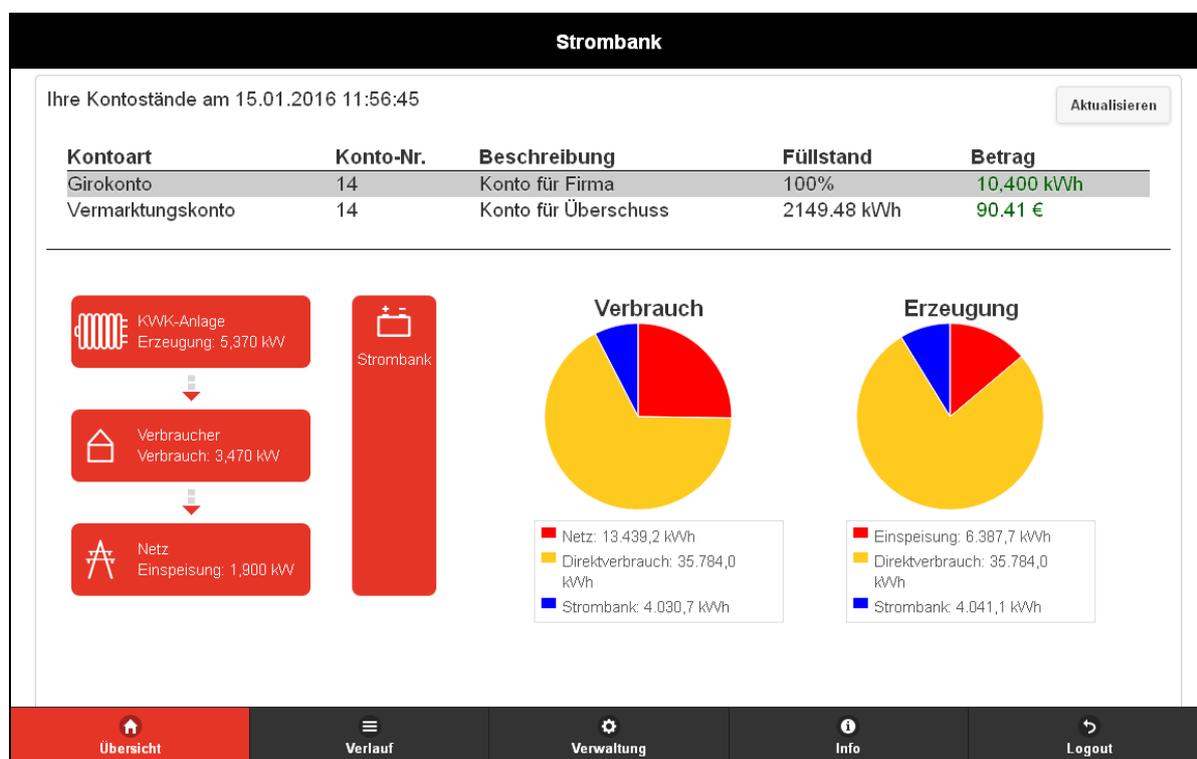


Abbildung 17: Strombank App Übersichtsdarstellung

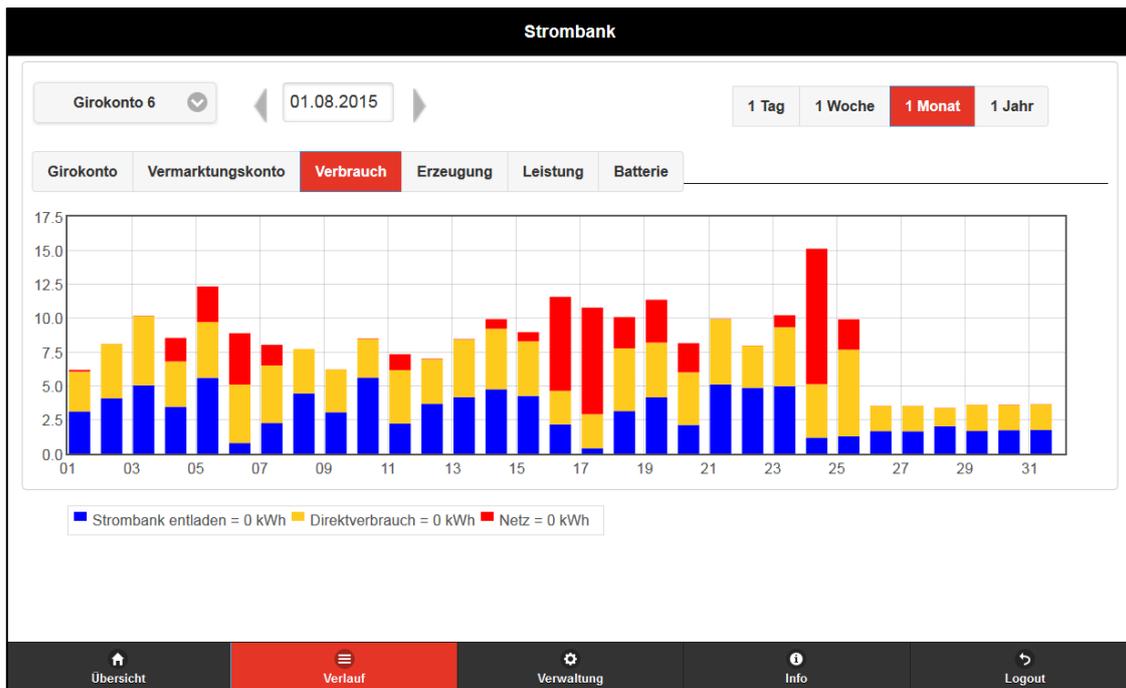


Abbildung 18: Strombank App historische Verbrauchsübersicht

Im letzten Release der Applikation wurde den Teilnehmern dann ein ungefilterter Zugang auf ihre im Feld erhobenen Daten gewährleistet. In Form von Leistungskurven (siehe Abbildung 19) konnten detailliert Erzeugung, Verbrauch, Einspeisung und Kontostände eingesehen werden. Grundlage dafür bildeten die in 5-10 Sekunden Intervallen empfangen Daten der Smart Meter.

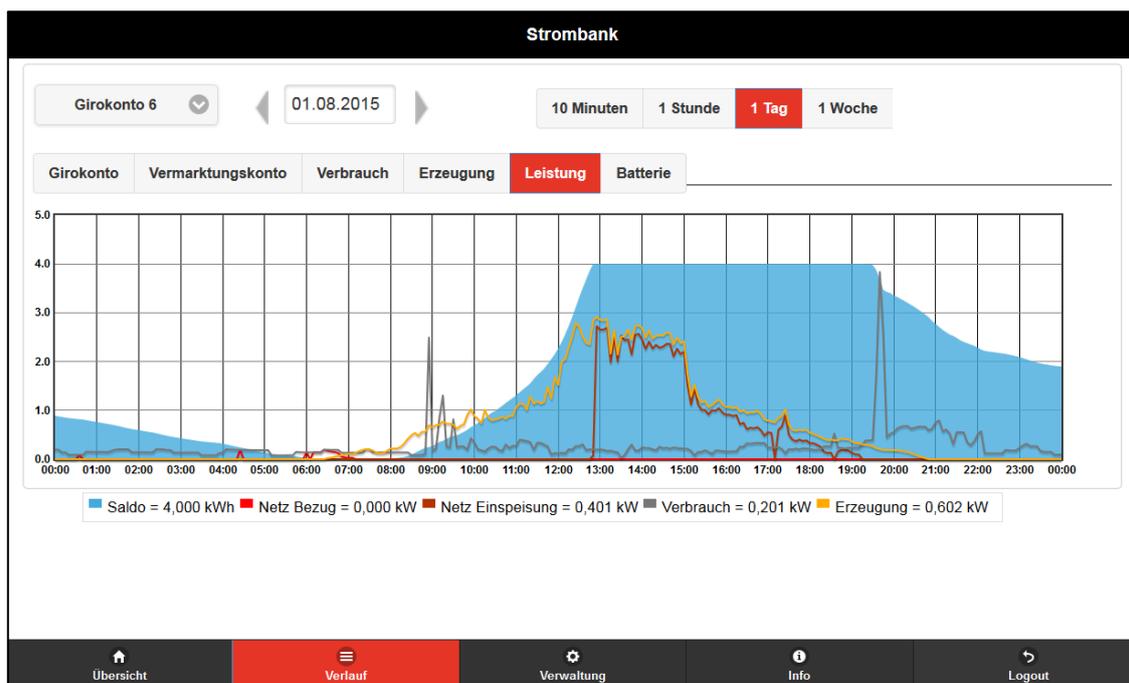


Abbildung 19: Strombank App Leistungskurven

Als technische Grundlage für die Konzipierung der App wurde HTML5 als Basis gewählt. Die Nutzung von HTML5 hat den Vorteil, dass für die Entwicklung auf bestehende Frameworks zur Visualisierung von Kurven und Balkendiagrammen zurückgegriffen werden konnte. Zum anderen unterstützt HTML5 den Multiplattform-Gedanken. Ohne Anpassungen konnte somit der Inhalt der Android App auch auf dem Big-LinX Webserver bereitgestellt werden, sodass Teilnehmer hier eine zweite Möglichkeit hatten, über einen handelsüblichen PC mit Webbrowser auf die gleichen Inhalte zuzugreifen.

Für die Bereitstellung der Daten innerhalb der App, sowie für die Webseite wurde der bestehende Webserver der ads-tec Lösung Big-LinX verwendet. Implementiert wurde ein Webservice, welcher für die Authentifizierung des Benutzers innerhalb der App verwendet wurde. Des Weiteren setzt er auch die Bereitstellung der Daten aus der Strombank Datenbank um. Stellenweise war es notwendig, die Rohdaten aus der Datenbank in diesem Service für eine möglichst einfache Darstellung in der App aufzubereiten. Die eigentliche Kommunikation zwischen der App und dem Big-LinX Server erfolgte SSL-verschlüsselt über HTTPS.

4.6 Entwicklung eines Prognosetools

Das ursprüngliche Lade- und Entladeprinzip der Strombank folgt ausschließlich den Anforderungen der Teilnehmer und speichert Überschüsse sofort zwischen bis das Kontolimit erreicht wird oder der Verbrauch die Erzeugung übersteigt. Dies führt dazu, dass der Speicher insbesondere im Sommer bereits früh befüllt ist und die Mittagsspitze nicht mehr abfedern kann. Der Strom fließt ungehindert in das Netz. Aus diesem Grund wurde ein Algorithmus für netzkonformes Laden entwickelt, Peak Shaving genannt. Um rechtzeitig die kritischen Spitzen zu identifizieren und Gegenarbeiten zu können, sind Prognosen für den Folgetag erforderlich. Sowohl die Prognose zur Erzeugungsstruktur der einzelnen Anlagen als auch des Verbrauchsverhaltens wird benötigt, um den SOC-Verlauf bzw. Ladeverlauf des Speichers zu bestimmen und ein Einspeiseniveau ableiten zu können.

4.6.1 Erzeugungsprognose Photovoltaik

Zur Bestimmung des Erzeugungsverlaufs der einzelnen Teilnehmeranlagen wird auf eine vorhandene PV-Prognose einer Referenzanlage im Raum Mannheim zurückgegriffen. Eine unmittelbare individuelle Erzeugungsprognose kann im Zuge des Projektes nicht realisiert werden. Insgesamt stehen je drei Prognosen unterschiedlicher Anbieter für jeweils zwei Freiflächenanlagen in Mannheim zur Auswahl, die nach Süden ausgerichtet sind und eine Leistung von 1 MW bzw. 4,9 MW aufweisen. Es handelt sich dabei um Day-Ahead-Prognosen mit einer Auflösung von 15 Minuten. Diese werden durch Mittelwertbildung zu Stundenwerten verrechnet. Auf das Stundenraster wird zurückgegriffen, da sich die dazugehörigen Verbrauchsprognosen bei höheren Auflösungen als sehr unzuverlässig erwiesen haben. Ziel ist es, aus den vorhandenen Day-Ahead-Prognosen der Referenzanlagen Einzelprognosen für jede Teilnehmeranlage abzuleiten. Das Vorgehen wird auf alle zur Verfügung stehenden Referenzprognosen angewendet, um daraus abschließend die geeignetste Prognose auszuwählen.

Zunächst wird hierfür annäherungsweise ein Idealverlauf für jeden Teilnehmer generiert. Dazu werden aus den letzten vier Wochen historischer Erzeugungsdaten des Teilnehmers Stundenmittelwerte gebildet. Für jede Stunde des Idealverlaufs wird das Maximum aus allen Tagen zum jeweiligen Zeitpunkt ermittelt. Zu jedem Zeitpunkt des Tages liegen dementsprechend 4 x 7 Werte vor, aus denen das Maximum gebildet wird. Zweck der

Bildung dieser Idealkurve ist es, zufällige Größen wie Wittereinflüsse zu eliminieren, aber systematische Einflüsse wie Beschattung oder technische Details der Anlage miteinfließen zu lassen. Nach demselben Prinzip wird aus den Prognosedaten der Referenzanlage ebenfalls ein Idealverlauf erzeugt.

Bei der Größe der zugrunde gelegten Zeitspanne für die Bildung des Idealverlaufs muss dabei ein Kompromiss gefunden werden. Der Betrachtungszeitraum muss ausreichend groß sein, um lokale Wittereinflüsse zu bereinigen. Er sollte aber auch möglichst klein sein, damit die Änderung des Sonnenstandes im Jahresverlauf nicht dazu führt, dass eine standortcharakteristische Schattenbildung verwischt wird. Außerdem stimmen die Zeitpunkte des Sonnenaufgangs und -untergangs des Idealverlaufs nicht mit den tatsächlichen Zeitpunkten überein, folglich kommt es zu einer Verschiebung. Zu diesen Zeitpunkten weist die PV-Anlage nur geringe Leistungswerte auf, wodurch die zugrundeliegende Startspannung der unterschiedlichen Wechselrichter besonders zum Tragen kommt.

Im nächsten Schritt wird die Prognose der Referenzanlage anschließend auf die Teilnehmer mittels Faktoren umgelegt. Die Faktoren berechnen sich als Quotient der beiden Idealverläufe, sprich aus der Teilnehmer- und Referenzanlage. Als Ergebnis resultiert ein Faktor je Stunde. Aus der Multiplikation der Faktoren mit der jeweiligen Day-Ahead-Prognose der Referenzanlage ergeben sich die individuellen Erzeugungsprognosen pro Teilnehmeranlage für den nächsten Tag. Eine auf diese Weise generierte Prognose und der reale Verlauf der Erzeugung sind in Abbildung 20 beispielhaft für Teilnehmer 10 dargestellt.

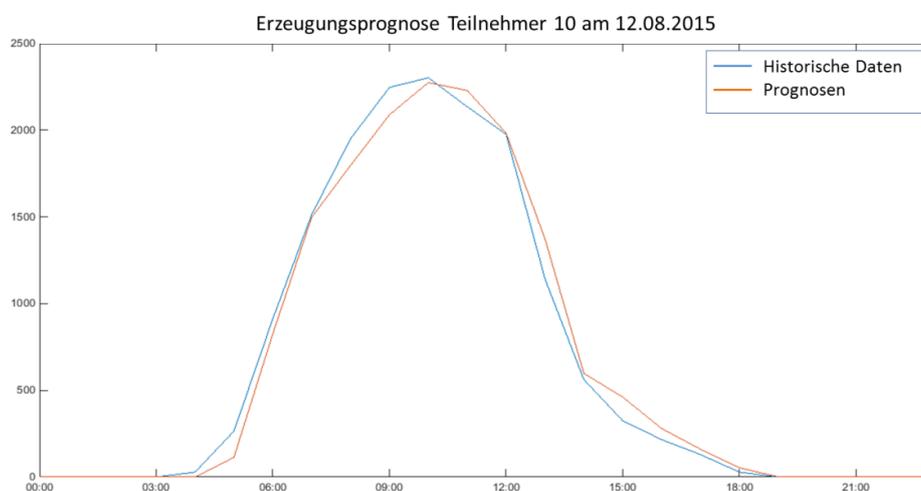


Abbildung 20: Vergleich der Day-Ahead-Erzeugungprognose mit der tatsächlichen Ist-Erzeugung

Infolge der Ost-West Ausrichtung einzelner Anlagen kann es an den Rändern der Erzeugungskurve bei der Berechnung zur Division durch null kommen. Entsprechende Faktoren werden daher durch null ersetzt. Da die Referenzanlage nach Süden ausgerichtet ist, resultiert daraus das Problem, dass in der Prognose einer Ost-Anlage die anfängliche Einspeisung abgeschnitten wird. In der Regel werden zu dieser Zeit jedoch nur geringe Mengen erzeugt, die häufig direkt verbraucht werden. Der daraus resultierende Prognosefehler hat damit nur einen geringen Einfluss auf das Peak-Shaving.

Um eventuelle Ausschläge der Idealkurve durch Fehler in den Daten zu verhindern, wurden die Idealverläufe teilweise mithilfe eines Gauß-Filters geglättet. Diese Vorgehensweise führte jedoch zu keiner merklichen Verbesserung der Prognosegüte, sodass darauf verzichtet wird.

Die verschiedenen Referenz-Prognosen liefern die Fehlergrößen Relative Mean Error (RME), als Kriterium für die Form der Prognose, sowie Relative Mean Absolute Error (RMAE) als Kriterium für die Energiemenge für die beiden Testmonate April und August 2015. Sie weisen eine unterschiedliche Performance auf, ohne dabei eine eindeutige Tendenz zu zeigen. Daher wird die Prognose gewählt, die nach den definierten Qualitätskriterien im Durchschnitt die besten Ergebnisse liefert.

Die vielversprechendsten Ergebnisse stammen aus Prognose 4, die der Tabelle 2 zu entnehmen sind. Darüber hinaus zeigte sich, dass für alle Teilnehmer die Prognosen im April energetisch deutlich schlechter sind als im August. Die Überprüfung der Referenzprognosen ergab, dass diese im April in Bezug auf die Referenzanlage ebenfalls schon systematisch nach unten abweichen, sodass dieser Fehler dementsprechend auch auf die Prognosen der Teilnehmer übergeht.

Allgemein ist bei der stichprobenartigen Prüfung der Prognosen aufgefallen, dass die Prognosefehler aus Fehlern extrem großer oder geringer Abweichungen resultieren. Infolge dessen muss der Peak-Shaving Algorithmus besonders robust gestaltet werden, um große Abweichungen abfangen zu können.

Teilnehmer		August			April		
		PV-Prognose			PV-Prognose		
		2	4	5	2	4	5
1	RME	13.1 %	5.4 %	11.1 %	-15.8 %	-11.7 %	-12.5 %
	RMAE	30.7 %	27.1 %	28.3 %	37.1 %	31.2 %	34.5 %
4	RME	8.4 %	4.0 %	7.6 %	-2.8 %	-0.1 %	2.1 %
	RMAE	21.9 %	20.5 %	20.8 %	27.3 %	22.9 %	26.9 %
5	RME	20.8 %	18.9 %	21.2 %	6.2 %	1.7 %	9.4 %
	RMAE	26.7 %	28.1 %	27.6 %	37.4 %	29.0 %	36.7 %

Tabelle 2: Qualitätskriterien für die PV-Prognosen ausgewählter Teilnehmer (1,4 und 5) jeweils auf Basis der Referenzprognosen (2,4 und 5) für die Testmonate August und April 2015

Um unabhängig von der Referenzprognose eines Drittanbieters zu sein, wird alternativ zum obigen Verfahren eine eigene Erzeugungsprognose für das ganze Quartier auf Basis der Historie generiert. Dazu wird ebenfalls ein Idealverlauf bestimmt. Die Berechnung des Idealverlaufs erfolgt wie im ersten Verfahren. Zu Beginn jedes Tages wird der Erzeugungsverlauf zunächst abgewartet bis entweder 3 Stunden an Erzeugungsdaten größer 0 vorliegen oder die Erzeugung den Grenzwert von 30 % der installierten Leistung überschreitet. Zur Reduzierung des Rechenaufwands werden die folgenden Berechnungen auf Basis von einminütigen Mittelwerten durchgeführt. Der Idealverlauf wird im gleichen Zeitfenster betrachtet wie die vorliegenden Daten. Dann wird iterativ ein Stauchungsfaktor zwischen 0 und 1 bestimmt, sodass der quadratisch aufsummierte Fehler zwischen gestauchtem Idealverlauf und Erzeugungsdaten minimal wird. Der gefundene Stauchungsfaktor wird mit dem gesamten Idealverlauf verrechnet und das Ergebnis als Prognose verwendet.

Im Vergleich zu den Prognosen aus der Referenzanlage bieten die Prognosen aus historischen Daten abhängig vom Tagesverhalten bessere oder schlechtere Ergebnisse. Tage mit homogenem gutem oder schlechtem Wetter werden durch die historischen Daten meistens besser prognostiziert. An Tagen mit einem Wetterumschwung ist dagegen die Prognose aus der Referenzanlage zuverlässiger (siehe Abbildung 21).

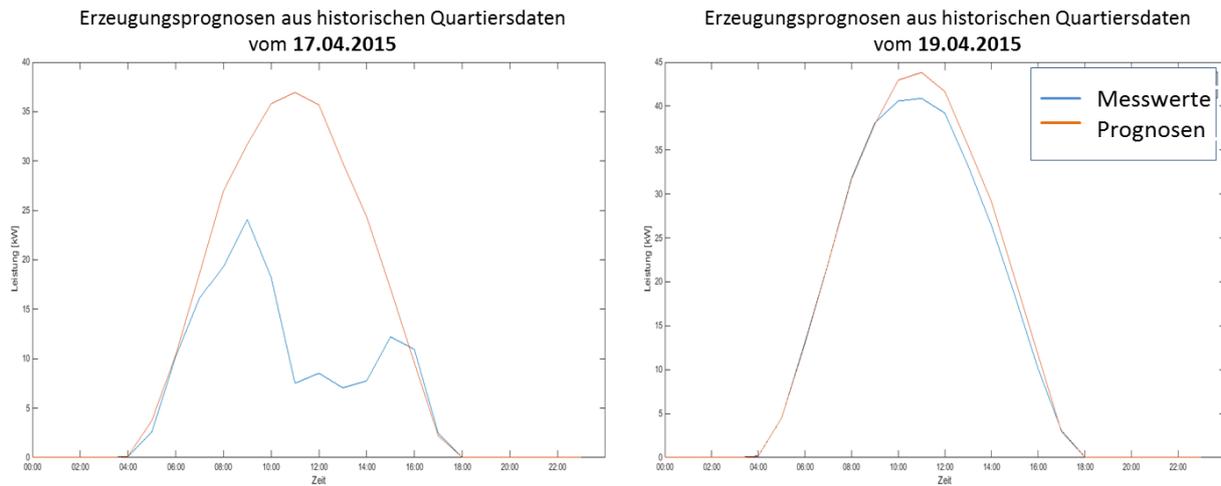


Abbildung 21: Vergleich der mittels Curve-Fitting erstellten Erzeugungprognosen mit den tatsächlichen Ist-Werten des Quartiers zum 17.04 und 19.04

In Bezug auf die Erzeugungprognosen lässt sich feststellen, dass die Qualität stark davon abhängt, wie gut bereits die Referenzprognose für die Referenzanlage ist. Durch die Umlage über die Faktoren ist in der Regel mit einer Verschlechterung der Prognosegenauigkeit der Teilnehmeranlagen zu rechnen. Die Referenzprognose 4 lieferte dabei immer noch die besten Prognosen, weshalb sie für die weiteren Untersuchungen im Forschungsprojekt verwendet werden soll. Ihre durchschnittliche energetische Abweichung (RME) bei Umlegung auf die Teilnehmer betrug im April 5,04 % und im August 5,32 %. Unter RMAE liegt der Fehler im Schnitt bei 24,63 % im April und 20,7 % im August.

4.6.2 Verbrauchsprognosen

Die Herausforderung bei der Erstellung von Verbrauchsprognosen ist das Erkennen von Verbrauchsmustern. Grundsätzlich führen der Arbeitsrhythmus und immer wiederkehrende Freizeitbeschäftigungen dazu, dass die gleichen Wochentage ähnliche Profile aufweisen. Infolgedessen wird für die Prognose der Mittelwert aus den letzten 14 gleichen Wochentagen errechnet, z. B. 14 aufeinanderfolgende Montage. Bei Datenlücken wird der Mittelwert aus weniger Tagen konsequenterweise gebildet. In der nachfolgenden Abbildung sind der tatsächliche Ist-Verlauf und die Verbrauchsprognose exemplarisch dargestellt.

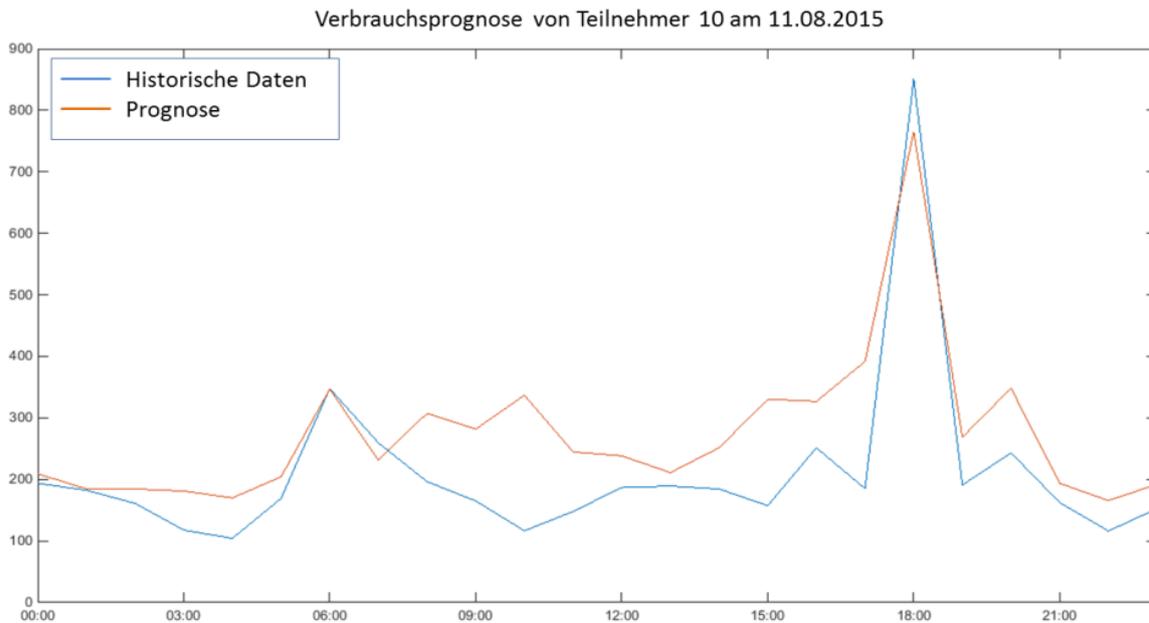


Abbildung 22: Vergleich der Verbrauchsprognose mit dem tatsächlichen Ist-Verbrauch

Aus der Abbildung 22 geht hervor, dass die Prognose des Verbrauches den tatsächlichen Verlauf gut abbildet. Dies unterstützt die Theorie von wiederkehrenden Verhaltensmustern an gleichen Wochentagen. Tabelle 3 zeigt die Ergebnisse der Verbrauchsprognosen bezüglich ihrer Qualität mithilfe der vorher definierten Fehlergrößen. Wie bei den Erzeugungsprognosen sind die energetischen Fehler im April bei den Verbrauchsprognosen deutlich schlechter. Im April liegt der RME stets zwischen 10 - 20 %, während im August deutlich bessere Werte von nur rund 5 % erreicht werden können. Eine mögliche Ursache könnten die Feiertage und Ferien über Ostern gewesen sein, die eine nicht prognostizierbare Veränderung des Verbrauchsverhaltens auslösten.

Teilnehmer		April	August
1	RME	16.4%	-10,1%
	RMAE	34.6%	48,0%
4	RME	9.8%	5,5%
	RMAE	46.5%	46,2%
20	RME	11.6%	1,1%
	RMAE	16.7%	8,9%

Tabelle 3: Qualitätskriterien für die Verbrauchsprognosen ausgewählter Teilnehmer jeweils für die Testmonate April und August. Die Fehler beziehen sich auf den Zeitraum 0-24 h.

Zur Erzielung besserer Ergebnisse ist angedacht, eine Gewichtung vorzunehmen. Zeitlich nähergelegene Tage erhalten demnach eine stärkere Priorisierung als Tage, die weiter in der Vergangenheit liegen. Auf systematische Änderungen im Verbrauchsverhalten kann somit schneller reagiert werden. Verwendet werden Gewichtungsfaktoren, die mit dem zeitlichen Abstand zum Prognostag linear abfallen. Die gewichteten Werte bilden eine Gerade mit dem y-Achsenabschnitt 1, welcher dem Gewicht des ältesten Tages entspricht und linear ansteigt. Skaliert wird zwischen 0 und 10. Demzufolge bedeutet eine Gewichtung von 2, dass der älteste Tag mit dem Faktor 1 versehen wird und der jüngste Tag mit dem Faktor 27.

Exemplarisch zeigt Abbildung 23 die Gegenüberstellung der real gemessenen Verbrauchsdaten eines Strombankteilnehmers mit der Vorhersage aus einem gewichteten Mittelwert des Stromverbrauchs von 14 vorangegangenen Wochen. Die Prognose verwendet dabei jeweils denselben Wochentag, in der Abbildung ist es der Mittwoch, und gewichtet die weiter in der Vergangenheit liegenden Wochen schwächer. Es ist deutlich zu sehen, dass kurzzeitig erhebliche Abweichungen zwischen Prognose und realem Verbrauch auftreten. Der Energieverbrauch des gesamten Tages wird dennoch mit einer Abweichung von etwa 10 % vorhergesagt.

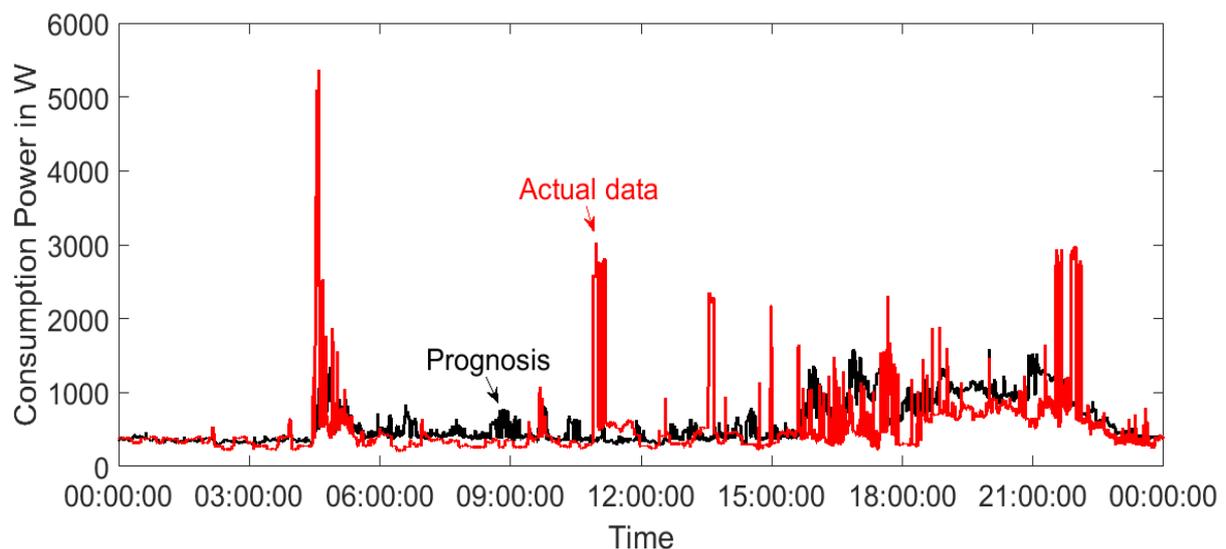


Abbildung 23: Beispielhafte Prognose des Energieverbrauchs von Teilnehmer 1 an einem Mittwoch aus der Berechnung gewichteter Mittelwerte. Die rote Kurve zeigt die Prognose im Vergleich zu den tatsächlich gemessenen Verbrauchswerten der schwarzen Kurve. Die Abweichung des Energieverbrauchs von Teilnehmer 1 an einem Mittwoch aus der Berechnung gewichteter Mittelwerte. Die rote Kurve zeigt die Prognose im Vergleich zu den tatsächlich gemessenen Verbrauchswerten der schwarzen Kurve. Die Abweichung des vorhergesagten Energieverbrauchs pro Tag liegt hier bei 11,1 %.

Die Betrachtung der Qualitätskriterien in Abhängigkeit der Steigung führen zu einer gegensätzlichen Tendenz für verschiedene Fehler (RME/RMAE), Zeiträume (12h/24h) und die beiden Testmonate (April/August). In Abbildung 24 wird ersichtlich, dass kein eindeutiger Trend festzustellen ist. Da sich kurzzeitige Schwankungen des Energieverbrauchs mehrerer Teilnehmer im gemeinsamen Strombankbetrieb effizient ausmitteln, liefert die Prognose aus gewichteten Mittelwerten dennoch brauchbare Vorhersagen für den Ladezustand der gesamten Strombank.

Ein weiterer Ansatz ist die Abänderung der Anzahl der betrachteten Tage für die Bildung des Mittelwertes. Die Anzahl der Tage variiert dabei zwischen 4 und 14 Tage. Für die Tageanzahl kleiner vier lassen sich aufgrund von Datenlücken keine validen Ergebnisse generieren. Die Reduktion der Tage, die in die Prognose einfließen, hat prinzipiell einen ähnlichen Einfluss wie Gewichtungsfaktoren. Ein Auszug aus den entsprechenden Untersuchungen ist Abbildung 25 zu entnehmen.

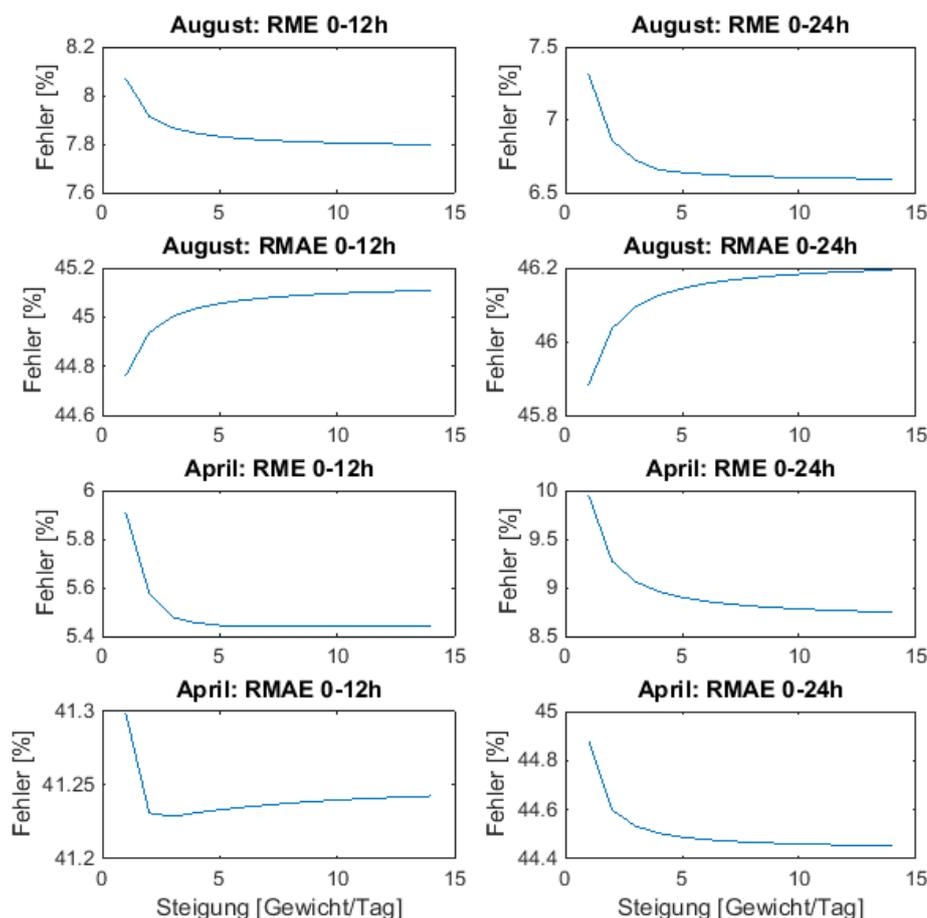


Abbildung 24: Veränderung der Fehlergrößen in Abhängigkeit der Steigung der Gewichte. Die Fehler sind jeweils für 0-12, sowie 0-24 Uhr und die Testmonate August und April dargestellt.

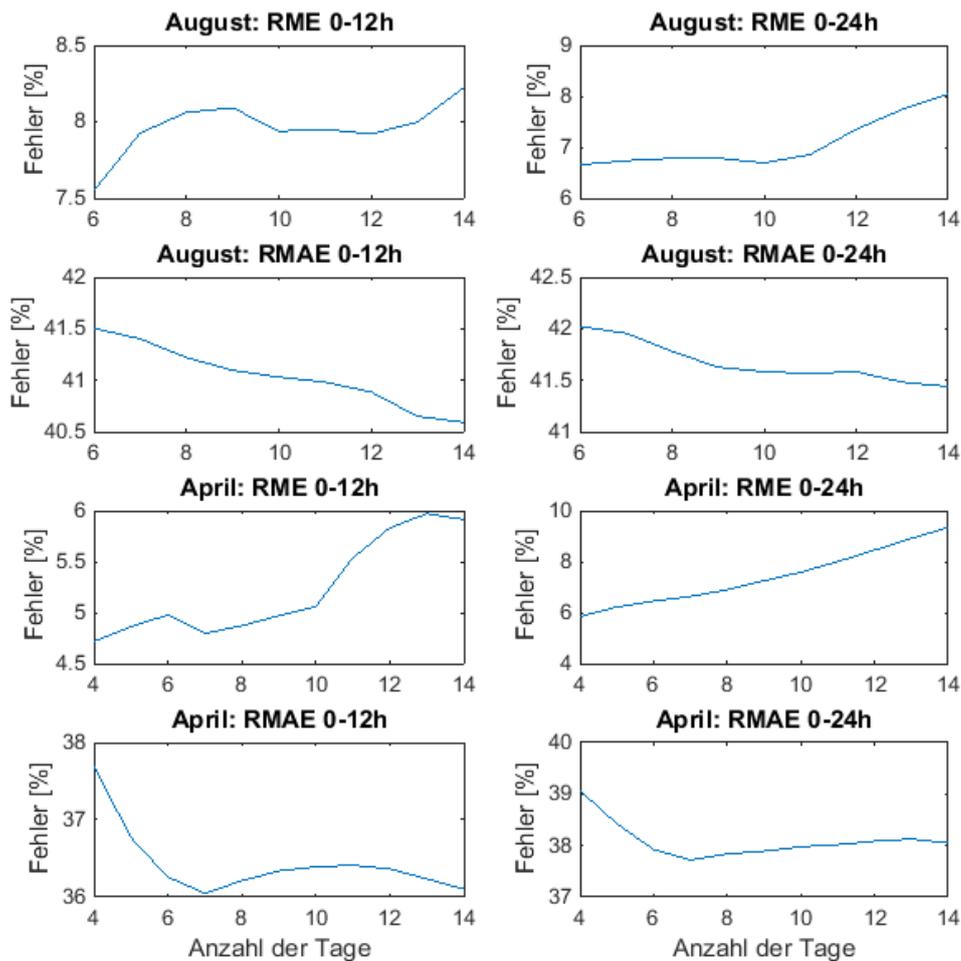


Abbildung 25: Veränderung der Fehlergrößen in Abhängigkeit der Anzahl der verwendeten Tage. Die Fehler sind jeweils für 0-12, sowie 0-24 Uhr und die Testmonate August und April dargestellt.

Abbildung 26 zeigt den Tagesverlauf des Ladezustands des gesamten Batteriespeichers für einen Wochentag (hier ein Mittwoch), der auf der Basis der Erzeugungs- und Verbrauchswerte desselben Wochentags von nur vier vorhergehenden Wochen, anstatt 14, prognostiziert wurde. Die schwarze Kurve zeigt den tatsächlich gemessenen Ladezustand, die rote und blaue Kurve stellen Vorhersagen aus gewichteten Mittelwerten vergangener Wochen dar, die sich lediglich in der Art der Summation der Teilnehmerkonten unterscheiden.

Die einzelnen Verbrauchsprognosen der Teilnehmer wurden zu einer Gesamtprognose verschmolzen (blaue Kurve) und die gleitende Mittelwertbildung (rote Kurve) ebenfalls abgebildet. Die Summation zuvor individuell für jeden Teilnehmer prognostizierter Speicherfüllstände liefert offensichtlich besser zutreffende Prognosen als die Anwendung der gleitenden Mittelwertbildung auf den Gesamtspeicherfüllstand.

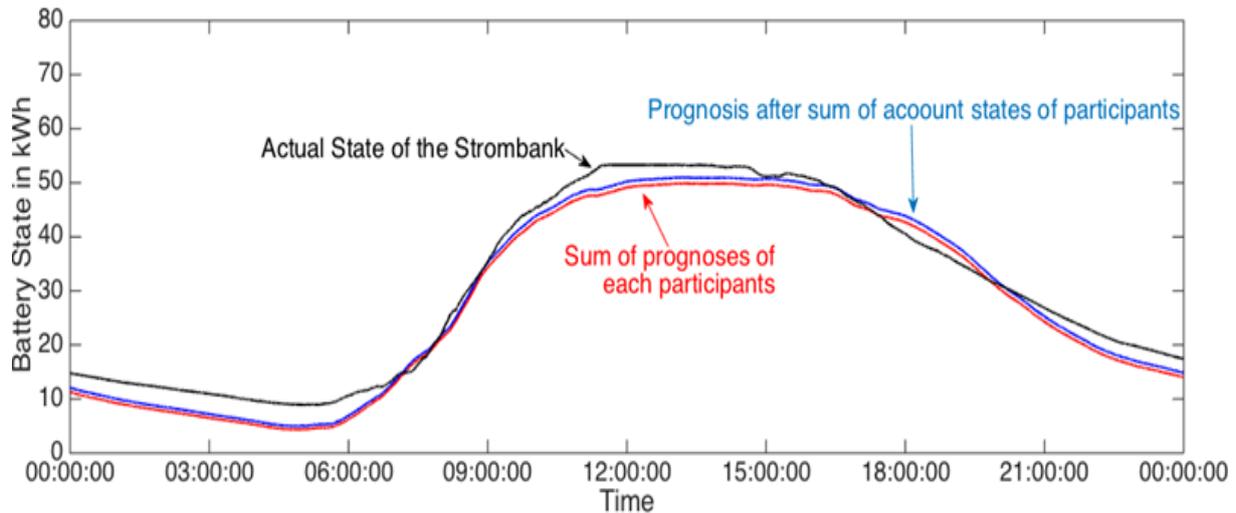


Abbildung 26: Vorhersage des Ladezustands SOC des Speichers für den Tagesverlauf eines zufällig ausgewählten Mittwochs. Die schwarze Kurve zeigt den tatsächlich gemessenen Ladezustand, die rote und blaue Kurve stellen Vorhersagen aus gewichteten Mittelwerten vergangener Woche dar.

Eine belastbare Quantifizierung der Zuverlässigkeit dieser einfachen Prognosen war im Vorhaben Strombank leider noch nicht möglich. Die Prognose mit Hilfe gewichteter Mittelwerten schien jedoch ausreichend robust und zielgenau für den Praxistest, dass sie in modifizierter Form in der Big-LinX-Echtzeitsteuerung des Strombankbetriebs zur Bereitstellung von Regelenenergie hätte implementiert werden können. Es stellte sich ein hoher Aufwand heraus, deswegen wurden die Prognosen für Simulationen, hauptsächlich Peak Shaving (siehe Kapitel 5.6), herangezogen, nicht aber in den bestehenden Strombankbetrieb integriert.

Zusätzlich zu den vorstehend beschriebenen Untersuchungen wurden für kurze exemplarische Zeiträume Verbrauchsprognosen mit Hilfe eines künstlichen neuronalen Netzwerks erstellt. Gemessene Verbrauchsdaten dienten als Trainingsdaten für ein zweischichtiges Feedforward-Netz, das in Matlab realisiert wurde. Im direkten Vergleich mit Prognosen aus gewichteten Mittelwerten liefert ein entsprechend trainiertes neuronales Netz etwas bessere Vorhersagen, allerdings ließ es sich unter den Randbedingungen des Vorhabens nicht in Echtzeit in die BigLinX-Steuerung des Strombankbetriebs einbinden. Zudem standen nur unzureichende Trainingsdaten zur Verfügung, weshalb die Ergebnisse als nicht ausreichend valide eingestuft wurden, um sie im Feldtest zu verwenden. Daher wurden zur Vorhersage des Ladezustands der Strombank Prognosen aus gewichteten Mittelwerten für einzelne Teilnehmer sowie für die gesamte Strombank gebildet.

4.7 Anbindung des Speichers an den Regelenergiepool

Batteriespeicher eignen sich aufgrund ihrer hohen Flexibilität zum Ausgleich kurzfristiger Netzschwankungen, indem sie Strom aus dem Netz aufnehmen oder an dieses abgeben. Die sogenannte Regelleistung ist ein Instrument der Übertragungsnetzbetreiber und wird von ihnen über Ausschreibungsverfahren beschafft. Für die reine Vorhaltung erhält der jeweilige Anlagenbetreiber einen Leistungspreis, bei Abruf zusätzlich einen Arbeitspreis, Ausnahme bildet die Primärreserve (PRL), die anders als die Sekundär- (SRL) und Minutenregelleistung (MRL) ausschließlich mit einem Leistungspreis vergütet wird.

Nicht genutzte Kapazitäten in der Strombank, denkbar z. B. nachts, wenn die PV-Konten bereits mit Anbruch der Dunkelheit entleert wurden, könnten auf dem Regelenergiemarkt platziert werden. Am geeignetsten erscheint die SRL, die innerhalb von 5 Minuten bereitzustellen ist. Im Gegensatz zur PRL kann sie sowohl in negativer als auch positiver Richtung angeboten werden, zudem ist sie nicht ausschließlich frequenzgesteuert. Theoretisch könnte das Angebot in Abhängigkeit der Kontobewegungen eingestellt werden. Ist der Speicher bspw. nachts leer, würde er durch den Abruf negativer Regelleistung gefüllt werden, so die Idee.

Die Regelleistungserbringung ist allerdings an einige Voraussetzungen geknüpft. Auf Basis eines Erbringungskonzepts prüft der zuständige Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), in diesem Fall die TransnetBW, ob die Auflagen erfüllt werden. Es obliegt nur dem ÜNB, den Speicher zu präqualifizieren.

4.7.1 Präqualifikation

MVV Energie betreibt einen Regelenergiepool, in den der Stromspeicher mit aufgenommen werden soll. Allein bedingt durch die Mindestangebotsgröße von 5 MW kann der Speicher nur im Pool, d. h. zusammen mit anderen technischen Einheiten, SRL erbringen. Vernetzt werden alle Anlagen des Pools in einem virtuellen Kraftwerk. Die Aufgabe des Speichers innerhalb des Pools soll es sein, technische Einheiten mit längerer Totzeit zu unterstützen, sowie den Poolgradienten zu verbessern. Sobald die anderen technischen Einheiten des Pools die vom Netzbetreiber angeforderte Leistung erbringen können, wird der Speicher wieder in seinen Ausgangszustand versetzt.

Zum Zeitpunkt der Präqualifikationsphase war die Erbringungsdauer von Batteriespeichern noch nicht geregelt, weshalb die ÜNB festlegten, dass der Speicher gemäß dem Transmission Code¹ und angelehnt an Biogasanlagen eine Arbeitsfähigkeit von mindestens vier Stunden aufweisen muss. Zwar wurde fast zeitgleich (im August 2015) ein Papier zu den Anforderungen an Batteriespeicher bei der Erbringung von PRL veröffentlicht, jedoch wird es ein solches Papier für SRL zunächst nicht geben. Für Batteriespeicher in der PRL resultiert daraus, dass die präqualifizierte Leistung bei Vollabruf mindestens 15 oder 30 Minuten gehalten werden muss, je nach Poolstruktur. Die Konsequenz für die Strombank, die sich aus der Entscheidung der ÜNB ergibt, ist die Absenkung der präqualifizierbaren Leistung, sodass vier Stunden lang in eine Richtung geleistet werden kann.

Als Nachweis wird die Doppelhöckerkurve herangezogen (siehe Anhang 2 und Anhang 3). Mit ihr wird die Reaktionsfähigkeit des Speichers über eine vorgegebene Zeit unter maximaler Leistung getestet, woraus sich die präqualifizierbare Leistung schließlich ableiten lässt. Gestartet wird zu Beginn der Vorhaltephase vom minimalen Ladestand, der bei Vollerbringung nach vier Stunden genau den maximalen Ladezustand erreichen sollte. Genau das ist bei dem Speicher der Fall. Die vorgegebenen Sollwerte werden nahezu exakt getroffen (siehe Abbildung 27).

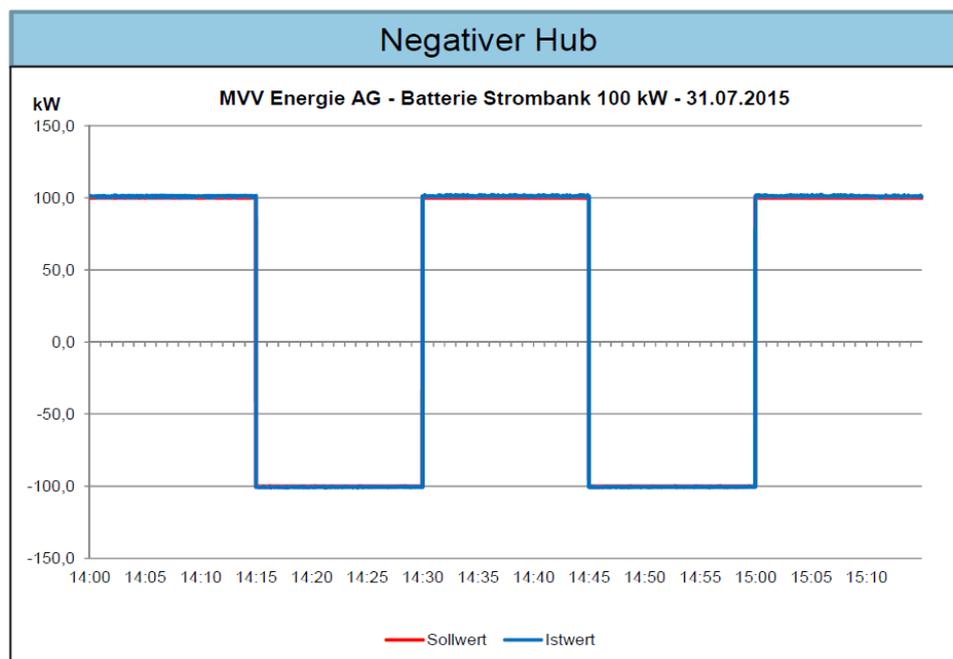


Abbildung 27: Negative Doppelhöckerkurve des Speichers

¹ vgl. VDN 2007

Die Nennausgangsleistung des Speichers beträgt 100 kW und die Bruttokapazität 116 kWh. Ableiten lässt sich daraus die Ladeleistung von knapp 27 kW über vier Stunden. Die DC-seitige Berechnung, im Zuge des Nachfahrens der Sollwerte, lieferte eine Energiemenge von 100,14 kWh. Entladen wurde der Container ebenfalls über vier Stunden mit einer Leistung von 26 kW, dass ergab DC-seitig 101,14 kWh. Beantragt werden demnach in negativer als auch positiver Richtung 0,025 MW.

Die Ladezustandsgrenzen werden bestimmt durch die vorhandene Kapazität und die Möglichkeit Energie nachzuladen bzw. zu entladen. Der Speicher verfügt über eine nutzbare Kapazität von knapp 100 kWh. Die untere Nachladegrenze wird auf 25 % gesetzt, somit steht bei einer maximalen Entladeleistung von 26 kW eine Erbringungsdauer von mindestens 60 Minuten voller positiver Regelleistung zur Verfügung. Die obere Nachladegrenze wird auf 75 % gesetzt, wodurch mindestens 60 Minuten an negativer Leistung bereitstehen. Bei nachlassender Kapazität, sowie bei Ausfall einer Komponente werden die Ladegrenzen durch die Steuerung entsprechend angepasst.

Darüber hinaus muss die Zuverlässigkeit des Speichers belegt werden. Für den Zeitraum vom 28.02.2015 bis 06.03.2015 erfolgte deshalb eine Auswertung hinsichtlich der Verfügbarkeit des Speichers. Der Nachweis wurde innerhalb des aktuellen Ausschreibungszeitraumes von einer Woche auf Basis von 5 Sekundenwerten der Lade- und Entladeleistung durchgeführt. Die Verfügbarkeit belief sich auf 98,2 %. Die für die Präqualifikation geforderte Zuverlässigkeit von 95 % wird damit deutlich übertroffen.

Weiter ergibt sich die Notwendigkeit, den Arbeitspunkt fünf Minuten vorab bereitzustellen. Zudem ist ein Medienbruch zwischen dem virtuellen Kraftwerk zu realisieren, folglich muss innerhalb der Übertragungskette ein Wechsel des Mediums erfolgen. Ein Zugriff auf die Ansteuerung des virtuellen Kraftwerks ist somit auszuschließen. Die technische Umsetzung ist dem nachfolgenden Kapitel zu entnehmen.

Im Januar 2016 wurde die Präqualifikation für die SRL von der TransnetBW erteilt. Bedauerlicherweise darf die Batterie während der Vorhaltung und Erbringung der SRL für keine anderen Zwecke genutzt werden, so der ÜNB. Das bedeutet, dass eine Doppelnutzung des Speichers, sowohl als Konto als auch zur Vermarktung der sich daraus ergebenden übrigen Kapazität am Regelleistungsmarkt, ausgeschlossen ist.

4.7.2 Technische Anbindung

Für die Anbindung der Strombank an den Regelleistungsmarkt hat sich die Voraussetzung ergeben, dass die hier steuernden Systeme ihren Arbeitspunkt fünf Minuten vorab bereitstellen müssen. Zur Ermittlung des 5-Minuten voreilenden Arbeitspunkts wurden die momentanen Arbeitspunkte (Leistungswerte) der letzten fünf Minuten herangezogen und daraus der Mittelwert und die Standardabweichung berechnet.

Basierend auf diesen Daten wurde nach einem mathematischen Modell die zukünftige Lade- bzw. Entladeleistung in fünf Minuten berechnet. Der sich daraus ergebende Leistungswert war der in fünf Minuten gehaltene Arbeitspunkt. Die Umstellung der Regelung hat den positiven Nebeneffekt, dass durch eine vorgeschaltete Schwellwertbildung die Leistungsschwankungen reduziert werden, sodass bei geringen Änderungen der Leistung über einen längeren Zeitabschnitt eine konstante Leistung gehalten werden kann.

Die Berechnung des 5-Minuten voreilenden Arbeitspunkts findet auf dem Strombank-Server in der Big-LinX Cloud statt. Dafür wurde eine neue Komponente „Timetable Scheduler“ zwischen „Battery Manager“ und „Battery Connector“ eingefügt. Sie nimmt die aktuelle Leistung entgegen, berechnet nach obigem Modell die Lade- bzw. Entladeleistung in 5 Minuten und überträgt diese über den „Battery Connector“ an das Batteriesystem. Dieser Vorgang findet in einem Intervall von fünf Sekunden statt, was bedeutet, dass im Batteriesystem 60 zukünftige Leistungswerte mit sekundengenauer Ausführungszeit zur Verfügung stehen. Der voreilende Arbeitspunkt ist schließlich an das virtuelle Kraftwerk zu übermitteln.

Sollten die Kontogrenzen eines Teilnehmers erreicht sein, wird dieser nicht mehr für die Ermittlung der Leistung herangezogen und bleibt unberücksichtigt. Wird die Leistung durch die Batterie beschränkt, werden die jeweiligen Stromflüsse für die einzelnen Teilnehmer entsprechend optimiert. In Abbildung 28 sind der reale Leistungswert in grau und der vorausberechnete Leistungswert in fünf Minuten in rot dargestellt. Man kann sehen, dass wie bei einer Mittelwertbildung üblich, die rote Kurve der grauen mehr oder weniger nachläuft. Da sonst keine weiteren Faktoren zur Berechnung hinzugezogen wurden, kann dieser vorauseilende Arbeitspunkt auch als „zufällig“ bezeichnet werden. Eine detailliertere Anschauung ist dem Anhang 4 zu entnehmen.

Strombank 5 Minuten Vorausberechnung

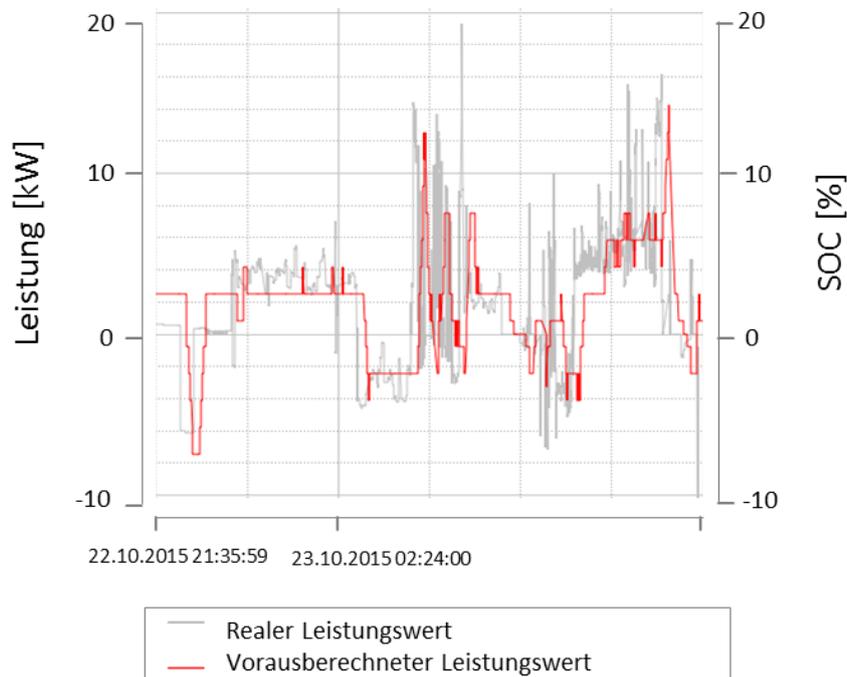


Abbildung 28: Exemplarische Gegenüberstellung voreilender und realer Leistungswert

Da der Speicher im Pool betrieben und über ein virtuelles Kraftwerk gesteuert wird, müssen alle Informationen und Befehle zwischen dem Speicher bzw. der Cloud ausgetauscht werden. Neben dem voreilenden Arbeitspunkt sind die Messwerte dauerhaft zyklisch an das virtuelle Kraftwerk zu übergeben und zugleich zu puffern. Die Pufferung ist notwendig, da auch nach einer Kommunikationsunterbrechung die Datenpunkte mitzuteilen sind. Gebündelt sind die Informationen in einer entsprechenden Datenpunktliste.

Als Bindeglied zwischen dem Speicher und dem virtuellen Kraftwerk wird eine Steuerungsbox eingesetzt, die mit entsprechenden Schnittstellen ausgestattet ist. Die Einheiten kommunizieren über IEC 60870-5-104. Dazwischen sorgt ein Protokollumsetzer für den erforderlichen Medienbruch (siehe Abbildung 29). Die Signale werden von IEC 60870-5-104 auf das serielle Protokoll 60870-5-101 gewandelt und im Anschluss wieder auf 60870-5-104 umgesetzt. Der Zugang in die Kommunikationskette darf Dritten nicht ermöglicht werden, weshalb auf eine geschlossene Benutzergruppe gesetzt wird. Über einen Mobilfunkrouter initiiert die Box schließlich eine verschlüsselte OpenVPN Verbindung zum virtuellen Kraftwerk. Erst nachdem das virtuelle Kraftwerk eine Generalabfrage durchgeführt hat, startet der Datenaustausch.

Auch die Steuerungsbox kontrolliert mittels Watchdog die Verbindung, um bei einem Ausfall den Speicher in den autonomen Betrieb zurückzuführen. Die maximale Verzögerung der Signalübertragung überschreitet dabei die 5 Sekunden Marke nicht. Die Batteriesteuerung überwacht kontinuierlich den SOC. Nährt sich der Ladezustand den Ladezustandsgrenzen an, wird automatisch dem Pool eine Meldung zur Arbeitspunktanpassung gesendet. Passt die Batterie daraufhin ihren Arbeitspunkt an, wird dies auch bei der Ermittlung des voreilenden Arbeitspunktes berücksichtigt.

Im ursprünglichen Konzept hätte schließlich ein Power-Dispatcher die Weichenfunktion zwischen dem Konto- und dem SRL-Betrieb gebildet (siehe Anhang 5). Ein Ethernet Switch dagegen die noch notwendige Abzweigung vom Speicher zur Netzleitwarte und zum virtuellen Kraftwerk. Der ÜNB hat dieses Konzept allerdings für unzulässig erklärt.

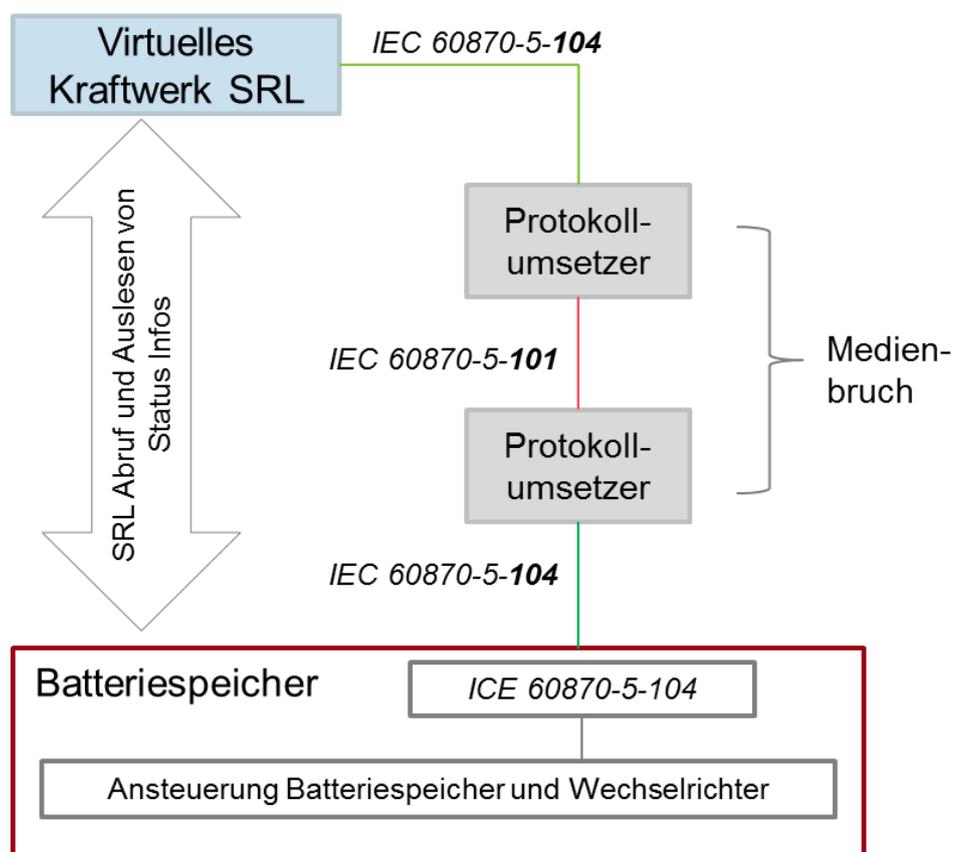


Abbildung 29: Darstellung des Medienbruchs zwischen Speicher und virtuellem Kraftwerk

5 Ergebnisse der technischen Analyse

Im Laufe des Praxistests liefen täglich mehr als 40.000 Datensätze auf. Diese wurden zum Teil weiterverarbeitet, bspw. zu Kontoständen, dienten jedoch auch in Form von Rohdaten zu Analyse Zwecken. Aus den Rohdaten lässt sich auf diese Weise der Leistungsbedarf, SOC-Verlauf und Wirkungsgrad des Speichers ermitteln. Daraus können Optimierungspotenziale für den Speicherbetrieb abgeleitet werden. Ebenso können die Anlagen- und Zählerdaten Aufschlüsse über das Betriebsverhalten der Erzeugungsanlagen liefern, indem ähnliche Anlagen untereinander verglichen werden.

Der Fokus der technischen Analyse liegt hingegen in der Untersuchung und Optimierung der Kontomodelle. Die Speicherkapazität kann hierfür in kleinere, feste oder variable Kapazitätsteile unter den Teilnehmern aufgeteilt werden. Die Vermarktungsstrategien ermöglichen bereits neben dem Girokonto viele neue Optimierungsansätze, wie z. B. die Mehrfachnutzung eines zuvor zugeteilten Kapazitätsanteils oder eine bedarfsgerechte variable Kapazitätszuweisung. Doch auch netzseitig bietet die Strombank, bei entsprechender Betriebsstrategie, sinnvolle Unterstützung. Deshalb wurde ein Algorithmus entwickelt und simulativ erprobt, der das Laden auf Basis von Prognosen zeitlich verschiebt, sodass der Speicher die PV-Mittagsspitze zur Entlastung des Netzes aufnehmen kann. Zudem wurden die Potentiale bei Erbringung von Sekundärregelleistung beleuchtet.

Zur Bewertung der unterschiedlichen Varianten einer Strombank, sowie zur umfassenderen Analyse des Potentials von Quartierspeichern ist die Analyse des Speicherbetriebs über (mindestens) ein komplettes Kalenderjahr und die Gegenüberstellung eines Speicherbetriebs mit parzellierter gegenüber ungeteilter Speicherkapazität notwendig.

5.1 Auswertungen des technischen Betriebs

Erster Gegenstand der Untersuchungen ist die Analyse der Daten, da diese die Basis des Strombankbetriebs bilden. Auftretende Datenlücken gilt es zu schließen, um die Modelle und Auswertungen über ein komplettes Jahr abbilden zu können. Die Rohdaten des Speichers werden herangezogen, um eine Aussage zum Speicherbetrieb treffen zu können. Schließlich soll aufgezeigt werden, wie der Wirkungsgrad des Systems verbessert werden kann.

5.1.1 Datenqualität

Die Datenanalysen zeigten auf, dass die Messwerte zyklisch im 5-7 Sekundentakt in der Datenbank ankamen. Damit funktionierte die Datenübertragung über LTE zuverlässig. Selbst bei besonderer Last im Mobilfunknetz, wie zum Beispiel am Jahreswechsel, konnte keine signifikante Verschlechterung der Kommunikationsqualität festgestellt werden. Die Signallaufzeiten waren bei Stichproben immer geringer als 200 Millisekunden. In der Detailauswertung der Datenerfassung konnte gegen Projektende noch identifiziert werden, dass verschiedene Systeme gelegentlich eine Minute keine Daten sendeten. Ein Serverproblem war aber an dieser Stelle auszuschließen, da parallel Daten von anderen Systemen erfolgreich empfangen wurden. Die Untersuchung ergab, dass die softwareseitige Mobilfunkanbindung innerhalb des Routers noch einen Fehler besaß, welcher allerdings nicht mehr innerhalb der Testphase behoben werden konnte.

Eine grundsätzliche Schwierigkeit bei der Auswertung besteht darin, dass die eingesetzten Energiezähler Erzeugungs- und Verbrauchswerte nicht zu exakt demselben Zeitpunkt messen können, sondern nacheinander erfassen und dann über die LTE-Strecke mit variablen Zeitverzögerungen in die Big-LinX-Cloud liefern. Wenn diese Daten zur weiteren Verarbeitung mit einem gleitenden Mittelwert auf äquidistante Zeitstempel im 5-Sekunden-Raster umgerechnet werden, dann werden Verzögerungen und fehlende Messwerte als Datenlücken sichtbar. Die weitaus größte Zahl dieser Datenlücken, exemplarisch ca. 50 während einer gesamten Kalenderwoche im Oktober 2015, entspricht dem Ausfall bzw. der Verzögerung von einem oder zwei Datenpaaren auf der gesamten Übertragungsstrecke.

Abbildung 30 zeigt die mittlere Länge der Datenlücken für KW 41 im Oktober 2015. Die Gesamtzahl der Lücken mit einer Dauer von einer Minute liegt dabei für die meisten Teilnehmer im Bereich von 15, die Gesamtzahl längerer Unterbrechungen unter 10. Bei Teilnehmer 20 tritt offensichtlich ein systematisches Übertragungsproblem mit längeren Aussetzern auf. Die größte Zahl von Lücken weisen die Daten der Teilnehmer 8 und 14 auf, diese sind jedoch nur kurz.

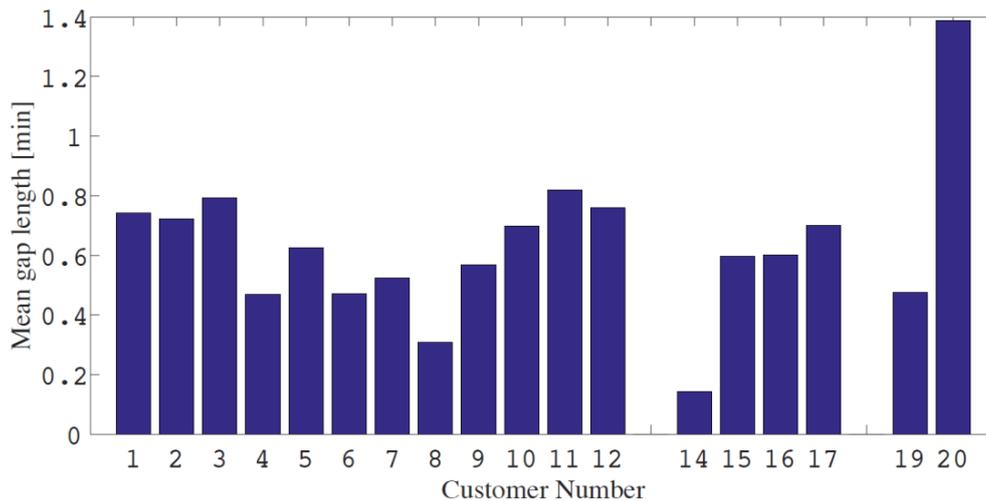


Abbildung 30: Statistik über die mittlere Länge der Datenlücken aller Teilnehmer für KW 41/2015

Abbildung 31 zeigt die Verbesserungen in Mittelwert und Standardabweichung der Länge der Datenlücken einzelner Projektteilnehmer über das komplette Jahr des Feldtests. Durch die Entwicklungs- und Anlaufphase der Messdatenerfassung zu Beginn des Feldtests bedingt, traten in den ersten Wochen und Monaten der Datenaufzeichnung noch stark gehäufte Datenlücken auf. Die Datenqualität erhöhte sich während der zweiten Hälfte des Feldtests deutlich, was auf eine erfolgreiche Behebung wesentlicher Störfaktoren hindeutet. Insgesamt scheinen Einschränkungen der Messdatenerfassung derzeit eher durch die verwendeten intelligenten Stromzähler bedingt als durch die LTE-Übertragungsstrecke.

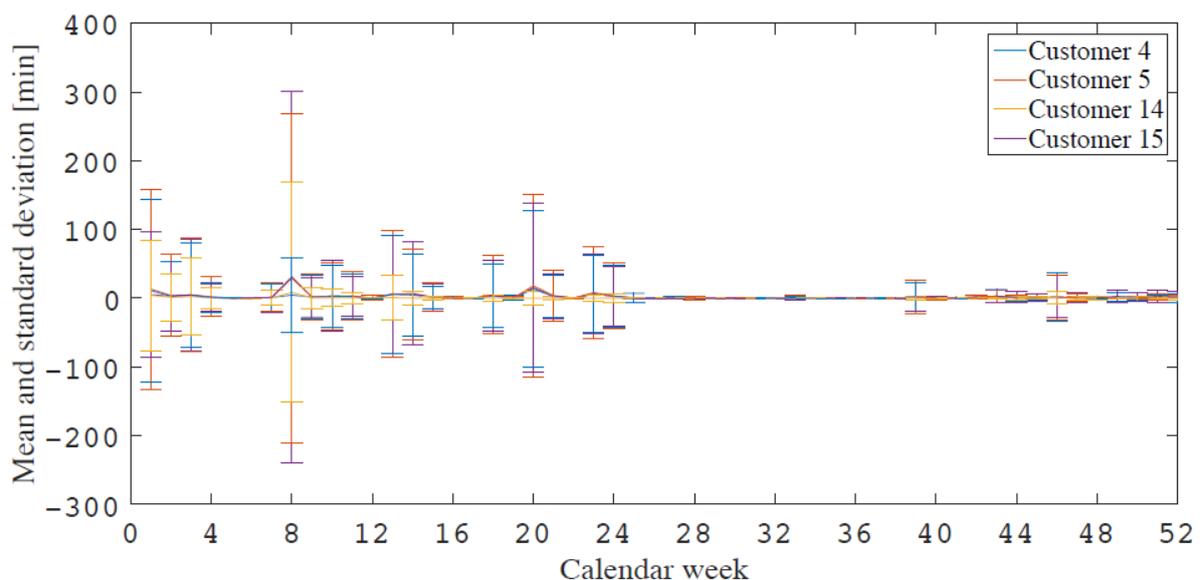


Abbildung 31: Mittelwert und Standardabweichung der Länge von Datenlücken in den Daten ausgewählter Strombankteilnehmer, dargestellt über die gesamte Dauer des Feldtests.

Um eventuelle Probleme bei der Datenerfassung zu bemerken, wurde eine serverseitige tägliche Auswertung der Daten eingeführt. Neben der reinen Erfassung der Menge der Daten wurden auch die Messintervalle geprüft. Die Auswertung wurde täglich per E-Mail an die Projektpartner versandt (siehe Tabelle 4). In der Anfangsphase konnten so zeitnah eventuelle Probleme bei der Datenerfassung im Feld gefunden werden. Manuelle Eingriffe in die Messerfassung auf Teilnehmerseite (Unterbrechung Stromversorgung) konnten so ebenfalls gefunden und schneller behoben werden, was Abbildung 31 belegt.

Durch die relativ kurz eingestellten Messintervalle war es im Laufe des Projekts möglich, ein sehr detailliertes Last- und Erzeugungsprofil der einzelnen Teilnehmer aufzunehmen. Insgesamt wurden während der gesamten Laufzeit zu 254 Millionen Zeitpunkten die Leistungen und Zählerstände der Smart Meter erfasst. Diese Rohdaten wurden dann zu knapp 120 Millionen weiteren Datensätzen verarbeitet. Die eingesetzte relationale MySQL Datenbank konnte die Datenmengen ohne Probleme veredeln und zeitnah für Abfragen zur Verfügung stellen. Um eine detaillierte Auswertung zu gewährleisten, wurden keine Datensätze gelöscht.

Betreff: Strombank Datenqualität vom 28.02.2016

timestamp	TN	ZN	dt=0s	1s≤dt≤8s	9s≤dt≤59s	1≤dt(min)≤60	dt>60min	Fkt
2016-02-28	1	455302	1	16949	8	2	0	1
2016-02-28	1	466167	1	16948	8	2	0	0
2016-02-28	2	455285	0	16946	11	2	0	1
2016-02-28	2	466161	0	16948	10	2	0	0
2016-02-28	3	482325	0	16931	9	1	0	1
2016-02-28	3	456726	0	16931	10	1	0	0
2016-02-28	4	482326	0	11525	367	1	0	1
2016-02-28	4	455273	0	11498	394	1	0	0
2016-02-28	5	478072	0	14049	281	0	0	1
2016-02-28	5	455215	0	14066	263	0	0	0
2016-02-28	6	482329	0	11967	294	1	0	1
2016-02-28	6	466160	0	11955	305	1	0	0
2016-02-28	7	466163	0	0	6664	0	0	0
2016-02-28	7	454977	0	0	6664	0	0	1
2016-02-28	7	7	0	0	6664	0	0	0
2016-02-28	8	478069	0	14152	294	0	0	1
2016-02-28	8	455223	0	14152	294	0	0	0
2016-02-28	9	482324	0	11931	307	0	0	1
2016-02-28	9	466162	0	11939	299	0	0	0
2016-02-28	10	455216	0	16978	9	0	0	1
2016-02-28	10	466159	0	16979	9	0	0	0
2016-02-28	11	455277	1	16935	14	1	0	1
2016-02-28	11	466166	1	16934	14	1	0	0
2016-02-28	12	470378	0	16315	126	0	0	1
2016-02-28	12	456727	0	16310	132	0	0	0
2016-02-28	14	477915	0	0	4605	0	0	1

Tabelle 4: Datenauswertung am 28.02.2016

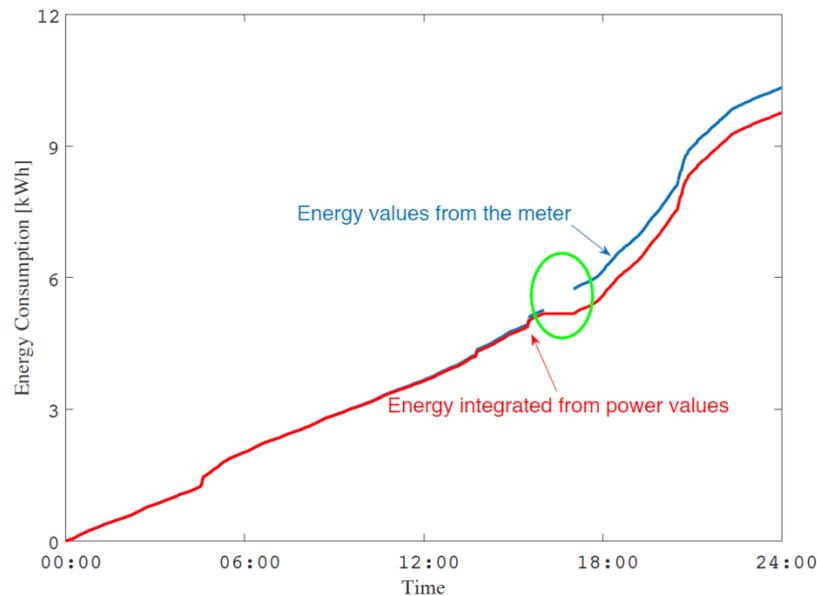


Abbildung 32: Veranschaulichung der Auswirkung einer Unterbrechung der kontinuierlichen Erfassung der momentan verbrauchten Leistung eines Teilnehmers an einem beispielhaften Tag. Der Energiezähler (blaue Kurve) erfasst den Gesamtverbrauch korrekt, während fehlende Leistungswerte den durch die Integration der Momentanleistungen ermittelten Verbrauch vermindern.

Für einen Produktivbetrieb ist jedoch sehr genau zu überlegen, welche Daten zum Beispiel nur kurzfristig gespeichert werden sollten, da die Speicherung von großen Datenmengen sich negativ auf die Verarbeitungsgeschwindigkeit auswirken kann. Bei größeren Skalierungen mit mehr Teilnehmern könnte zudem die Umstellung der Datenhaltung auf „Big-Data“ Systeme wie zum Beispiel Apache Cassandra die Speicherung und Verarbeitung der Daten vereinfachen.

Die quantitative Bewertung der Datenqualität erfolgt anhand der Betrachtung der integrierten Leistungswerte im Vergleich zu den gemessenen Energiewerten der Stromzähler. Zur Ansteuerung des Speichers wurden für die Berechnung von Energien zum Teil Leistungen über die Zeit verwendet. Übertragungsfehler in der Energieaufzeichnung haben keine Auswirkung auf die korrekte Wiedergabe des zeitlichen Verlaufes von Energieerzeugung und –verbrauch. Abbildung 32 zeigt den Vergleich des Energiezählers mit integrierten Leistungswerten über den Zeitraum eines Tages während des Auftretens eines Übertragungsproblems.

Die Werte des Energiezählers sind stetig ansteigend und übermitteln auch nach einem Übertragungsausfall den korrekten Absolutwert des Energieverbrauchs. Eine Integration der Leistungswerte liefert demgegenüber eine fehlerbehaftete Fortsetzung im zeitlichen Verlauf

der berechneten Energie. Vergleicht man daher den Jahresenergieverbrauch, gemessen mit dem Energiezähler, mit den unbereinigten Datensätzen zur Berechnung der integrierten Leistung, so lassen sich die Auswirkungen der Datenlücken anhand der Abweichung der Energiewerte bestimmen.

Der aus der Summation der gemessenen Momentanleistungen ermittelte Energieverbrauch der Teilnehmer liegt im unbereinigten Datensatz um 6 % bis 15 %, in einem Extremfall um 30 % unter den vom Energiezähler erfassten Werten. Folglich kam es im Laufe des Projektes zu inkorrekten Berechnungen. Nämlich dann, wenn sich ein großer zeitlicher Abstand bis zum nächsten neuen Datenpunkt gebildet hat. Fälschlicherweise wurde so eine konstante Leistung über einen längeren Abstand angenommen, die in die Berechnungen floss. In Wirklichkeit hat sich aber die Leistung längst über diese Zeit verändert. Wird schließlich der neue Datensatz übermittelt, kommt es zum Sprung. Da jedoch im unterbrechungsfreien Betrieb die Daten im Intervall von maximal 10 Sekunden in der Cloud ankommen, sah man zu Beginn keine Bedenken Leistungswerte anzusetzen. Eine Veränderung der Leistung ist nämlich in der Regel innerhalb dieses kurzen Intervalls nicht zu erwarten. In einer späteren Version wurde dieser Fehler korrigiert, sodass jetzt Energien aus den Zählerwerten berechnet werden.

Ausfälle in der zentralen cloudbasierten Regelung wurden nicht durch Datenlücken sondern durch anfängliche Softwareprobleme verursacht. Im späteren Verlauf beschränkte sich die Nichtverfügbarkeit aber auf Wartungsintervalle der Serverhardware und der Betriebssysteme. Mit dem entwickelten Server System konnte eine Verfügbarkeit von über 99 % realisiert werden. Steigen die Anforderungen an die Verfügbarkeit, könnte eventuell eine zweite redundante ServerApplikation zur Steuerung des Betriebs Sinn machen.

5.1.2 Ersatzwertbildung

Die großen Datenmengen müssen mit effizienten Algorithmen bearbeitet werden, um die Bearbeitungsdauer zu minimieren. Datenlücken müssen erkannt, zeitlich eingeordnet und mit einer geeigneten Ersatzwertbildung bereinigt werden. Für kurze Datenlücken mit einer Länge kleiner als zehn Minuten wird daher eine lineare Interpolation verwendet und für Datenlücken länger als zehn Minuten werden Ersatzmittelwerte gebildet.

Die lineare Interpolation ist unabhängig vom zeitlichen Auftreten der Datenlücke durchführbar. Dabei werden lediglich Start- und Endwert vor und nach der Lücke aufgezeichnet und mit einem linearen Verlauf verbunden. Ein solcher interpolierter Verlauf kann allerdings reale Fluktuationen von Energieerzeugung und -verbrauch nicht abbilden. Die in dem betreffenden Zeitintervall erzeugte oder verbrauchte Energiemenge wird jedoch anhand des bekannten Energiewertes am Ende der Datenlücke so korrigiert, dass eine energiegetreue Ersatzwertbildung gewährleistet ist. Für längere Datenlücken ist mittels linearer Interpolation aufgrund der fehlenden Fluktuation keine repräsentative Ersatzwertbildung möglich.

Für Datenlücken länger als zehn Minuten wird daher ein gemittelter Verlauf eines vergleichbaren Zeitintervalls genutzt und zusätzlich zur Basiskorrektur der linearen Interpolation eingefügt. Abbildung 33 zeigt die lineare Ersatzwertbildung in einer Datenlücke (schwarz) und die bezüglich der Energie korrigierten Ersatzwerte (grün). Die zur Füllung der Lücke verwendeten Mittelwerte basieren auf tageszeitlich entsprechenden Daten desselben Wochentags, die für die hier vorgestellte Analyse jeweils über mehrere Wochen gemittelt wurden. Die Wochentage sind dabei in Sommer- und Winterperiode unterteilt, um die unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchsprofile näherungsweise abzubilden.

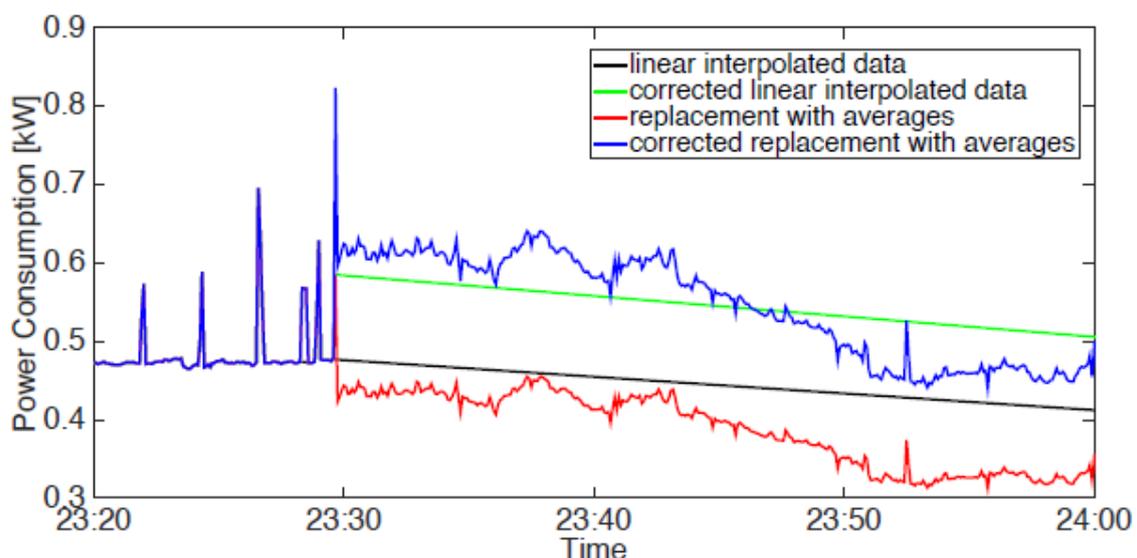


Abbildung 33: Beispiel zur Ersatzwertbildung in einer langen Datenlücke mit einer Dauer von 30 Minuten. Nach linearer Interpolation (schwarze Gerade) und Korrektur auf den vom Energiezähler am Ende der Lücke erfassten Wert (grüne Gerade) wird innerhalb der Lücke eine realistische Fluktuation der Verbrauchswerte aus den zeitgenau gemittelten Verbrauchswerten mehrerer Wochen eingefügt.

Tabelle 5 gibt einen Überblick über die durch die Ersatzwertbildung erreichte Verbesserung der Datenqualität über das gesamte Jahr des Feldtests. Für die Teilnehmer Nr. 3 und 15 treten größere Abweichungen im Bereich von 9 % auf, da dort mehrfach Messwerte über gesamte Tage bzw. über Zeiträume von mehr als 50 Sekunden ausgefallen waren. Für alle anderen Teilnehmer liegt die Abweichung der Summe der Leistungswerte über den gesamten Feldtest nach der Korrektur im Bereich der Messgenauigkeit der eingesetzten Geräte und eignet sich somit sehr gut für weitere quantitative Modellierungen und Auswertungen.

Teilnehmer Nr.	$Q_{\text{sum}} / Q_{\text{mess}}$ (%) für Rohdaten	$Q_{\text{sum}} / Q_{\text{mess}}$ (%) nach Ersatzwertbildung
1	93,6	99,7
2	91,7	99,4
3	85,8	91,2
4	94,3	100,6
5	94,5	100,0
6	88,1	99,6
8	85,3	100,0
9	92,0	100,2
10	90,7	99,6
11	90,3	99,7
14	71,4	102,2
15	82,1	91,1
16	89,4	99,7
17	91,3	100,2
19	84,5	99,2
20	80,6	98,2

Tabelle 5: Verhältnis (in Prozent) des aus Momentanleistungen summierten Energieverbrauchs Q_{sum} zu den vom Energiezähler erfassten Verbrauchswerten Q_{mess} jedes Strombankteilnehmers über das gesamte Jahr der Datenerfassung während des Feldtests.

5.1.3 Leistungsbedarf des Speichers

Der Strombankcontainer wurde für eine maximale Leistung von 100 kW ausgelegt. Während der Projektlaufzeit wurden die effektiven Lade- und Entladeleistungen über die Big-LinX Cloud in einem 5-Sekunden-Intervall protokolliert und in der Strombank MySQL Datenbank zur weiteren Untersuchung bereitgestellt. In den beiden nachfolgenden Histogrammen wurde die jeweilige Nutzungsdauer des Wechselrichters über die Laufzeit des Projekts betrachtet. Es fällt auf, dass sowohl die Lade- als auch Entladeleistungen vor allem unterhalb von 10 kW liegen. Dies ist damit zu begründen, dass eine Regelung gewählt wurde, welche zeitnah auf die Veränderungen im Netz reagiert.

Durch die Synergieeffekte der einzelnen Haushalte und die in Summe recht geringe Erzeugungsleistung bzw. den hohen Eigenverbrauch der Haushalte wurde die Strombank mit sehr niedrigen Leistungen geladen. Etwas besser sieht das Bild beim Entladen der Strombank aus, da dort auch Leistungen über 10 kW angesteuert wurden, wenn auch der Großteil der Leistung unter 10 kW liegt.

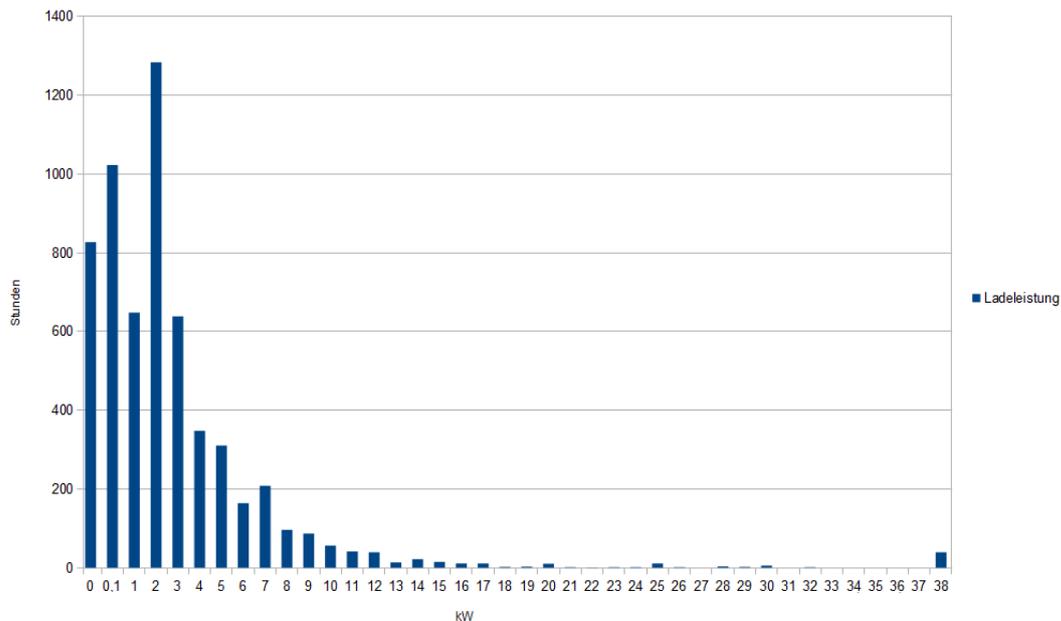


Abbildung 34: Ladeleistung des Speichers über die Laufzeit des Projektes

Die Spitzen bei -35 und +35 kW wurden durch das Nachlademanagement des Containers und Korrekturen durch die Server Applikation verursacht, wenn der Ladestand der Batterie zu weit von den Kontoständen abweicht oder das System in einen potenziellen Bereich der Tiefentladung eintritt.

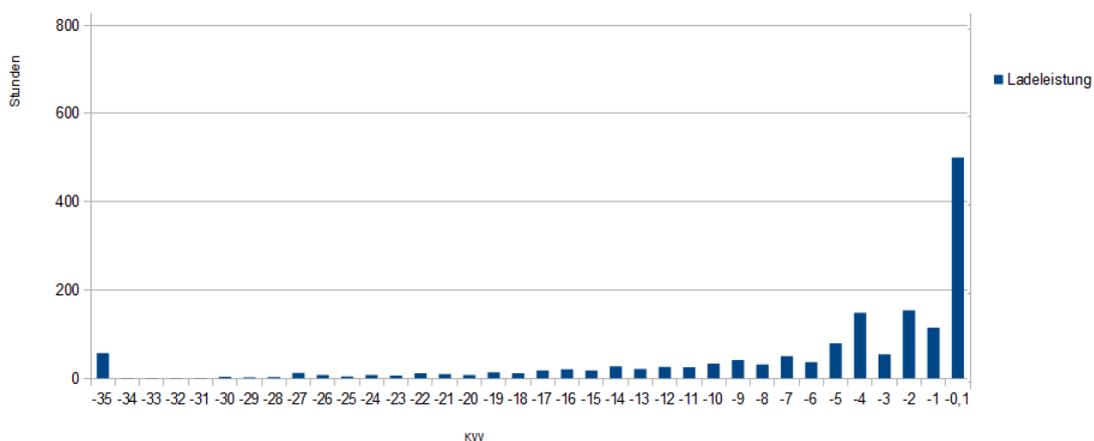


Abbildung 35: Entladeleistung des Speichers über die Laufzeit des Projektes

5.1.4 Untersuchung der Ladezyklen und des State of Charge

Die in der Strombank verwendete Zelltechnologie bietet 4.000 Zyklen Lebenszeit an, danach stehen noch 80 % DOD zur Verfügung. Im Rahmen des Projekts wurde untersucht, mit wie vielen Zyklen der Speicher belastet wurde und wie diese Zyklen sich zusammensetzen. Aktuelle Untersuchungen zeigen, dass geringe Zyklen z. B. von ein paar Prozent SOC eine längere Lebensdauer versprechen, als wenn der Container einen Vollzyklus sieht und damit bspw. 80 % am Stück geladen bzw. entladen wird.

Abbildung 36 zeigt die Verteilung der Lade- bzw. Entladezyklen. Es zeigt sich, dass vor allem kleine Zyklen während des allgemeinen Strombankbetriebs gefahren wurden. Vollzyklen, welche 80 % Prozent entsprechen, kommen dagegen kaum vor und sind im eigentlichen Strombankbetrieb nicht zu erwarten. Die gemessenen Vollzyklen wurden hauptsächlich durch Testläufe verursacht. Bei näherer Betrachtung der Messdaten der Haushalte hat sich gezeigt, dass überwiegend vor- und nachmittags, wenn sich Erzeugung und Verbrauch ungefähr gleichen, ein permanenter Wechsel zwischen Laden und Entladen stattfindet. Die Lade- bzw. Entladevorgänge sind in diesen Zeiträumen sehr kurz und der SOC des Systems ändert sich nur um wenige Prozent. Die Auswertung der SOC Verteilung ergab (siehe Abbildung 37), dass das System sich größtenteils im SOC Bereich unter 50 % befunden hat. Ladestände unter 10 % werden vom Batteriesystem durch Nachladevorgänge versucht zu vermeiden. Insgesamt lässt sich sagen, dass der Speicher nur sehr selten vollständig genutzt wurde.

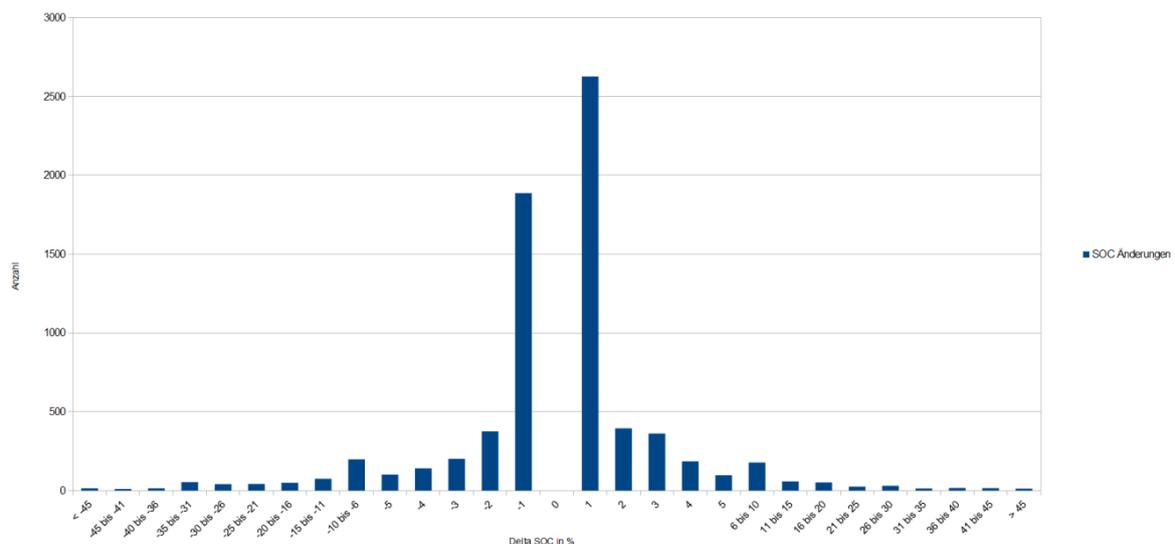


Abbildung 36: Zyklenverteilung des Speichers

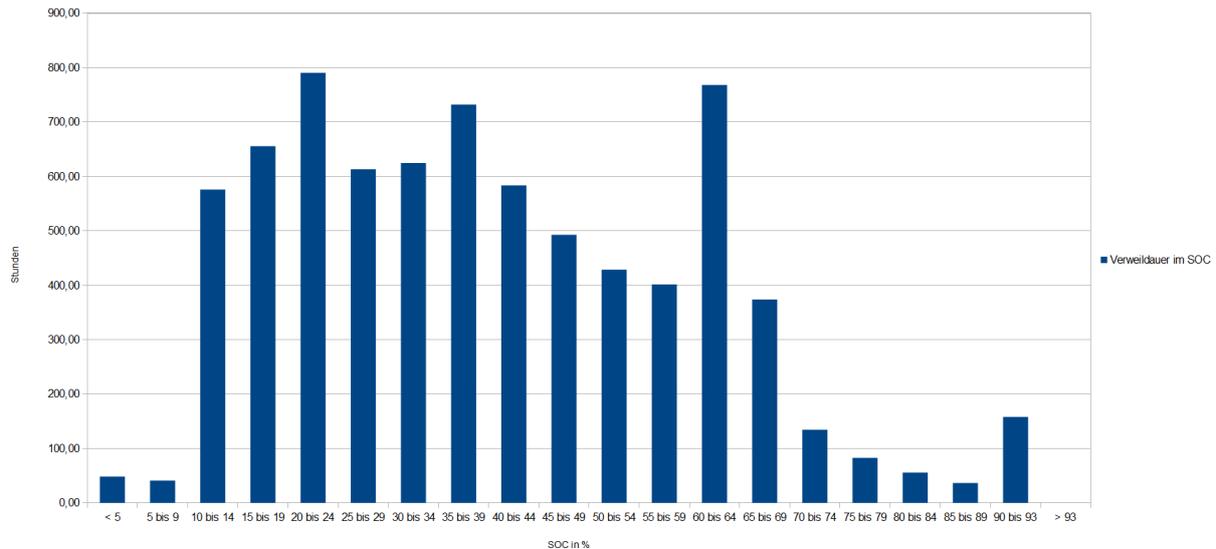


Abbildung 37: SOC Verteilung

Auch hier sind sekundäre Betriebsmodelle für den Speicher eine Möglichkeit die Nutzung weiter zu verbessern. Aktuell gibt es noch keine eindeutigen Berechnungen zur Lebensdauer, die auf der Zyklenzahl basiert. Im Rahmen des Forschungsprojektes „flex4energy“ ist die Alterung des Batteriespeichers und damit der Einfluss von Temperatur, Leistungen und Zyklen aber ein essentieller Forschungsgegenstand. Rechnet man die gemessenen Zyklen in Vollzyklen um, so ergeben sich nach Abschluss des Projekts ca. 180 Zyklen. Damit bleibt genug Spielraum, um den Speicher für alternative Einsatzzwecke parallel zum Strombankbetrieb nutzen zu können, ohne dabei die Lebenszeit des Speichers signifikant zu verkürzen.

5.1.5 Untersuchung und Optimierung des Wirkungsgrads

Der Wirkungsgrad der Strombank wird mit Hilfe der transportierten Energiemengen eines gesamten Jahres bestimmt. Für die vorliegende Analyse soll dabei vor allem der Wirkungsgrad des Leistungsteils und des Gesamtsystems bestimmt werden und nicht der Wirkungsgrad der Lithium-Ionen-Speichermodule an sich, weshalb auf eine tiefergehende Analyse der Vorgänge innerhalb des elektrochemischen Speichers verzichtet wird. Die Netzverluste zwischen dem Hausanschluss der Teilnehmer und dem Netzanschluss des Containers werden nicht betrachtet.

In einem ersten Schritt werden die importieren und exportieren Energiemengen nach Leistungsteil und Unterverteilung getrennt ermittelt (siehe Tabelle 6). Dabei ist anzumerken, dass die Unterverteilung über das gesamte Jahr keine Energie von der Strombank in das Netz

eingespeist, da sie sich nur aus Verbrauchern zusammensetzt. Der Kern der Unterverteilung ist die Klimatisierung, die für eine nahezu konstante Temperatur um die 22 °C im Inneren des Containers sorgt. Der Heizprozess beginnt bei 17,5 °C Innentemperatur und der Kühlungsprozess bei 25 °C.

	Datum/Uhrzeit	Importierte Energie [kWh]	Exportierte Energie [kWh]
Leistungsteil	03.03.2015 09:30:00	1.421,45	929,55
Unterverteilung	03.03.2015 09:30:04	4.622,56	0
Leistungsteil	03.03.2016 09:30:02	18.644,95	14.014,14
Unterverteilung	03.03.2016 09:30:01	15.030,78	0

Tabelle 6: Beispielhafte Ermittlung der importierten und exportierten Energiemenge

In einem zweiten Schritt wird die Differenz der Jahreswerte gebildet, um die zyklisierte Energiemenge des Leistungsteils und der Unterverteilung über das gesamte Jahr zu erhalten, abgebildet in Tabelle 7.

	Importierte Energie / Jahr [kWh/a]	Exportierte Energie / Jahr [kWh/a]
Leistungsteil	17.223,50	13.084,59
Unterverteilung	10.408,21	0

Tabelle 7: Zyklisierte Energiemenge des Leistungsteils und der Unterverteilung über ein Jahr

Dadurch ergibt sich der Wirkungsgrad des Leistungsteils nach Formel (1) wie folgt:

$$\eta_{\text{Leistungsteil}} = \frac{E_{\text{ab_LT}}}{E_{\text{zu_LT}}} = \frac{\text{Exportierte Energie}_{\text{LT}}}{\text{Importierte Energie}_{\text{LT}}} = \frac{13.084,59 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{17.223,50 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}} = 75,97 \% \quad (1)$$

Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems wird im Folgenden als Systemwirkungsgrad bezeichnet. In diesen gehen neben den Batterie- und Wechselrichterverlusten auch die Verluste durch die Unterverteilung mit ein:

$$\eta_{\text{System}} = \frac{E_{\text{ab}}}{E_{\text{zu}}} = \frac{\text{Exportierte Energie}_{\text{LT}}}{\text{Importierte Energie}_{\text{LT+UV}}} = \frac{13.084,59 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{(17.223,50 + 10.408,21) \frac{\text{kWh}}{\text{a}}} = 47,35 \% \quad (2)$$

Der Eigenverbrauch der Strombank ergibt sich aus der Differenz der ein- und ausgespeisten Energie des Leistungsteils und dem Verbrauch der Unterverteilung. Somit liegt der Systemwirkungsgrad der Strombank bei 47 %.

$$E_{\text{Eigenverbrauch}} = E_{\text{zu}} - E_{\text{ab}} = 14.547,12 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \quad (3)$$

Optimierung des Leistungsteils

Der errechnete Wirkungsgrad des Leistungsteils beinhaltet die Verluste des Wechselrichters und der Batterie. Die durch den Smart Meter aufgenommenen Leistungs- und Energiewerte wurden vor Eingang in den Wechselrichter und nach Ausgang aus dem Wechselrichter aufgezeichnet. Innerhalb der Strecke wirken sich mehrere unbekannte Wirkungsgrade auf die Exportwerte aus. In sind alle Verluste, die beim Laden und Entladen der Batterie anfallen, vereinfacht dargestellt.

Der Gesamtwirkungsgrad des Leistungsteils mit den relevanten Größen kann wie folgt beschrieben werden:

$$\eta_{\text{Leistungsteil}} = \eta_{\text{Zyklus BAT}} * \eta_{\text{WR}} = \eta_{\text{Zyklus BAT}} * \eta_{\text{Laden WR}} * \eta_{\text{Entladen WR}} \quad (4)$$

Die über das Jahr aufgenommenen Werte der importierten Wirkleistung weisen eine Spreizung von 0,1 – 50 kW auf, wobei der arithmetische Mittelwert bei 5,21 kW und der Median bei 1,74 kW liegt. Der Mittelwert der Eingangsleistung wird zur Berechnung des Wechselrichterwirkungsgrades genutzt. Der Mittelwert wird bewusst herangezogen, da die Importwerte einen großen Leistungsbereich abdecken und in diesem mit häufigem Vorkommen von Extremwerten streuen.

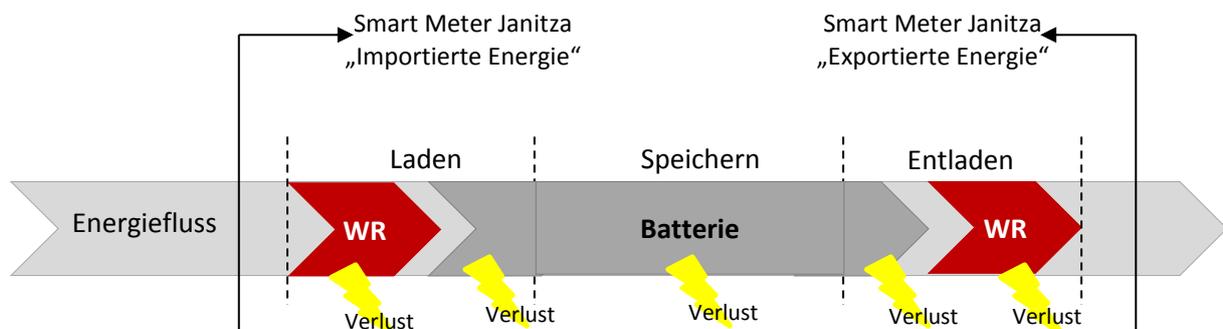


Abbildung 38: Vereinfachte Darstellung der Verluste eines Zyklus

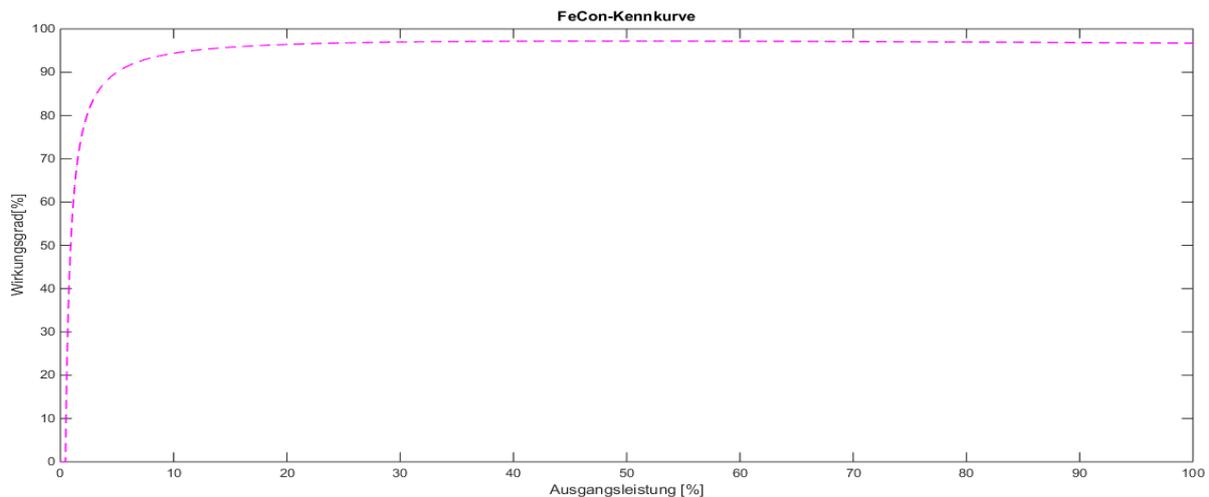


Abbildung 39: Kennlinie des Wechselrichters in Anlehnung an das Datenblatt des Herstellers

Der Median würde verglichen dazu diese Streuung vernachlässigen. Der Leistungswirkungsgrad kann mit dem errechneten Mittelwert der charakteristischen Kennlinie entnommen werden. Daraus ergeben sich bei einem Maximum von 97 % und einer durchschnittlichen Eingangsleistung von 5,21 kW 89,23 %.

Der Zykluswirkungsgrad DC-DC ergibt sich wie folgt:

$$\eta_{\text{Zyklus BAT}} = \frac{\eta_{\text{Leistungsteil}}}{\eta_{\text{Laden WR}}^2} = \frac{0,7597}{0,8923 * 0,8923} = 95,42 \% \quad (5)$$

Betrachtet man lediglich die ein- und ausgespeicherte Energie im Container, dann ergibt sich ein Wirkungsgrad von 76 % (siehe Formel (1)). Dieser geringe Wirkungsgrad ist durch die Nutzung des Wechselrichters in einem sehr ungünstigen Arbeitsbereich mit geringen Leistungen begründet. Bei steigender Leistung von über 10 kW bietet der Wechselrichter einen wesentlichen besseren Wirkungsgrad von knapp 90 %.

$$\eta_{\text{Leistungsteil_Opt}} = \eta_{\text{Zyklus BAT}} * \eta_{\text{Laden WR}}^2 = 0,9542 * 0,97^2 = 89,77 \% \quad (6)$$

Bei zukünftigen Projekten kann durch eine passendere Skalierung des verfügbaren Speicherplatzes zur maximal möglichen Leistung des Wechselrichters ein besserer Wirkungsgrad erreicht werden. Ein weiterer Ansatzpunkt wäre das Überdenken der Regelstrategie. Mit kurzfristigen, dafür aber höheren, Leistungen könnte der Wirkungsgrad verbessert werden. Solche Leistungsspitzen würden aber gegen den Gedanken der Netzdienlichkeit laufen.

Optimierung der Unterverteilung

Die Unterverteilung versorgt die Hilfsanlagen wie Klimaanlage und CO₂-Löschanlage. Die bezogene Energie über das Referenzjahr betrug 10.408,21 kWh. Bei dem Verlauf der Energie über das Referenzjahr kann im Auszug aus Abbildung 40 ein annähernd periodisches Schwanken der Zeitreihe beobachtet werden.

Der größte Verbraucher ist unverkennbar die Klimatisierung. Bei Überschreiten des Sollwertes, der bei 25 °C liegt, schaltet sich die Klimaanlage ein und kühlt solange, bis die vorgegebene Temperatur von knapp 22 °C erreicht wird. Die dabei benötigte Leistung liegt bei $\geq 5,89$ kW. Um deren Leistungsbedarf zu reduzieren, muss entweder die Isolierung des Speichers oder der Standort verändert werden. Unterstellt man, dass dadurch keine hohen Peaks der Klimatisierung mehr auftreten, dann könnten etwa 55 % des Gesamtverbrauchs eingespart werden. Somit verbessert sich der Systemwirkungsgrad (vgl. Formel (2)) wie folgt:

$$\eta_{system_v1} = \frac{E_{ab}}{E_{zu}} = \frac{15.462,70}{17.223,50 + 4.683,69} = 70,58 \% \quad (7)$$

Eine andere Möglichkeit ist die Erhöhung der Kapazität bei sonst gleichbleibenden Bedingungen gemäß dem ceteris paribus-Prinzip. Die Hypothese ist, dass sich hierdurch ein besserer Systemwirkungsgrad ergibt, da sich die zyklisierte Energiemenge erhöht und der Verbrauch des Containers in etwa gleichbleibt.

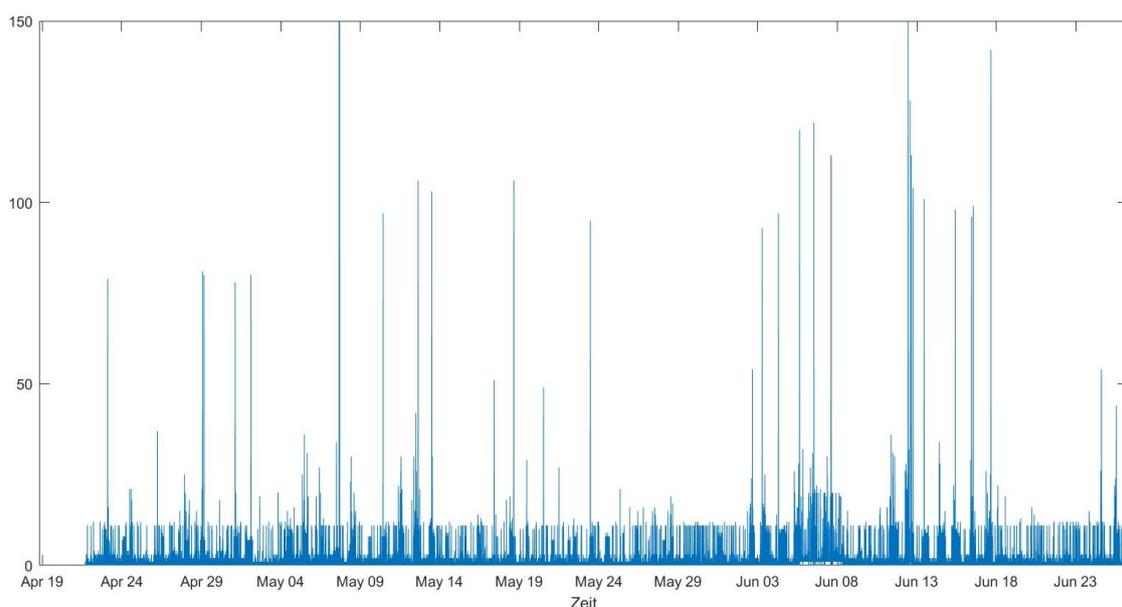


Abbildung 40: Verlauf des Verbrauches der Unterverteilung (21.04.-25.06.2015)

Im Projekt wurden nur 72 kWh, später 50 kWh der verfügbaren 116 kWh brutto Speicherkapazität genutzt. Der Speicher als Containerlösung ist allerdings erweiterbar auf bis zu 580 kWh. Vereinfacht dargestellt handelt es sich um eine Verzehnfachung der derzeitigen Nutzung, also auch eine Verzehnfachung der importierten und exportierten Energie. Die Klimatisierung benötigt wie zu Beginn weiterhin knapp 10.000 kWh. Daraus leitet sich wie folgt der Systemwirkungsgrad bei Kapazitätserhöhung ab:

$$\eta_{\text{System_V2}} = \frac{154.627}{172.235 + 10.408,21} = 84,66 \% \quad (8)$$

Kombiniert man nun beide Varianten, dann ergibt sich nachfolgender Systemwirkungsgrad:

$$\eta_{\text{System_opt_V3}} = \frac{154.627}{172.235 + 4.324,66} = 87,58 \% \quad (9)$$

5.2 Photovoltaik Anlagenmonitoring

Während des Betriebes von PV-Anlagen können bereits kurze Unterbrechungen der Energieerzeugung erhebliche finanzielle Einbußen verursachen. Die volle Funktion und Verfügbarkeit des Wechselrichters und der Solarmodule sind daher essenziell. Neben der Betriebsüberwachung kann das Monitoring auch fehlerhafte Installationen der PV-Module durch Verschattungsanalysen aufzeigen. Werden Abweichungen frühzeitig erkannt, können korrigierende Maßnahmen definiert und umgesetzt werden, welche den finanziellen Schaden minimieren. Ein Monitoring der KWK-Anlagen ist im Zuge des Feldtests aufgrund der nicht gegebenen Vergleichbarkeit unter mehreren Anlagen, im Gegensatz zur PV, nicht möglich.

5.2.1 Kenngrößen für den Betriebszustand einer PV-Anlage

Um verschiedene Fehlertypen wie technische Ausfälle, temporäre und permanente Verschattung sowie Fehlinstallation und Fehlfunktionen über das Monitoring detektieren zu können, müssen zweckmäßige Kenngrößen definiert und überwacht werden. Die im Projekt installierten Smart Meter liefern bereits die wichtigsten elektrischen Größen wie Strom, Spannung und Leistung in einer Zeitauflösung im 5-Sekunden-Raster. Für eine Auswertung dieser zeitlichen Erzeugungsprofile der PV-Anlagen ist die Auflösung mehr als ausreichend. Um den Datenumsatz zu minimieren, ist es daher meist praktikabel, die Daten in ein gröberes Raster zu überführen.

Für eine Auswertung der Erzeugungsprofile ist ein gemittelttes 15-Minuten-Raster ausreichend und reduziert den Datenumfang für die Bearbeitung der Zeitdaten. Anhand der Verläufe der Erzeugung lässt sich erkennen, in welche Richtung die Anlage ausgerichtet ist. Ist das Erzeugungsmaximum am Morgen, so ist die Anlage eher östlich ausgerichtet. Ist das Erzeugungsmaximum eher nachmittags, so ist die Anlage eher nach Westen ausgerichtet. Abbildung 41 zeigt den auf die maximal installierte PV-Leistung normierten Tagesverlauf der PV-Erzeugungsleistung einzelner Teilnehmer der Strombank.

Die Normierung ermöglicht es, die Leistungskennlinien unabhängig von der Anlagengröße zu beurteilen. Dabei werden Unterschiede in den Wechselrichtertypen, Abweichungen im Betriebspunkt (MPP) sowie Wandlungs-, Leitungs- und Kontaktverluste vernachlässigt. Die Erzeugungsleistung von Teilnehmer 9 zeigt in Abbildung 41 eine erhebliche Abweichung der maximalen Leistung gegenüber den anderen Anlagen. Diese Abweichung konnte auf eine fehlerhafte Angabe der Anlagengröße zurückgeführt und so Fehlinterpretationen vermieden werden. Für einen Vergleich der Anlagen untereinander sollten möglichst Anlagen mit gleicher Ausrichtung betrachtet werden. Die nahezu gleichen tageszeitlichen Verläufe der verschiedenen Teilnehmeranlagen in Abbildung 42 ergeben sich aus einem ähnlichen Anlagenstandort bei gleicher Ausrichtung.

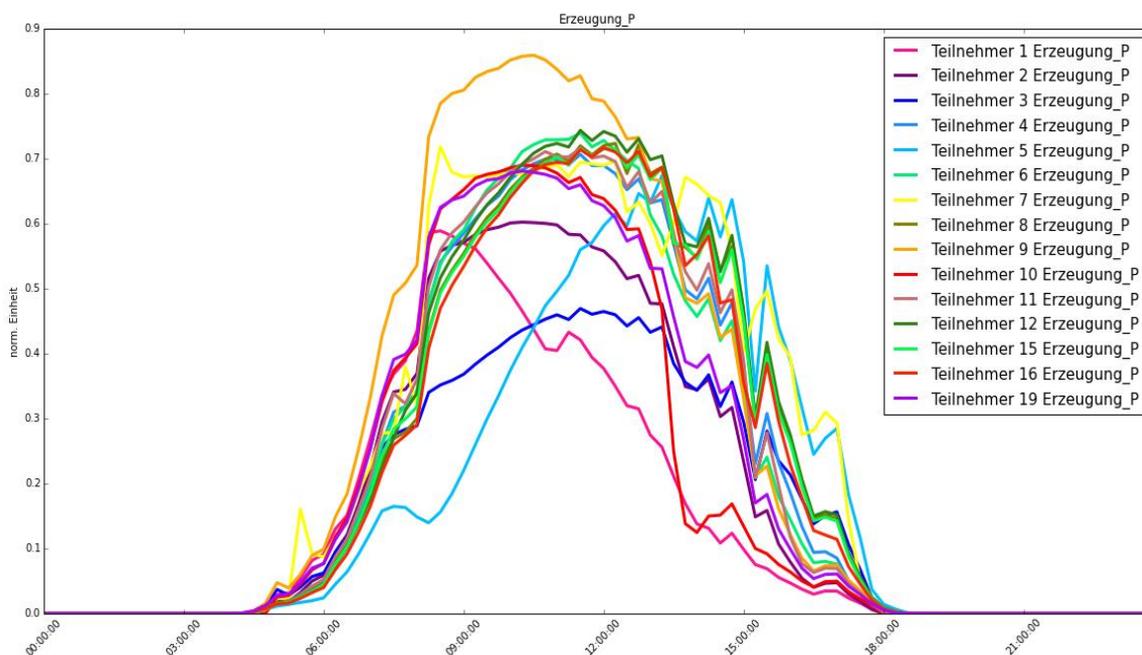


Abbildung 41: Tagesverlauf der normierten PV-Erzeugungsleistung einzelner Teilnehmer (Beispieltag 13.08.2015). Die zeitliche Position des Erzeugungsmaximums ermöglicht die Bestimmung der Anlagenausrichtung.

Ob die aus Abbildung 42 ersichtliche Minderleistung der Anlage von Teilnehmer 2 ebenfalls auf einem Dokumentationsfehler beruht, oder ob sie tatsächlich systematisch weniger Ertrag liefert als die Vergleichsanlagen, konnte bisher nicht geklärt werden. Die Daten von Teilnehmer 10 zeigen am Nachmittag eine deutliche Abweichung zu den Vergleichsanlagen und einen deutlichen Einbruch der Erzeugungsleistung. Nach Überprüfung des Verlaufes eines weiteren (bewölkten) Tages mit ähnlichem Effekt lässt sich erkennen, dass dies eine regelmäßige Erscheinung ist.

Die Betrachtung der Anlageninstallation konnte eine Fehlinstallation der Anlage aufdecken. Hier wird durch einen Versatz in der Dacharchitektur eine Teilverschattung der Anlage hervorgerufen, welche sich zur Mittagszeit und bei entsprechendem Einfallswinkel der Einstrahlung bemerkbar macht. Die Teilverschattung einzelner Modulteile des installierten PV-Strangs kann zu einem Spannungseinbruch und der Unterschreitung des Eingangsspannungsbereiches des Wechselrichters und damit zu einer reduzierten Erzeugungsleistung führen. Über das Anlagenmonitoring konnte in diesem Fall eine Empfehlung zur Änderung der Anlagenarchitektur abgeleitet werden, um künftige Leistungseinbußen und finanzielle Nachteile zu vermeiden.

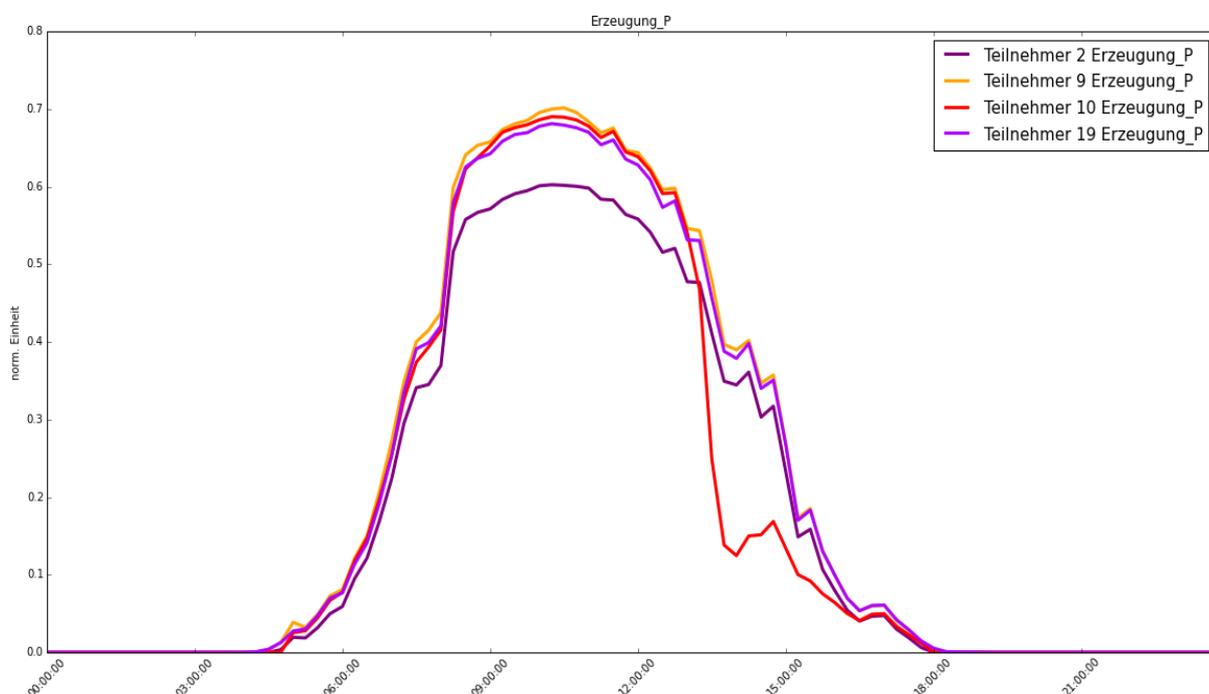


Abbildung 42: Vergleich von Anlagen mit einer Süd-Süd-Ost-Ausrichtung. Die Erzeugung von Teilnehmer 10 zeigt nachmittags einen deutlichen Einbruch in der Erzeugungsleistung.

Neben den zeitlichen Erzeugungsprofilen einzelner Teilnehmer kann ein Vergleich anhand installierter Einstrahlungssensoren erfolgen. Diese sind unabhängig von dem durch den Wechselrichter vorgegebenen Eingangsspannungsbereich und ermöglichen es, ein Optimum aus Ausrichtung und flächenbezogener Leistung, in Abhängigkeit des Wirkungsgrades der installierten Module, zu berechnen. Dieses Optimum ist jedoch nur aus einer präzisen Anlagendokumentation definierbar und kann daher in der Praxis nicht immer ermittelt werden.

5.2.2 Automatisierte Prozesse

Durch eine geeignete Vorauswahl für den Anlagenvergleich, sowie durch eine Betrachtung der absoluten Abweichung kann der Monitoringprozess nahezu vollständig automatisiert werden. Dabei soll über das k-Nearest-Neighbor-Verfahren stets die Anlage gefunden werden, welche einen Erwartungswert liefert, der der zu betrachtenden Anlage am nächsten ist. Die Vorselektion in objektbezogenen Klassen über die Ausrichtung der Anlagen verbessert das Verfahren dabei erheblich. Durch die Erstellung einer Vergleichsgruppe kann ein Teilnehmer innerhalb dieser Gruppe (in Ebenen oder in n-dimensionalen Räumen) mit den Verläufen der Gruppenmitglieder verglichen werden und über verschiedene mathematische Verfahren (euklidische Distanz oder Manhattan-Distanz) der optimale Vergleichspartner gefunden werden.

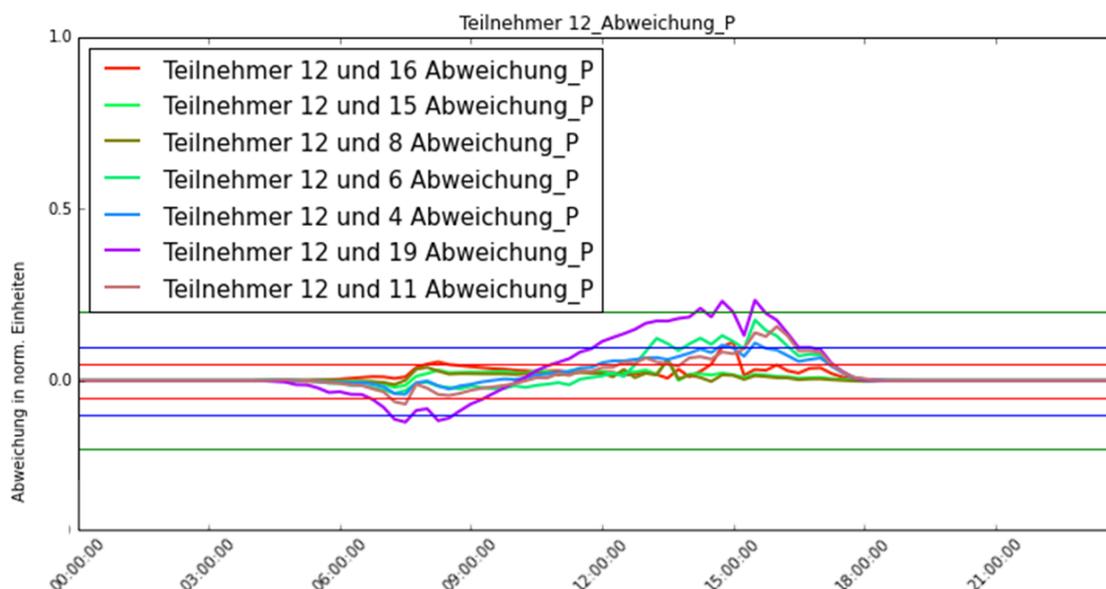


Abbildung 43: Normierte absolute Abweichung von TN 12 innerhalb seiner Vergleichsgruppe sowie die Abweichung zu einem Teilnehmer außerhalb der Vergleichsgruppe (TN 19).

Der hier verwendete Begriff der Distanz beschreibt die Ähnlichkeit der Anlagen untereinander und kann dazu genutzt werden, automatisiert eine optimale Vergleichsgruppe zu erstellen. Über eine 2-aus-3-Regelung kann ein fehlerhafter Betrieb der betrachteten Anlage festgestellt werden. Diese übergeordnete Regelung ermöglicht es, einen detektierten Fehler auf die betrachtete Anlage zurückzuführen, ohne einen eventuellen Fehler im Verlauf des Vergleichsprofils zu bewerten.

Abbildung 43 zeigt die normierte Abweichung der Erzeugungsleistung von Teilnehmer 12 innerhalb der Gruppe der Teilnehmer 4, 6, 8, 11, 12, 15, 16 und 17. Der Vergleich mit Teilnehmer 19 dient zur Veranschaulichung eines Vergleichs mit Teilnehmern außerhalb der Vergleichsgruppe. Bei ungeeigneter Wahl der Gruppen, kann ein zuvor definierter Grenzbereich (kaum Abweichung mit $\pm 0,05$ im roten Bereich, geringe Abweichung mit $\pm 0,1$ im blauen Bereich und starke Abweichung $\pm 0,2$ im grünen Bereich) überschritten werden, ohne dass ein Fehler im Anlagenbetrieb auftritt. Die absolute Abweichung kann dazu genutzt werden, um sinnvolle Grenzbereiche zur automatisierten Anlagenüberwachung zu definieren.

Eine etwas anschaulichere Interpretation der Abweichungen innerhalb einer Gruppe kann über die Betrachtung der relativen normierten Abweichung (prozentuale Abweichung) erfolgen. Die prozentuale Abweichung hebt Grenzfälle besonders hervor, bei denen die Erzeugung einer Anlage null bzw. sehr gering ist. So können gerade Abweichungen des Erzeugungsstarts in den Morgenstunden und am Tagesende sichtbar gemacht werden. Abbildung 44 zeigt die relative normierte Abweichung von Teilnehmer 12 innerhalb seiner Gruppe. Durch die Unterschiede im Erzeugungsstart der Anlage kann gegebenenfalls auf eine zu groß gewählte minimale Eingangsspannung am Wechselrichter geschlossen werden.

Ungeklärt bleibt bei diesem Vergleich aber dennoch, wie man mit Tagen mit schlechtem oder stark wechselhaftem Wetter umgeht, wenn Wechselrichter auch im Laufe des Tages (nicht nur morgens und abends) nicht oder nur teilweise in Betrieb gehen. So sind hier zusätzlich zum Vergleich der Wechselrichter untereinander zusätzliche Monitoringkonzepte zu betrachten wie eine Analyse durch Mustererkennung, Vergleich von Performance Ratio, Einstrahlungswerten und weitere. Aus diesen verschiedenen Konzepten kann eine mehrschichtige Monitoringlösung entwickelt werden, welche eine ganzjährige Auswertung des Monitorings unabhängig von Wetterbedingungen erlaubt.

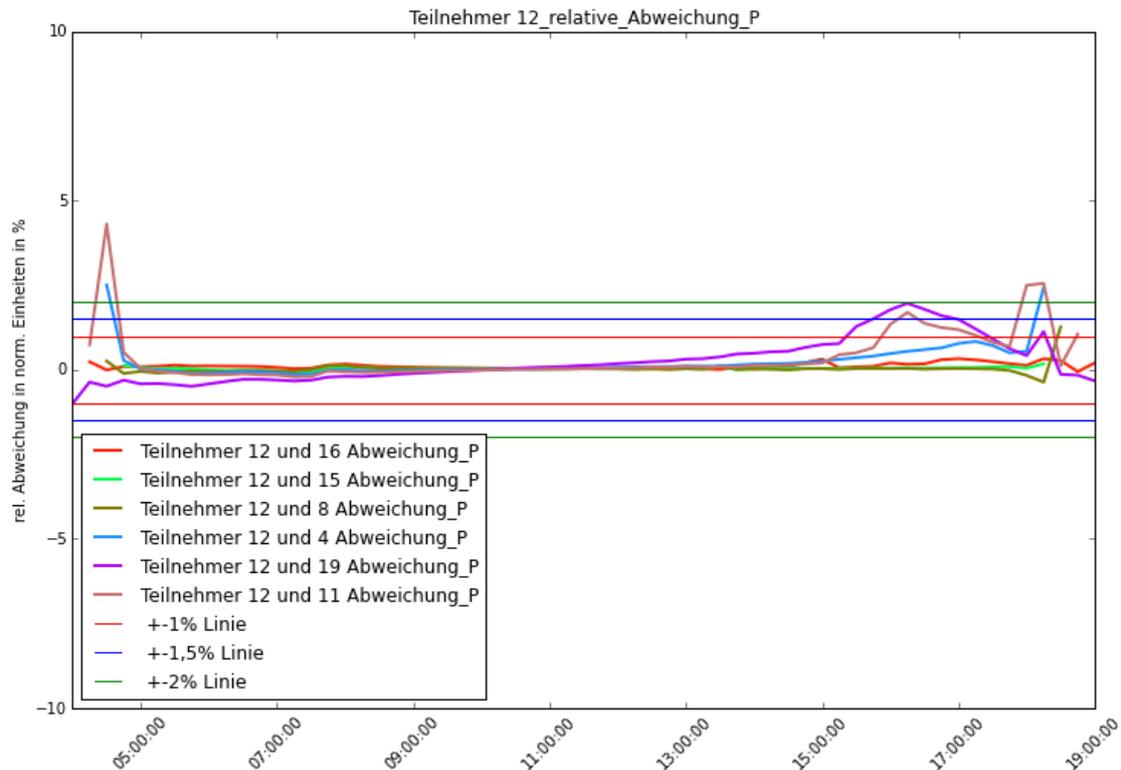


Abbildung 44: Normierte relative Abweichung des TN 12 innerhalb seiner Vergleichsgruppe sowie die Abweichung zu einem Teilnehmer außerhalb der Vergleichsgruppe (TN 19).

5.2.3 Auswertung von Betriebsabweichungen

Wie den vorhergehenden Abschnitten zu entnehmen ist, ist der Vergleich von Anlagen untereinander ohne weiteren messtechnischen Aufwand ein gutes Prinzip, welches auch sehr gut funktioniert, solange sich die Anlagen nahe am Optimum befinden und je regelmäßiger der tageszeitliche Erzeugungsverlauf ist. Je geringer jedoch die normierte Erzeugung wird, desto ungenauer können eventuelle Fehler detektiert werden.

Das Verfahren ist damit nicht zwingend ungenau. Es ist lediglich abhängig von den zu vergleichenden Eingangssignalen. Bei Nacht, wenn keine Einstrahlung auftritt und deshalb keine Anlage Strom erzeugt, sollte das Monitoring auch keinen Fehler anzeigen. Am Tag, wenn die Sonne scheint, sollten die Anlagen auch dementsprechend viel Energie liefern. Ist hier einmal der Grenzbereich überschritten, an welchem alle Wechselrichter in Betrieb gegangen sind, so lassen sich die Anlagen gut vergleichen und eine Abweichung einer Anlage (ob regelmäßig oder nicht) gut erkennen. Ist die Einstrahlung am Ort sehr wechselhaft, so spielt das dynamische Verhalten der einzelnen Komponenten in den verschiedenen Systemen eine immer größere Rolle.

Dies liegt daran, dass z. B. die Wechselrichter unterschiedliches dynamisches Verhalten zeigen und unterschiedliche Eingangsspannungen besitzen. Kommt man in Bereiche, in denen diese Eigenschaften entscheidend sind, z. B. die minimale Eingangsspannung des Wechselrichters, so kann man verschiedene Anlagen mit verschiedenen Komponenten und Eigenschaften nicht mehr eindeutig vergleichen. Das heißt, je häufiger man in Bereiche kommt, bei denen unbekannte dynamische Eigenschaften und Grenzwerte eine Rolle spielen, desto ungenauer wird das Vergleichsverfahren, bis hin zu der Grenze, dass systembedingte Fehler nicht mehr identifizierbar sind.

Der Vergleich der Wechselrichter ist daher für die Nacht und für Tage mit ausreichender Einstrahlung geeignet, jedoch nicht für Betriebsfälle, in denen ein unterschiedliches Komponentenverhalten ausschlaggebend ist. Daher reicht ein Vergleich von Anlagen untereinander mit nur einem Zählermesspunkt der Anlage nach dem Wechselrichter zur genaueren Aussage über das System alleine nicht aus, um ein vollständiges Anlagenmonitoring durchzuführen. Dazu müssen zusätzliche Faktoren wie Tageszeit, Einstrahlung usw. übergeordnet als Bewertungsfaktor betrachtet werden. Um eine Aussage über die gesamte PV-Anlage treffen zu können, sollte mindestens vor und nach dem Wechselrichter ein Messpunkt vorhanden sein. Eine ganzheitliche Lösung über ein mehrschichtiges Monitoring, bei dem verschiedene Verfahren kombiniert zum Einsatz kommen, ist daher anzustreben.

Neben dem Vergleich der Erzeugungsprofile verschiedener Teilnehmer kann eine Analyse über eine Mustererkennung eines einzelnen Teilnehmers erfolgen. Dabei wird anhand eines aus teilnehmerspezifischen Daten generiertes Musterprofil erstellt und als Vorhersage für die Erzeugung verwendet. Eine Abweichung zu diesem generierten Profil kann wiederum zur Fehleranalyse verwendet werden. Da diese Verfahren meist eine hohe Anzahl an Messdaten zur Erstellung des Musterprofils benötigen und für die Vorhersage häufig selbstlernende Algorithmen (z.B. über neuronale Netze) notwendig sind, ist in diesem Projekt eine ganzheitliche Lösung noch nicht umgesetzt worden.

5.3 Optimierung der Speichergröße

Jeder Teilnehmer besitzt ein Girokonto bei der Strombank, um überschüssigen Strom einzuzahlen und bei Bedarf abzuheben. Zu Beginn wurden die Konten auf 4 kWh fixiert, abgeleitet aus der bekannten Faustformel, pro installiertem kWp PV-Leistung eine Speicherkapazität von einer Kilowattstunde vorzuhalten, um unter energetischen Gesichtspunkten die Eigenverbrauchsquote zu verbessern. Die Kontogröße bezog sich sowohl auf die drei KWK-Anlagen als auch auf die 16 PV-Anlagen, deren Leistungen sich zusammen auf knapp 70 kWp addieren, woraus ein Speichervolumen von 72 kWh resultiert.

Abbildung 45 zeigt den Autarkiegrad aller Teilnehmer mit und ohne Nutzung eines Batteriespeichers von 4 kWh, ausgewertet über das gesamte Jahr des Feldtests. Der jährliche Autarkiegrad liegt für die PV-Teilnehmer ohne Batteriespeicher bei 23 bis 45 % und steigt mit einer festen Kontogröße von 4 kWh in der Strombank auf 38 bis 78 %. Die zugehörigen Eigenverbrauchsquoten steigen von 20 bis 51 % ohne Speicher auf 39 bis 78 % mit einem 4 kWh Konto. Einige Teilnehmer erreichen dabei bereits eine Verdoppelung ihres Eigenverbrauchs. Teilnehmer 17 speist praktisch keine Leistung in den Batteriespeicher ein, da die von seiner KWK-Anlage erzeugte elektrische Energie fast vollständig direkt verbraucht wird. Damit sind die Simulationsergebnisse aus Kapitel 2.4.2 vergleichbar.

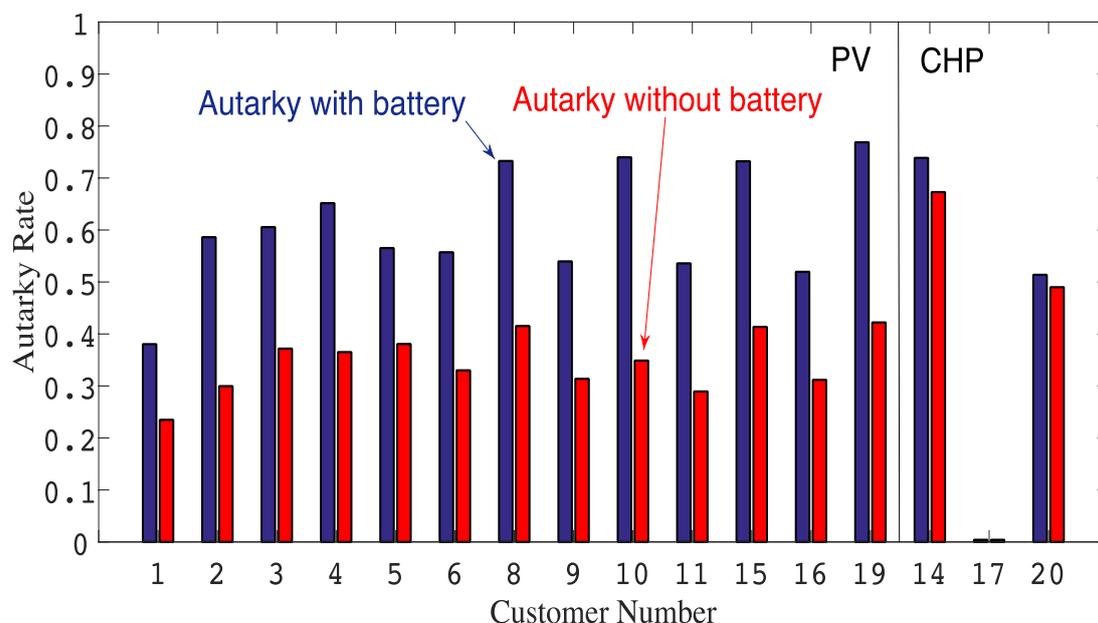


Abbildung 45: Auswertung des Autarkiegrades der einzelnen Teilnehmer mit und ohne 4 kWh Strombankkonto über die gesamte Laufzeit des Feldtests

Verändert man die Kontogröße von 4 kWh jeweils nach oben und unten in einem Bereich zwischen 3 kWh und 6,25 kWh, dann nimmt die mit einer Vergrößerung der Speicherkapazität einhergehende Steigerung der Eigenverbrauchsquote für die meisten Teilnehmer ab (siehe Abbildung 46). Insgesamt erweist sich für die im Feldtest vorhandenen PV-Anlagen die Wahl eines festen 4 kWh Kontos als guter Einstieg in ökonomischer Hinsicht, da eine größere Gesamtkapazität der Strombank natürlich auch deren Kosten erhöhen würde.

Bei der Analyse des Nutzungsverhaltens wurde zudem deutlich, dass KWK- und PV-Anlagenbetreiber gegenläufig zueinander die Strombank in Anspruch nehmen. Tagsüber befüllen hauptsächlich die PV-Anlagen den Speicher, der mit Untergang der Sonne wieder entleert wird. Nachts sind es hingegen die wärmegeführten KWK-Anlagenbetreiber (siehe Abbildung 47), die über ihren Bedarf hinaus Strom erzeugen und zwischenspeichern. Am Folgetag wird der Überschuss der Nacht mit Betriebsbeginn wieder entnommen. Darüber hinaus sind saisonale Veränderungen erkennbar. Die Mehrzahl der KWK-Anlagen ist in den wärmeren Monaten außer Betrieb, ihre Speicherkapazität würde also ungenutzt bleiben. Im Winter zeichnet sich ein gegenteiliges Bild ab. KWK-Anlagen produzieren konstant Strom, wohingegen PV-Anlagen aufgrund schwächerer Sonneneinstrahlung weniger produzieren, was wiederum zu einem geringeren Speicherbedarf führt. Aus diesem Grund erweist sich eine saisonale und individuelle Anpassung der Kontogröße als sinnvoll.

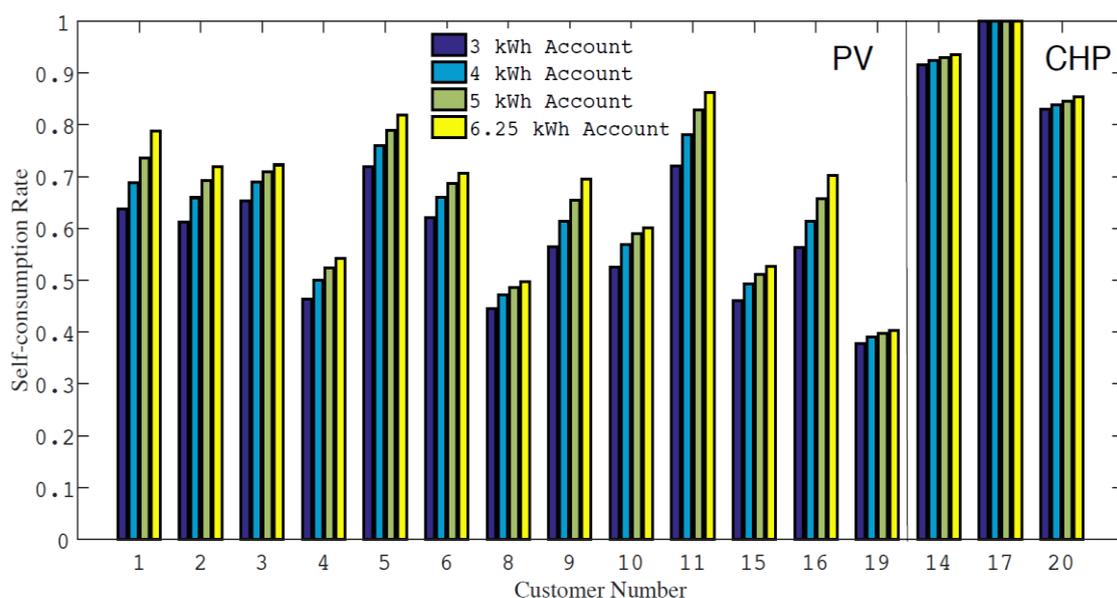


Abbildung 46: Eigenverbrauchsquote bei einer Variation der pro Teilnehmer zugewiesenen festen Speichergöße in der Strombank über ein Jahr

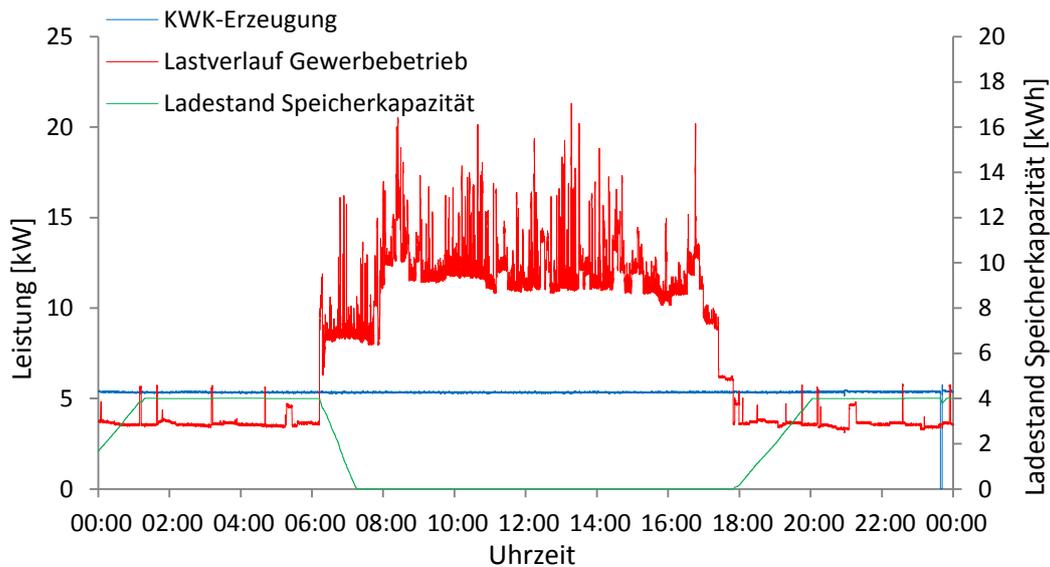


Abbildung 47: Speichersimulation eines Gewerbebetriebes mit einer KWK-Anlage an einem Werktag (16.01.2015)

Als Grundlage der Optimierung dienen die historischen Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen aus der Datenbank. Diese wurden für die Berechnungen um die Tage bereinigt, die eine Datenlücke größer eine Stunde aufweisen. Die saisonalen Übergänge stützen sich auf die BDEW Standardlastprofile. Sie weisen Verbrauchsperioden für Winter, Sommer und die dazwischenliegende Übergangszeiten auf (siehe Tabelle 8).

Das Girokonto kann dabei auf drei Arten optimiert werden. Zum einen am Energiedurchsatz orientiert, mit dem Ziel, so wenig Kapazität bzw. Energie wie möglich ungenutzt zu lassen. Zum anderen nach finanziellen Gesichtspunkten, da die Speicherung jeder weiteren Kilowattstunde Geld kostet. Ein weiterer Ansatz verzichtet ganz auf individuelle Konten und befüllt den Speicher, sobald die Quartiersbilanz positiv ist bzw. speist wieder in das Quartier ein, wenn zusätzliche elektrische Energie benötigt wird.

Verbrauchsperiode	Beginn	Ende
Winter	1. November	20. März
1. Übergangszeit	21. März	14. Mai
Sommer	15. Mai	14. September
2. Übergangszeit	15. September	31. Oktober

Tabelle 8: Verbrauchsperioden nach BDEW²

² Angelehnt an: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile?open&ccm=300050070

Hinsichtlich der verteilbaren Gesamtkapazität ist zu berücksichtigen, dass im Zuge der Regelleistungserbringung ein Teil der Gesamtkapazität vorzuhalten ist (siehe Kapitel 4.7.1). Folglich kann diese Kapazität keinem Konto zugewiesen werden. Obwohl die strengen Präqualifikationsauflagen einen Parallelbetrieb erschweren, lässt ein spezielles Papier für Speicher in der PRL auf bessere Bedingungen hoffen.

5.3.1 Verfahren 1: Optimierung des Energiedurchsatzes

Auf Basis der ursprünglichen Kontogröße von 4 kWh pro Teilnehmer erfolgt bei Verfahren 1 sowohl eine schrittweise Absenkung als auch Erhöhung der Kontogröße um je 0,02 kWh im Rahmen von 0 bis 25 kWh. Mit den veränderten Kontogrößen wird jeweils der Kontoverlauf und die Kontobewegungen aller Teilnehmer erneut simuliert und gegenübergestellt.

Wie in Tabelle 9 exemplarisch dargestellt, wird für jede dieser Kontogrößen die geladene Energie über den gesamten Zeitraum bestimmt. Für jeden Teilnehmer wird der Energiezugewinn bei Erhöhung der Kontogröße um eine Stufe dargestellt. Es wird daraufhin derjenige Teilnehmer ermittelt, der den größten Zugewinn erhält. Analog wird der Energieverlust bei Reduzierung der Kontogröße berechnet und der Teilnehmer mit dem kleinsten Energieverlust identifiziert.

In Tabelle 10 sind diese beiden Teilnehmer jeweils hervorgehoben. Ist der Energiezugewinn größer als der Energieverlust, erhalten die entsprechenden Teilnehmer jeweilig das vergrößerte bzw. verkleinerte Konto. Der Vorgang wird so lange wiederholt, bis der Energiezugewinn kleiner als der Energieverlust ist. Dieses Verfahren verteilt folglich die verfügbare Gesamtspeicherkapazität des Batteriespeichers auf die Teilnehmer, sodass der gesamte Energiedurchsatz maximal wird. Für Teilnehmer 1 würde das Konto dementsprechend erhöht und für Teilnehmer 19 verkleinert. Die Konten der anderen Teilnehmer werden nach dieser ersten Iteration nicht verändert.

	1	2	3	12	15	16	19
3.98 kWh	491,6736	277,8832	351,8985	203,4350	316,6871	483,4881	165,9525
4.00 kWh	493,6336	278,7578	352,5748	203,6350	317,2471	485,5481	166,0472
4.02 kWh	495,5936	279,6178	353,2348	203,8350	317,8071	487,6081	166,1267

Tabelle 9: Auszug der Berechnung der geladenen Energiemenge in Abhängigkeit der Kontogröße

[kWh] /TN	1	2	3	12	15	16	19
3.98	-1,9600	-0,8746	-0,6763	-0,2000	-0,5600	-2,0600	-0,0947
4.00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.02	1,9600	0,8600	0,6600	0,2000	0,5600	2.0600	0,0795

Tabelle 10: Auszug der Berechnung der Differenz aus geladener Energie mit neuer und ursprünglicher Kontogröße

Um nun die optimale Kontogröße saisonal zu bestimmen wird das beschriebene Verfahren für die definierten Zeiträume im Sommer, in den Übergangszeiten und im Winter auf Basis der verfügbaren historischen Daten angewandt. Die Kontogrößen im Herbst und Frühjahr sind demnach identisch.

Zur Bestimmung der Kontogrößen der **Übergangszeit** mussten einige Tage aufgrund von Datenlücken mit mehr als einer Stunde eliminiert werden, 21 auswertbare Tage verbleiben. Diese werden aneinander gereiht, um eine fortlaufende Lastreihe zu bilden. Als verfügbare neue Gesamtkapazität sollen 50 kWh angenommen werden, zuvor waren es 72 kWh. Die Ergebnisse in Abbildung 48 zeigen, dass trotz einer Verringerung der Gesamtkapazität um 31 % und damit im Mittel einer Reduktion der einzelnen Kontokapazitäten, der gesamte Energiedurchsatz gerade einmal um 6 % gesunken ist. Während im gesamten Quartier zuvor 1.585 kWh zyklisiert wurden, waren es nach der Optimierung 1.484 kWh.

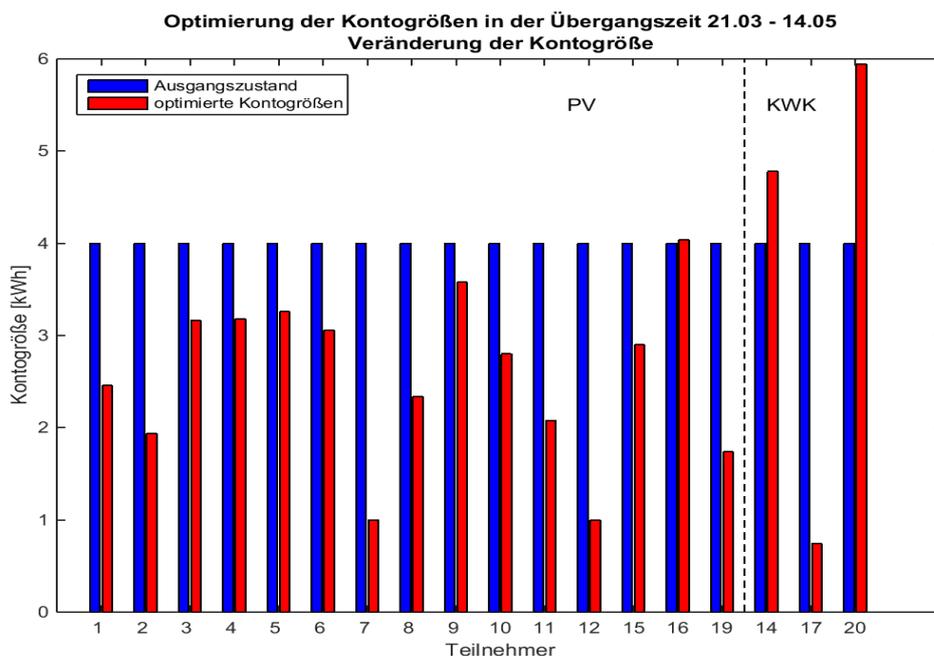


Abbildung 48: Energetische Optimierung der Kontogrößen für die Übergangszeit

Auffällig ist, dass bei drei Teilnehmern die neue Kontogröße unter eine Kilowattstunde rutscht. Da zwei von ihnen Gewerbebetreibende sind, erscheint es auf den zweiten Blick nicht mehr so ungewöhnlich, da beide einen hohen Direktverbrauch aufweisen. Um zu verhindern, dass die einzelnen Teilnehmer durch das kleine Konto das Interesse am Girokonto verlieren, wird für den Praxistest die Mindestkontogröße auf eine Kilowattstunde heraufgesetzt. Die Veränderungen sind dem Anhang 6 zu entnehmen.

Für den **Winter** 2014/2015 gestaltet sich die Berechnung, aufgrund von zahlreichen Datenlücken, schwierig. Diese sind in Folge von technischen Anfangsschwierigkeiten entstanden. Um dennoch eine Aussage über die optimale Kontogröße treffen zu können, werden als Datengrundlage fünf Wochen ausgewählt, bestehend aus je einer Woche Dezember, Januar, Februar und März, sowie einer weiteren Dezemberwoche, als Ersatz für fehlende Novemberdaten. Dabei ist es wichtig, dass es sich bei allen Teilnehmern möglichst um dieselben Tage handelt, damit für alle die gleichen Wetterbedingungen vorliegen. Hierzu wird die Schnittmenge aus allen vorhandenen Daten der Teilnehmer gebildet. Vorab werden Teilnehmer 7, 12 und 19 entfernt, da sie über sehr wenige Daten verfügen und darüber hinaus bereits schon kleine Konten in der Übergangszeit haben.

Wie zu erwarten sinken die Kontogrößen aller PV Teilnehmer aufgrund der geringeren PV-Einstrahlung im Winter erheblich, sodass nur noch vereinzelt Teilnehmer die Mindestgrenze von einer Kilowattstunde überschreiten. Letztendlich wird der Großteil des Batteriespeichers somit zwischen den drei KWK-Anlagen aufgeteilt, wobei die beiden KWK-Anlagen von den Gewerbekunden 14 und 20 aufgrund ihrer höheren elektrischen Leistung von jeweils 5,5 kW ein deutlich größeres Konto bekommen als Teilnehmer 17.

Führt man die Berechnung ohne die Untergrenze von einer Kilowattstunde aus, ergibt sich, dass die Teilnehmer 4, 6 und 8 durch die Anhebung der übrigen PV-Teilnehmer auf eine Kilowattstunde signifikant benachteiligt werden (siehe Abbildung 49). Um diesen Effekt auszugleichen, wird die Optimierung auf Basis einer kleineren Gesamtkontogröße von 48 kWh durchgeführt. Die übrigen beiden Kilowattstunden werden an die benachteiligten Teilnehmer verteilt. Die Kontogrößen von Teilnehmer 7, 12 und 19 wurden unverändert aus der Übergangszeit übernommen. Aufgrund fehlender Daten konnten die Kontogrößen nicht genau bestimmt werden, zudem liegt ihr Kontolimit bereits bei einer Kilowattstunde.

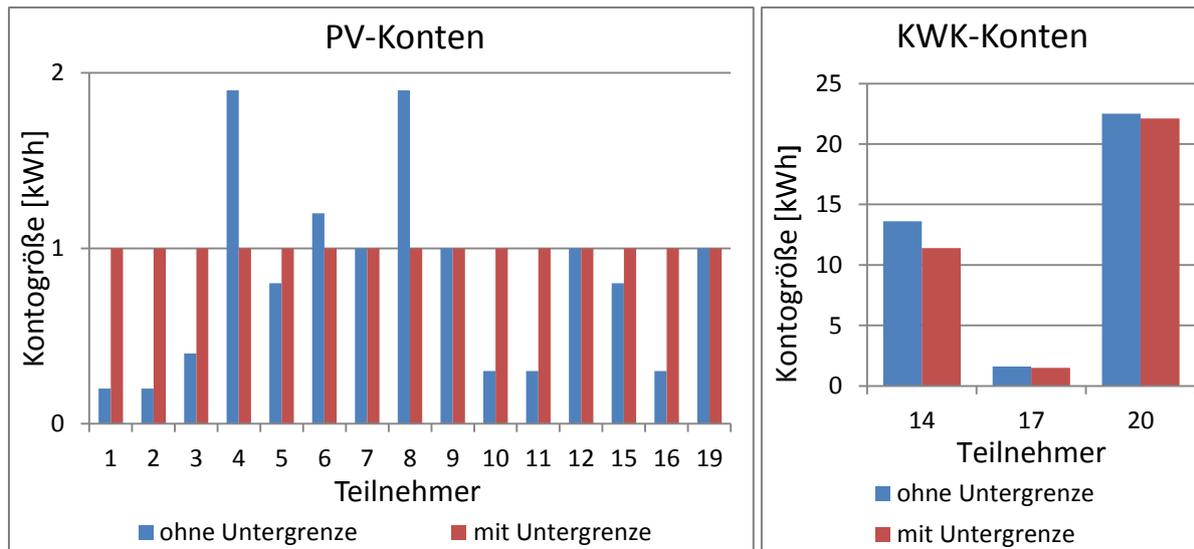


Abbildung 49: Energetische Optimierung der Kontogrößen für den Winter

Für die Festlegung der Konten im **Sommer** gingen 37 Tage ein. Die KWK-Anlagen von Teilnehmer 17 und 20 werden im Sommer nicht betrieben, sodass hier von einer Mindestgränze abgesehen und die Kontogröße auf null abgesenkt wird. Während in der Übergangszeit die PV-Erzeugung nicht immer ausreicht um das Konto zu füllen, herrscht im Sommer meist ein deutlicher Erzeugungsüberschuss im Vergleich zum Strombedarf. Dies führt dazu, dass die Erzeugung die limitierende Größe für die Kontoanpassung in der Übergangszeit darstellt. Im Sommer hingegen beeinflusst der Verbrauch die Kontogröße. Ist der Verbrauch nicht groß genug um das Konto zu entleeren, dann erweist sich die gewählte Kontogröße somit als ineffizient. In Abbildung 50 sind die Kontogrößen für die Sommerzeit abgebildet.

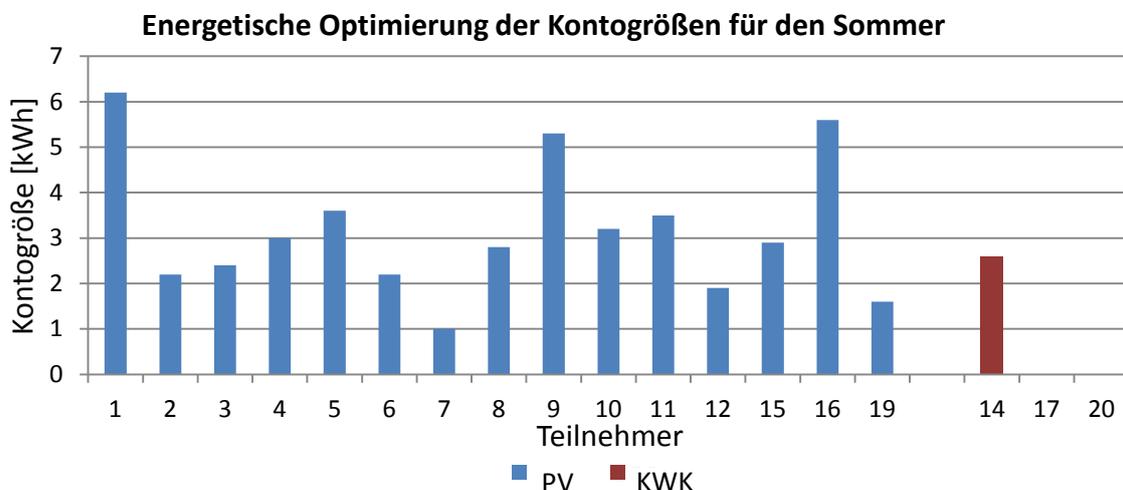


Abbildung 50: Energetische Optimierung der Kontogrößen für den Sommer

5.3.2 Verfahren 2: Finanzielle Optimierung der Konten

Im Gegensatz zu Verfahren 1 ist die Anpassung im Verfahren 2 monetär getrieben. Der Energiedurchsatz der einzelnen Teilnehmer wird für ein ausreichend großes Intervall der Speichergröße (0-25 kWh) simuliert. Die Energiemenge wird mit einem Erlös (in € pro zyklisierter kWh) multipliziert und durch die Anzahl der Tage geteilt. Der Erlös des Teilnehmers resultiert dabei aus den vermiedenen Netzbezugskosten, die mit der entgangenen Einspeisevergütung verrechnet werden. Unterstellt man Strombezugskosten von knapp 28 ct/kWh und eine Einspeisevergütung von 12 ct/kWh, so liegt der Erlös bei 16 ct/kWh. Zusätzlich sind die Margen des Speicherbetreibers sowie Energieverluste zu beachten.

Die vom Teilnehmer beanspruchte Kontogröße wird mit den Fixkosten pro kWh pro Tag multipliziert. Daraus resultiert der in Abbildung 51 dargestellte Einnahmen-Ausgaben-pro-Tag Verlauf. Die Differenz zur Geraden der Steigung 1 ergibt den Gewinn pro Tag. Aus dem Maximum des Gewinns leitet sich die optimale Kontogröße ab. Die Ausgaben für die Speichernutzung an der Stelle des Maximums geteilt durch die Fixkosten (in € pro kWh pro Tag) ergibt die optimale Kontogröße des Teilnehmers.

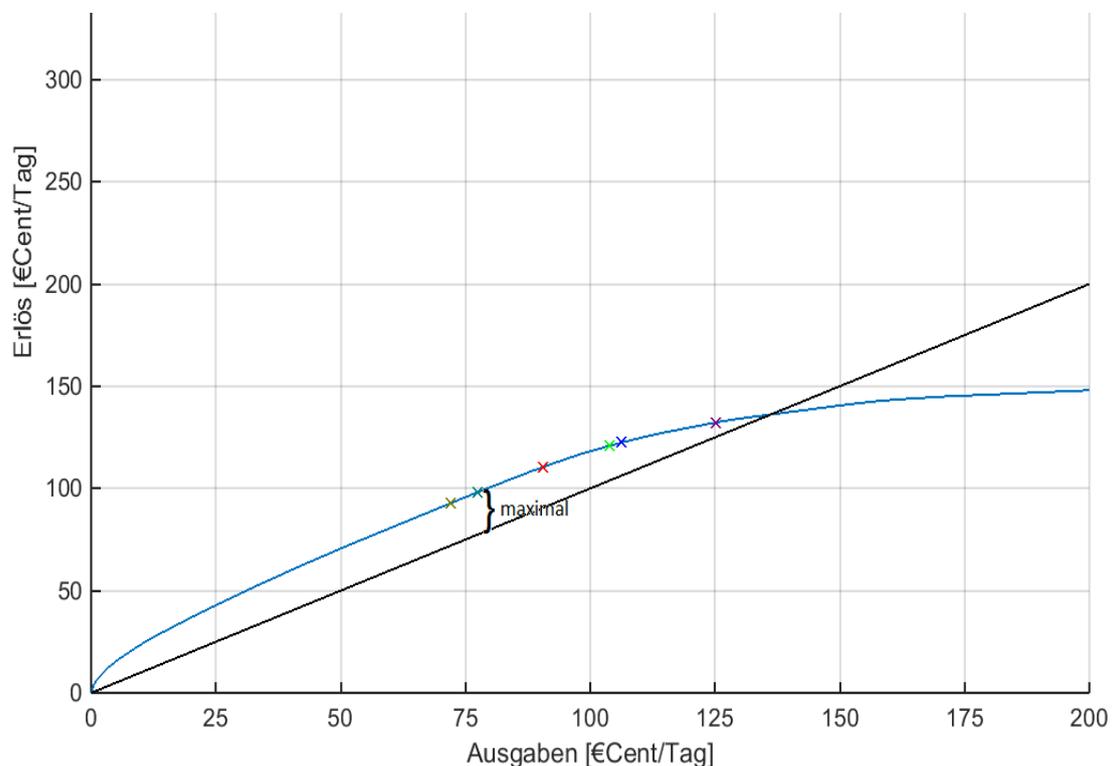


Abbildung 51: Kontogrößenbestimmung nach der finanziellen Methode

Die Gebühr für die Bereitstellung des Kontos begrenzt die maximale Kontogröße. Wird die Gesamtspeichergröße durch Änderungen der Kosten bzw. Erlöse auf den gleichen Wert wie in Verfahren 1 gesetzt, so liefert Verfahren 2 näherungsweise die gleichen Ergebnisse. Dies lässt sich dadurch erklären, dass auch dem finanziellen Verfahren der Energiedurchsatz zugrunde liegt und die Gesamtkontogröße lediglich durch die Erlöse und Kosten für Nutzung und Bereitstellung des Kontos definiert wird.

Es wird insbesondere deutlich, dass die Ausgangskontogröße von 4 kWh bei einigen Teilnehmern zu Verlusten geführt hätte, was durch die Optimierung behoben werden konnte (siehe Abbildung 52). Ausnahme ist Teilnehmer 7, der aufgrund seines sehr hohen Direktverbrauchs kaum Speicherkapazität benötigt. Er wurde zudem auf die Mindestgrenze von einer Kilowattstunde angehoben, weshalb er keinen finanziellen Vorteil durch den Speicher erzielen kann. Zu beachten ist, dass die Gesamtkontogröße zugleich von 72 kWh auf 50 kWh begrenzt wurde.

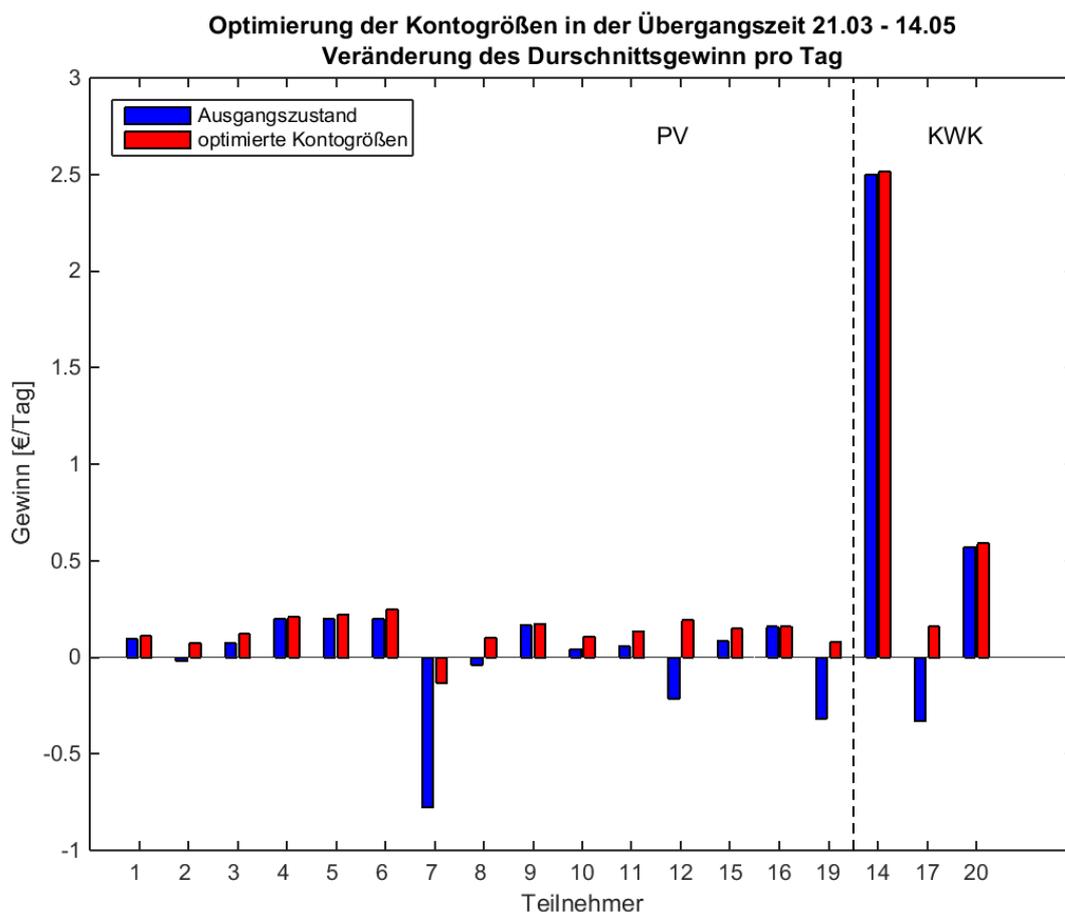


Abbildung 52: Gegenüberstellung der Gewinne [€/Tag] der Teilnehmer bei optimierter Kontogröße und beim Ausgangszustand

5.3.3 Verfahren 3: Optimierung auf Quartiersebene

Verfahren 3 geht einen Schritt weiter und vergleicht die Eigenverbrauchsquote der Teilnehmer bei vollständiger Auflösung des Kontokonzepts (gekennzeichnet mit "No Account") mit den Ergebnissen bei Zuweisung eines 4 kWh Kontos für jeden Teilnehmer. Die zugrunde liegende Modellierung des Speicherbetriebs verwendet im Gegensatz zu Verfahren 1 und 2 die bereinigten Datensätze des Feldtests gemäß Kapitel 5.1.2 und optimiert dafür den Durchsatz gespeicherter und wieder abgerufener Energie im Speicher, mithin die direkten Speicherkosten. Dabei wird ersichtlich, dass für fast alle Teilnehmer eine weitere deutliche Steigerung der Eigenverbrauchsquote möglich ist. Optimale energetische Auslastung eines Quartierspeichers und entsprechende Minimierung der direkten Speicherkosten ergeben sich, wenn die gesamte Kapazität unabhängig von fest vorgegebenen Teilnehmerkonten genutzt werden kann.

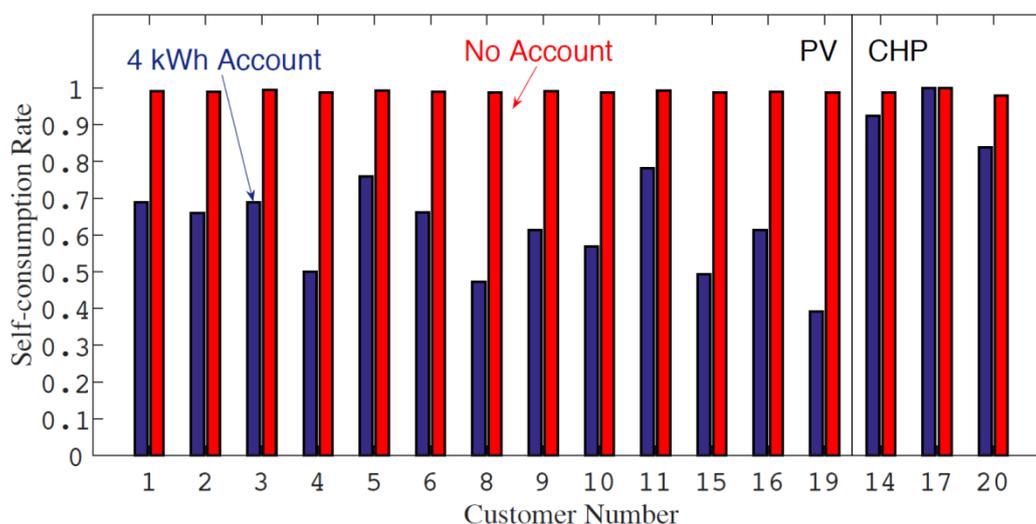


Abbildung 53: Die Auflösung fester Kontogrößen zugunsten einer gemeinsamen Nutzung der Gesamtspeicherkapazität (hier 64 kWh, da Teilnehmer 7 und 12 weggelassen wurden) erlaubt eine Erhöhung des Eigenverbrauchs aller Teilnehmer auf nahezu 100 %

5.3.4 Ergebnis

Die Analysen aus den Verfahren 1 und 2 führten zu dem zu erwartenden Ergebnis, dass die optimale Kontogröße für PV-Anlagen im Sommer größer als im Winter ausfällt. Bei KWK-Anlagen zeichnet sich ein entgegengesetzter Speicherbedarf ab. Abbildung 54 und Anhang 7 zeigen die Summen aller PV- und KWK-Anlagen und stellen sie saisonal gegenüber. Im Sommer nutzen die PV-Besitzer 95 % der gesamten Speicherkapazität, im Winter hingegen nur 30 %.

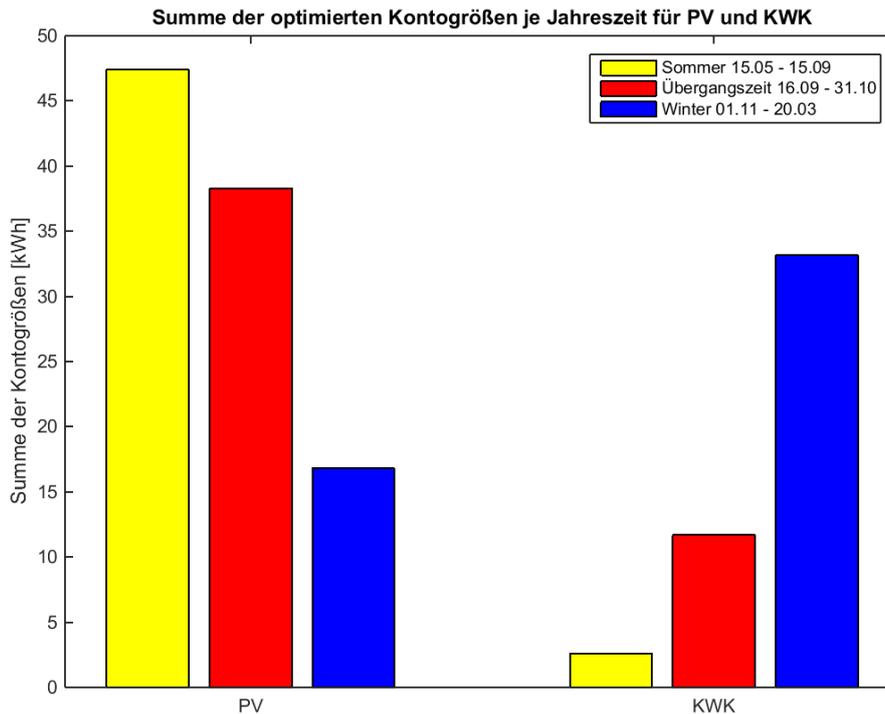


Abbildung 54: Quartalspezifische Kontogrößen für PV- und KWK-Teilnehmer

Anzumerken ist, dass bei der Verwendung der BDEW Zeiträume zwar das jahreszeitabhängige Verbraucherverhalten berücksichtigt wird, aber nicht die Erzeugungsstruktur der PV-Anlagen. In Bezug auf die KWK-Anlagen eignet sich diese Grundlage hingegen, da die Anlagen wärmegeführt sind und sich die BDEW-Zeiträume ebenfalls an der Temperatur orientieren. Denkbar wäre es, eine höhere Auflösung zu wählen, die sich an der Sonneneinstrahlung orientiert. Die entwickelten Verfahren zur Anpassung der Kontogrößen liefern auch für außergewöhnliche Profile zuverlässige Ergebnisse aufgrund der Optimierung des Energiedurchsatzes. Beide Verfahren führen zu ähnlichen Ergebnissen bei gleicher Gesamtkontogröße, denn auch die finanzielle Optimierung richtet sich nach dem Energiedurchsatz.

Verfahren 3 dagegen führt zu komplexeren Energiebilanzen. Im Grunde handelt es sich bereits um einen Vermarktungsansatz, da Angebot und Nachfrage direkt gedeckt werden und der Speicher lediglich Mehr- oder Mindermengen regelt. Aus energiewirtschaftlicher Sicht erlischt auf den ersten Blick aufgrund fehlender personenbezogener Kontogrößen die Nachweisbarkeit des Eigenverbrauchs. Daher scheinen jahreszeitliche oder "atmende" Kontogrößen attraktive Alternativen zu fester Kontogröße oder unbegrenzt geteilter Speicherkapazität zu sein.

5.4 Quartiersvermarktung

Aus ökonomischer und ökologischer Sicht ist eine Erhöhung der Speicherkapazität jedes einzelnen Prosumers zur Erreichung einer vollständigen Autarkie nicht sinnvoll, weshalb seine Kontogröße begrenzt ist. Um entstehende Überschüsse dennoch nutzbar zu machen, bietet das Vermarktungskonto die Option, die Überproduktion an das Quartier abzugeben bzw. bei Bedarf Strom zu beziehen. Dadurch könnten auch Bürger ohne eigene Erzeugungsanlage an der Energiewende teilhaben, indem sie lokal erzeugten Strom aus dem Quartier aufnehmen. Die Vermarktung des Stroms kann dabei monetär beziffert oder als Tauschhandel geführt werden, d. h. die PV-Anlagenbetreiber versorgen im Sommer die KWK-Anlagenbetreiber mit Strom, im Winter beziehen sie dagegen Strom von den KWK-Anlagen.

5.4.1 Verfahren

Bei der simulativen Betrachtung der Quartiersvermarktung agieren die Teilnehmer unabhängig voneinander. Sie speichern ihren selbst erzeugten Strom ein, bis die von ihnen angemietete Kapazität (Kontogröße) vollständig geladen ist, und können maximal die Menge entladen, die sie vorher auch eingespeist haben. Im Simulationsmodell werden keine Verluste angesetzt. Zudem handelt es sich bei den zugrunde liegenden Kontogrößen um die bereits optimierten Speicherkapazitäten (siehe Anhang 7). Erst wenn der Speicher leer ist und darüber hinaus Strom benötigt wird, werden verfügbare Strommengen gesucht. Die Strommengen, die aufgrund eines vollen Kontos nicht mehr zwischengespeichert werden können, repräsentieren das Angebot an Quartiersstrom. Angebot und Nachfrage werden zum einen sekundlich und zum anderen innerhalb der energiewirtschaftlichen Viertelstunde zusammengeführt.

Simulationen für den Monat April 2015 zeigen in Abbildung 55, dass alle Anlagen zusammen knapp 6.500 kWh in das Netz einspeisen, würden sie keine Speicherkapazitäten nutzen. Mit der Strombank verringert sich diese externe Netzeinspeisung um ca. 25 %. Letztendlich führt die Vermarktung zu einer signifikanten Reduktion der Gesamteinspeisung außerhalb des Quartiers um 75 %. Die sekundliche bzw. technische und energiewirtschaftliche Betrachtung unterscheiden sich kaum voneinander. Der Strombedarf von außerhalb wird durch Beanspruchung des Kontos um 15 % reduziert, durch Vermarktung nahezu halbiert.

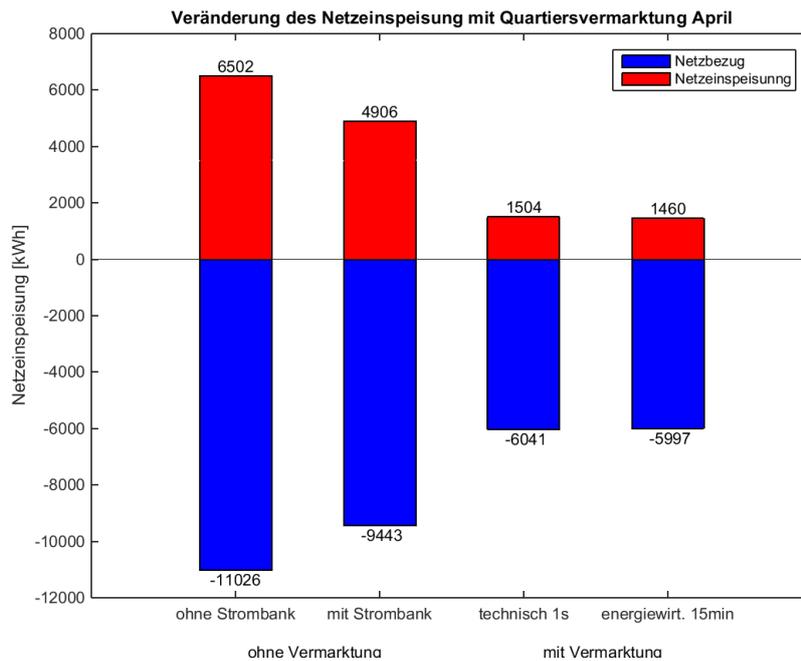


Abbildung 55: Auswirkung des Giro- und Quartierskontos auf die Netzeinspeisung und den Netzbezug im April 2015

Ordnet man den Teilnehmern verschiedene Kontogrößen zu, so ergibt sich das in Abbildung 56 dargestellte Vermarktungspotenzial. Neben der ursprünglichen und optimierten Kontogröße wurde die Gesamtkapazität von 50 kWh auf alle Teilnehmer gleich verteilt, folglich je 2,78 kWh. Die Kontogrößen weisen im Ergebnis ähnliche Potenziale auf. Die 4 kWh Konten bieten dabei das geringste Potenzial, wenn auch nur minimal geringer. Das ist darauf zurückzuführen, dass trotz einer größeren Gesamtkapazität von 72 kWh nicht wesentlich mehr Energie im Speicher zyklisiert wird (siehe Kapitel 5.3.1). Im Umkehrschluss steigt das Potenzial bei abnehmender Speichernutzung bzw. Zyklisierung.

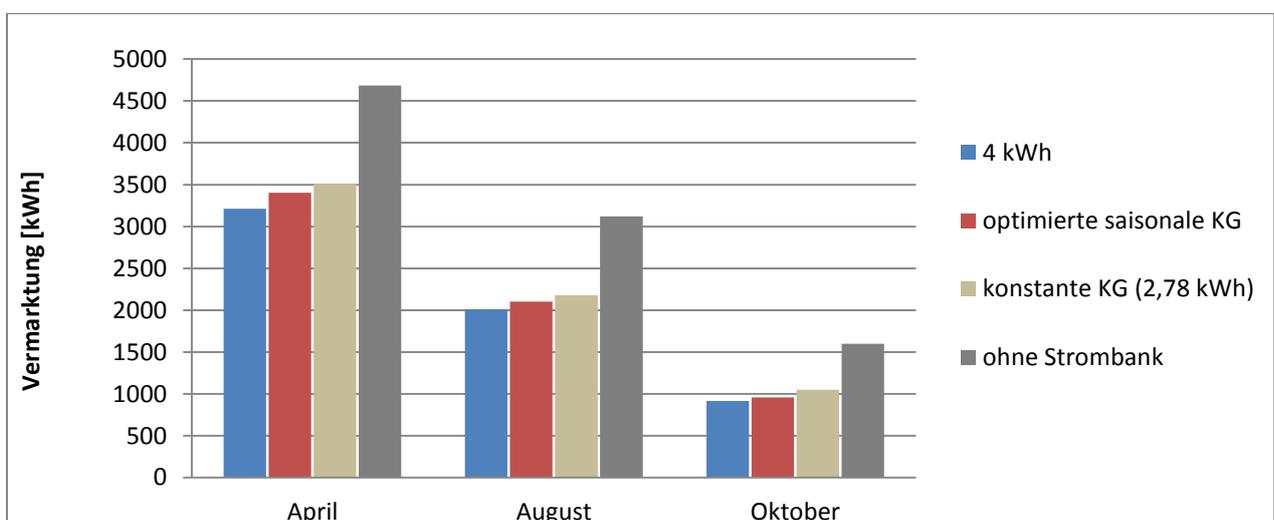


Abbildung 56: Vermarktungspotential bei unterschiedlichen Kontogrößen

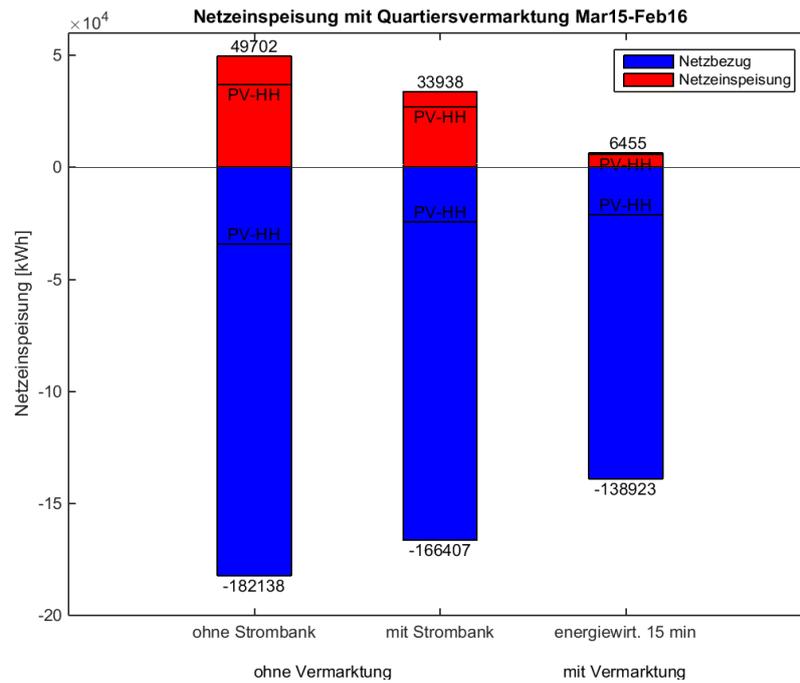


Abbildung 57: Jahresbetrachtung der Quartiersvermarktung

Die Jahresbetrachtung (siehe Abbildung 57) führt zu dem Ergebnis, dass die externe Netzeinspeisung mit einem 50 kWh Speicher um 30 % reduziert wird und um 85 %, wenn der überschüssige Strom regional vermarktet wird. Die Überschussmengen stammen dabei überwiegend aus den PV-Anlagen. Der Strombedarf bleibt dennoch hoch. Er sinkt um 10 % durch den Speicher und um weitere 13 % über die lokale Vermarktung. Schlüsselt man den Bedarf auf, so ist erkennbar, dass die Hauptstromabnehmer die Gewerbekunden sind, die zugleich einen so hohen Verbrauch aufweisen, dass dieser nicht ansatzweise vollständig durch die Überschüsse der PV-Kleinanlagen gedeckt werden kann. Die Haushalte andererseits können aufgrund der Zeitgleichheit der Erzeugung nur bedingt untereinander handeln.

Bei näherer Betrachtung wird deutlich, dass der Gewerbeteilnehmer 7 für fast die Hälfte des gesamten Netzbezugs verantwortlich ist, zugleich speist er kaum Strom ein. Blendet man ihn aus, so lassen sich die Gesamtbezugsmengen des Quartiers nahezu halbieren unter Anwendung des Giro- und Vermarktungskontos (siehe Abbildung 58). Auf der anderen Seite stehen der fast unveränderten Netzeinspeisung nun weniger Verbraucher gegenüber. Im Vergleich zum Referenzszenario kann dennoch die Netzeinspeisung um 75 % gesenkt werden. Denkbar wäre auch, dass reine Konsumenten an der Vermarktung partizipieren, um die Restmengen zu verbrauchen.

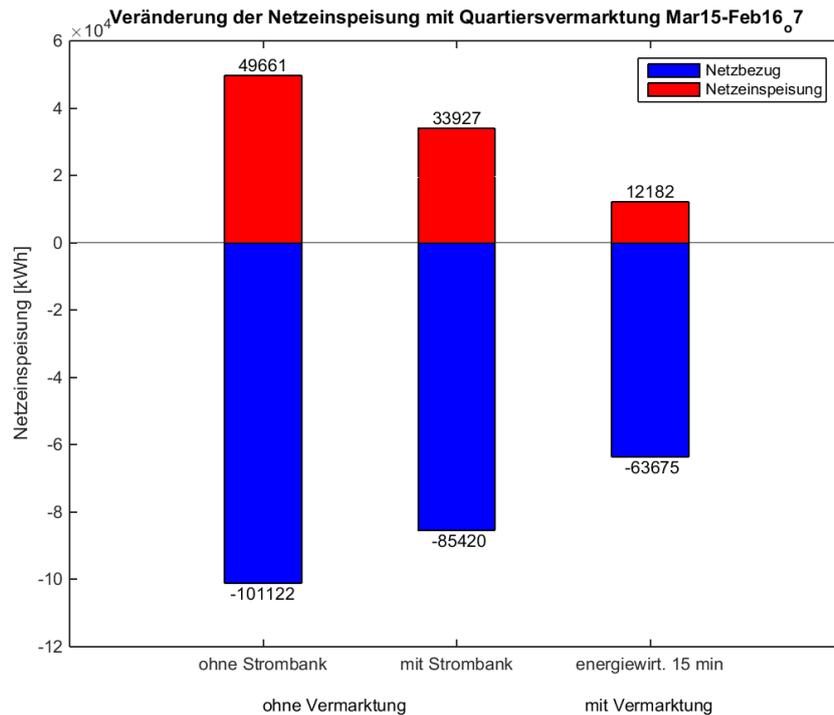


Abbildung 58: Jahresbetrachtung der Quartiersvermarktung ohne Gewerbeteilnehmer 7, der für 45 % des Netzbezugs verantwortlich ist. Die Netzeinspeisung reduziert sich um 75 %.

5.4.2 Optimierungsansatz

Um die Quartiersvermarktung zu verbessern ist es denkbar, diese auf weitere Haushalte und Prosumer auszudehnen. Durch die Generation neuer virtueller Teilnehmer, auf Basis der während des Feldtests im Strombankprojekt gesammelten Jahresdaten, können Quartierspeicher realitätsnah modelliert und mit unterschiedlichen Teilnehmerprofilen skaliert werden. Damit lassen sich für Quartierspeicher beliebiger Größe und mit unterschiedlichen Teilnehmerszenarien die Auswirkungen auf das lokale Niederspannungsnetz untersuchen.

Abbildung 59 zeigt das Generationsprofil eines realen Teilnehmers über ein ganzes Jahr, sowie das eines neu erstellten virtuellen Teilnehmers. Das neue virtuelle Generationsprofil ist lediglich mit einem konstanten Faktor skaliert, um eine gleich ausgerichtete PV-Anlage sowie einen vergleichbaren Standort, jedoch eine andere Anlagengröße, zu erhalten. Aus verschiedenen realen Teilnehmern des Feldtests können so, mit unterschiedlichen Skalierungsfaktoren, virtuelle Teilnehmer mit beliebigen PV-Anlagen und realitätsnahen Erzeugungsprofilen generiert werden.

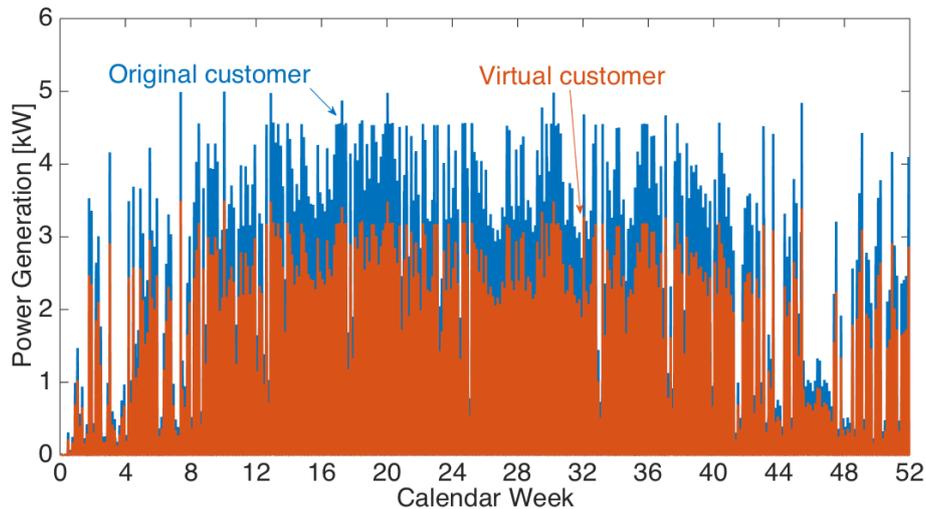


Abbildung 59: Beispiel für die Erstellung des jährlichen Erzeugungsprofils eines virtuellen Strombank-Teilnehmers mit einer PV-Anlage.

Abbildung 60 zeigt das Verbrauchsprofil eines realen Teilnehmers und den daraus generierten virtuellen Teilnehmer. Durch die jahreszeitlich und wochentagsgenaue zufällige Zusammensetzung aus 10-min Zeitintervallen werden Teilnehmer mit ähnlichen Energieverbräuchen und vergleichbaren Fluktuationen im minimalen und maximalen Leistungsbedarf generiert. Weitergehende Modellierungen skaliertes Quartierspeicher mit unterschiedlichen Teilnehmerprofilen waren im Rahmen des Vorhabens leider nicht mehr möglich, sie sind jedoch für künftige Konzeptionierungen, Optimierungen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Quartierspeichern hochinteressant.

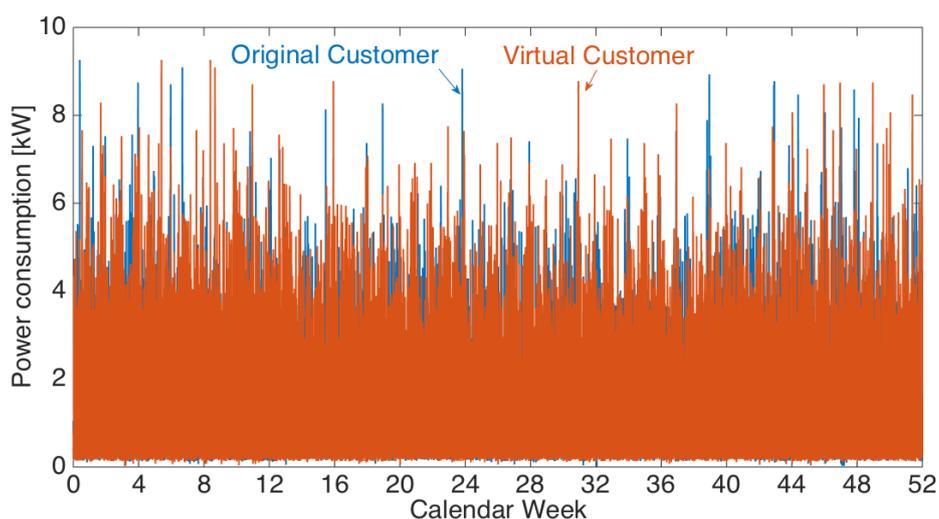


Abbildung 60: Erstellung des Energieverbrauchsprofils eines zusätzlichen virtuellen Strombank-Teilnehmers auf der Basis der vorliegenden Daten des Feldtests.

5.5 Netzauswirkungen eines Quartierspeichers

Der Quartierspeicher mit einer Leistung von 100 kW und einer Kapazität von 100 kWh wurde an das Niederspannungsnetz des Stadtteils Rheinau in Mannheim angebunden. Neben den Auswirkungen des Speichers auf das dortige Netz wird auch analysiert, wie sich ein Quartierspeicher gegenüber vielen autonomen Heimbatteriesystemen verhält. Der Fokus der Betrachtung liegt auf auftretenden Leistungsspitzen und dem jeweiligen Leistungsbedarf.

5.5.1 Anschlussleistung eines Quartierspeichers gegenüber Heimspeichern

Die Auswertung der Daten des ersten Vierteljahres des Praxistests verdeutlicht, dass sich die im Projekt vertretene Kombination aus (wärmegeführten) KWK- und PV-Anlagen optimal ergänzt. Die wärmegeführten KWK-Anlagen erzeugen während der kalten Jahreszeit durchgehend Wärme und damit auch Strom. Ein Stromüberschuss wird vor allem während der Nacht erzielt, wenn die Heizung zwar läuft, aber kaum elektrische Energie benötigt wird. Bei PV-Anlagen fällt der Erzeugungsüberschuss dagegen am Tag an, während bei Dunkelheit Strom aus der Strombank entnommen wird.

Die notwendige Anschlussleistung der Einzelspeicher pro Teilnehmer, die als Vergleich zum gemeinsam genutzten Quartierspeicher ermittelt werden soll, ergibt sich so aus der in einem Betrachtungszeitraum vom entsprechenden Teilnehmer maximal bezogenen Leistung. Die gesamte Anschlussleistung zur Versorgung mehrerer Teilnehmer aus Einzelspeichern entspricht daher der Summe der maximal auftretenden Leistungsbezüge der einzelnen Teilnehmer (unabhängig von ihrer zeitlichen Korrelation), wie sie die blaue Kurve im linken Diagramm von darstellt.

Der (virtuelle) Betrieb des Quartierspeichers im Rahmen des Projekts und eine erste Auswertung seiner Betriebsdaten weist nach, dass der insgesamt benötigte Leistungsbedarf P_{out} durch eine lokale Zwischenspeicherung der dezentral erzeugten Energie aus PV- und KWK-Anlagen erheblich sinkt, wie es die rote Kurve im linken Diagramm verdeutlicht. Kurzzeitig auftretende Lastspitzen einzelner Teilnehmer mitteln sich im Quartierverbund, da diese Spitzen innerhalb der hier erfassbaren Zeitauflösung von fünf Sekunden nur sehr selten zeitgleich (d.h. mit $\Delta t < 5\text{s}$) auftreten.

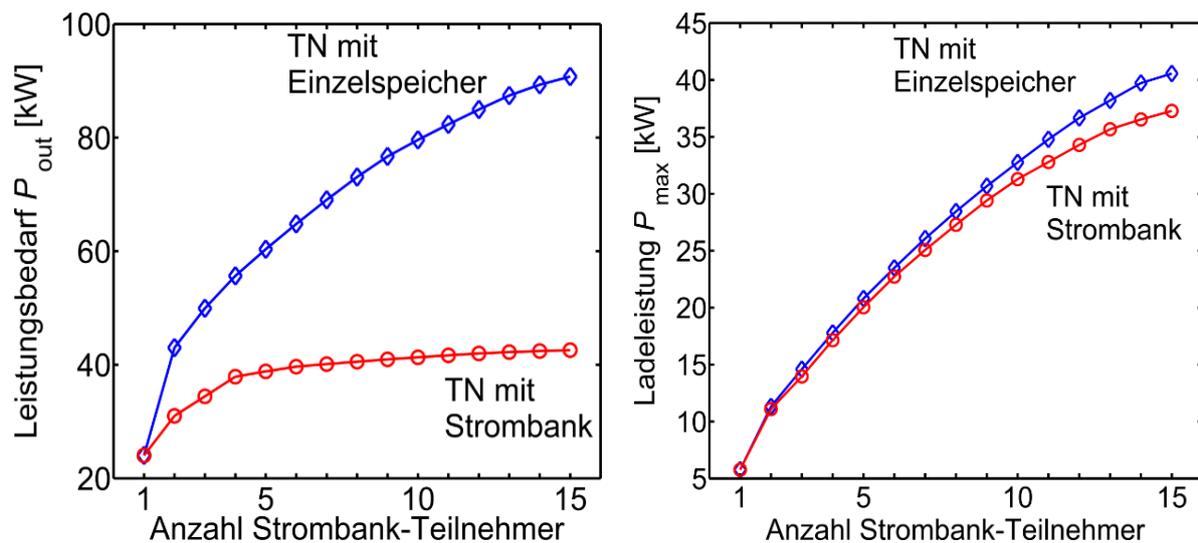


Abbildung 61: Summation von Leistungsbedarf P_{out} (links) und Ladeleistung P_{max} (rechts) der Strombankteilnehmer am 13.01.2015 (sonniger Tag) über verschiedene Teilnehmerzahlen

stellt rechts den Überschuss an Erzeugungsleistung, d.h. die Ladeleistung P_{max} des Quartierspeichers dar, ebenfalls für einzelne Teilnehmer (blaue Kurve) und für den Verbund im Strombankspeicher (rote Kurve). Da sich die Erzeugungsleistungen der Teilnehmer im vorliegenden Fall nicht stark unterscheiden, bestimmt der Leistungsbedarf die Dimensionierung der notwendigen Umrichter. Mit der Strombank können Komponenten im Betrieb effektiver genutzt und kostengünstiger dimensioniert werden als mit vergleichbaren Einzelspeichern.

5.5.2 Messung der Netzauswirkungen

Zur Untersuchung der Auswirkungen des Quartierspeichers auf das Netz werden diese nach den Kriterien der EN 50160 / IEC 61000-2-2 bewertet. Im Zuge der sogenannten Power Quality Messung (PQ Messung) erfolgt neben der Messung der Wirk- und Blindleistung u. a. die Messung und Auswertung der Spannung, Frequenz und das Vorhandensein von Flickern. Gemessen wurde in dem Zeitraum vom 24.11.2015 bis 02.12.2015 mit einem Messintervall von 600 s. Am 30.11. wurde die für die Präqualifikation des Speichers benötigte Doppelhöckerkurve gefahren (siehe Kapitel 4.7.1). Die Ergebnisse der PQ Messung sind in Abbildung 62 dargestellt, der detaillierte Bericht ist im Anhang 8 bis Anhang 13 zu finden. Deutlich zu erkennen ist, dass lediglich ein Grenzwert leicht den Normbereich überschritten hat. Im Bereich der harmonischen Oberschwingungen auf dem Außenleiter L2 kam es in den Abend- und Nachtstunden zu einer leichten Verletzung der Grenzwerte. Dieses Ergebnis kann jedoch nicht direkt mit der Strombank in Verbindung gebracht werden.

Alle anderen Messergebnisse liegen innerhalb der vorgegebenen Grenzen. Daraus kann abgeleitet werden, dass sich die Strombank regelkonform am Netz verhält und Netzurückwirkungen durch den Einsatz des Quartierspeichers nicht aufgetreten.

Bei der Betrachtung der Spannung ist sichtbar, dass von dem Speicher eine aktive Spannungshaltung ausgeht. Es wird sowohl Wirk- als auch Blindleistung zur Verfügung gestellt und bezogen. Die Lieferung von Blindleistung ist ein wichtiger Bestandteil der Spannungshaltung, die als Systemdienstleistung bisher den ÜNB vorbehalten war. Die Relevanz dieser Systemdienstleistung kann man schon daran erkennen, dass das stillgelegte Kernkraftwerk in Biblis zu einem sogenannten Phasenschieber umgebaut wurde. Auf diese Weise kann die Spannung im Netzgebiet Rhein-Main stabilisiert werden.

Durch den Einsatz von Batteriespeichern in Zusammenhang mit erneuerbaren Energien können zukünftig zunehmend immer mehr Anlagen in den Verteilnetzen ein aktives Blindleistungsmanagement betreiben. Dies führt im Endeffekt dazu, dass ein wertvoller Beitrag zur Spannungshaltung direkt in den Verteilnetzen erbracht werden kann und nicht wie bisher an übergeordneten Netzknoten im Übertragungsnetz.

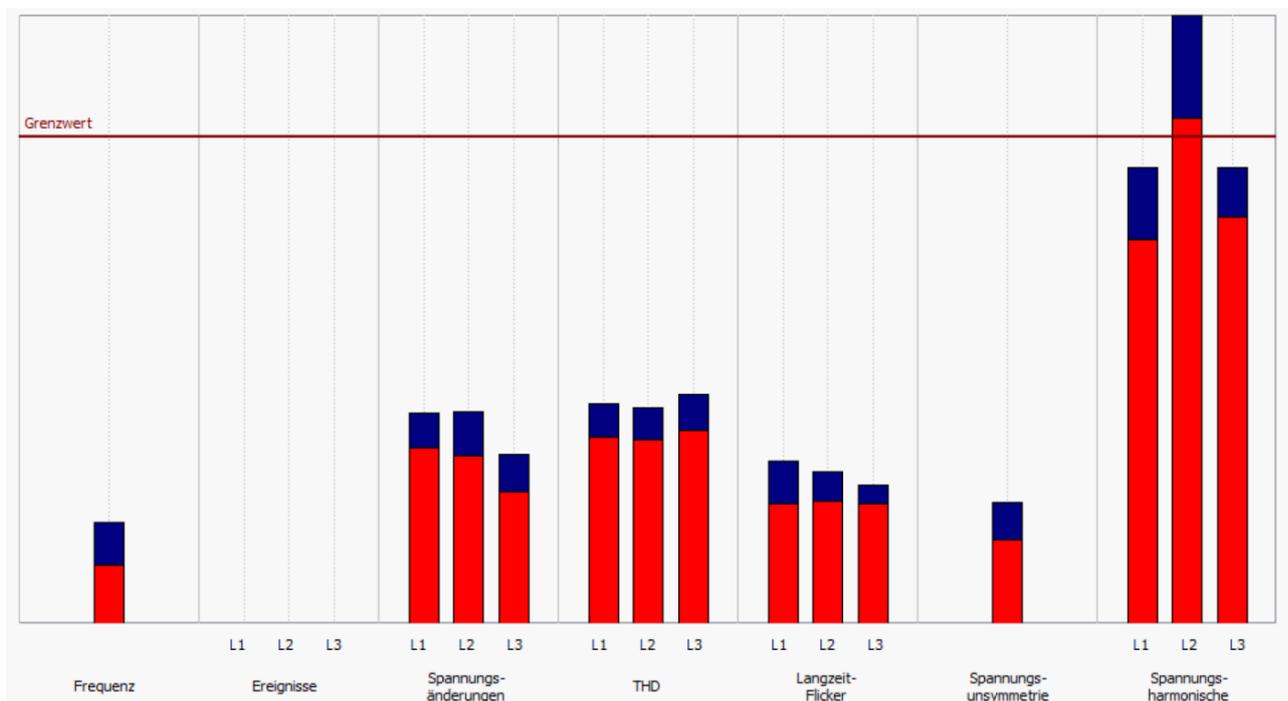


Abbildung 62: Übersicht Ergebnisse der PQ Messung vom 24.11.2015 bis 02.12.2015

Der Verlauf der Wirk- und Blindleistung während des Abfahrens der Doppelhöckerkurve ist in Abbildung 63 erkennbar. Der Lade- und Entladevorgang beeinflusst das Spannungsband nur unerheblich. Innerhalb des Toleranzbandes von 207 V bis 253 V bewegen sich die Grenzwerte zwischen 202 V und 230 V. Darüber hinaus ist die Spannung auch bei vollem Leistungsbezug (Ladevorgang) nicht „eingebrochen“, die Strombank agiert somit in Puncto Netzspannung rückwirkungsfrei und hat das Potenzial spannungsstützend zu wirken.

Ein Blick auf die harmonischen Oberschwingungen zeigt, dass es zu einer leichten Grenzwertüberschreitung im Außenleiter L2 kam. Auffällig hierbei ist, dass die Überschreitungen nur in den Abend- bzw. Nachtzeiten aufgezeichnet wurden. Oberschwingungen stellen Netzzrückwirkungen dar und werden vor allem durch Verbraucher und Erzeuger verursacht, aber auch durch Leistungselektronik wie dem Wechselrichter. Daraus leitet sich wiederum die Gesamtoberschwingungsverzerrung (THD) ab. Diese darf maximal 8 % betragen und liegt mit weniger als 4 % auf allen Phasen deutlich darunter.

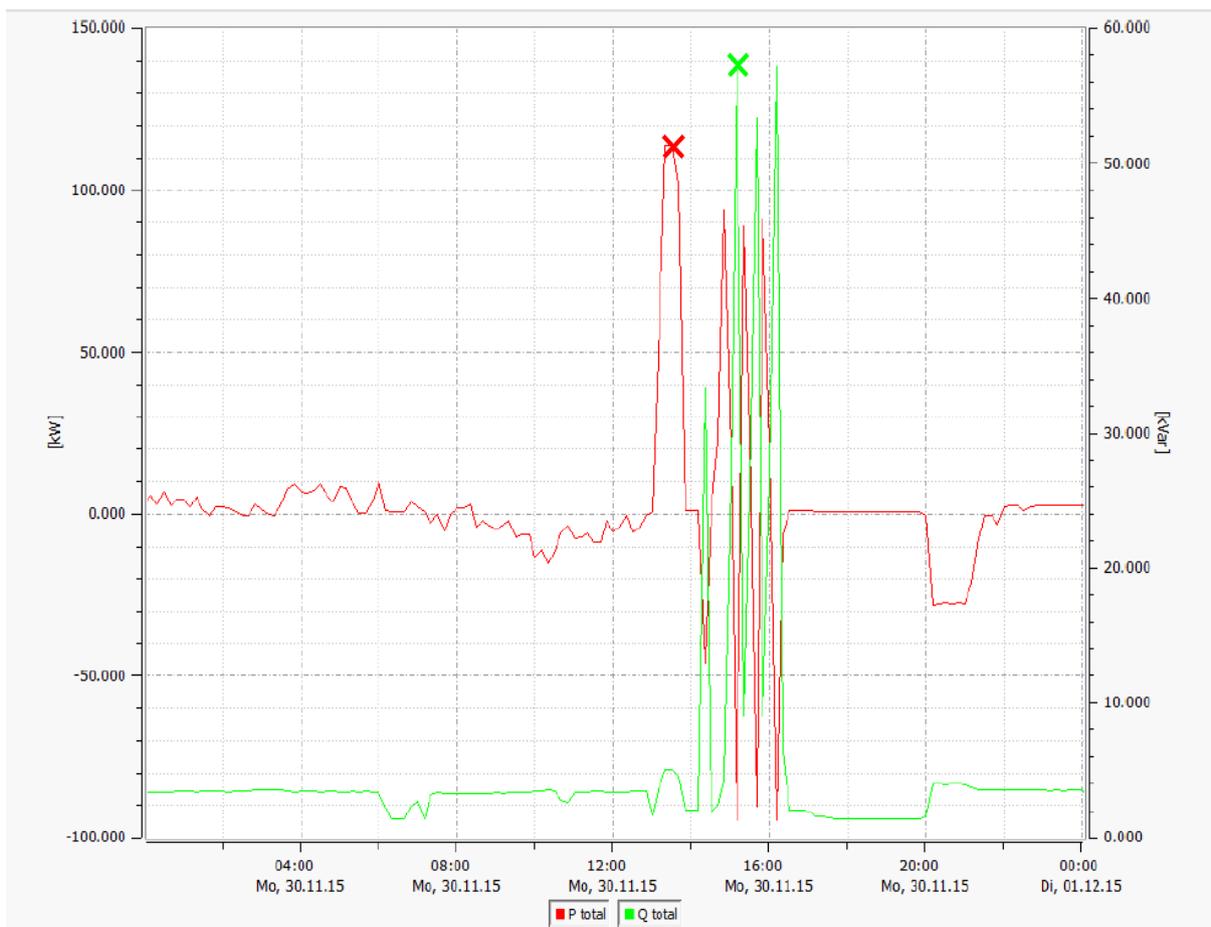


Abbildung 63: Pegel-Zeitdiagramm der Leistung des Batteriespeichers beim Fahren der Doppelhöckerkurve

Sehr bemerkenswert in der Abbildung sind die steilen Flanken der Wirk- und Blindleistungskurven, die sich bei Laständerung ergeben. Dies zeigt, dass der Quartierspeicher sehr schnell auf Netzanforderungen reagiert und somit sehr gut netzdienlich eingesetzt werden kann.

Der Flicker ist hingegen ein Wert, der das Störimpfinden des menschlichen Auges auf Helligkeitsschwankungen der Leuchtmittel angibt. Beträgt der Wert Null, dann treten keine Spannungsschwankungen und somit keine Helligkeitsänderungen im Netz auf. Der andere Extremfall wäre der Wert 1, bei dem man Helligkeitsschwankungen einer herkömmlichen Glühlampe deutlich wahrnehmen kann. Der höchste registrierte Flickerwert lag bei 0,34 und liegt damit deutlich unter dem Grenzwert von 1.

Über die gesamte Laufzeit des Praxistests traten keine Netzstörungen in dem Netzgebiet auf, an das der Quartierspeicher angeschlossen war. Aus diesem Grund kann keine Aussage darüber getroffen werden, wie sich der Speicher im Störfall (z.B. Erd- / Kurzschluss) verhalten hätte.

Um sicherzustellen, dass ein manuelles Eingreifen jederzeit schnell möglich gewesen wäre (z.B. bei Grenzwertüberschreitungen oder Personengefährdung), wurde der Speicher rund um die Uhr von der Leitstelle des Netzbetreibers Netrion überwacht. Die fernwirktechnische Anbindung an die Leitstelle lieferte einerseits jederzeit einen zuverlässigen Blick auf alle Messwerte und Anlagenzustände, hätte aber gleichzeitig ein schnelles und zuverlässiges Eingreifen ermöglicht. Die Fernwirkanbindung an die Leitstelle hat einwandfrei funktioniert.

Zusammenfassend kann man sagen, dass der Speicher keine negativen Auswirkungen auf das Netz ausübt. Im Gegenteil, er kann durch sein aktives Blindleistungsmanagement und die extrem schnelle Reaktionsfähigkeit das Netz entlasten und unterstützt die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien.

5.6 Netzdienlicher Speicherbetrieb

Mit dem zunehmenden Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien treten vermehrt Situationen auf, in denen ein Ungleichgewicht von Stromerzeugung und Strombedarf herrscht. Vor allem durch die wachsende Anzahl von PV-Anlagen werden die Netze zunehmend stärker belastet, insbesondere zur Mittagszeit. Eine Speicherung vor Ort kann die Integration von PV-Anlagen in das Energiesystem bereits verbessern.

Je nach Wahl der Betriebsstrategie des Speichers, kann dieser zur Netzentlastung beitragen und zudem verhindern, dass PV-Anlagen abgeregelt werden müssen. Speist der Speicher jedoch immer dann PV-Strom zwischen, sobald die Erzeugung den Verbrauch übersteigt, dann wird an sonnenreichen Tagen bereits am Vormittag die Kapazitätsgrenze erreicht. Der PV-Überschuss fließt also weiterhin zu Spitzenlastzeiten ungehindert in das Netz. Genau nach dieser Logik werden aber die Girokonten gefüllt.

Um den Strombankbetrieb netzdienlicher zu gestalten soll ein Algorithmus entwickelt werden, der eine mittägliche Spitzenkappung herbeiführt, mit dem Ziel dadurch den Eigenverbrauch nicht negativ zu beeinflussen. Als Datengrundlage für das sogenannte Peak Shaving werden die modifizierten PV-Erzeugungs- sowie Verbrauchsprognosen (siehe Kapitel 4.6) herangezogen. Die KWK-Erzeugungsverläufe bleiben unberücksichtigt aufgrund fehlender Prognosen und der außerhalb der kritischen Zeiten auftretenden Spitzenlast.

5.6.1 Verfahren

Im ersten Schritt des Algorithmus wird anhand der prognostizierten Quartiersbilanz, der Summe aller PV-Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen des Folgetages, ein Leistungsniveau bestimmt. Die zur Verfügung stehende Gesamtgröße (grün) abzüglich einer Sicherheit liegt in der Fläche zwischen Quartiersbilanzprognose (blau) und Niveau (rot), in Abbildung 64 zu sehen. Die Bestimmung des Leistungsniveaus dient im Wesentlichen dazu, den Zeitpunkt für den Soll-SOC-Verlauf zu ermitteln, während die Batterie beladen wird. Zur Sicherheit geht die vollständige Speichergröße nicht in die Berechnungen ein, zum einen um Prognoseungenauigkeiten hinsichtlich der Leistung entgegen zu wirken und zum anderen um eine mehrfache Be- und Entladung zu ermöglichen. Hauptsächlich in den Morgenstunden werden bereits zwischengespeicherte Mengen aus dem Speicher entnommen, nämlich dann, wenn die Personen des Haushaltes aufstehen und Verbraucher einschalten.

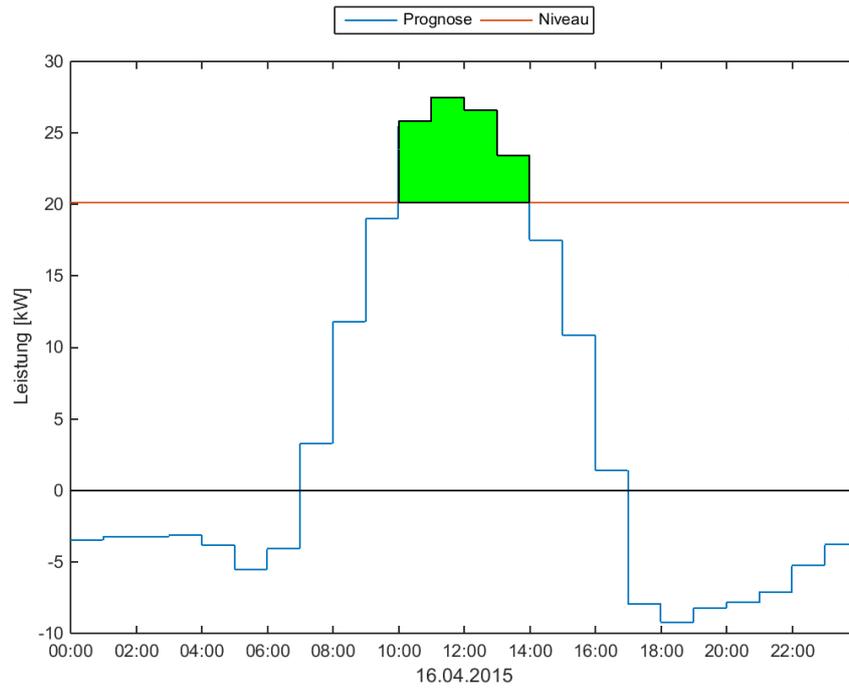


Abbildung 64: Bestimmung des Leistungsniveaus in Abhängigkeit von der Gesamtkontogröße

Das Leistungsniveau wird mithilfe der Prognosen täglich neu ermittelt und bildet die Basis für die Erstellung des SOC-Sollverlaufs (siehe Abbildung 65). Der SOC-Sollverlauf stellt den erforderlichen Ladezustand der Batterie dar und setzt sich aus drei Teilen zusammen. Die Übergänge zwischen den Bestandteilen werden durch die Schnittpunkte der Bilanzprognose mit dem bestimmten Leistungsniveau festgelegt.

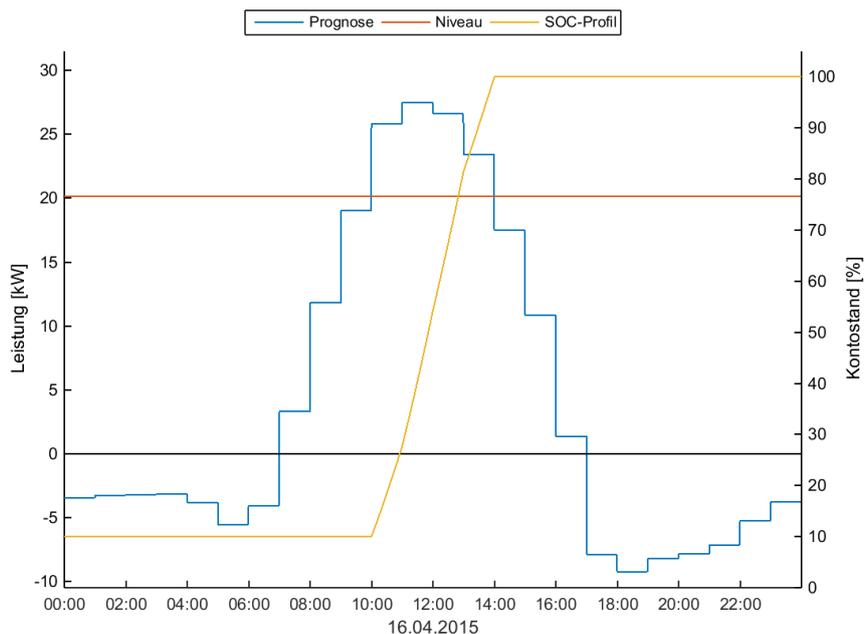


Abbildung 65: Exemplarisches SOC-Profil mit Bilanzprognose und Niveau

Am Anfang steht eine konstante Kapazität von 10 % der Gesamtkapazität bzw. Kontogröße zur Verfügung. Damit wird garantiert, dass die Strombank einen geringen Anteil des Überschusses, zur Ermöglichung einer Mehrfachentladung, direkt zwischenspeichert. Dies soll den Nachteil gegenüber dem primitiven Sofortlade-Algorithmus kompensieren, der es erlaubt, mehr Energie zu zyklisieren als das Konto groß ist. Der zweite Teil des SOC-Profiles ergibt sich aus dem Integral über die Differenz aus Quartiersbilanz und dem Leistungsniveau. Die Anfangskapazität des ersten Teils ist zugleich die Integrationskonstante. Damit die Strombank vollständig gefüllt wird, ist der letzte Teil des SOC-Soll-Profiles konstant gleich der Gesamtkontogröße.

Wird in der Berechnung des Niveaus eine Sicherheit berücksichtigt, muss diese über den Verlauf des zweiten Teils wieder abgebaut werden (siehe Abbildung 66), um einen Sprung (grüner Verlauf) im SOC-Profil zu verhindern. Dazu wird jeder Zeitpunkt des SOC-Verlaufs gestreckt. Die Streckungsfaktoren bilden dabei eine Gerade (rot), sodass der erste Wert nicht (bzw. mit dem Faktor 1) gestreckt wird und der letzte Wert die Gesamtkontogröße ergibt. Durch die Streckung ergibt sich das resultierende SOC-Profil (in blau dargestellt).

Das SOC-Profil berücksichtigt bis jetzt noch nicht den Übergang in den nächsten Tag und vernachlässigt einen möglichen Restfüllstand bei Anbruch des Tages. Ein Restfüllstand kann zugelassen werden, indem die für das Peak Shaving verfügbare Kontogröße entsprechend verringert wird, sodass die Energie auf Kosten der Netzdienlichkeit im Speicher verbleibt.

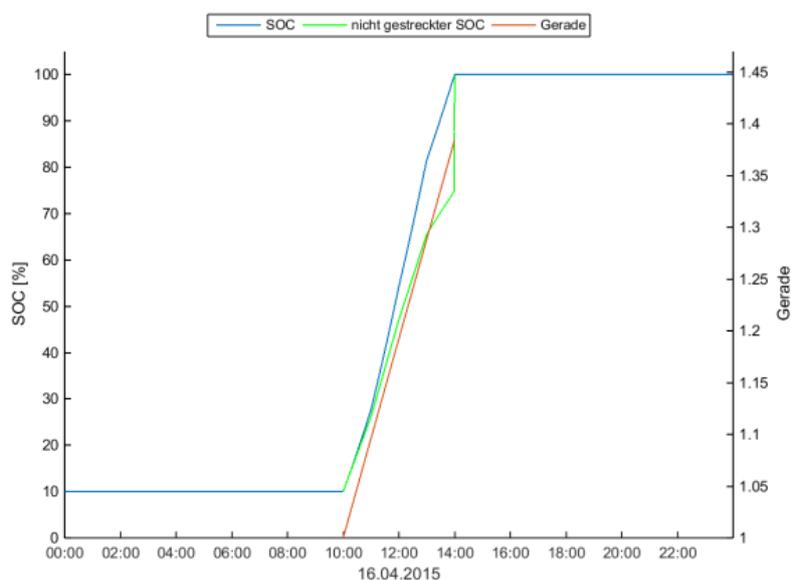


Abbildung 66: Streckung des SOC-Profiles

Alternativ könnte das SOC-Profil über Nacht auf die anfänglichen 10 % abgesenkt werden, indem darüberhinausgehende Speichermengen zu unkritischen Nachtzeiten ins Netz gespeist werden. Dies würde dazu führen, dass die Bank über Nacht entleert wird. Möglich wäre auch eine Kombination aus beiden Ansätzen, wobei Wirtschaftlichkeit und regulatorische Vorschriften die entscheidenden Kriterien sind.

Die Leistung, welche die Strombank aufnimmt oder abgibt, wird durch den SOC-Sollverlauf vorgegeben. Aufgrund von Prognoseabweichungen entstehen jedoch Regelfehler ($P_{\text{soll}} - P_{\text{ist}}$), die es zu minimieren gilt. Dieser Regelfehler wird zu jedem Zeitpunkt gemessen, mittels eines P-Reglers mit einem durch trial and error ermittelten Faktor 5.000 verstärkt und die Ladeleistung nach oben oder unten korrigiert. Dabei wird die Regleranforderung durch nachfolgende Störgrößen beeinflusst:

- Fordert das Quartier Leistung an, wird diese immer bereitgestellt, sofern ausreichend Energie vorhanden ist. Eine Entladung wird durch den Algorithmus also jederzeit zugelassen, solange der Speicher noch nicht leer ist.
- Ein Ladebefehl setzt voraus, dass die geforderte Leistung tatsächlich vom Quartier bereitgestellt werden kann. Ist die reale Leistungsbilanz geringer, wird nicht mit der gewünschten Leistung sondern nur mit der maximal verfügbaren Leistung geladen.
- Überschreitet die resultierende Netzeinspeisung eine Leistung von 60 % der installierten Peak Leistung, wird der Ladebefehl erhöht, sodass die resultierende Netzeinspeisung der Einspeiseobergrenze von 60 % entspricht und die Differenz eingespeichert wird, solange die Batterie noch nicht ihre Kapazitätsgrenze erreicht hat. Diese Nebenbedingung entspricht den Forderungen der KfW im Zuge des Förderprogramms für Heimspeicher.
- Neben der Einspeiseobergrenze von 60 % wird eine Untergrenze von 30 % eingeführt. Diese soll dafür sorgen, dass bei geringer Einspeisung der Algorithmus nicht überambitioniert arbeitet, obwohl das Netz nur gering belastet wird. In der Regel kommt diese Störgröße dann zum Tragen, wenn die Quartiersprognose gegenüber der realen Bilanz unterschätzt wurde und kann so ein Überlaufen verhindern.

In Abbildung 67 ist das Ergebnis des oben erläuterten Standard Peak Shaving Algorithmus für das gesamte Quartier, ausschließlich der KWK-Teilnehmer, für einen Tag im April exemplarisch dargestellt.

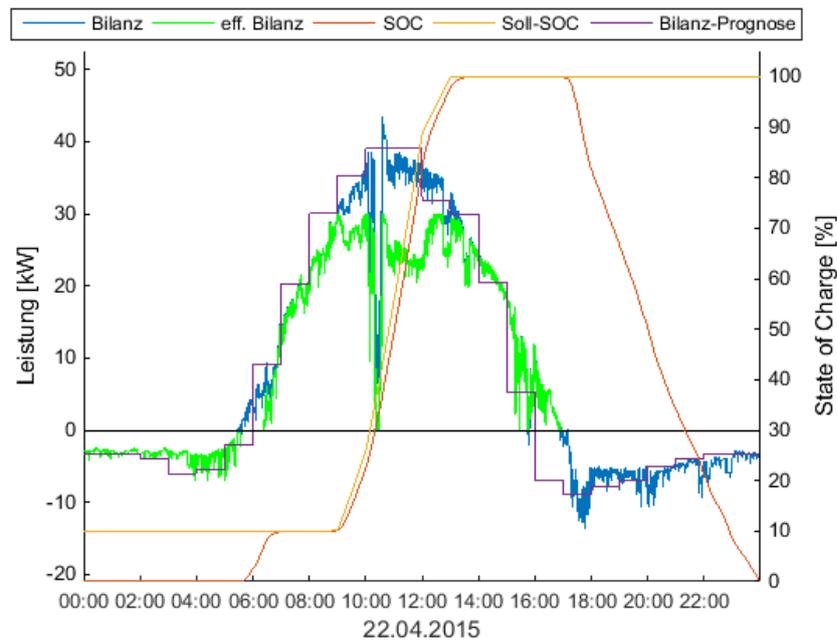


Abbildung 67: Erfolgreiches Peak Shaving durch P-Regler

Die violette Kurve ergibt sich aus der Summe aller Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen der einzelnen Teilnehmer und stellt die Day-Ahead-Prognose der Quartiersbilanz in einem stündlichen Raster dar. In blau ist die reale Bilanz abgebildet. Für den ausgewählten Tag stimmen Prognose und Ist-Verlauf sehr gut überein. Die gelbe Kurve kennzeichnet, den aus der Prognose abgeleiteten Soll-SOC und die rote den tatsächlich gemessenen Verlauf. In grün ist die resultierende Netzeinspeisung abgetragen. In diesem Fall sorgen SOC-Sollverlauf und P-Regler für eine Reduktion der maximalen Einspeisung.

Beim Vergleich der ursprünglichen Logik mit dem Standardladeverfahren wird deutlich, dass durch die gewählte Betriebsstrategie „Standard Peak Shaving“ die Mittagsspitze mit dem Speicher abgetragen und das Netz entlastet werden kann. Ohne netzdienliche Strategie liegt die maximale Einspeisung am 22.04.2015 bei 80,3 % der installierten Leistung, mit Peak Shaving bei nur 56,1 %. Die Eigenverbrauchsquote des Quartiers liegt an diesem ertragreichen Tag für beide Ladealgorithmen bei 39,4 %. Für die Teilnehmer entsteht folglich durch die netzoptimierte Betriebsstrategie kein Nachteil, da das Laden lediglich zeitlich verzerrt wurde, aber dennoch dieselben Mengen zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung gestellt wurden. Jedoch gibt es auch Tage, an denen das Verfahren versagt. Am 20.04.2015 z. B. fiel die Bilanzprognose insgesamt zu gering aus, weshalb das SOC-Profil zu früh mit dem Laden beginnt und der Speicher zu schnell vollläuft und gegen 13 Uhr eine Spitze im Netz erzeugt (siehe Abbildung 68).

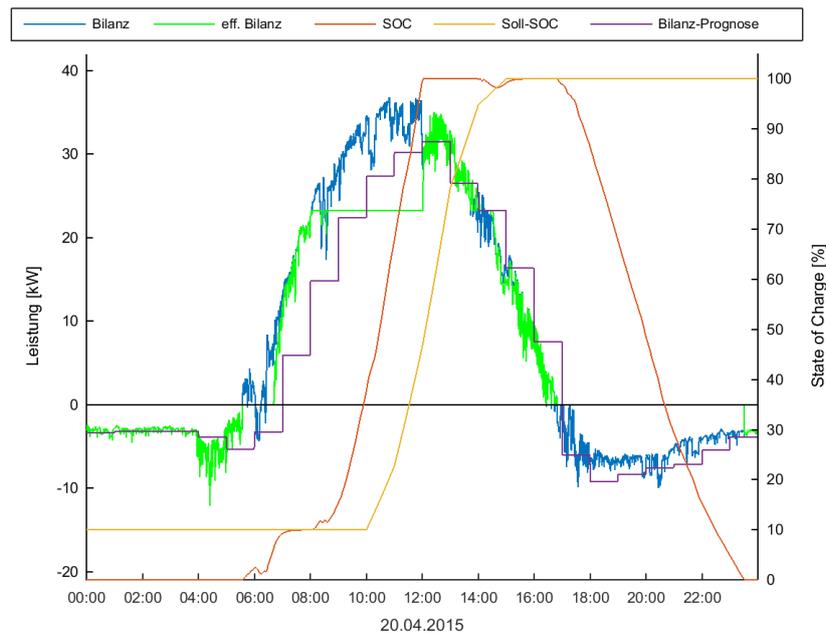


Abbildung 68: Fehlgeschlagenes Peak Shaving durch Überlauf des Speichers

5.6.2 Optimierung

Wie in Abbildung 68 zu sehen, versagt der entwickelte Peak Shaving Ansatz an einigen Tagen. Dies ist hauptsächlich abhängig von der Prognosegenauigkeit. Deshalb sollen Optimierungsansätze gefunden und geprüft werden. Denkbar ist bspw. im Laufe des Tages den vorgegebenen SOC mit den Ist-Werten des Tages zu vergleichen und kurzzeitig anzupassen.

Adaptive Prognose durch Korrektur der Abweichung

Da die verwendeten Day-Ahead-Prognosen häufig signifikante Fehler aufweisen, soll die Prognose anhand der Messdaten im Tagesverlauf stündlich angepasst und somit verbessert werden. Die Adaption basiert auf der Annahme, dass die Form der Prognose ungefähr mit dem tatsächlichen Verlauf übereinstimmt. Die Prognose weicht lediglich um einen konstanten Betrag ab. Dazu wird die Prognose um die Abweichung zum Ist-Wert in der letzten Stunde nach oben bzw. unten verschoben. Außerdem werden die in der Vergangenheit liegenden Zeitpunkte der Prognose durch die tatsächlichen Daten ersetzt. Mit Hilfe der neuen Prognose wird analog zu dem zuvor beschriebenen Verfahren ein neues Leistungsniveau und daraus ein neues SOC-Profil berechnet. Die dynamische Anpassung wird dabei stündlich durchgeführt.

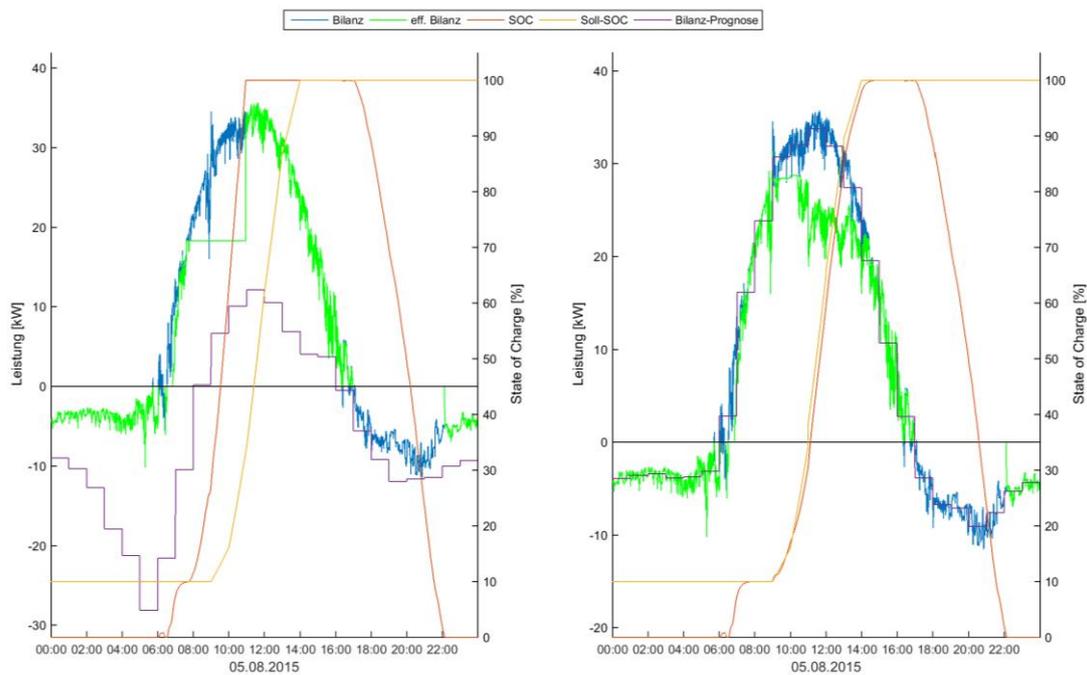


Abbildung 69: Positiver Einfluss der Adaption

In Abbildung 69 kann durch die Adaption eine Verbesserung gegenüber dem Standard Peak Shaving erreicht werden. Während die maximale Einspeiseleistung durch das Standard-Verfahren nicht reduziert wird, da die Bilanzprognose viel zu klein ist und der Speicher daher zu schnell sein Kontolimit erreicht, reduziert sich die maximale Netzeinspeisung mit der Adaption um etwa 10 %. Durch die Anhebung der Prognose lädt die Batterie zunächst weniger, sodass zur Mittagszeit noch Kapazität vorhanden ist, um die Spitze abzdämpfen. Eine solche Korrektur der Prognose kann allerdings auch zur Verschlechterung führen. Dies ist dann der Fall, wenn die Form der Bilanzprognose nicht mit dem Ist-Verlauf übereinstimmt. Zwischen 6 und 8 Uhr ist bspw. am 07.08.2015 die Abweichung sehr viel größer als während des restlichen Tages (siehe Anhang 14), sodass durch die Adaption die PV-Leistung deutlich überschätzt wird.

Adaptive Prognose mit gedämpftem erstem Sprung

Die Adaption führt nicht immer zu einer Verbesserung. Die Prognoseabweichung ist an dem gewählten Tag morgens besonders groß, wenn die prognostizierte Lastspitze ausbleibt und die PV-Prognose den Verlauf unterschätzt. Auf eine solche Konstellation folgt dann ein großer Sprung in der Prognose. Dieser führt bei Anwendung der Adaption durch Korrektur der Abweichung zu einer falschen Prognose.

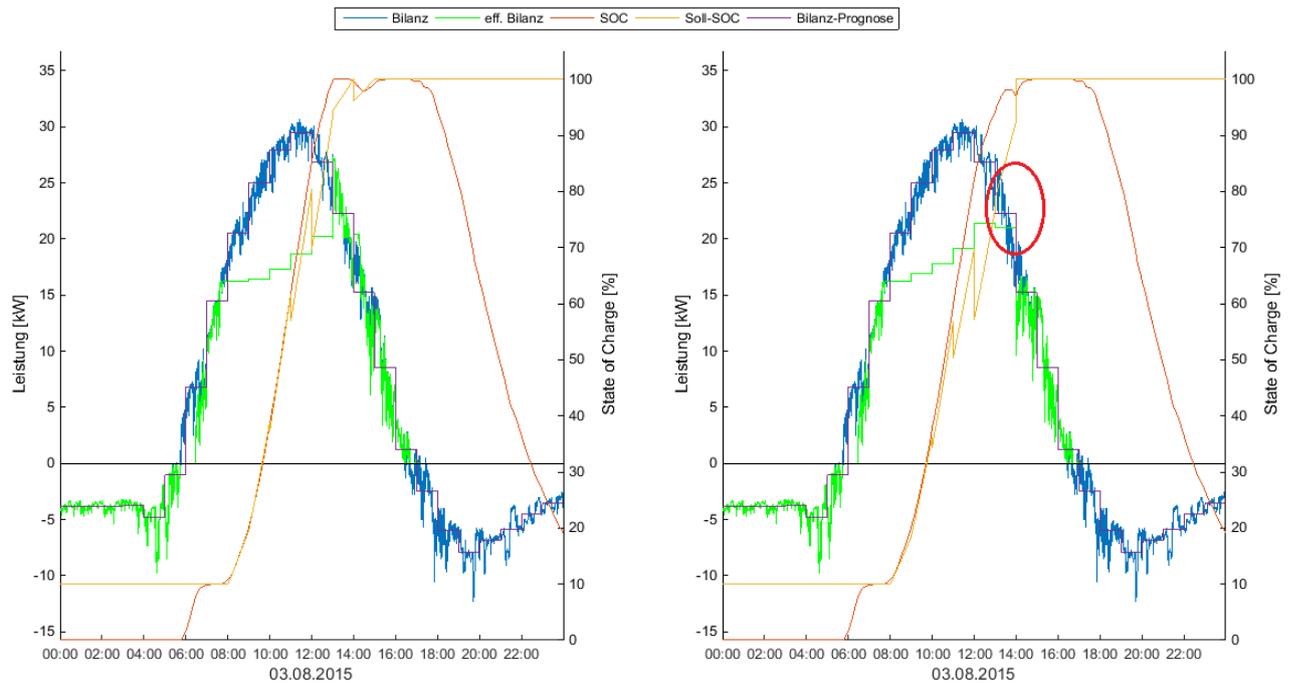


Abbildung 70: Adaption mit gedämpftem Sprung

Die Variante wird daher so angepasst, dass große Sprünge, die auf große Fehler folgen, gedämpft werden. Wie in Abbildung 70 zu sehen, führt die Dämpfung am 03.08.2015 im Vergleich zur einfachen Korrektur der Abweichung zu geringfügig besseren Ergebnissen. Die maximale Netzeinspeisung lässt sich von ca. 50,6 % auf 40 % reduzieren. Es gibt jedoch auch Tage an denen diese Variante zur Verschlechterung führt.

Adaption der Verbrauchsprognose durch gleitenden Mittelwert

Da die Verbrauchsprognose in vielen Fällen deutlich von den Ist-Werten abweicht, wird zur Anpassung der Verbrauchsprognose ein Ansatz basierend auf der Speicherstudie der HTW Berlin verwendet³. Dazu wird jede Stunde ein Mittelwert aus den letzten 15 Minuten gebildet. Dieser wird gewichtet mit der Day-Ahead-Prognose verrechnet. Abbildung 71 zeigt die Gewichtung über die Zeit. Die Summe der Gewichte ist zu jedem Zeitpunkt 100 %. Wird die Adaption zum Zeitpunkt t_1 bestimmt, berechnet sich die resultierende Prognose wie folgt. Die Persistenz hat damit maßgeblichen Einfluss auf den kurzfristigen Prognosehorizont. Im späteren Verlauf gewinnt die Day-Ahead-Prognose an Gewicht.

$$Prog_{res}(t) = Prog_{day-ahead}(t) \cdot Gewicht_{day-ahead}(t - t_1) + Persistenz_{15min} \cdot Gewicht_{15min}(t - t_1) \quad (10)$$

³ vgl. Weniger, et al. 2015, S. 57 ff

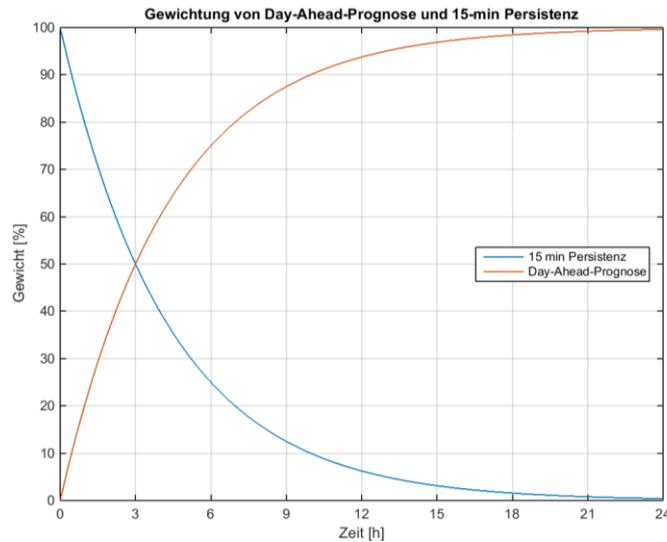


Abbildung 71: Gewichtung von Day-Ahead-Prognose und 15-min Persistenz

Durch die Adaption der Verbrauchsprognose ist keine relevante Verbesserung der Ergebnisse festzustellen. Wie in Abbildung 72 beispielhaft zu sehen, resultiert die Adaption häufig in einer Verschiebung des SOC-Profiles nach links. Die Konsequenz ist ein zu frühes Erreichen der Kapazitätsgrenze. Selbst bei großen Abweichungen der Day-Ahead-Prognose ist keine signifikante Verbesserung zu erkennen. Dies folgt aus dem zeitlich beschränkten Einfluss der 15-Minuten-Persistenz. Wird die Gewichtung stärker auf die Persistenz ausgelegt, so ist allerdings bei Verbrauchsprofilen mit größerer Lastschwankung ein großer Fehler zu erwarten.

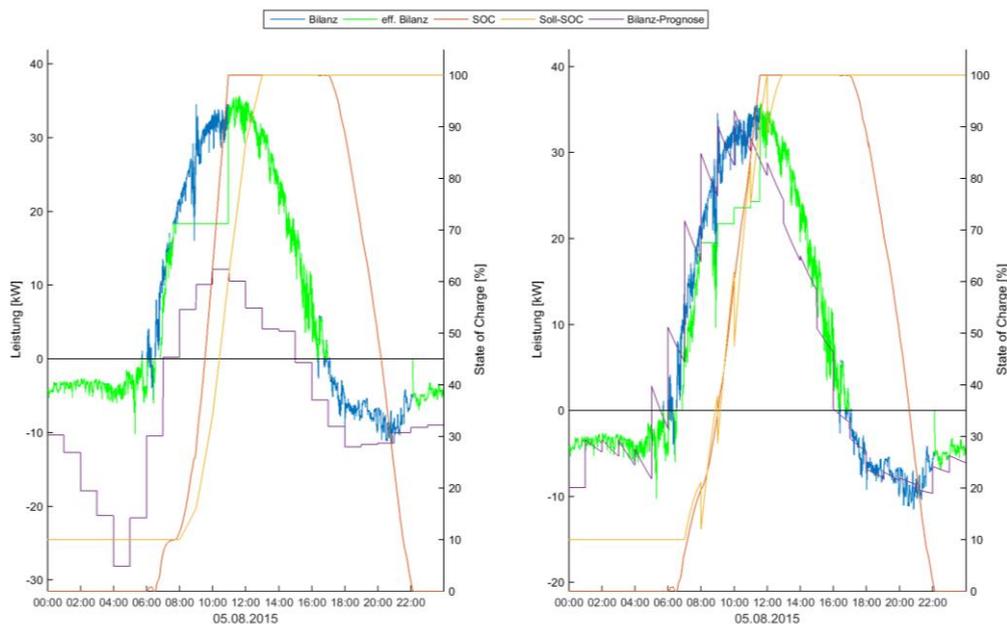


Abbildung 72: Unwesentliche Verbesserung durch die Adaption der Verbrauchsprognose

5.6.3 Bewertung der Ergebnisse

Im Rahmen eines netzdienlichen Batteriebetriebes ist es das Ziel einen möglichst allgemeingültigen Algorithmus zu finden. Um die verschiedenen Peak Shaving-Algorithmen untereinander vergleichen und bewerten zu können, werden nachfolgende Kriterien definiert:

- Der Kunde soll möglichst keinen Nachteil durch das Peak Shaving erfahren. Um den Einfluss auf den Kunden zu bewerten, wird die Eigenverbrauchsquote von der gewählten Peak Shaving-Variante mit der Eigenverbrauchsquote der Primitivladestrategie verglichen.
- Die maximale Einspeiseleistung bzw. die maximale Einspeiseleistung in Relation zur installierten Peak-Leistung bewertet die Senkung der Einspeiseleistung gegenüber anderen Peak Shaving Verfahren sowie dem Primitivalgorithmus.

Das Zeitraster für die oben genannten Kriterien beträgt ein Tag. Als Untersuchungszeitraum werden die Monate April und August 2015 gewählt. In Tabelle 11 und Tabelle 12 sind jeweils die Ergebnisse für die beiden Monate dargestellt. Die aufgezeigte Eigenverbrauchsquote ergibt sich dabei als arithmetisches Mittel aus allen Tagen im April bzw. August. Bei der maximalen Einspeisung werden nur die Tage in den Mittelwert einbezogen, bei denen ein Peak Shaving notwendig bzw. sinnvoll ist. Das heißt, dass Tage an denen aufgrund des Wetters die Einspeisung bereits über die Primitivladestrategie vollständig in die Batterie aufgenommen werden konnte, keine netzdienliche Betriebsstrategie mehr gefahren werden muss.

Betriebsstrategie	EVQ	Max. Einspeisung [kW]	Rel. Einspeisung P_{\max}/P_{inst}	Rangfolge
Primitivladestrategie	51,7%	37,665	69,7%	5
Standard Peak Shaving	51,6%	26,628	49,3%	1
Adaption durch Korrektur der Abweichung	50,9%	27,996	51,8%	3
Adaption mit Dämpfung des Sprungs	50,8%	28,331	52,5%	4
Adaption der Verbrauchsprognose (Weniger)	51,6%	26,922	49,9%	2

Tabelle 11: Bewertung und Vergleich der Betriebsstrategien für April 2015

Betriebsstrategie	EVQ	Max. Einspeisung [kW]	Rel. Einspeisung P _{max} /P _{inst}	Rangfolge
Primitivladestrategie	58,4%	33,858	62,7%	5
Standard Peak Shaving	58,1%	25,663	47,5%	2
Adaption durch Korrektur der Abweichung	57,3%	25,807	47,8%	3
Adaption mit Dämpfung des Sprungs	57,5%	25,518	47,3%	1
Adaption der Verbrauchsprognose (Weniger)	58,4%	29,164	54,0%	4

Tabelle 12: Bewertung und Vergleich der Betriebsstrategien für August 2015

Insgesamt ist festzustellen, dass mit allen Peak Shaving Variationen im Durchschnitt die maximale Netzeinspeisung um etwa 15-30 % gegenüber dem Primitivalgorithmus reduziert werden kann. Die Verluste bei der Eigenverbrauchsquote sind dabei minimal und somit vertretbar. Bei Betrachtung beider Monate schneidet das Standard Peak Shaving-Verfahren insgesamt am besten ab. Es erreicht im Mittel für beide Monate eine Reduktion von ca. 25 %. Im August ist die Güte der Day-Ahead-Prognosen deutlich schlechter, daher erzielt hier das Adaptionsverfahren mit der Dämpfung knapp bessere Ergebnisse. Die Adaption durch Korrektur der Abweichung landet in beiden Monaten im Mittelfeld und die Adaption der Verbrauchsprognose durch einen gleitenden Mittelwert kann nur im April überzeugen. Bei der Primitivladestrategie liegt dagegen die durchschnittliche Einspeisespitze im Mittel für die beiden Sonnenmonate April und August 2015 über 60 %.

Das Peak Shaving wurde bis jetzt lediglich auf Quartiersebene simulativ durchgeführt, um eine möglichst gute Netzdienlichkeit zu gewährleisten. Letztendlich muss die geladene Energie den Teilnehmern zugewiesen und damit ein Besitzanspruch geklärt werden. Um keine Teilnehmer, insbesondere Ost- und Westanlagen durch das Peak Shaving zu benachteiligen, kann die Leistung, mit der ein Teilnehmerkonto geladen wird, von der durch den Teilnehmer bereitgestellten Leistung zeitlich entkoppelt werden. Lediglich die Energiebilanz über einen Tag muss mit dem Kontoverlauf übereinstimmen. Problematisch ist dabei allerdings die Forderung aus der Energiewirtschaft nach der ausgeglichenen 15-Minuten-Energiebilanz.

5.7 Sekundärnutzungspotential

Im Laufe eines Tages verändert sich der Füllstand des gesamten Batteriespeichers, der maximal 100 kWh betragen kann. Auftretende freie Kapazitäten stünden somit sekundären Anwendungen, bspw. der Erbringung von Regelleistung, zur Verfügung. In Anlehnung an die modellierten Speicherfüllstände (vgl. Abbildung 5) aus Kapitel 2.4.3 werden exemplarisch für die Monate April und Mai 2015 die minimalen und maximalen Speicherfüllstände betrachtet, die pro Tag im Strombankbetrieb auftraten. Die Teilnehmerkonten sind bei dieser Betrachtung noch nicht optimiert und weisen eine Gesamtspeicherkapazität von 72 kWh auf.

Abbildung 73 zeigt für den Monat April den Maximalwert der pro Tag in allen Teilnehmerkonten gespeicherten Energie und gibt damit einen Anhaltspunkt für die in jedem Fall zur Verfügung stehende freie Speicherkapazität für Sekundärnutzungen. Abbildung 74 visualisiert die jeweiligen minimalen Ladezustände des Batteriecontainers pro Tag.

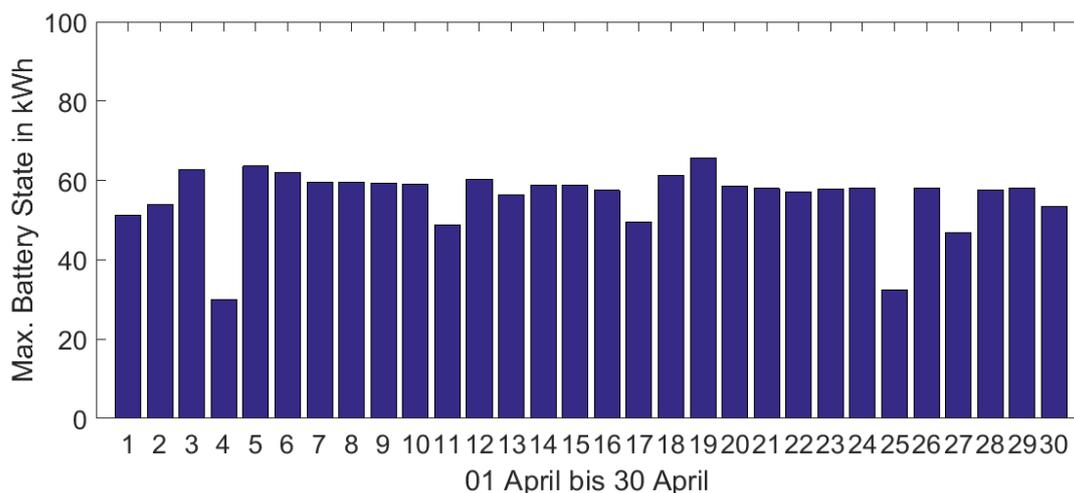


Abbildung 73: Maximum der pro Tag gespeicherten Energie im Monat April 2015

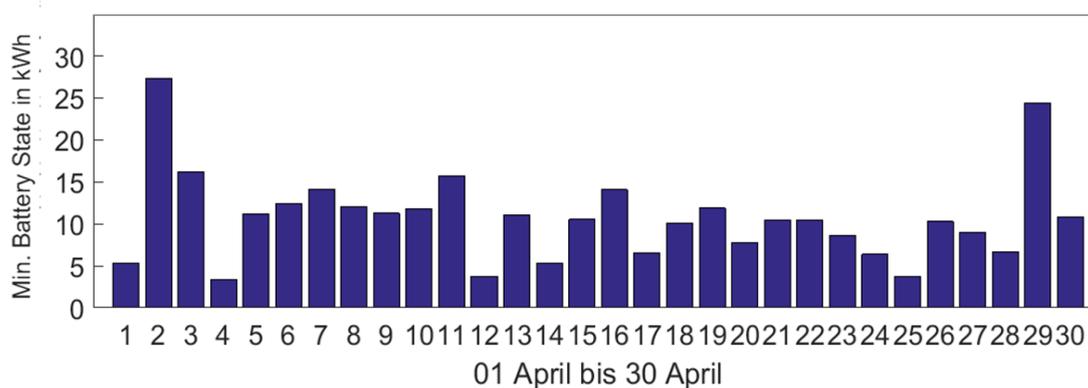


Abbildung 74: Minimum der pro Tag gespeicherten Energie im Monat April 2015

Eine Zusammenfassung der monatlichen Durchschnitts- und Extremwerte der Analyse aus Abbildung 73 und Abbildung 74 ist zu entnehmen. SOCmin bezeichnet die minimalen, SOCmax den maximalen Speicherfüllstand pro Tag. Anhand der Maximalwerte des SOC kann abgeschätzt werden wie viel Kapazität zur Erbringung negativer Regelleistung verbleibt. Im Monat April sind es mindestens 34 kWh und im Mai 39 kWh. Mittels Prognosen kann die verfügbare Menge nochmals angehoben werden. Am 04.04. beispielsweise war ein bewölkter und regnerischer Tag, was sich negativ auf die PV-Produktion auswirkte und dafür sorgte, dass knapp 65 kWh an freier Kapazität verblieben.

	Monatsmittel SOCmax (kWh)	Monatsmittel SOCmin (kWh)	Maximalwert SOCmax (kWh)	Minimalwert SOCmin (kWh)
April	55,8	10,8	65,7	3,3
Mai	52,0	12,4	60,5	3,3

Tabelle 13: Extrem- und Mittelwerte des SOC pro Tag für April und Mai 2015. Der Speicher weist eine nutzbare Kapazität von 100 kWh auf. Die Summe der Kontogrößen beträgt 72 kWh.

6 Ergebnisse der ökologischen Bewertung

Batteriespeicher können die schwankende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen glätten. Damit können Sie eine wichtige Rolle in der Umsetzung der Energiewende einnehmen. Wie gut ihre CO₂-Bilanz im Vergleich zu anderen Technologien ist und wie unterschiedlich die ökologische Bilanz der verschiedenen Batteriespeichertechnologien ist, wird nachfolgend analysiert.

Bilanzierungen zur umfassenden ökologischen Bewertung stationärer Batteriespeichersysteme sind in der wissenschaftlichen Literatur jedoch bisher kaum zu finden, mit Ausnahme einer aktuellen Studie des Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) und des Ergebnisberichts zum Forschungsverbundvorhaben PV-Nutzen. Aufgrund ihrer weiten Verbreitung und langen Geschichte gibt es hinreichend Informationen zu Systemen mit Bleiakkumulatoren, während Untersuchungen zu den im Vorhaben Strombank eingesetzten Lithium-Ionen-Batterien erst am Anfang stehen. Wesentlich umfangreichere Untersuchungen zu Umweltauswirkungen und Ökobilanzierungen von Lithium-Ionen-Batterien liefert das Anwendungsfeld Elektromobilität. Die Ökobilanz für Anwendungen von Lithium-Ionen-Batterien in der Elektromobilität wird ganz wesentlich und naheliegend vom als Energiequelle eingesetzten Strommix bestimmt. Interessant ist, dass eine ähnliche Korrelation mit dem jeweils aktuellen Strommix auch für die ökologische Bewertung stationärer Batteriespeichersysteme zutrifft.

6.1 Energie- und CO₂-Bilanz bei der Herstellung von Batteriespeichern

Bei der Herstellung von Batteriespeichern wird CO₂ emittiert und Energie für den Herstellungsprozess benötigt. Mit Hilfe des Erntefaktors lässt sich das Verhältnis von gespeicherter Energie in einem Batteriespeicher und der anfallenden Energie im Herstellungsprozess aufzeigen und damit eine Aussage treffen, ob ein Batteriespeicher energetisch rentabel ist. Die eingespeicherte Energiemenge ist dabei von der Zyklenanzahl in einem Lebenszyklus, der Entladetiefe sowie dem Wirkungsgrad abhängig. stellt die typischen Zyklenzahlen verschiedener Energiespeicher gegenüber.

$$\text{Erntefaktor} = \frac{E_{\text{Nutzungsphase je kWh}}}{PEA_{\text{hergestellte kWh}}} \quad (11)$$

	Pumpspeicher	Blei	Lithium-Ionen	Natrium-Schwefel
Zyklenanzahl	25.000	1.500	5.000	4.000

Tabelle 14: Typische Zyklenzahl von Energiespeichern⁴

Die Erntefaktoren unterscheiden sich bei den gewählten Systemen deutlich. Aufgrund der geringen Zyklenzahl schneiden Bleibatterien mit einem Faktor von 5,6 am schlechtesten ab, d.h. während der Lebenszeit kann nur das 5,6-fache der Energie gespeichert werden, die zur Herstellung benötigt wurde. Bei Lithium-Ionen- (14,2) und Natrium-Schwefel-Batterien (16,0) liegen die Werte deutlich höher. Pumpspeicherkraftwerke weisen aufgrund der sehr hohen Zyklenzahl und dem niedrigen Energieaufwand bei der Herstellung den mit Abstand höchsten Erntefaktor von 244,6 auf.⁵

	Pump- speicher	Blei	Lithium- Ionen	Natrium- Schwefel
DC-Wirkungsgrad des Speichers [%]	74	85	95	80
Ausstoß der spezifischen CO₂-Äquivalente pro ausgespeicherter kWh	22,3	61,74	81,44	26,91
Ausstoß des spezifischen g CO₂-Äquivalente pro hergestellter kWh	35,696	74,092	146,585	45,744
Primärenergieaufwand in MJ pro ausgespeicherter kWh	0,23	0,81	0,7	0,53
Primärenergieaufwand in MJ pro hergestellter kWh	368	973	1.266	897

Tabelle 15: Spezifische Emissionswerte und Primärenergieaufwand pro kWh⁶

6.2 CO₂-Einsparungen durch netzdienlich optimierten Speicherbetrieb

Lithium-Ionen-basierte Systeme mit netzdienlich optimierter Betriebsführung führen zu einem Einsparpotenzial von 43 % der Gesamtemission von Treibhausgasen (GWP = Global Warming Potential) gegenüber einer Optimierung auf maximalen Eigenverbrauch, so die Studie PV-Nutzen. Eine detaillierte Analyse des durch Herstellung und Betrieb von Lithium-

^{4,5} nach Dennenmoser 2013, S. 52

⁶ vgl. Dennenmoser 2013, S.53

Ionen-Speichern verminderten Nutzens des PV-Einsatzes hinsichtlich verschiedener Umweltwirkungen kommt zu dem Ergebnis, dass der PV-Nutzen durch zusätzliche Lithium-Ionen-Systeme in den meisten Wirkungskategorien um weniger als 20 % geschmälert wird, in der besonders wichtigen Kategorie "Klimaänderung" nur deutlich weniger als 10 %.⁷

Eine Untersuchung im Rahmen des BWPLUS-Vorhabens Store2Win zum kombinierten Einsatz von Heimspeichern mit PV-Anlagen in Einfamilienhäusern quantifiziert eine mögliche Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen über die gesamte Lebenszeit von 83 bis 87 % gegenüber dem deutschen Strommix von 2010.⁸ Abbildung 75 verdeutlicht zusätzlich die übereinstimmende Aussage aller Studien, dass die herstellungsbedingten Umweltbelastungen der Lithium-Ionen-Speichersysteme (im Bild rot gekennzeichnet) nur einen kleinen Bruchteil zur ökologischen Gesamtbilanz beitragen. Insbesondere im Verbund mit PV-Systemen liegt der herstellungsbedingte GWP-Anteil der Lithium-Ionen-Speicher bereits unter 15 %, mit deutlich fallender Tendenz durch absehbare technologische Fortschritte. Der Vergleich mit bleibasierten Speicherkonzepten belegt eindeutig den ökologischen Vorteil der Lithium-Ionen-Systeme.

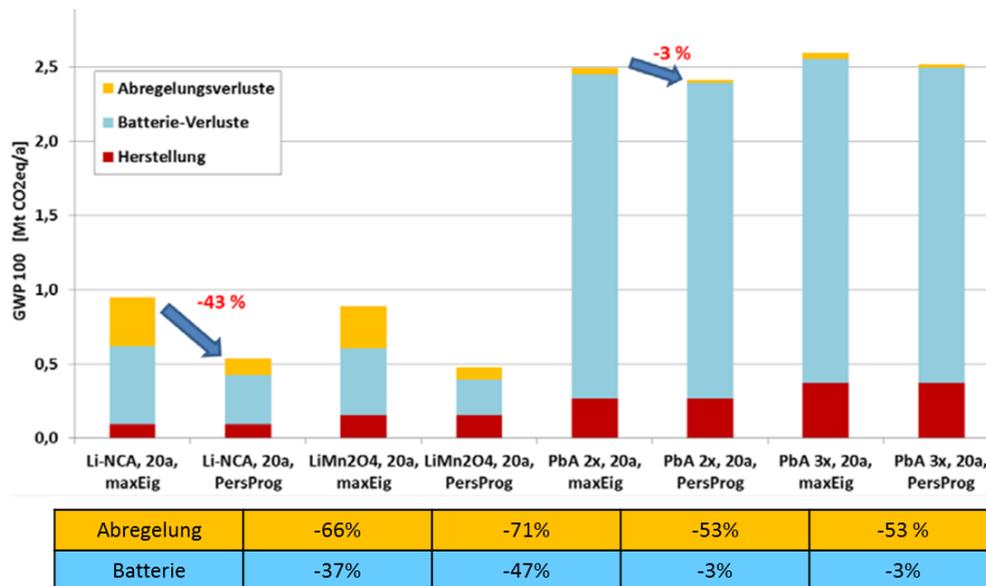


Abbildung 75: Klimaänderungspotenzial GWP von Herstellung und Betrieb unterschiedlicher PV-Speicher und Betriebsstrategien für ein Szenario mit 10 GW Klein-PV und 12,4 GWh Speicher⁹

⁷ vgl. Möshövel, et al. 2015, S.158

⁸ vgl. Jülich, et al. 2015, S. 18-28

⁹ Reproduktion von Möshövel, et al. 2015, Abb. 9.12

Mithilfe netzdienlicher Dienstleistungen, wie dem Peak-Shaving oder der Bereitstellung von Regelenergie, können darüber hinaus konventionelle Kraftwerke weniger im Teillastbetrieb betrieben und die Must-Run-Zeiten verringert werden. Dadurch verbessert sich die ökologische Bilanz der Batteriespeicher weiter, die Auswirkungen sind bei Lithium-Ionen größer als bei Blei-Batterien. Diese positiven Auswirkungen können durch das zugrunde Legen einer Persistenzprognose vergrößert werden.

Abschließend soll zur ökologischen Bewertung von PV-Systemen mit Lithium-Ionen-Speichern einige wesentliche Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen des Ergebnisberichts des Vorhabens PV-Nutzen zitiert werden.¹⁰

- Die Herstellung von PV-Speichern erzeugt Umweltbelastungen, die bspw. beim kumulierten Energieaufwand weniger als die Hälfte dessen ausmachen, was mit einer zugehörigen PV-Anlage verbunden ist.
- Insgesamt mindern PV-Speicher den ökologischen Nutzen einer PV-Anlage nicht übermäßig oder unangemessen.
- Lithium-Systeme sind Blei-Systemen aufgrund von höherer Effizienz und Haltbarkeit überlegen.
- Die Persistenzprognose verbessert insbesondere Lithium-Systeme deutlich, Blei-Systeme dagegen kaum.
- Weitere Verbesserungen sind durch effizientere und weniger ressourcenintensive Herstellung und Recycling möglich.
- Durch das Erschließen von Systemdienstleistungen lassen sich die Umweltwirkungen wesentlich reduzieren (Effizienzerhöhung & Must-Run-Reduktion).

Handlungsempfehlungen:

- Lithium-Ionen-Systeme mit geeigneter Betriebsführung (Persistenzprognose) scheinen aus ökologischer Sicht am geeignetsten.
- Forschung und Entwicklung im Bereich Herstellung und Recycling sowie Demonstration und up-scaling neuer Verfahren vorantreiben.
- Rahmenbedingungen sollten unbedingt das Erschließen von Systemdienstleistungen durch PV-Speicher ermöglichen. Dafür sind vorhandene Märkte zu öffnen und ggf. neue Märkte zu schaffen.

¹⁰ vgl. Möshövel, et al. 2015, S. 174-175

6.3 Ausblick

Dennoch verbleiben für die künftige weitere Verbreitung von Lithium-Ionen-Speichersystemen wichtige Aufgaben in den Bereichen Ressourceneffizienz und Recycling. Kupfer und Nickel sind knappe Ressourcen, deren Einsatz weiter optimiert werden muss. Das Recycling von Lithium-Ionen-Systemen steckt mangels Masse noch in den Kinderschuhen und ist technologisch sehr anspruchsvoll. Firmen wie Umicore sind in Europa aktiv und auch in den USA entwickeln sich erste Recyclingaktivitäten. Daneben ist die Öffnung von Märkten im Bereich der Systemdienstleistungen für Speicher unumgänglich.

Eine relativ junge Entwicklung, die die Ökobilanz stationärer Lithium-Ionen-Speichersysteme deutlich verbessern wird, soll nicht unerwähnt bleiben: Die Speicherallianz "Second Life Batteries" von Bosch, BMW und Vattenfall setzt ausgemusterte Traktionsbatterien für Speicher im Regenergiemarkt ein, auch Accumotive und verschiedene Forschungsprojekte widmen sich dem Thema "Second Life" für unterschiedliche Speicheranwendungen. Neben der primär angestrebten Senkung der "total cost of ownership" verteilen sich durch die Sekundärnutzung von Lithium-Ionen-Batterien natürlich auch deren Umweltwirkungen auf mehrere Anwendungen und über eine deutlich längere Betriebsdauer.

7 Ergebnisse der sozialwissenschaftlichen Untersuchung

Die Frage nach unserer zukünftigen Stromversorgung ist als Debatte in der Gesellschaft angekommen. Die Ambivalenz der Einstellungen, einerseits eine breite Ablehnung der nuklearen Stromerzeugung, andererseits auch eine (nicht ganz so intensive) Ablehnung von Windparks und Stromtrassen durch Deutschland, führt zu der Frage, wie eine gesellschaftlich tolerierte Form der Stromerzeugung aussehen könnte. In der Diskussion sind dabei auch Projekte, die die Bevölkerung lokal einbinden. Allerdings gibt es auch hierbei nicht nur Erfolgsgeschichten, wie z. B. in der Windkraftdiskussion und der Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger an Windkraftanlagen gesehen werden kann. Welche Faktoren beeinflussen dann, ob betroffene Projekte akzeptiert werden? Wovon hängt es ab, ob bei der Umsetzung der Energiewende gesellschaftliche Erfolge erzielt werden können?

Mit diesen Fragen beschäftigt sich die sozialwissenschaftliche Begleitforschung des Projekts Strombank. In einem sehr frühen Stadium einer infrastrukturellen Maßnahme werden die Projektteilnehmer intensiv beteiligt. Ziel ist es, Wünsche, Erfahrungen, Bedenken und Vorstellungen aufzunehmen sowie den Nutzen der Maßnahme, als auch mögliche Alternativen zu diskutieren. Hierfür wurden im Projekt qualitative und quantitative Daten erhoben. Die Stichprobe für beide Datenerhebungsverfahren war klein und nicht repräsentativ, allerdings war Repräsentativität auch nicht das Ziel. Vielmehr ging es darum, Argumentationsstrukturen herausarbeiten zu können, Hintergründe und Erläuterungen zu Kognitionen und Emotionen zu erheben, und mögliche Verhaltensintentionen abschätzen zu können. Das Design der Erhebungen ist so angelegt gewesen, dass es auch zukünftig quantitativ und qualitativ verwendet werden kann. So können in nachfolgenden Untersuchungen Vergleiche im Zeitverlauf gezogen werden.

Die sozialwissenschaftliche Forschung umfasste Online-Befragungen zu Projektbeginn und Ende, sowie zwei Fokusgruppen, die zur Projektmitte stattfanden. Zusätzlich zu den Projektteilnehmern wurde eine Referenzgruppe eingebunden. Diese bestand aus Prosumern, die am Projekt Interesse zeigten, aber aufgrund ihrer Lokalität nicht am Projekt teilnehmen konnten (siehe Kapitel 4.2).

7.1 Erste Online-Befragung

An der Online-Befragung nahmen die Projektteilnehmer, bestehend aus 14 Haushalten und vier Unternehmern, teil. Zudem beteiligten sich 16 Referenzteilnehmer, wovon einer Unternehmer ist. Genau wie die Projektteilnehmer besitzen die meisten Interessierten eine PV-Anlage, jedoch bis auf einen Gewerbetreibenden keinen Heimspeicher. Ein Befragter der Referenzgruppe besitzt zusätzlich eine E66-Windanlage und ein weiterer eine Solarthermieanlage. Die soziodemographischen Angaben zeigen, dass bis auf eine Teilnehmerin alle Befragten männlich sind, höchste Bildungsabschlüsse haben und als Angestellte hauptsächlich in kaufmännischen und etwas geringer in technischen Berufen arbeiten. Die Mehrzahl hat ein monatliches Haushaltseinkommen nach Steuerabzug von mehr als 3.500 Euro.

Offen gefragt, was sie zur Teilnahme motiviert, lassen sich bei den Projektteilnehmern zwei Motive herauslesen. Erstens, ein generelles Interesse an neuen Technologien und Innovationen. Zweitens, ein Interesse an dem Thema „Erneuerbare Energien“ und der zukünftige Umgang mit den daran angeschlossenen Thematiken, wie bspw. einer Speicherung von dezentral erzeugter Energie. Des Weiteren kristallisiert sich als weiteres Motiv der Wunsch nach Unabhängigkeit vom Stromversorger heraus, wobei dieses Ergebnis im Laufe der Datenerhebung relativiert wird. Die Mehrheit gibt jedoch in dieser ersten Befragung an, dass sie sich gerne ganz unabhängig machen würden beim Thema Energie.

Dieses Motiv der Unabhängigkeit vom Stromversorger findet sich auch mehrheitlich in der Referenzgruppe wieder. Offen gefragt, warum sie sich für das Projekt interessieren, geben die Befragten vor allem zwei Aspekte an. Zum einen möchten sie die Eigennutzung des von ihnen erzeugten Stroms erhöhen. Zum anderen erkennen sie darin eine für sie interessante Möglichkeit, den Strom zu speichern, ohne einen Heimspeicher installieren zu müssen.

Gegenstand der Untersuchungen ist auch, ob ein Quartierspeicher eine Alternative zu mehreren Hausbatterien sein kann. Daraus ergibt sich die Frage, warum die Teilnehmer zwar in eine Erzeugungsanlage, aber bisher nicht in einen Energiespeicher investiert haben. Hier finden sich bei beiden befragten Gruppen die gleichen Antworten: zum einen sind die Anschaffungskosten zu hoch und zum anderen ist die Rentabilität einer solchen Anlage zu unsicher.

7.2 Fokusgruppenerhebung

Zur Projektmitte fanden zwei Fokusgruppen statt, eine davon mit sieben Projektteilnehmern und die andere mit fünf Interessierten. Mit dieser qualitativen Erhebungsform werden Erkenntnisse aus den Online-Befragungen tiefer gehend diskutiert.

In den Fokusgruppen konnte eingehender ausgeführt werden, was die Gründe für eine Nicht-Anschaffung eines Heimspeichers sind. Den meisten Teilnehmern ist die Anschaffung eines Speichers bisher ein zu großer finanzieller Aufwand, der zudem als unrentabel eingeschätzt wird. Aus diesem Grunde möchten sie warten, bis sich in den nächsten Jahren finanziell günstigere Alternativen ergeben, vor allem weil die Batterien weiterentwickelt werden. Auch der Aufwand der Anschaffung in Form von „Papierkram“, Installation und Instandhaltung, ein Mangel an Information über steuerliche Belange, die Akkulaufzeit, sowie die möglichen Einsparungen und Fragen der Garantie wurden als Hindernis genannt. Gerade die Vorbehalte gegenüber der Anschaffung eines Heimspeichers hatten einige Teilnehmer dazu bewegt, sich für das Projekt zu interessieren, bzw. daran teilzunehmen.

In beiden Gruppen wurden die einzelnen Geschäftsmodelle (Giro-, Transfer- und Vermarktungskonto) diskutiert. Kurz zusammengefasst lässt sich eine Tendenz zu folgender präferierter Reihenfolge der Modelle erkennen: Girokonto, Vermarktungskonto, Transferkonto. Allerdings schließen sich die Kontomodelle nicht gegenseitig aus sondern ergänzen sich vielmehr. Das Girokonto war für alle Teilnehmer das nahe liegendste Kontomodell. Beim Vermarktungskonto möchten die meisten die Vermarktung des Stroms nicht selbst steuern, sondern dies lieber dem Anbieter überlassen, da es der Aufwand nicht wert sei. Die Grundidee finden aber alle Teilnehmer gut: gehen bisher produzierte Kilowattstunden verloren, könnten diese nun zusätzlich vermarktet werden. Das Transferkonto war zum Zeitpunkt der Diskussion in den Fokusgruppen für viele Teilnehmer noch zu abstrakt. Der Grundgedanke jedoch, nämlich Strom von der Produktionsstätte „mitnehmen“ zu können und woanders zu nutzen, fanden alle Teilnehmer ansprechend. Im nächsten Schritt wurde erneut eine Online-Umfrage durchgeführt, um die Ergebnisse der ersten Befragungsrunde zu Projektende zu verdichten.

7.3 Zweite Online-Befragung

An einer zweiten quantitativen Online-Befragung zu Projektende haben von November 2015 bis Februar 2016 nochmals 16 befragte Testpersonen teilgenommen, bei einer Grundgesamtheit von 17 Personen. Von diesen 16 Befragten haben 14 als Privatkunde am Projekt Strombank teilgenommen, die übrigen waren Gewerbetreibende.

Die Zufriedenheit der Teilnehmer mit der Strombank in einzelnen Teilaspekten des Projektmanagements und der Teilnehmerbetreuung ist sehr hoch. Über 90 % gaben an, dass die erhaltenen Informationen ihnen die technischen Zusammenhänge verständlich gemacht haben, 92 % hielten die erhaltenen Informationen mindestens für ausreichend. Auch die Informationen über den Projektverlauf und die Betreuung durch die MVV erzielten ähnlich hohe Zufriedenheitswerte.

Einen Stromspeicher in der Nachbarschaft zu haben fanden die Teilnehmer nicht gefährlich, d.h. Angst vor einem technischen Defekt (gerade auch im Zusammenhang mit Berichten über explodierende Akkus) ist hier nicht zu messen. Lediglich knapp 13 % (2 Personen) gehen davon aus, dass ihre Daten bei einer Stromspeicherlösung nicht ausreichend geschützt sind. Dies wird in einer späteren, expliziten Frage nach der Datensicherheit so bestätigt: nur 12,5 % geben an, dass sie bezüglich der Datensicherheit nach dem Einbau der Smart Meter Bedenken hatten. In erster Linie sind die Teilnehmer davon überzeugt, dass eine Lösung wie der Stromspeicher die Energiewende und wichtige Energiethemen voranbringen wird. Über die Hälfte der Teilnehmer geht davon aus, dass ein Stromspeicher ihre Energiekosten verringern wird, ein Drittel hingegen war diesbezüglich unentschieden.

Hinsichtlich der Fragestellung, ob die Teilnehmer einen privaten Heimspeicher einem gemeinschaftlichen Nachbarschaftsspeicher vorziehen würden, ergab sich ein recht eindeutiges Votum für den gemeinschaftlichen Nachbarschaftsspeicher. Die Teilnehmer stimmten der Aussage zu, dass eine Ressource wie die Speicherkapazität zu teilen effizienter ist, als einen Heimspeicher zu nutzen. Zudem bewerteten sie eine zentrale Steuerung der eigenen Speicherkapazität positiv. Darüber hinaus stimmte die Mehrheit dem zu, dass für die Energiewende zentral gesteuerte Speicher wichtig sind, ebenso der Handel mit überschüssigen Strommengen innerhalb der Nachbarschaft.

Unstrittig war es für die Befragten auch, dass sie, im Falle des Wegfalls der EEG/KWK-Vergütung, den Strom dann auch an die Nachbarschaft vermarkten würden, wenn dies möglich wäre. Mehr als die Hälfte der Befragten würde demnach auch Strom aus dem Quartier kaufen, ein gutes Drittel jedoch nur dann, wenn der Strom günstiger wäre als der Grundversorgungstarif. Der Aspekt des „regionalen Stroms“ hat bei den Teilnehmern keine Bereitschaft für einen höheren Preis des Stroms erzeugt. In der Diskussion wurde deutlich, dass Regionalität an sich – im Gegensatz zu Lebensmitteln – keine besondere Bedeutung bei Strom als Produkt hat. Die Erzeugung ist hier der wichtigere Aspekt.

Wichtig für eine transparente Darstellung des Projektes und Einbindung der Teilnehmer und späteren Kunden sind Aspekte wie die App zur Steuerung des Speichers. Insgesamt bewerten die Teilnehmer die App als positiv. Zwischen 70 und 80 % der Teilnehmer bezeichnen das Layout, die Bedienung, die Erzeugungs- und Verbrauchsübersicht sowie die Information über die gespeicherte Strommenge als gut. Die Nutzungshäufigkeit der App ist am stärksten vertreten bei der Kategorie „mehrmals die Woche“ sowie „seltener als mehrmals pro Monat“. Dies lässt darauf schließen, dass die App entweder von Intensivnutzern genutzt oder kaum genutzt wird. Anreize für die gelegentliche Nutzung könnten dabei überdacht und erweitert werden. Das Verbrauchsverhalten der Teilnehmer hat sich jedenfalls durch die App nicht verändert. Der virtuelle Eigenverbrauch hat sich durch die Strombank für die Mehrzahl der Teilnehmer zwischen 0 und 20 % erhöht. Diese subjektive Einschätzung des virtuellen Eigenverbrauchs deckt sich allerdings nicht mit der objektiven Sachlage: die Nutzer unterschätzen den virtuellen Eigenverbrauch.

Dass die Speicherkapazität der Strombank ausreichend für den jeweiligen Teilnehmer ist, wurde ambivalent bewertet. Knapp 47 % gaben an, dass diese Aussage nur teilweise auf sie zutrifft, allerdings gaben auch fast genauso viele an, dass die Kapazität ausreichend sei. Im Vergleich zu den anderen Antworten kann man jedoch bei dieser Frage durchaus ein gemischtes Bild feststellen.

Auf die Frage, wie häufig sich die Teilnehmer den Report wünschen, der über die Aktivitäten des jeweiligen Kontos regelmäßig berichtet, wünschten sich bis auf zwei Teilnehmer den Report in regelmäßigen Abständen.

Die Unabhängigkeit von einem Energieversorger erscheint für die Hälfte der Teilnehmer ein attraktives Ziel zu sein, diese Gruppe wünschte sich das zu 100 %. Insgesamt wollten mehr Teilnehmer eine Unabhängigkeit von über 50 % als eine Unabhängigkeit unter 50 %. Für das Erreichen dieses Grads an Unabhängigkeit wollen jedoch wiederum 75 % der Teilnehmer auf einen Quartierspeicher zurückgreifen statt auf einen Heimspeicher. Die Präferenz für einen Quartierspeicher wurde in den qualitativen Fokusgruppen damit begründet, dass man sich nicht unbedingt an teure individuelle Lösungen wie den Heimspeicher dauerhaft binden möchte. Vielmehr wird es als großer Vorteil des Quartierspeichers angesehen, dass – je nach Vertragsgestaltung – im optimalen Fall dieser auch in angemessenen Fristen gekündigt werden kann, ohne dass ein größerer Verlust entsteht.

Für einen Heimspeicher haben sich nur sehr versierte technisch interessierte Teilnehmer in den Fokusgruppen ausgesprochen. Man sieht bereits bei der Nutzungshäufigkeit der App, dass ein großer Teil der Befragten sich nicht intensiv mit der technischen Seite auseinandersetzen möchte. Für diese Teilnehmer ist es wichtig, dass der Service im Hintergrund funktioniert und sie sich ab und an ein Bild davon machen können, d.h. dass die Transparenz gewahrt bleibt.

Notwendige Zukäufe von Reststrommengen würde die Mehrheit der Teilnehmer gerne von einem Stromanbieter ihrer eigenen Wahl beziehen. Gleichzeitig wünscht sich die Mehrzahl der Teilnehmer, dass die Strombank von einem Anbieter aus einer Hand abgewickelt wird. Dies ist nur auf den ersten Blick ein Widerspruch, denn in beiden Verhältnissen wünschen sich die Teilnehmer eine flexible Vertragsgestaltung. Für höhere Investitionen – wie z. B. eine Einlage in die Strombank – sind sie durchaus bereit, sich für eine gewisse Zeit vertraglich zu binden. Aber dies umfasst nicht die Bereitschaft, alle Bedingungen des Strombankanbieters zu akzeptieren.

Mit einem separaten Stromanbieter – bzw. einem Stromanbieter, den der Kunde selbst auswählen kann – kann eine gewisse Autonomie beibehalten werden. In den qualitativen Fokusgruppen wurde der Aspekt der Vertragsgestaltung im Kontext von Reststrommengenbezug und Administration des Quartierspeichers häufig mit Verträgen bei Telefonanbietern verglichen: die Preisgestaltung und die Flexibilität in der Vertragskündigung bedingen sich gegenseitig.

Die Kunden sind an die Flexibilität bei der Wahl des Stromanbieters gewöhnt und möchten diese gerne beibehalten – trotz des Wunsches danach, dass ein Anbieter die Administration des Quartierspeichers vornimmt und es sich eventuell sogar um einen anderen Anbieter als der eigenen Stromanbieter handelt.

Ogleich die Mehrzahl der Befragten angibt, dass sie lieber einen Quartierspeicher als einen Heimspeicher nutzen würden, so steht doch die Hälfte der Teilnehmer dem Gedanken der Anschaffung eines Heimspeichers positiv gegenüber. Der Aspekt des Sparens von Energie bzw. Geld steht dabei zusammen mit dem Gefühl, einen Beitrag für die Energiewende zu leisten, an erster Stelle der Gründe. Aspekte der Auswahl eines bestimmten Heimspeichers sind der Preis, die Langlebigkeit, die Wirtschaftlichkeit, die Zuverlässigkeit sowie die technische Sicherheit. Design und Farbe des Heimspeichers sind hingegen die unwichtigsten Kriterien für die Kaufentscheidung.

Sollten die Teilnehmer sich einen Heimspeicher kaufen, so war die Mehrzahl unentschlossen, wo sie diesen gerne kaufen würde. Allerdings erwarteten die Teilnehmer, dass sich ein Heimspeicher in 6 bis 10 Jahren wieder amortisiert hat. Der Nutzen des Heimspeichers wurde in erster Linie in der Kostensenkung und einem Beitrag zur Energiewende gesehen, gefolgt von der Unabhängigkeit vom Stromanbieter und der Versorgungssicherheit.

Die Teilnehmer würden sich zur Strombank dann anmelden, wenn sie dadurch zumindest das gleiche Kostenniveau halten könnten, aber hauptsächlich um Kosten zu sparen. Keiner der Teilnehmer ist bereit, mehr für den Strom aus der Strombank zu zahlen. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund zu verstehen, dass die Teilnehmer sich sowieso schon durch die Investition in eine PV-Anlage eine zusätzliche Belastung aufgebürdet und damit auch bereits einen positiven Beitrag zur Energiewende geleistet haben. Unter diesen Umständen sinkt die Bereitschaft, zusätzlich für einen ökologischen Wert zu zahlen. Der Aspekt der eigenen Autarkie ist zwar als Idee für die Teilnehmer relevant, allerdings zeigen die Ergebnisse der Fokusgruppen, dass keiner der Teilnehmer eine absolute Autarkie für möglich hielt. Für den Kauf von Kapazitäten wünscht sich die Mehrzahl der Befragten Ratenzahlungen. Für eine Notstromversorgung durch die Strombank mehr zu zahlen findet nur gemischten Anklang, gleiche Anteile lehnen dies ab und stimmen dem zu, wohingegen die Mehrzahl hier mit „Weiß-nicht“ antwortete.

7.4 Akzeptanzanalyse

Die Diskussion über die Zukunft des Strommarktes in Deutschland konzentriert sich, wie eingangs festgestellt, häufig stärker darauf, was die Menschen nicht wollen, anstatt darzustellen, was und unter welchen Bedingungen sie etwas wollen. Für die öffentliche Akzeptanz von Planungsvorhaben generell, und somit auch für energiebezogene Planungsvorhaben, sind vier Faktoren entscheidend: Einsicht, Selbstwirksamkeit, Nutzen und Identität. Diese Faktoren sind auch auf die Umsetzung und Akzeptanz einer Maßnahme wie der Strombank anwendbar.

Liegt Einsicht in die Notwendigkeit und Zweckmäßigkeit der Maßnahme vor, so ist eher mit Akzeptanz zu rechnen. Dafür ist es für die Menschen wichtig, Ziele und Mittel der Maßnahme zu verstehen und sich ein Bild von den Optionen machen zu können, sowie Alternativen zu hören. Um Einsicht zu erreichen, ist es unabdingbar, transparent und umfassend zu informieren und zu kommunizieren.

Fühlen sich Betroffene stärker in der persönlichen Kontrolle, der Selbstwirksamkeit, so wird im Falle der Akzeptanz des Vorhabens die Maßnahme stärker als „eigene“ Maßnahme verstanden. Dies bedeutet, dass wenn die Betroffenen als Partner wahrgenommen werden und sich selbst auch so wahrnehmen, z.B. durch eine partizipative Gestaltung der Maßnahme, ihre Akzeptanz umso stärker mit einem festen Fundament unterfüttert werden kann. Allerdings gilt dies auch im Falle der Ablehnung: je selbstwirksamer sich die Betroffenen fühlen, desto stärker fühlen sie sich auch in der Lage ein Projekt abzulehnen. Aus diesem Grund ist der erste Faktor, die Einsicht, so bedeutend.

Wenn die Betroffenen einer Maßnahme den Nutzen der Maßnahme anerkennen, ist Akzeptanz eher zu erwarten. Der Nutzen kann auch das Allgemeinwohl sein, allerdings ist ein individueller Nutzen immer als höherwertig einzuschätzen. Schließlich wird ein Projekt auch eher akzeptiert, je mehr Identität die Betroffenen mit den Projektzielen verbinden. Hierbei geht es um eine emotionale Komponente, im Gegensatz zur eher kalkulatorisch-rationalen Komponenten des Nutzens. Regionalität kann dabei eine Rolle spielen, da es auch um die Einpassung einer Maßnahme in den kulturellen und sozialen Kontext der Betroffenen geht.

Eine umfassende und transparente Kommunikation über diese Aspekte bzw. deren Inhalte ist unabdingbar, um eine Akzeptanzbereitschaft zu fördern. Allerdings sind der Kommunikation Grenzen gesetzt: Durch Kommunikation allein werden keine Widerstände überwunden werden können. Akzeptanzprobleme sind demnach auch eher Ausdruck mangelnder Überzeugungskraft der Argumente anstatt einer falschen Kommunikationsstrategie. Die Konflikte entstehen aus der Sache, und nicht aus einer mangelhaften Kommunikation. Aus diesem Grund ist die Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger an der Planung von Vorhaben unabdingbar.

Vorhaben der Energiewende gehören von ihrem Inhalt und ihrer Größenordnung zu den Vorhaben, die partizipativ begleitet und gestaltet werden müssen. Die Reichweite von Entscheidungen im Kontext der Energiewende ist gesamtgesellschaftlich, selbst wenn einzelne Maßnahmen zunächst nur lokal wirken. Wenn bei Entscheidungen über solche Maßnahmen die Bevölkerung partizipativ eingebunden wird, kann die Qualität der Entscheidung durch den Einbezug lokalen Wissens verbessert werden. Lokale Ressourcen und Entwicklungsmöglichkeiten können aktiviert werden. Die Vielzahl von lokalen Beteiligungsprozessen verbessert in diesem Sinne auch die Stabilität des gesamten Systems. Entscheidend ist bei der Beteiligung die Frühzeitigkeit der Maßnahme: Nur, wenn auch tatsächlich noch Spielraum für den Beitrag der Bürgerinnen und Bürger besteht, macht Beteiligung Sinn. Lokale Beteiligung schafft dabei auch den Raum für neue Betreibermodelle, insbesondere auch für Prosumer-Modelle.

Die Strombank hat diese Aspekte der lokalen Einbindung von Betroffenen in sehr umfänglicher Weise gestaltet. Bei der gesamten Konzeption des Betreibermodells der Strombank wurden die Betroffenen partizipativ beteiligt. Dabei wurden Gewerbetreibende wie Privathaushalte einbezogen. Die Beteiligung im Projekt Strombank fokussierte sich dabei auf die Ideen und Bedürfnisse der Betroffenen als Prosumer. Verschiedene Alternativen konnten durchgespielt, unterschiedliche Strategien entworfen werden. Damit erfüllte die Strombank das Erfordernis der frühzeitigen Beteiligung, anstatt fertige Modelle zu implementieren und durch Kommunikation zu versuchen, Akzeptanz hierfür zu bekommen. Die Beteiligung zeigte den Betroffenen auch den Nutzen und den Gesamtzusammenhang der Strombank auf.

Die Selbstwirksamkeit der Betroffenen wurde in dem Projekt nicht nur durch die Beteiligung selbst erreicht, sondern auch in der Pilotphase implementiert. Durch die transparente Übersicht per Tablet, z.B. über die aktuellen Speicherungsverläufe, konnten die Betroffenen sich ein Bild aller Vorgänge machen.

Die Betroffenen wurden im Projekt Strombank zu Gestaltern gemacht. Wertvolle Hinweise über die weitere Ausarbeitung von analogen Projekten konnten gewonnen werden, beispielsweise was die Vertragsgestaltung und andere Erwägungen angeht. Für den Kontext zur Energiewende ist die Strombank ein vielversprechendes Modell, das durch den Einbezug der Bevölkerung, die Dezentralität der Anwendung sowie durch die Unterstützung eines erfahrenen Energiekonzerns Akzeptanz für einen weiteren Baustein der Energiewende liefern kann.

8 Ergebnisse der regulatorischen Analyse

Stromspeicher und daran anknüpfende Geschäftsmodelle haben sich in den letzten Jahren rasant weiterentwickelt und verbreitet. Ihr zukünftiger Erfolg ist hauptsächlich geprägt durch die Preisentwicklung und den Rechtsrahmen, der wiederum über die Wirtschaftlichkeit entscheidet. Bereits heute wird deutlich, dass die aktuelle Rechtsprechung in Bezug auf Speicher Definitions- und Regelungslücken aufweist. Daraus folgt, je nach Auslegung des Speichermodells, die Pflicht zur Zahlung gesetzlicher Umlagen und Abgaben.

Die Strombank in ihrer derzeitigen Konstellation ist an das Niederspannungsnetz bzw. an das Netz der allgemeinen Versorgung, angeschlossen. Ebenfalls daran angebunden sind die Prosumer mit ihren PV- und KWK-Anlagen, deren Nennleistung geringer als 10 kW ist. Somit sind Speicher und Erzeuger nur mittelbar miteinander verknüpft. Wird also Strom zwischengespeichert, so handelt es sich um eine Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung kundenseitig und speicherseitig um eine Entnahme von Strom aus dem Netz.

Im Zuge der regulatorischen Analyse ist deshalb zu prüfen, welche Umlagen und Abgaben anfallen, wenn die Prosumer ihr Girokonto nutzen, um ihren selbsterzeugten Strom zwischen zu speichern. Zu prüfen ist auch, ob rechtliche Unterschiede zwischen dem Contracting-, Miet- und Genossenschaftsmodell bestehen (siehe Betreiberstrukturen des Kapitels 3.2). Neben dem Girokonto soll auch die Vermarktung des Speicherstroms rechtlich betrachtet werden, ebenso Sekundärnutzungsmöglichkeiten wie die Erbringung von positiver und negativer Regelleistung. Die nachfolgenden Ergebnisse stammen aus dem im Zuge des Projektes Strombank in Auftrag gegebenen Rechtsgutachten von GÖRG Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB.

8.1 Verbrauch von Speicherstrom

Das Girokonto ermöglicht den Prosumern ihren überschüssigen Strom zwischen zu speichern. Während im Contracting-Modell dem Prosumer lediglich Speicherkapazität in Form einer Dienstleistung angeboten wird, erhält er Anteile an der Batterie wenn er diese mietet oder gar Mitglied einer Genossenschaft wird. Dieser Unterschied kann entscheidend sein, wenn es um die EEG-Umlage geht, denn der Eigenverbrauch von Strom ist privilegiert. Inwieweit der Verzehr des zuvor zwischengespeicherten Stroms als Eigenverbrauch gilt, soll daher für die drei Modelle geprüft werden.

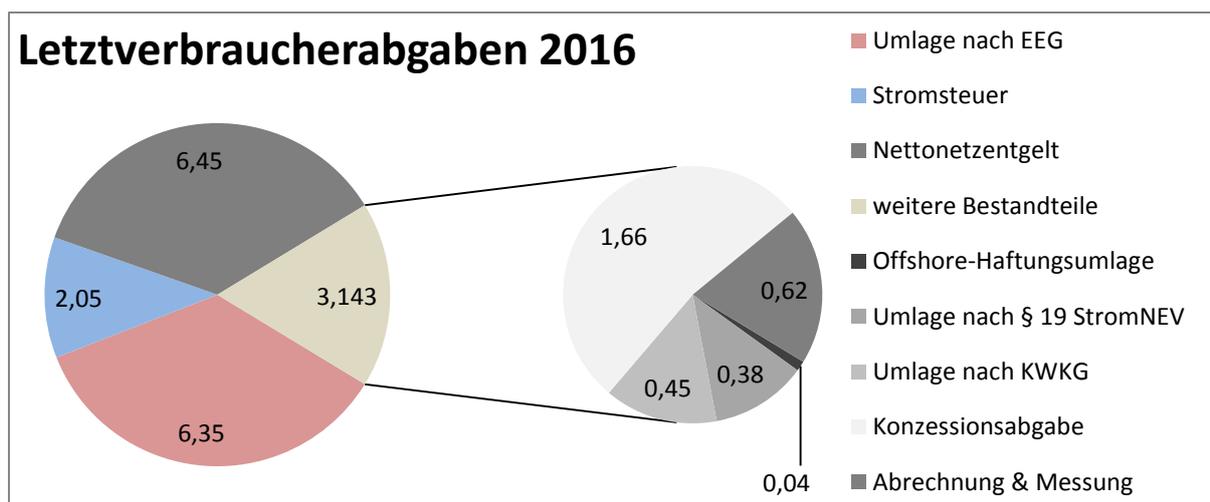


Abbildung 76: Zusammensetzung der Letztverbraucherabgaben [ct/kWh] 2016¹¹

Da die Prosumer räumlich und über das Netz der allgemeinen Versorgung von dem Quartierspeicher getrennt sind, ist zu prüfen, ob Netzentgelte sowie die weiteren Netzentgeltbestandteile zu entrichten sind. Es bedarf ebenso einer stromsteuerrechtlichen Prüfung. Zusammengefasst bilden die sogenannten Letztverbraucherabgaben (siehe Abbildung 76) Gegenstand der rechtlichen Analyse des Girokontos.

8.1.1 Contracting-Modell

Im Contracting-Modell bietet der Speicherbetreiber dem Prosumer Speicherkapazität in Form einer Dienstleistung an. Die Energiemengen werden über intelligente Zähler dem jeweiligen Prosumer zugerechnet. Vergleichbar ist dies mit Ein- und Auszahlungen von Bargeld über den Bankautomaten auf das eigene Konto.

Netzentgelte

Mit den Einnahmen aus den Netzentgelten gemäß § 1 StromNEV wird die Nutzung der Elektrizitätsübertragungs- und Verteilnetze finanziert. Die Netzkosten werden nach § 14 Abs. 1 S. 1 StromNEV, beginnend bei der höchsten Spannungsebene, jeweils anteilig auf die nachgelagerten Netzebenen verteilt. Entgeltpflichtig sind schlussendlich nur die Letztverbraucher, die dem Netz der allgemeinen Versorgung Strom entziehen. Bis zu einer jährlichen Abnahmemenge von 100.000 kWh werden die Netzentgelte über ein Arbeitspreisentgelt (in ct/kWh) und einen Grundpreis berechnet.

¹¹ in Anlehnung an BDEW 2016

Ob die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung zur Zwischenspeicherung in den Quartierspeicher und späteren Entnahme zwecks Verbrauchs entgeltspflichtig ist, hängt wesentlich davon ab, ob Speicher und Prosumer jeweils im Zuge des Strombezugs als Letztverbraucher einzustufen sind. Ebenfalls zusammen mit den Netzentgelten erhoben werden die Messentgelte, die Konzessionsabgabe, die KWK-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage sowie die Umlage nach § 19 StromNEV. Zusammengefasst werden sie zu den weiteren Netzentgeltbestandteilen in Abbildung 76.

Gemäß § 3 Ziff. 25 EnWG sind Letztverbraucher natürliche oder juristische Personen, die Energie zur Deckung ihres Verbrauchs kaufen. Laut der Rechtsprechung des BGH zu Pumpspeichern ist diese Voraussetzung auch gegeben, wenn der Strom nur in eine andere Energie umgewandelt wird und zu einem späteren Zeitpunkt wieder in das Netz eingespeist wird¹². Selbst die Tatsache, dass der zwischengespeicherte Strom gar nicht von den Kunden gekauft wird, wovon in der Definition nach § 3 Ziff. 25 EnWG gesprochen wird, dürfte an der Einstufung des Speichers als Letztverbraucher nichts ändern. Blickt man auf das EEG 2014, so geht aus § 5 Ziff. 24 EEG 2014 hervor, dass der Letztverbraucher jede natürliche oder juristische Person ist, die Strom verbraucht, unabhängig davon, ob er selbst erzeugt oder gekauft wird. Aus diesem Grund erfolgt die Einstufung des Quartierspeichers als Letztverbraucher.

Allerdings führt diese Einstufung nicht zwingend zu Zahlungsverpflichtungen. Nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG ist die elektrische Energie zur Speicherung in einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher befreit, wenn die Menge aus einem Transport- oder Verteilnetz entnommen und in selbiges zeitlich verzögert wieder eingespeist wird. Genau das wäre bei der Strombank der Fall. Die Privilegierung wurde für Speicher, die zwischen dem 31. Dezember 2008 und dem 03. August 2026 in Betrieb genommen werden, jedoch auf 20 Jahre befristet. Die Befreiung schließt ebenso Speicherverluste mit ein. Für die erneute Rückverstromung sind nach § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV keine Netzentgelte auf Seiten des Speichers zu zahlen. Entnimmt der Prosumer seinen Speicherstrom über das Netz, dann ist dieser nach § 5 Ziff. 24 EEG 2014 aufgrund seiner Letztverbrauchereigenschaft zur Zahlung der Netzentgelte verpflichtet. Ein Befreiungstatbestand scheidet aus.

¹² vgl. BGH Beschluss v. 17.11.2009, EnVR 56/08, bestätigt von BGH v. 9.10.2012, EnVR 47/11

Weitere Netzentgeltbestandteile

Die Netzentgelte beinhalten nicht nur die Kosten für die Bereitstellung der Infrastruktur, sondern auch weitere Bestandteile wie die KWK-Umlage oder Konzessionsabgabe. Nach § 17 f Abs. 5 EnWG ist der Netzbetreiber dazu berechtigt, diese geleisteten Zahlungen gegenüber dem Letztverbraucher als Aufschlag auf die Netzentgelte geltend zu machen. In Bezug auf die Netzentgeltbefreiung für die Aufnahme von Strom durch den Speicher ist nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG zu prüfen, ob der Ausnahmetatbestand auch auf die weiteren Netzentgeltbestandteile übertragbar ist.

Die Betrachtung des Wälzungsmechanismus der KWK-Förderung gemäß § 9 Abs. 7 KWKG legt nahe, dass die geleisteten Zuschlags- und Ausgleichszahlungen bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte rechtlich in Ansatz gebracht werden dürfen. Dies wird auch in der Praxis in dieser Form umgesetzt. Ein Verweis auf den Wälzungsmechanismus des § 9 KWKG erfolgt sowohl hinsichtlich der Offshore-Haftungsumlage als auch im § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV. Außerdem kann ebenso die Konzessionsabgabe als Netzentgeltbestandteil nach § 4 Abs. 1 S. 1 KAV zu verstehen sein, da diese dem Wortlaut zufolge nicht zusätzlich zum Netzentgelt erhoben wird, sondern in den Entgelten auszuweisen ist. Diese Umlagen und Abgaben sind somit als Annex zu den Netzentgelten zu verstehen. Daher wird in der Literatur die Auffassung vertreten, dass § 118 Abs. 6 EnWG alle Netzentgeltbestandteile umfasst.

Allerdings entschied das OLG Düsseldorf im Frühjahr 2016¹³, dass eine Befreiung der Pumpspeicher von den Netzentgelten nach § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG nicht die weiteren Bestandteile umfasst. Der Begriff Netzentgelte umfasse ausschließlich das eigentliche Netzentgelt nach § 17 Abs. 2 StromNEV, das sich aus dem Arbeits- und Jahresleistungspreis zusammensetzt. Keineswegs sei darüber hinaus aus dem Wortlaut des § 9 Abs. 7 KWKG zu schlussfolgern, dass die KWKG-Umlage Bestandteil des eigentlichen Netzentgeltes ist. Die Regelung räume lediglich dem Netzbetreiber die Berechtigung ein, die Umlage bei der Netzentgeltberechnung anzusetzen, es wird also eine Abrechnungsmodalität beschrieben, nicht die Zusammensetzung des eigentlichen Netzentgelts. Aus der Formulierung ginge ferner hervor, dass es sich bei der Umlage um eine zusätzliche Entgeltkomponente handele. Analog sei das auch bei den anderen Umlagen und Abgaben der Fall.

¹³ vgl. OLG Düsseldorf Beschluss v. 09.03.2016, VI-3 Kart 17/15 (V)

EEG-Umlage

Betreiber von erneuerbaren Energien Anlagen erhalten eine Förderung. Getragen wird diese durch Letztverbraucher, die für jede Kilowattstunde die sogenannte EEG-Umlage zahlen müssen und zwar unabhängig davon, ob der Strombedarf aus der eigenen Erzeugungsanlage oder dem Netz gedeckt wird. Gemäß § 60 Abs. 1 EEG 2014 und dem § 3 AusglMechV wird die EEG-Umlage von den Verteilnetzbetreibern eingeholt und an die Übertragungsnetzbetreiber abgeführt.

Privilegiert ist nach § 61 Abs. 1 EEG 2014 die Eigenversorgung aus PV- und KWK-Anlagen. Laut § 61 Abs. 2 S. 4 EEG 2014 ist Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 10 kW sowie einer Menge von höchstens 10.000 kWh im Jahr von der Umlagepflicht vollständig ausgenommen. Bei Überschreitung der Grenzwerte greift die Regelung des Abs. 1, die eine anteilige Umlage von 30 bis 40 %, je nach Inbetriebnahmedatum, vorsieht.

Die Voraussetzung des Eigenverbrauchs ist gemäß § 5 Ziff. 12 EEG 2014 gegeben, wenn Strom von einer natürlichen oder juristischen Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang aus der eigens betriebenen Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht wird und der Strom dabei nicht durch das Netz der allgemeinen Versorgung fließt. Der Eigenverbrauch ist also an fünf Bedingungen geknüpft:

- I. Verbrauch von Strom
- II. Durch eine natürliche oder juristische Person
- III. Im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage
- IV. Personenidentität zwischen Betreiber und Verbraucher sowie
- V. Keine Durchleitung durch ein Netz der allgemeinen Versorgung.

Stromspeicher sind von der EEG-Umlage befreit nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG 2014, wenn der Strom zur Zwischenspeicherung an einen elektrischen, mechanischen, chemischen oder physikalischen Speicher geliefert oder geleitet wird und dieser ausschließlich zur Wiedereinspeisung in das Netz entnommen wird. Mit dieser Regelung soll eine Doppelbelastung vermieden und erst der tatsächliche physikalische Letztverbrauch belastet werden. Die Privilegierung erlischt, wenn die Energie aus dem Speicher anders als zur späteren Rückverstromung in das Netz der allgemeinen Versorgung genutzt wird.

Eine Wiedereinspeisung liegt folglich nicht vor, wenn der Strom bspw. für den Eigenverbrauch oder eine Belieferung Dritter über eine Direktleitung entnommen wird. Dies führt dann zum Verlust der Umlagebefreiung für ein Jahr. Ausgenommen von dieser Regelung ist die Versorgung betrieblicher Einrichtungen des Speichers, wie der Beleuchtung oder Klimaanlage. Erforderlich hierfür ist ein eigenes Zählkonzept. Die Befreiung von der EEG-Umlage umfasst ebenso die Speicherverluste.¹⁴

Heben die Prosumer ihren Strom ab, so wird der zuvor zwischengespeicherte Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist; bei den Prosumern findet ein entsprechender Verbrauch statt. Mit der Berührung des öffentlichen Netzes ist bereits eine der fünf Voraussetzungen nicht gegeben. Zudem ist fraglich, ob eine Personenidentität zwischen Verbraucher und Erzeuger (respektive Anlagenbetreiber, Speicherbetreiber und Letztverbraucher) besteht. Zwar erzeugen die Prosumer Strom, der bilanziell verbraucht wird, allerdings findet vor dem Letztverbrauch durch den Prosumer zunächst ein Verbrauch im Speicher statt und folglich ein neuerlicher Erzeugungsvorgang. Bei den Prosumern und dem Speicher handelt es sich aber um unterschiedliche Rechtsträger, womit eine Personenidentität zu verneinen ist. Beziehen die Prosumer aus dem Speicher Strom, dann ist diese Menge EEG umlagepflichtig, der Speichervorgang ist davon ausgenommen.

Stromsteuer

Die Stromsteuer entsteht gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 Var. 1 StromStG, wenn ein Versorger einem Letztverbraucher Strom über das Versorgungsnetz leistet. Stromsteuer ist jedoch auch nach § 5 Abs. 1 S. 1 Var 2 StromStG zu entrichten, wenn ein Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch zu betrieblichen Versorgungszwecken entnimmt. Dabei ist anzumerken, dass im Stromsteuerrecht die Einordnung als Versorger und Letztverbraucher im Ausschließlichkeitsverhältnis zueinander stehen. Im Modell leistet seinerseits der Speicher Strom an die Prosumer und erfüllt somit die Voraussetzungen als Versorger nach § 2 Ziff. 1 StromStG. Im Zuge der Stromaufnahme durch den Speicher entnimmt er folglich Strom zum Selbstverbrauch nach § 5 Abs. 1 S. 1 Var. 2 und ist nach Abs. 2 Schuldner der Stromsteuer. Bei der Ausspeicherung ist davon auszugehen, dass der Speicher als Versorger Strom an Letztverbraucher liefert, wodurch die Prosumer die Stromsteuer schulden.

¹⁴ vgl. BT-Drs. 17/8877, S. 23

Aus einer Stellungnahme an die Bundesregierung geht jedoch hervor, dass es nicht zu einer zweimaligen Entstehung der Stromsteuer für den Speicher kommt, wenn dieser einen Bestandteil eines Versorgungsnetzes darstellt¹⁵. In diesem Fall wäre der Speicher weder Versorger noch Letztverbraucher. Stattdessen verbleibt der Strom im Versorgungsnetz. Im Contracting-Modell kann jedoch nicht von einem Netzspeicher gesprochen werden, weshalb dieser Befreiungstatbestand nicht greift.

Gemäß § 9 Abs. 1 Ziff. 2 StromStG ist der Stromanteil befreit von der Steuer, der zur Stromerzeugung entnommen wird. Genau diesen Tatbestand erfüllen Pumpspeicherkraftwerke. Der BFH betonte allerdings, dass das Laden eines Batteriespeichers keine Erzeugung darstellt, weswegen eine Befreiung für Batteriespeicher in diesem Falle zu verneinen ist¹⁶. Einen weiteren Befreiungstatbestand liefert § 9 Abs. 1 Ziff. 3 StromStG. Demnach sind Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt steuerbefreit, wenn der Strom entweder im räumlichen Zusammenhang zur Anlage zum Eigenverbrauch entnommen oder vom Anlagenbetreiber an Letztverbraucher im räumlichen Zusammenhang geleistet wird. Die dem § 9 Abs. 1 Ziff. 3 lit. a StromStG zugrundeliegende Betreibereigenschaft kann nicht bejaht werden, da der Speicherbetreiber nicht die Erzeugungsanlagen betreibt. Für die Erfüllung des § 9 Abs. 1 Ziff. 3 lit. b StromStG fehlt es sowohl an der Betreibereigenschaft, als auch an der Einstufung des Speichers als Letztverbraucher. Im stromsteuerrechtlichen Sinne ist er als Versorger zu qualifizieren. Somit greift keiner der Befreiungstatbestände.

8.1.2 Gesellschaftsmodell

Das Gesellschaftsmodell unterscheidet sich vom Contracting-Modell dadurch, dass der Energieversorger den Speicher nicht mehr betreibt, sondern die Prosumer in Form einer Gesellschaft des bürgerlichen Rechts (GbR). Jeder Prosumer ist zugleich Gesellschafter der Speichergesellschaft. Der Energieversorger als Eigentümer des Speichers wäre sowohl Betriebsführer als auch Verpächter des Speichers. Die Frage, die sich hierbei stellt, ist, ob die Strombank als Gesellschaft den Eigenversorgungstatbestand im Sinne des § 5 Ziff. 12 EEG 2014 erfüllt.

¹⁵ vgl. BT-Drs.17/10875

¹⁶ vgl. BFH Beschluss v. 19.06.2012, VII R 33/10, juris.

EEG-Umlage

Die Gesellschafter speichern ihre Stromüberschüsse ein und beziehen diesen bei Bedarf erneut über das Netz der allgemeinen Versorgung. Damit ist grundsätzlich der Tatbestand der ausschließlichen Wiedereinspeisung nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG 2014 aus dem Quartierspeicher in das Netz der allgemeinen Versorgung gegeben und somit der Befreiungstatbestand von der EEG-Umlage.

Entnimmt ein Gesellschafter Strom aus dem Speicher, dann gelten auch hier die fünf Kriterien (siehe Kapitel 8.1.1) zum Nachweis des Eigenverbrauchs. Deshalb soll für die nachfolgende Prüfung angenommen werden, dass die Strommengen nicht das Netz der allgemeinen Versorgung berühren. Damit gilt es noch den Tatbestand der Personenidentität und des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs zu erfüllen, um eine Umlagebefreiung zu erzielen.

Ein Hinweis darauf, ob Personenidentität zwischen dem Haushalt und der GbR im Sinne des § 5 Ziff. 12 EEG 2014 vorliegt, liefert der BGH. Dieser hat entschieden, dass eine Konzernversorgung (zwischen zwei Unternehmen unterschiedlicher Rechtsformen) nicht unter Eigenversorgung fällt¹⁷. In der Konstellation der GbR erzeugen Haushalte, die Gesellschafter der GbR sind, den Strom und nicht die Gesellschaft. In der geltenden BGH-Rechtsprechung ist dazu zu finden, dass die Einspeicherung von Strom bereits einen Verbrauch darstellt¹⁸. Die Ausspeicherung stellt einen erneuten Erzeugungsvorgang dar. Dies führt dazu, dass Erzeugung und der Verbrauch nicht durch dieselbe natürliche oder juristische Person erfolgt. Die Haushalte produzieren elektrische Energie, die GbR dagegen betreibt den Speicher. Es handelt sich somit um zwei unterschiedliche Rechtsträger.

Zu erfüllen gilt zudem das Kriterium des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs zwischen Erzeugungsanlage(n) und dem Verbrauchsort. War im EEG 2012 noch von einem räumlichen Zusammenhang die Rede, wurde er im EEG 2014 enger gefasst. Damals sah der Bundesfinanzhof den räumlichen Zusammenhang innerhalb eines Umkreises von 4,5 km als gegeben an. Im EEG 2014 ist diese Distanz zu weitreichend und dürfte sich lediglich auf das Grundstück oder zumindest noch auf ein Nachbargrundstück beziehen. Es ist jedoch nicht eindeutig, da es sich um einen unbestimmten Rechtsbegriff handelt.

¹⁷ vgl. BGH v. 09.12.2009, VIII ZR 35/09, RdE 2010, S. 225, 228 f

¹⁸ vgl. BGH, Urt. v. 09.12.2009, VIII ZR 35/09, NVwZ-RR 2010, 315.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass überwiegend die rechtlichen Erwägungen dafür sprechen, dass eine Eigenversorgung nach § 5 Ziff. 12 EEG 2014 auch dann ausscheiden dürfte, wenn das Netz der allgemeinen Versorgung nicht berührt wird. Auch die Privilegierung des § 60 Abs. 3 S. 1 EEG 2014 greift nicht, da es an der Ausschließlichkeitserfordernis fehlt, den Strom wieder in das Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen. Wird der Strom also von den Haushalten bezogen, so fällt die Umlage in voller Höhe an.

Stromsteuer

Hinsichtlich der Stromsteuer gilt das bereits Gesagte aus Kapitel 0. Jedoch ist der Befreiungstatbestand des § 9 Abs. 1 Ziff. 3 lit a StromStG für den Fall der Einspeicherung in den Speicher an dieser Stelle nochmals gesondert zu prüfen. Demnach wäre der Strom, der in einer Anlage mit einer elektrischen Leistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird, befreit, wenn dieser vom Anlagenbetreiber im räumlichen Zusammenhang zur Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird. Obwohl die Haushalte Gesellschafter der Strombank sind, kann nicht unterstellt werden, dass der Quartierspeicher zugleich auch die Betreibereigenschaft für die einzelnen Erzeugungsanlagen wahrnimmt.

Bereits durch die Einspeisung in das Versorgungsnetz, das im steuerrechtlichen Sinne jedes Netz ist, das der Zuführung von Strom zu einer unbestimmten Anzahl von Verbraucherstellen dient, ist eine eindeutige Zuordnung der Erzeugung zur Gesellschaft ausgeschlossen. Danach fehlt es an einem Selbstverbrauch durch den Speicher als Eigenerzeuger. Auch bei § 9 Abs. 1 Ziff. 3 lit. b StromStG ist keine Betreibereigenschaft des Speichers ersichtlich. Demzufolge ist keine Stromsteuerbefreiung für die Gesellschaft einschlägig.

8.1.3 Mietmodell

Im Mietmodell ist angedacht, den Batteriespeicher, der sich im Eigentum des Energieversorgers befindet, an die Kunden zu vermieten. Die Kunden mieten nicht den gesamten Speicher sondern lediglich ein Batteriemodul bzw. die gewünschte Speicherkapazität. Dem Modell sei ebenso unterstellt, dass das Netz der allgemeinen Versorgung nicht berührt wird.

Bevor der energierechtliche Rahmen betrachtet werden kann, ist zu prüfen inwieweit überhaupt das Mieten von Speicherkapazität möglich ist. Zwar existiert zu diesem Sachverhalt keine Rechtsprechung, dennoch handelt es sich prinzipiell um eine Sache im Sinne des § 90 BGB. Eine Sache kann grundsätzlich Gegenstand eines Mietvertrages sein gemäß § 535 BGB. Selbst die gemeinschaftliche Nutzung von Speicherkomponenten wie den Wechselrichter und die Löschanlage, stehen dem nicht entgegen. Ein Vermieter darf bestimmte Gegenstände zur exklusiven Nutzung (in diesem Falle das Batteriemodul) überlassen oder eben zur gemeinschaftlichen Nutzung mit anderen Mietern (bspw. Wechselrichter und Löschanlage).

EEG-Umlage

Eine Personenidentität gemäß § 5 Ziff. 12 EEG 2014 liegt u. a. vor, wenn es sich beim Anlagenbetreiber um dieselbe natürliche oder juristische Person wie bei dem Speicherbetreiber und Letztverbraucher handelt. Betreibt einer der Prosumer den Speicher, so ist dennoch nicht von einer Personenidentität auszugehen, da der Speicher Überschussmengen aller Prosumer als Letztverbraucher aufnimmt und später wieder von den verschiedenen Prosumern entnommen und verzehrt wird. Auch Mehrpersonenkonstellationen, bei denen mehrere Prosumer zugleich die Betreibereigenschaft wahrnehmen, scheiden nach Auffassung der Bundesnetzagentur aus. Demzufolge könnte nur eine Person als Betreiber der jeweiligen Anlage auftreten, die die tatsächliche Sachherrschaft ausübt und Einfluss auf die Fahrweise durch Anlagenbedienung nehmen kann. Daraus resultiert, dass obwohl rechtlich möglich, die Entnahme des zuvor zwischengespeicherten Stroms in die gemietete Batterie nicht dem Eigenverbrauch zuzurechnen ist.¹⁹

8.2 Vermarktung des Speicherstroms im Quartier

Neben der klassischen Zwischenspeicherung, sieht das Strombankmodell auch vor, nicht benötigte Mengen zu vermarkten. Daher ist rechtlich zu prüfen, welche Strompreiskomponenten bei einer Vermarktung innerhalb des Quartiers anzusetzen sind.

¹⁹ vgl. Bundesnetzagentur 2016, S. 24.

Preisbestandteile	Belieferung Quartierkunden
Netzentgelte	(+)
Konzessionsabgabe	(+)
KWK-Umlage	(+)
§ 19 StromNEV-Umlage	(+)
Offshore-Haftungsumlage	(+)
Umlage abschaltbare Lasten	(+)
EEG-Umlage	(+)
Stromsteuer	(+)

(+) = Preisbestandteil fällt an (-) = Preisbestandteil fällt nicht an

Tabelle 16: Rechtliche Prüfung der Belieferung von Quartierskunden mit Speicherstrom

Beziehen Dritte Strom aus dem Speicher, dann gelten sie im Sinne des § 3 Ziff. 25 EnWG als Letztverbraucher und sind damit nach § 14 Abs. 1 S. 1 StromNEV zur Zahlung aller Letztverbraucherabgaben verpflichtet. Auf Seiten der Strombank fallen keine Netzentgelte für die Einspeicherung in das Netz der allgemeinen Versorgung nach gemäß § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV an, jedoch auf Seiten des Stromabnehmers. Die EEG-Umlage richtet sich nur an Verbraucher von Strom, weshalb diese nicht im Zuge der Einspeicherung zu entrichten ist. Der Ausnahmetatbestand nach § 9 Abs. 1 Ziff. 3 lit a StromStG zur Stromsteuer dürfte dagegen nicht einschlägig sein. Es ist aber davon auszugehen, dass es bereits an der erforderlichen Betreibereigenschaft durch den Speicher fehlt (siehe Kapitel 8.1.2). Somit unterliegt die regionale Versorgung denselben Letztverbraucherabgaben (siehe Tabelle 16) wie die klassische Stromversorgung.

8.3 Regelleistungserbringung

Bei der Erbringung positiver Regelleistung, also der kurzfristigen Einspeisung von Strom in das Netz, fallen keine Netzentgelte gemäß § 15 Abs. 1 S.3 StromNEV an. Die übrigen Netzentgeltbestandteile dürften demnach ebenfalls wegfallen. Aufgrund dessen, dass eine Leistungsbeziehung nicht mit einem Letztverbraucher, sondern mit dem Netzbetreiber vorliegt, entfällt auch hier die EEG-Umlage. Dementsprechend dürfte auch keine Stromsteuer zu entrichten sein.

Erbringt der Speicher negative Regeleistung, so entzieht er dem Netz Strom. Damit wird er im Sinne des § 3 Ziff. 25 EnWG zum Letztverbraucher. Die Ausnahmeregelung des

§ 118 Abs. 6 S. 1 EnWG befreit ihn auch bei der Erbringung negativer Regelleistung von den Netzentgelten. Die weiteren Netzentgeltbestandteile schließt der § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG allerdings nicht mit ein, so die Auffassung des OLG Düsseldorf (siehe Kapitel 8.1). § 60 Abs. 3 S. 1 EEG 2014 befreit auch im Zuge der negativen Regelleistungserbringung von der EEG-Umlage für die reine Zwischenspeicherung. Der Speicher dürfte allerdings die Stromsteuer schulden, da ihm die Versorgungseigenschaft zuzuschreiben ist, woraus eine Entnahme zum Selbstverbrauch abzuleiten wäre. Zudem kann der Speicher nicht als Teil des Versorgungsnetzes angesehen werden, da er nicht ausschließlich zum netzdienlichen Einsatz genutzt wird. Tabelle 17 zeigt die Regelungen beider Regelleistungsarten.

Preisbestandteile	Teilnahme am Regelenergiemarkt	
	Positive Regelleistung	Negative Regelleistung
Netzentgelte	(-)	(-) [befristet]
Konzessionsabgabe	(-)	(+)
KWK-Umlage	(-)	(+)
§ 19 StromNEV-Umlage	(-)	(+)
Offshore-Haftungsumlage	(-)	(+)
Umlage abschaltbare Lasten	(-)	(+)
EEG-Umlage	(-)	(-)
Stromsteuer	(-)	(+)

(+) = Preisbestandteil fällt an (-) = Preisbestandteil fällt nicht an

Tabelle 17: rechtliche Prüfung der Erbringung von Regelleistung

8.4 Evaluation des Rechtgutachtens

Nach aktueller Rechtslage werden Stromspeicher – im Gegensatz zu Gasspeicher – nicht einheitlich rechtlich definiert. Zudem ist fälschlicherweise die Umwandlung innerhalb des Speichers in eine andere energetische Form laut BGH als Letztverbrauch einzustufen. Die Tatsache, dass die zwischengespeicherte Energie wieder in elektrische Energie umgewandelt und gespeichert wird, ist demnach nicht entscheidend, sondern die Stromentnahme für eine bestimmte energieabhängige Funktion (hier die Umwandlung in chemische Energie). Daraus resultiert, dass grundsätzlich auch der Speicher Letztverbraucherabgaben wie Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer entrichten muss. Der Gesetzgeber sieht aber Ausnahmen vor. Privilegiert sind Stromspeicher im Zuge der Einspeicherung von den Netzentgelten nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG für 20 Jahre. Nach Auffassung des OLG Düsseldorf schließt der Befreiungstatbestand deren weiteren Bestandteile nicht mit ein.

Bei der späteren Rückverstromung werden die Prosumer als Letztverbraucher nach § 5 Ziff. 24 EEG 2014 behandelt und müssen die Netzentgelte zahlen. Von der EEG-Umlage ist nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG 2014 der Speicher befreit, wenn er Strom aufnimmt und in selbiges Netz wieder einspeist. Jedoch fällt auf Seiten des Prosumers die Umlage an, da der Tatbestand der Eigenversorgung nicht mehr gegeben ist. Sogar genossenschaftliche Ansätze oder Mietkonzepte scheitern an der erforderlichen Personenidentität, eines der fünf Kriterien des Eigenverbrauchs. Bei der Stromsteuer erscheint kein Befreiungstatbestand einschlägig. Es ist davon auszugehen, dass der Speicher als Versorger Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Bei der Ausspeicherung liefert er dagegen an Letztverbraucher. Beide Vorgänge unterliegen der Stromsteuer.

Zusammenfassend führt die regulatorische Analyse zu dem Ergebnis, dass speicherseitig die Stromsteuer und die weiteren Netzentgeltbestandteile anfallen, prosumerseitig gar alle Strompreiskomponenten einer klassischen Stromlieferung. Hinterlegt man die aktuellen Sätze der einzelnen Umlagen und Abgaben, so summieren sich diese auf knapp 23 ct/kWh. Bei der normalen Strombelieferung betragen die Letztverbraucherabgaben hingegen 18 ct/kWh. Somit ist ein regionales Konzept basierend auf effizienten und erneuerbaren Erzeugungstechnologien gekoppelt mit einem zentralen Speicher schlechter gestellt als der Bezug von Graustrom (siehe Abbildung 77). Der entsprechende Eigenverbrauch im Objekt hingegen ist bis zur Bagatellgrenze gar vollständig von allen Letztverbraucherabgaben befreit.

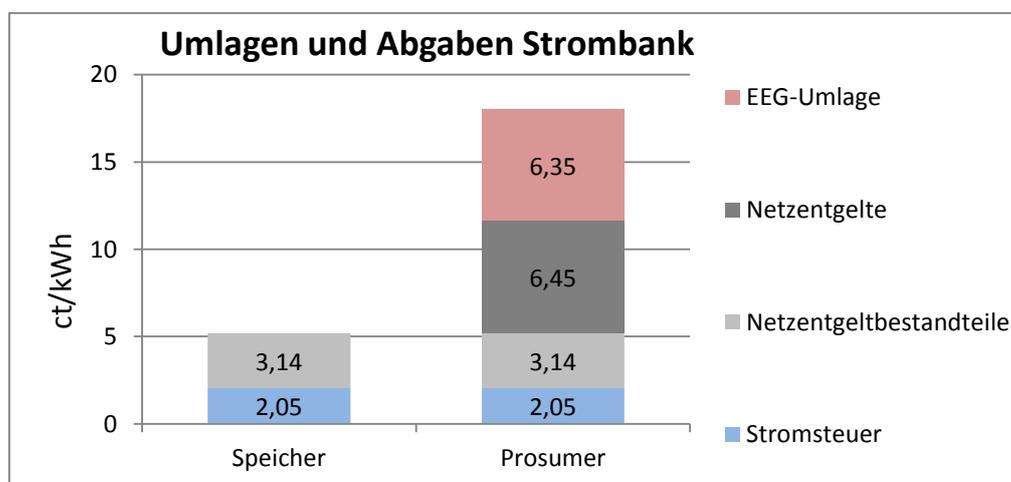


Abbildung 77: Umlagen und Abgaben bei einem Quartierskonzept 2016²⁰

²⁰ Zahlen in Anlehnung an BDEW 2016

9 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Strombank weist viele Vorteile im Gegensatz zu Heimspeichern auf, auch die Projektteilnehmer begrüßen das Konzept (siehe Kapitel 7). Allerdings hat die rechtliche Analyse gezeigt, dass Quartierspeicher mit Umlagen und Abgaben belastet werden. Inwieweit sie den Business Case beeinflussen, soll nachfolgend im Zuge eines Contracting Modells untersucht werden. Aufgrund des „Doppelvermarktungsverbots“ der Speicherkapazität, beruht der Business Case auf der Eigenverbrauchsoptimierung und Quartiersvermarktung. Potenziale durch eine Sekundärnutzung des Speichers in Form von Sekundärregelleistung werden daher getrennt voneinander betrachtet.

9.1 Vermarktung von Speicherkapazität an Prosumer

Im Fokus stehen die beiden Modelle Giro- und Quartierkonto. In drei Szenarien wird aus Kunden- und Betreibersicht der jeweilige Business Case der Strombank aber auch der eines Heimspeichers dargestellt, zum einen unter den heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen und zum anderen unter Anpassung der Regulatorik. Darüber hinaus werden Preisprognosen herangezogen, um das zukünftige Potenzial (2020) einer Strombank abzuschätzen.

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird die Kapitalwertmethode herangezogen. Dazu werden alle mit der Investition zusammenhängenden Zahlungen, die im Laufe des betrachteten Zeitraumes entstehen, auf das Jahr der getätigten Investition diskontiert. Hierzu wird ein konstanter Kalkulationszinssatz festgelegt. Der zugrundeliegende Kalkulationszinssatz beschreibt den Zinssatz, den ein Anleger für die bestmöglich Alternativinvestition am Kapitalmarkt erhalten würde. Die Summe aller abgezinsten Ein- und Auszahlungen bilden den Kapitalwert. Eine Investition ist demnach rentabel, wenn der Kapitalwert positiv ist. In diesem Fall übertreffen die über den Planungszeitraum entstehenden jährlichen Überschüsse die Investitionskosten.²¹

$$C(0) = A_0 + \sum_{t=0}^n (E_t - A_t) * (1 + i)^{-t} \quad (12)$$

C(0): Kapitalwert bezogen auf t=0
A₀: Anfangsinvestition

E_t: Einzahlung zum Zeitpunkt t
A_t: Auszahlung zum Zeitpunkt t

i: Kalkulationszinssatz

²¹ vgl. Götze 2008, S.71

Als Datengrundlage werden die im Forschungsprojekt gewonnenen Daten von 16 Teilnehmern verwendet, von zweien der 18 teilnehmenden Prosumer ist die Datengrundlage unzureichend, u.a. Gewerbe 7, der einen sehr hohen Verbrauch innerhalb des Quartiers verzeichnet und zugleich wenig einspeist. Die wichtigsten Annahmen sind der Tabelle 18 zu entnehmen. Die Anzahl wird für die Wirtschaftlichkeitsanalyse um den Faktor 10 auf eine Teilnehmeranzahl von 160 hochskaliert, so wächst der Speicher auf knapp ein halbes Megawatt. Die Kontogröße der Strombankteilnehmer wird gemäß der saisonalen dynamischen Kontogrößen (siehe Kapitel 5.3) gewählt. Die Kapazität des Heimspeichers wird an der jeweilig maximalen saisonalen Kontogröße der Teilnehmer festgemacht, bei PV-Anlagen also die Kontogröße der Sommerzeit und bei KWK-Anlagen die der Winterzeit. Durch die Optimierung ist die durchschnittliche Speichergröße für PV-Strombankkonten fast 30 % geringer als die Kapazität der Heimspeicher. Bei KWK-Anlagen ist die Differenz noch viel größer, da die Mehrzahl lediglich für ein halbes bis drei Viertel Jahr Speicherkapazität benötigt.

Annahmen	Einheit	Real Case 2016	Best Case 2016	Best Case 2020
Zinssatz				
WACC MVV	%	9,00	9,00	9,00
WACC Kunde	%	0,00	0,00	0,00
Dimensionierung Strombank				
Teilnehmerzahl		160,00	160,00	160,00
Speicherkapazität	kWh	490,00	490,00	490,00
Wirkungsgrad		83,00	83,00	83,00
Speicherpreis (netto)	€/kWh	600,00	600,00	500,00
Ø Speicherkapazität /PV	kWh	2,71	2,71	2,71
Ø Speicherkapazität /KWK	kWh	7,91	7,91	7,91
Heimspeicher				
Wirkungsgrad	%	75,00	75,00	75,00
Speicherpreis (netto)	€/kWh	1.400,00	1.400,00	900,00
Ø Speicherkapazität/PV	kWh	3,79	3,79	3,79
Ø Speicherkapazität/KWK	kWh	16,5	16,5	16,5
Strompreiskomponenten²²				
Bruttostrompreis (Ø 15 a)	ct/kWh	31,47	31,47	32,18
Regularien Prosumer -> Speicher	ct/kWh	4,57	0	0
Regularien Speicher -> Prosumer	ct/kWh	18,02	2,03	2,18

Tabelle 18: Überblick über die wichtigsten Annahmen für den Business Case

²² basierend auf BDEW 2016, Öko-Institut 2015, BMWi 2016, Hinz, F. et al. 2014

Energiemengen	Jahresmengen in kWh
Quartiererzeugung	1.126.000,00
Quartierverbrauch	1.359.000,00
Direktverbrauch	636.000,00
Speicherung in Strombank	178.000,00
Reststrombezug mit Girokonto	545.000,00
Reststrombezug mit Girokonto und Vermarktungskonto	406.000,00

Tabelle 19: Energiemengen des gesamten Quartiers über ein Jahr

Im Quartier werden über das Jahr etwa 1.126.000 kWh erzeugt und 1.359.000 kWh verbraucht (siehe Tabelle 19). Der Direktverbrauch beträgt 636.000 kWh. In die Strombank können 178.000 kWh/a ein- und ausgespeichert werden, wodurch der Reststrombezug mit dem Girokonto 545.000 kWh/a beträgt und 312.000 kWh ins Netz eingespeist werden. Mit dem Vermarktungskonto vermindert sich der Netzbezug auf 406.000 kWh/a.

Die aufgeführten Annahmen gelten für drei Szenarien. Real Case 2016 beschreibt den wirtschaftlichen Rahmen der Strombank, wenn sie unter heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 8) und Kosten umgesetzt werden würde. Aufgrund der im Zuge der Einspeicherung anfallenden Umlagen und Abgaben in Höhe von 4,57 ct/kWh und erneuter Abgabebzahlungen bei Bezug von 17,36 ct/kWh ist bereits ohne Berechnung erkennbar, dass kein positiver Business Case abbildbar ist. Deshalb wird im Best Case 2016 der Quartierspeicher dem Heimspeicher annähernd gleichgestellt, indem die EEG-Umlage und Stromsteuer gestrichen und die Netzentgelte aufgrund des netzdienlichen Verhaltens um den Höchstsatz von 80 % reduziert werden. Im Best Case 2020 soll unter den angepassten regulatorischen Bedingungen, der zu erwartende Preisverfall von Batteriespeichern bei zugleich steigenden Strompreisen berücksichtigt werden.

9.1.1 Betreibersicht

Der Betreiber einer Strombank generiert durch das Girokonto zum einen Einnahmen durch die Bereitstellung von Speicherkapazität und zum anderen über die Marge auf den Reststrombezug. Er erhebt dabei die vom Kunden zu zahlenden Strompreise und führt die zu entrichtenden Umlagen und Abgaben wie auch die Kosten für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, Vertrieb und Beschaffung an die entsprechenden Stellen ab und behält

die Marge ein. Das Ganze soll in einer Kontogebühr verpackt werden, die über das Jahr als konstant angenommen werden soll. Hierfür wird die durchschnittliche Kontogröße vereinfacht angesetzt. Für das Vermarktungskonto wird eine Vermarktungsgebühr in Höhe der realen Aufwendungen erhoben, diese Position ist betreiberseitig somit neutral.

Ziel bei der Ermittlung der Kontogebühr ist es, mit den dadurch generierten Einnahmen die Aufwendungen bei allen drei Szenarien zu decken und zugleich eine positive Rendite zu erwirtschaften unter Berücksichtigung des angesetzten Zinssatzes von 9 %. Der Kapitalwert soll sich nach 15 Jahren zu Null ergeben. Die Erzeugungsanlagen befinden sich weiterhin im Besitz des Kunden, weshalb der größte Kostenblock die Investitionskosten in den Speicher, Wechselrichter, Peripherie und Smart Meter bilden. Die Kostenbestandteile sind Tabelle 20 zu entnehmen.

Die Kontogebühr wird kundenseitig über die zyklisierte Energiemenge bestimmt. Dazu wird die sich aus dem Modell ergebende betreiberseitige Girokontogebühr bei einem Kapitalwert von Null durch die gesamte vom Quartier zyklisierte Energiemenge auf Basis der optimierten Kontogröße geteilt, wodurch man die Kosten pro zyklisierter Kilowattstunde erhält.

Betreibersicht Strombank		
Einzahlungen		Gebühr durch Teilnehmer
	kWh-abhängig	Marge auf Reststrombezug
CAPEX	Anfangsinvestition In Periode 0	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung und Planung ▪ Anlagenbau: Speicher, Wechselrichter, Peripherie und Smart Meter
OPEX	fix	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betriebskosten Strombank ▪ Miete Kellerraum ▪ LTE Strombank ▪ Degradation des Speicher
	kundenabhängig	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inkrementell Metering ▪ Inkrementell Abrechnung und Vertrieb ▪ Inkrementell Service ▪ Hosting Server
	kWh-abhängig	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stromeinkauf und Umlagen auf Eigenverbrauch Strombank ▪ Umlagen auf Einspeicherung ▪ Umlagen auf Ausspeicherung

Tabelle 20: Kostenbestandteile aus Betreibersicht zur Umsetzung der Strombank

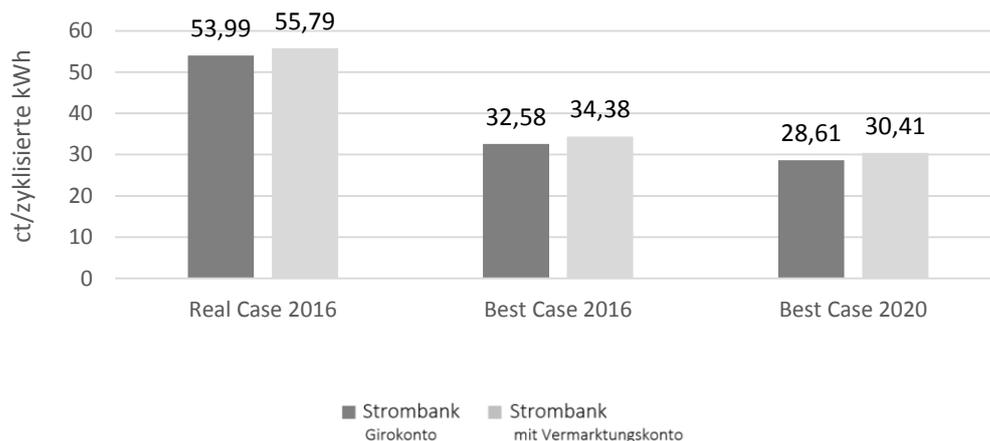


Abbildung 78: Kosten pro zyklisierte kWh Strombank in den einzelnen Szenarien

Bei dem gewählten Zinssatz des Betreibers von 9 % und einer zyklisierten Energiemenge von 178.000 kWh/a müssen im Real Case Szenario 2016 Einnahmen in Höhe von 96.368 €/a generiert werden. Mit angepassten Regularien halbieren sich die Einnahmen nahezu auf 57.992 €/a, somit sinken auch die Gebühren für den Kunden, da aus Betreibersicht alle drei Szenarien zu demselben wirtschaftlichen Ergebnis führen. Im Jahr 2020 erlaubt der zu erwartende Preisrückgang der Batteriemodule eine erneute Senkung der Kontogebühren, die zu Einnahmen in Höhe von 50.927 €/a führen. Mit dem Vermarktungskonto reduziert sich der Reststrombezug aller Kunden. Folglich werden betreiberseitig die Einnahmen durch die Marge geringer, da die Vermarktung kostenneutral erfolgt. Daher muss die Kontogebühr einen größeren Anteil der Kosten tragen.

Legt man die Kosten auf die zyklisierte Kilowattstunde um, so ergeben sich die in Abbildung 78 dargestellten Zykluskosten der drei Szenarien. Durch den Wegfall der Umlagen und Abgaben sinken die Zykluskosten um knapp 45 % und erreichen nahezu einen Wert von 30 ct/kWh. Mit dem Vermarktungskonto steigen die Kosten leicht um je 1,8 ct/kWh.

9.1.2 Kundensicht

Wie aus der sozialwissenschaftlichen Untersuchung hervorgeht, sind die Teilnehmer auch an einem Heimspeicher interessiert. Sie würden sich dann bei der Strombank anmelden, wenn sie dadurch mindestens das gleiche Kostenniveau bei der Stromversorgung halten könnten. Aus diesem Grund wird an jeweils einem PV- und KWK-Kunden die Sichtweise der Prosumer aufgezeigt. Grundsätzlich ist denkbar, dass dieser vor seiner Kaufentscheidung seine heutigen Stromkosten den Kosten alternativer Lösungen, diesen Fall eines Heimspeichers und der Strombank, gegenüberstellt.

Kundenanlage		PV-Anlage			KWK-Anlage		
Modell		Klassik	Heim-speicher	Strom-bank	Klassik	Heim-speicher	Strom-bank
Nennleistung Anlage [kW]		4,66			5,5		
Verbrauch [kWh]		5.687			41.421		
Erzeugung [kWh]		3.303			33.942		
Direktverbrauch [kWh]		1.291			26.715		
Einspeicherung [kWh]		0	909	909	0	4.187	4.187
Speicher-größe	Übergangszeit 1	0	7	2,40	0	11	4,80
	Sommer			6,20			2,60
	Übergangszeit 2			2,40			4,80
	Winter			1,00			10,40
	∅			3,08			6,10
Eigenverbrauchsquote [%]		39	67	67	79	91	91
Autarkiegrad [%]		23	35	39	64	72	75

Tabelle 21: Energieflüsse und Speichergrößen eines PV-Haushalts- und KWK-Gewerbekunden

Tabelle 21 zeigt die Energieflüsse und Speichergrößen des PV- und KWK-Kunden. Der Heimspeicher unterscheidet sich zur Strombank darin, dass der Heimspeicher größer dimensioniert werden muss, da er nicht saisonal bedarfsorientiert verändert werden kann. Durch die Anpassung werden nahezu dieselben Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade erreicht. Die Strombank hat jedoch einen kleinen Vorteil. Aufgrund des vom Betreiber getragenen Wirkungsgradverlusts steigt der Autarkiegrad leicht an.

Zu Vergleichszwecken werden die Kosten pro zyklisierter Kilowattstunde in Abbildung 79 als Ergebnis skizziert. Dazu wurden die annuitätischen Investitionskosten und die jährlichen Betriebskosten auf die aus dem Speicher entnommene Strommenge bezogen. Deutlich wird, dass kleine Heimspeicher derzeit noch sehr teuer sind. Mit zunehmender Größe werden die „Economies of Scale“ spürbar, wodurch bspw. Speicher im gewerblichen Bereich günstiger als die Strombank sind, bedingt durch die nicht anfallenden Umlagen und Abgaben im Objekt. Für die Haushalte stellt sich heraus, dass eine Strombank in jedem Case die günstigere Alternative ist. Im Zukunftsszenario 2020 kostet die zyklisierte Kilowattstunde des Heimspeichers 43 ct/kWh, die des Gewerbespeichers 24 ct/kWh und die Strombank 29,5 ct/kWh.

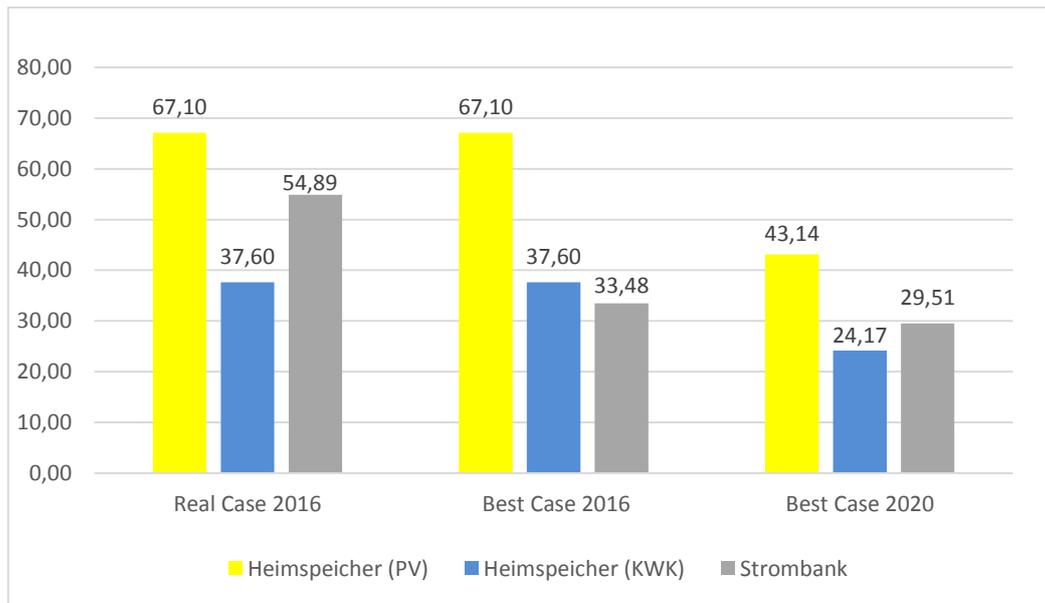


Abbildung 79: Gegenüberstellung der Kosten eines Heimspeichers und einer Strombank

Aus den Berechnungen für den PV-Kunden geht hervor, dass in allen drei Modellen die Auszahlungen bzw. Gebühren größer sind als mögliche Einnahmen durch die EEG-Einspeisevergütung. Infolgedessen sind in Abbildung 80 die absoluten Kosten aufgeführt. Das Girokonto ist in jedem Fall günstiger als ein Heimspeicher, u. a. zurückzuführen auf die Überbuchbarkeit bzw. saisonale Kontogrößen. Unter angepassten Regularien ist die Nutzung beider Konten, also Giro- und Vermarktungskonto die beste Lösung unter Anwendung eines Speichers. Jedoch ist das klassische Modell (nachfolgend als Klassik bezeichnet), also der reine Strombezug, immer die kostengünstigste Variante. Für den Anwendungsfall Gewerbe mit einer KWK-Anlage ist Klassik am günstigsten gefolgt vom Heimspeicher, knapp vor der Strombank (siehe Anhang 18), lediglich im Best Case Szenario 2016 ist die Strombank etwas günstiger.

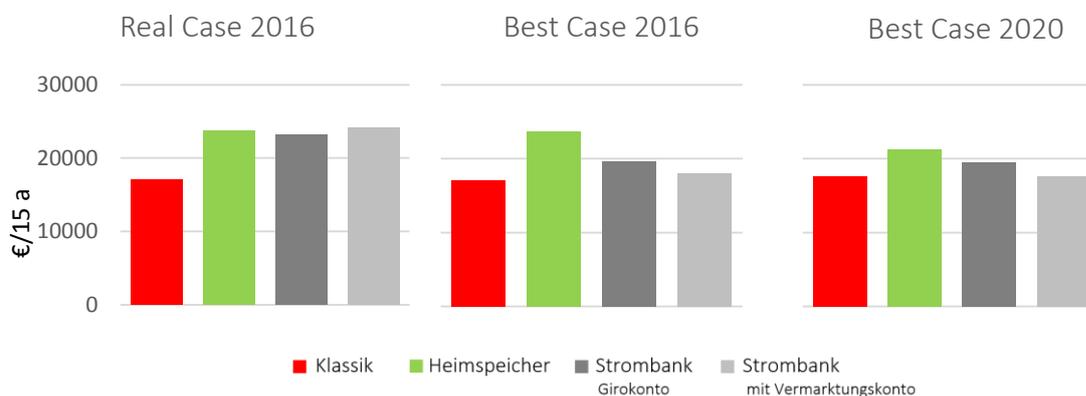


Abbildung 80: Gesamtkosten der Modelle für PV-Kunden über 15 Jahre (brutto)

9.1.3 Sensitivitätsanalyse

Die getroffenen Annahmen basieren auf realen Jahresdaten und Preisprognosen. Um die darin enthaltenen Unsicherheiten nicht unbeachtet zu lassen, wird eine Sensitivitätsanalyse erstellt und auf die Kosten einer zyklisierten Kilowattstunde heruntergebrochen. In Abbildung 81 ist diese anhand des Best Case Szenarios 2020 aufgeführt.

Wird ein Zinssatz von 0 % angenommen, dann sinken die Kosten mit dem Giro- und Vermarktungskonto auf 20 ct/kWh. Hier können die Vorteile der Überbuchung der Strombank gegenüber dem Heimspeicher aufgrund des komplementären Verhaltens der KWK- und PV-Anlagen voll ausgespielt werden. Kunden mit PV-Anlagen können im Vergleich zum Heimspeicher im Best Case 2016 47 % und im Best Case 2020 33 % und im Vergleich zum Modell Klassik 6 und 13 % sparen. KWK-Gewerbekunden können im Vergleich zum Heimspeicher 40 und 28 % und im Vergleich zum Modell Klassik 10 und 17 % einsparen. Ein sehr niedriger Kalkulationszinssatz wäre beispielsweise im Rahmen eines genossenschaftlichen Modells möglich. Bis zu einem Kalkulationszinssatz von 4,5 %/a bleiben diese Vorteile bestehen. Die Vorteile sind nur erreichbar, wenn Quartierspeicher Eigenverbrauchslösungen im Objekt nahezu gleich gestellt werden. Das bedeutet, dass Quartierspeicher von allen Umlagen und Abgaben zu befreien sind und aufgrund des netzdienlichen Verhaltens für die Netznutzung lediglich ein reduziertes Netzentgelt angesetzt wird. Zudem könnten durch Sekundärnutzungen z. B. in Form von Regelleistungserbringung weitere Erlöse erzielt bzw. Speicherkosten gesenkt werden. Diese Effekte blieben in diesem Modell unberücksichtigt.

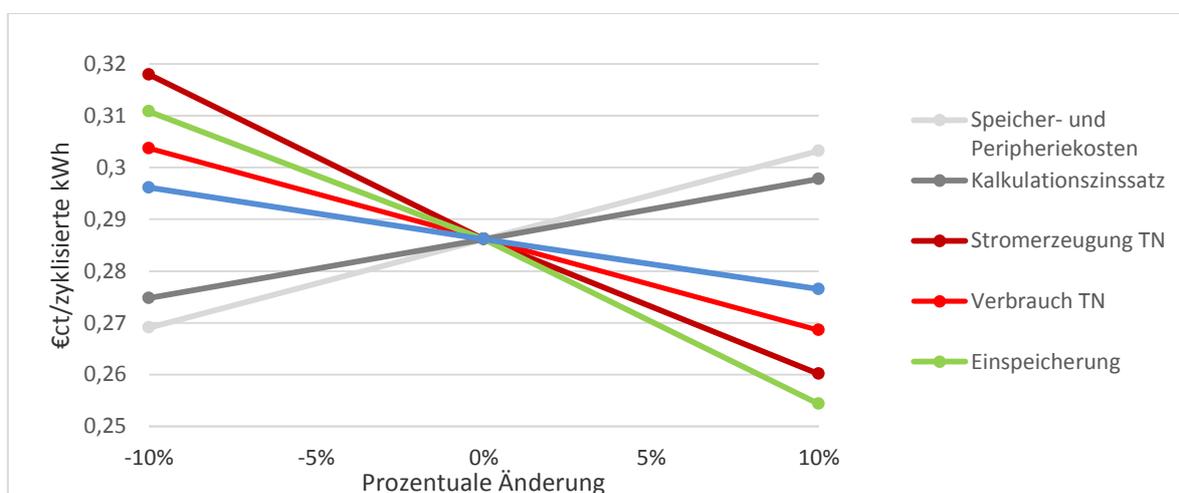


Abbildung 81: Sensitivitätsanalyse der Strombank aus Betreibersicht des Best Cases 2020

9.2 Vermarktung von Regelleistung

Regelleistungsart	Primärreserve	Sekundärreserve	Minutenreserve
Erreichung Sollwert	30 s	5 min	15 min
Erbringungsdauer	30 min	4 h	4 h
Mindestangebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Produktzeitscheiben	gesamte Woche	HT: Mo-Fr, 8 – 20 Uhr (ohne Feiertage) NT: restlicher Zeitraum	6 Zeitscheiben à 4h
Ausschreibung	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Vergabe	Leistungspreis- Merit-Order	Leistungspreis-Merit- Order	Leistungspreis- Merit-Order
Abrufreihenfolge	alle bezuschlagten Anbieter	Arbeitspreis-Merit- Order	Arbeitspreis-Merit- Order

Tabelle 22: Rahmenbedingungen für die Regelleistungserbringung²³

Die Regelleistung ist das Instrument der ÜNB, um unvorhergesehene Netzschwankungen auszugleichen. Über den Regelleistungsmarkt können bspw. Anlagenbetreiber entgeltlich Regelleistung anbieten, sie verpflichten sich damit zugleich die angebotene Leistung vorzuhalten und bei Anruf zu leisten, also Strom aufzunehmen oder abzugeben. Für die drei Reservearten gelten unterschiedliche Rahmenbedingungen, die in Tabelle 22 auszugsweise dargestellt sind. Im Zuge des Projektes soll eine optimale Gebotsstrategie bei der Erbringung von negativer und positiver SRL ausgearbeitet werden. Anschließend wird untersucht, inwieweit die durch negative Regelleistungserbringung aufgenommene Energie im Quartier genutzt werden kann.

9.2.1 Sekundärregelleistungserbringung

Um SRL am Markt anbieten zu können, wird eine Mindestangebotsgröße von 5 MW gefordert. Durch Poolbildung können auch kleinere Anlagen teilnehmen, indem sie zusammen ein virtuelles Kraftwerk zur Erreichung der Mindestangebotsgröße bilden. Zur Untersuchung des Vermarktungspotenzials soll der Speicher so vergrößert werden, dass er eigenständig am Markt agieren kann. Aus dem 4-Stunden-Kriterium und unter Berücksichtigung von Verlusten wird seine Kapazität auf 12 MWh erweitert. In positiver Richtung werden 5 MW, in negativer Richtung 6 MW präqualifiziert (siehe Tabelle 23). Erlöse werden sowohl durch bereitgestellte als auch abgerufene Leistung generiert.

²³ nach BNetzA 2011a, BNetzA 2011b, BNetzA 2011c

Angebotene negative SRL	Angebotene positive SRL	Speicherkapazität	Wirkungsgrad
6 MW	5 MW	12 MWh	90 %

Tabelle 23: Simulationsparameter des Batteriespeichers

Entscheidend für die Vorhersagbarkeit erzielbarer Erlöse ist der Verlauf des mittleren Leistungspreises (MLP). Obwohl er großen Schwankungen unterliegt, wird die Annahme getroffen, dass der MLP über das gesamte Jahr erzielt werden kann. Die aus dem Gebot des MLP erzielbaren Erlöse unter Berücksichtigung der angebotenen Leistung sind in Abbildung 82 dargestellt. Trotz der geringeren Entladeleistung von 5,0 MW ist der Beitrag der positiven Produkte größer. Insgesamt betragen die Einnahmen durch den Leistungspreis 407.983 €. Der zweite Erlösblock ist der Arbeitspreis, der nur bei Abruf gezahlt wird, daher gilt es, eine entsprechende Gebotsstrategie für alle vier Produkte (negative und positive Regelleistung jeweils zu NT und HT Zeiten) zu erarbeiten.

Vergütet wird nach dem Gebotspreisverfahren (Pay-as-bid-Verfahren), also nach dem individuellen Angebotspreis. Zu beachten ist, dass ein ausgewogenes Verhältnis zwischen negativer und positiver Regelleistungserbringung die Aktivitäten am Intraday-Handel zwecks Lademanagement minimiert. Der Zuschlag orientiert sich am Leistungspreis und den günstigsten Angeboten bis der Reservebedarf gedeckt ist. Daraus bildet sich die Abrufreihenfolge, die sogenannte Merit-Order. Folglich beeinflusst der gebotene Arbeitspreis die Position in der Merit-Order und die Wahrscheinlichkeit abgerufen zu werden.

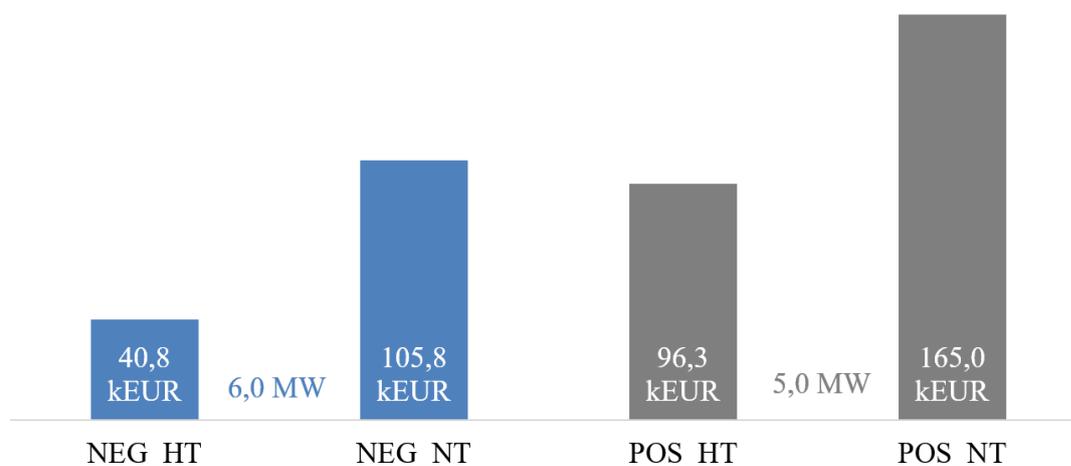


Abbildung 82: Erlöse des Batteriespeichers im Jahr 2015 durch Gebot des MLP

Die Analyse hat gezeigt, dass der Speicher die höchsten Erlöse in der vorderen Merit-Order-Position erzielt. Die Erlöse steigen auf jährlich maximal 807.000 €. Positive Regelarbeit bringt dabei die meisten Erlöse, negative Regelarbeit führt gar wegen meist negativen Arbeitspreisen zu einem negativen Ergebnis. Jedoch ist zu beachten, dass der Bezug negativer Regelleistung dennoch eine preisgünstige Bezugsquelle darstellt. Ein ausgewogenes Verhältnis zwischen erbrachter positiver SRL und aufgenommener negativer SRL ist daher von Vorteil. Trotz der sehr häufigen Abrufe ist der Stromspeicher in der Lage ein Gleichgewicht zwischen positiver und negativer SRL zu erreichen und nur eine Minderheit des umgesetzten Stroms über das Lademanagement zu beschaffen.

Um bewerten zu können, ob die Vermarktung des Batteriespeichers auf dem SRL-Markt vorteilhaft ist, wird der Vergleich mit der alternativen Vermarktungsoption auf dem PRL-Markt herangezogen. Für eine Vergleichbarkeit zwischen beiden Regelleistungsarten wird die angebotene Leistung für die Erbringung von PRL gemäß der Anforderungen der ÜNB mit einem Leistungs-Kapazitätsverhältnis von 1,3 angesetzt.²⁴

Die angebotene Leistung beträgt somit 9 MW. Für die PRL gilt wie bei der SRL die Annahme, dass der MLP über das gesamte Jahr erzielt werden kann. Die Analyse zeigt, dass Einnahmen in Höhe von 1,77 Mio. € in der PRL generiert werden können. In der SRL sind die Erlöse 31 % geringer und betragen nur 1,22 Mio. € (siehe Abbildung 84).

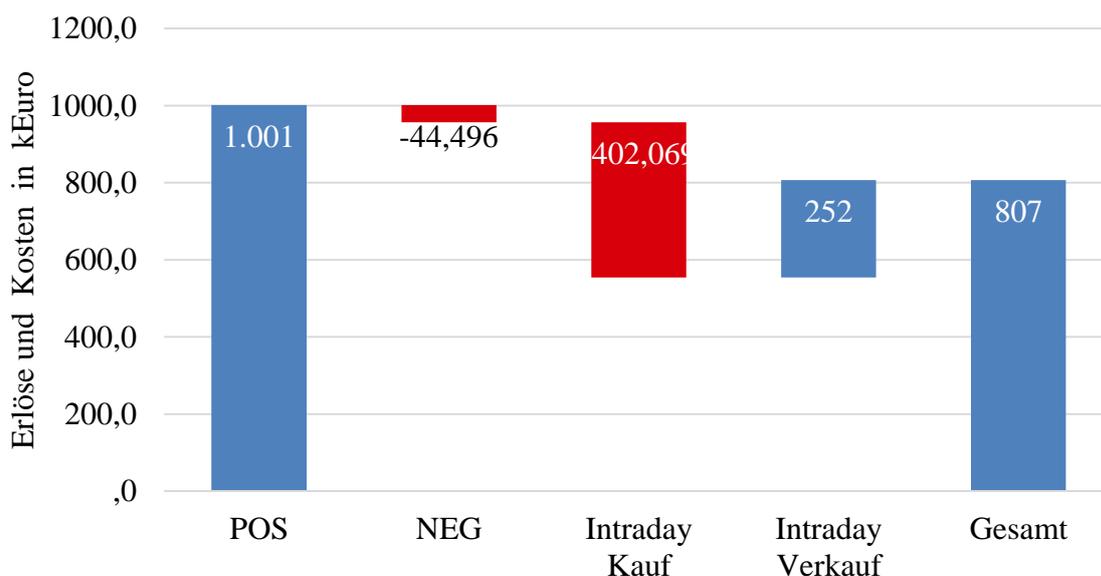


Abbildung 83: Kosten- und Erlösstruktur bei einer Kapazität von 12 MWh

²⁴ vgl. Deutsche ÜNB 2015, S.5

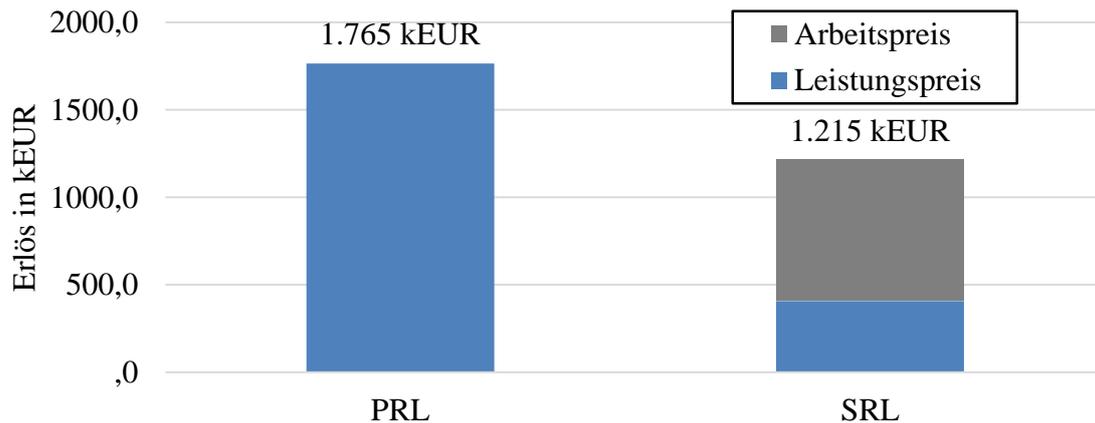


Abbildung 84: Erlöse eines 12 MWh-Speichers auf dem PRL- und dem SRL-Markt

Das maximale Erlöspotenzial aus den Abrufen wird nur dann erreicht, wenn die Gebote aller Mitbewerber im Voraus bekannt sind. Dies ist aber in der Realität nicht der Fall, da die Auktionsergebnisse erst nach Gebotsschluss veröffentlicht werden. Nimmt man den optimalen Arbeitspreis der in der Vorwoche geboten wurde an, dann verringern sich die Erlöse bei dieser Strategie bereits um 30 %. Darüber hinaus sorgt der regelmäßige Abruf für hohe Zyklenzahlen von 1.408 Vollzyklen pro Jahr. Pro Tag sind das 3,9 Vollzyklen, damit wird der Speicher stark beansprucht (vgl. Kapitel 5.1.4).

9.2.2 Versorgung eines Quartiers mit negativer Regelleitung

Anstatt den aufgenommenen Strom durch negative Regelleistungserbringung zu vermarkten, könnte dieser auch lokal zur Quartiersversorgung genutzt werden. Zwar sind die Arbeitspreise an vorderster Position in der Merit-Order meist negativ, das heißt für die aufgenommene Energie wird Geld an den ÜNB gezahlt, aber größtenteils an anderen Positionen positiv. Im entwickelten Quartiersmodell (siehe Abbildung 85) sind über das Netz der allgemeinen Versorgung die Haushalte mit dem Speicher und einem Elektrokessel verbunden. Der Elektrokessel dient als Besicherung und bereitet Warmwasser auf. Er verfügt über eine unbegrenzte Arbeitsfähigkeit, also eine unendlich große Wärmesenke. Steigt der Speicherstand bei einem Regelleistungsabruf auf 100 %, wird die überschüssige Energie im Elektrokessel in Wärme umgewandelt. Diese Wärme substituiert im Modell den Einsatz eines Gaskessels und wird mit 7 ct/kWh vergütet. Fällt der Speicherstand auf 0 % bezieht das Quartier Strom aus dem öffentlichen Stromnetz. Für den Preis des bezogenen Stroms wird der Spotmarktpreise der auf der EPEX SPOT gehandelten Stundenkontrakte verwendet.

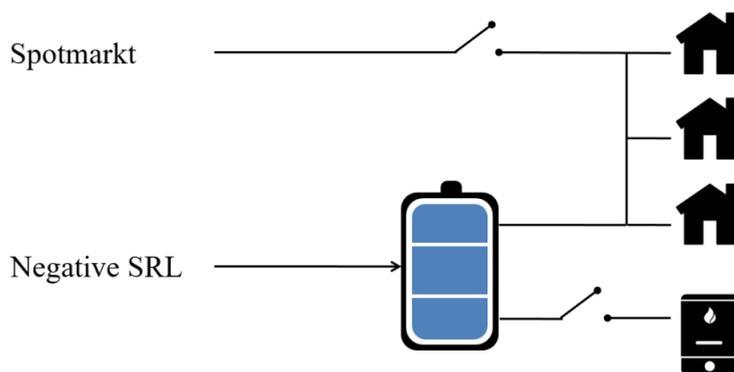


Abbildung 85: Schematische Skizze der Stromversorgung eines Quartiers mit negativer SRL

Insgesamt soll der Speicher 100 Wohneinheiten mit elektrischem Strom versorgen, die jeweils einen Jahresverbrauch von 2.000 kWh gemäß dem Standardlastprofil HO aufweisen. Daraus ergibt sich eine Speicherkapazität von 600 kWh und eine Leistung von 600 kW (siehe Tabelle 24). Über das Jahr könnten so 48 % des Strombedarfs aus negativer Regelleistung gedeckt werden, die restlichen Mengen stammen aus dem Netz (siehe Tabelle 25). 84 MWh werden aufgrund begrenzter Speicherkapazität im Elektrokessel durch negative Regelleistungserbringung in Wärme umgewandelt und zu 7 ct/kWh verkauft.

Eine Gegenüberstellung der durch die negative Regelleistungserbringung entstehenden Kosten und erzielbaren Erlöse ist in Abbildung 86 zu finden. Heute zahlen die Haushalte, fasst man sie zu einer Gemeinschaft zusammen, knapp 48.000 € netto zur Deckung ihres gesamten Strombedarfs über das Netz.

Annahmen	
Haushalte	100
Stromverbrauch pro Haushalt	2.000 kWh/a
Speicherdimensionierung	600 kWh / 600 kW (Wirkungsgrad 90 %)
Arbeitspreis	92 EUR/MWh
Leistungspreis	24,43 EUR/kW
Wärmegutschrift	7 ct/kWh
Haushaltsstrompreis (netto)	24,1 ct/kWh

Tabelle 24: Annahmen Quartiersversorgung mit negativer Regelleistung

	Strom	Wärme
negative SRL	Stromnetz	
96.305 kWh	103.695 kWh	84.100 kWh

Tabelle 25: Strombeschaffung und Wärmeerzeugung im Quartiersmodell

Würden sie als Gemeinschaft den Speicher und den Kessel betreiben, dann würden ihre Kosten hauptsächlich um die Mengen ansteigen, die darüber hinaus zum Kessel geleitet werden. Zwar sind die zu zahlenden negativen Arbeitspreise relativ gering, allerdings fallen alle Umgebungen und Abgaben an, die auch bei einer klassischen Strombelieferung anfallen würden (siehe Kapitel 8.3), von einer Doppelbesteuerung wird im vorliegenden Modell allerdings abgesehen. Auf der anderen Seite können zum einen durch den Verkauf der Wärme, hauptsächlich aber über die Vergütung zur Vorhaltung und Erbringung der SRL, Erlöse erzielt werden. Auf diese Weise kann ein Gewinn bzw. Vorteil von 28.600 € erzielt werden.

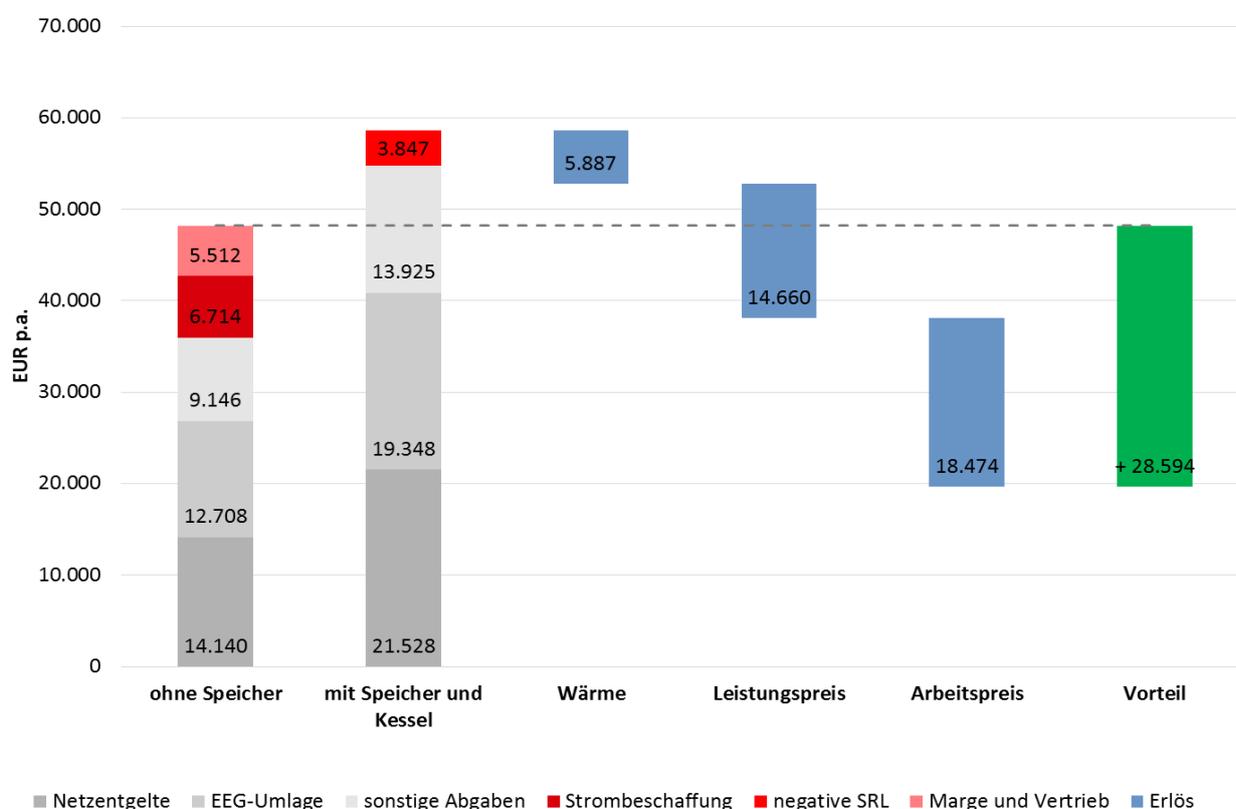


Abbildung 86: Kosten- und Erlössituation durch die Quartiersversorgung mit negativer REL

Unberücksichtigt bleiben in dem Modell indessen die Anschaffungskosten eines Batteriespeichers, der mit ca. 360.000 € in dieser Größenordnung zu beanschlagen wäre. Unterstellt man eine Lebensdauer von 15 Jahren, so wird bereits bei einer ersten Abschätzung deutlich, dass kein finanzieller Vorteil entsteht. Die Anschaffungskosten des Kessels und das Management sind ebenso noch nicht einkalkuliert. Ausschließlich bessere regulatorische Bedingungen würden das Modell wirtschaftlich attraktiver machen.

10 Zusammenfassung

Im Rahmen des Forschungsprojektes Strombank wurde ein Betreibermodell für einen Batteriespeicher als Quartierspeichersystem über 15 Monate im Zuge eines Praxistests untersucht. Über eine cloudbasierte Management Software wurden 18 Projektteilnehmer bzw. Prosumer (14 PV- und vier KWK-Anlagen) mit dem Speicher vernetzt. Die eingebauten Messboxen bei den Teilnehmern übertrugen im 5-Sekundentakt die Zählerdaten verschlüsselt über eine LTE-Mobilfunkverbindung an die Strombank-Anwendung. Elektrotechnisch sind alle Anlagen über das öffentliche Niederspannungsnetz miteinander verbunden. Mittels einer Bankanalogie wurden die Vorgänge im Betreibermodell verständlich gemacht. Jeder Teilnehmer erhielt eine bestimmte Speicherkapazität bzw. ein Konto bei der Strombank. Ein Konto wurde zur Eigenverbrauchsoptimierung und ein weiteres zur Vermarktung überschüssigen Stroms im Quartier verwendet. Eine im Projekt entwickelte Applikation visualisierte die Kontostände und erfassten Daten für jeden Teilnehmer.

Während der zweijährigen Projektphase wurden technische, sozialwissenschaftliche, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte des Betreibermodells Strombank untersucht.

Die eingesetzten technischen Komponenten zeigten eine hohe Zuverlässigkeit. So betrug die Verfügbarkeit der cloudbasierten Strombank-Applikation während des Praxistests 99 %. Der Lithium-Ionen-Batteriespeicher arbeitete bis auf eine kurze Unterbrechung aufgrund eines Sensordefekts zuverlässig.

Angesichts der komplementären Erzeugungseigenschaften der angebundenen PV- und KWK-Anlagen konnten anstelle fixierter Speichergrößen dynamische, jahreszeitspezifische Kontogrößen gewählt werden. Somit wurde die Gesamtkapazität des Speichers optimal ausgenutzt und zugleich der durchschnittliche Eigenverbrauch auf zeitweise 60 % bis 80 % verdoppelt. Mittels Quartiersvermarktung konnten die restlichen Energiemengen zusätzlich lokal gehandelt werden. Über das Jahr reduzierten sich die Einspeisung in das übergeordnete Netz um 75 % und der Netzbezug um 40 %. Folglich leistete die Strombank einen erheblichen Beitrag zum lokalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch.

Weitere netzentlastende Effekte wurden durch einen Peakshaving-Algorithmus erreicht. Auf Basis von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen wurde das Beladen des Speichers zeitlich

verzögert, sodass die photovoltaikbedingte Netzeinspeisungsspitze zur Mittagszeit durch den Speicher gedämpft wurde. Dabei wurde eine Reduktion der Mittagsspitze um 25 % erreicht, ohne dabei den Eigenverbrauch negativ zu beeinflussen.

Aufgrund der Fähigkeit des Systems, schnelle Lastwechsel durchführen zu können, wurde der eingesetzte Quartierspeicher für die Sekundärregelleistung präqualifiziert und zugelassen. Damit konnte gezeigt werden, dass eine sekundäre Nutzung des Batteriespeichers möglich ist.

Die Projektteilnehmer bewerteten das Strombanksystem durchweg positiv. Im Dialog wurde deutlich, dass die Mehrheit von ihnen derzeit ein Quartierskonzept wie die Strombank einem Heimspeicher vorziehen würden. Überdies ist für viele Befragte der physische Besitz des Speichers eher unwichtig. Zudem begrüßen sie den Komfort eines zentralen Managements. Bei den Teilnehmern steht die wirtschaftliche Eigenverbrauchsoptimierung im Mittelpunkt. Ihre Überschüsse würde die Mehrheit nach Wegfall der EEG-Vergütung in der Nachbarschaft vermarkten. Mehr als die Hälfte würde auch Strom aus dem Quartier kaufen, ein gutes Drittel nur dann, wenn der Strom günstiger wäre als der Grundversorgungstarif.

Das Strombankmodell wird aus regulatorischer Sicht mit erheblichen Umlagen und Abgaben belastet. Da Batteriespeicher im EEG und EnWG als Letztverbraucher gelten und das Modell das Netz der öffentlichen Versorgung verwendet, fallen die entsprechenden Umlagen sowohl bei der Einspeicherung als auch bei der Ausspeicherung des selbst erzeugten Stroms an. Zwar gibt es einige Ausnahmeregelungen für Energiespeicher für den Fall der Einspeicherung, jedoch führen diese nicht dazu, dass Stromspeicher einer Belieferung oder gar Heimspeichern gleichgestellt werden. Insgesamt betragen die Umlagen und Abgaben derzeit für die Zwischenspeicherung und die spätere Stromentnahme 23 ct/kWh. Bei einer klassischen Strombelieferung betragen die Letztverbraucherabgaben lediglich 18 ct/kWh.

Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Stromspeichermodells müssen zusätzlich zu den Letztverbraucherabgaben die Kosten für die Zwischenspeicherung und ggf. Opportunitätskosten für die entgangene EEG-Vergütung hinzugerechnet werden. Folglich ist heute auf Basis der aktuellen Regulierung kein wirtschaftliches Betreibermodell abbildbar.

Bei einer verursachergerechten Belastung der Strombank durch Netzentgelte und gleichzeitigem Wegfall der EEG-Umlage könnte allerdings bereits heute eine Kostenersparnis im Vergleich zum klassischen Strombezug aus dem Netz erreicht werden.

10.1 Fazit

Das Projekt zeigte, dass die Strombank technisch ausgereift ist und von den Kunden und weiteren Stakeholdern (z.B. Medien) als sehr attraktiv empfunden wird. Obwohl das Interesse der Kunden sehr hoch ist, kann aktuell aufgrund der Rechtslage und der damit eingehenden Belastungen durch Umlagen und Abgaben kein wirtschaftliches Betreiberkonzept dargestellt werden. Ein Rechtsgutachten zeigt dabei die Widersprüche der aktuellen Regulierung auf.

Die Strombank ist ein Beispiel, wie mit den Möglichkeiten der Digitalisierung in der Energiewirtschaft neue Geschäftsmodelle umgesetzt werden können. Die gesellschaftliche Entwicklung hin zum Teilen bzw. Sharing anstatt des Besitzes wird aufgenommen und gezeigt, welche Synergien sich daraus ergeben, eine bestehende Infrastruktur wie das Stromnetz möglichst effizient zu nutzen und die Kosten gerecht auf viele Schultern zu verteilen. Das Gleiche gilt für Stromspeicher, die zukünftig eine wichtige Rolle in der Stromversorgung bzw. Versorgungssicherheit spielen werden. Auch hier sollte eine vielfache und effiziente Nutzung der heute noch teuren Stromspeicher angestrebt werden.

Es ist zu hoffen, dass interessante und innovative Konzepte und Modelle wie die Strombank zukünftig möglich sind, um sinnvolle und für die Kunden attraktive Produkte und Dienstleistungen anbieten zu können. Dies setzt eine Regulierung voraus, die den technologischen und gesellschaftlichen Wandel berücksichtigt und Freiräume für Neues lässt.

10.2 Ausblick

Aufbauend auf den Erkenntnissen des Projekts Strombank sind neue und weiterreichende Konzepte, Modelle und Produkte denkbar:

Betrachtet man die Herausforderung im regulatorischen Bereich, so wird deutlich, dass vor allem durch die Verwendung des Netzes der öffentlichen Versorgung im Strombankkonzept Abgaben und Umlagen anfallen, die eine erhebliche finanzielle Belastung darstellen. Daher erscheint die Verwendung eines geschlossenen Verteilernetzes oder die Umsetzung in einem

Gebäudekomplex mit mehreren Mietparteien als vorteilhaft. Zwar bleibt dadurch die Belastung durch die EEG-Umlage bestehen, jedoch fallen die Netzentgelte und die damit eingehenden weiteren Bestandteile weg.

Sollte die avisierte EEG-Umlageentlastung von Mieterstromkonzepten greifen, dann würde das Strombankkonzept in wenigen Jahren auch für diesen Fall wirtschaftlich attraktiv²⁵. Jeder Wohnpartei könnte zukünftig Speicherkapazität zugeordnet und abgerechnet werden.

Aus regulatorischer Sicht sollten dezentrale Konzepte nur in der Höhe mit Umlagen und Abgaben belastet werden, wie sie diese verursachen. Im Fall der Strombank führt die Erhöhung des Eigenverbrauchs zu keiner Belastung des EEG-Vergütungskontos, weshalb dieses Konzept von der Zahlung der EEG-Umlage für selbst erzeugten, gespeicherten und verbrauchten Strom befreit werden sollte, ähnlich wie dies für Heimbatteriespeicher der Fall ist. Netzentgelte sollten nur in der Höhe berechnet werden, wie sie vom Strombanksystem durch die Benutzung des öffentlichen Netzes vom Hausanschluss des Prosumers bis zur nächsten Strombank verursacht werden. Somit würde die Strombank zur Finanzierung der Netze beitragen, diese elektrotechnisch entlasten und Kunden ein finanziell attraktives Modell zur Speicherung ihres selbst erzeugten Stroms anbieten können.

Die Umsetzung der Strombank benötigt zeitlich hochaufgelöste vernetzte Energie- bzw. Leistungsmessungen sogenannter intelligenter Zähler. Der im Rahmen des Digitalisierungsgesetzes der Energiewirtschaft vorangetriebene Roll-out dieser intelligenten Messsysteme steht immer wieder in der Kritik, einen zu geringen Mehrwert zu generieren. Innerhalb weniger Sekunden vollführt der Batteriespeichers auf Basis der Zählerdaten intelligenter Zähler einen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch - eine Aufgabe, die heute noch durch die Bereitstellung kostenintensiver Regelenergie geleistet wird. Zwar wird nach wie vor ein Bedarf an Regelenergie bestehen bleiben, jedoch können deren Umfang und folglich deren Kosten erheblich reduziert werden, wenn bereits auf lokaler Ebene und innerhalb kürzester Zeit ein Ausgleich bewerkstelligt wird. Ein weiterer Mehrwert, den das intelligente Messsystem ermöglicht, ist das Monitoring der angeschlossenen Anlagen. Beispielsweise konnte so während des Projekts eine falsch angeschlossene KWK-Anlage identifiziert werden. Es ist zu vermuten, dass alleine in der Identifikation von offensichtlich

²⁵ § 95 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 enthält eine Verordnungsermächtigung für sogenannte Mieterstrommodellen

fehlerhaften Systemen ein erhebliches Potential zur Hebung von Effizienzsteigerungen im Energiesystem liegt. Das setzt voraus, dass der Anlagenbetrieb kontinuierlich gemessen und ausgewertet wird, was durch die Instrumente der Digitalisierung heute möglich ist.

Generell gilt, dass durch Stromspeicher die netzbelastenden Effekte, die vor allem mit einem massiven Ausbau von Photovoltaikanlagen einhergehen, abgemildert werden können. Dies wurde u. a. im Projekt Strombank gezeigt. Batteriespeicher könnten allerdings noch einen weiteren, bisher weniger diskutierten positiven Effekt für das Netz und für die Versorgungssicherheit haben: In Zeiten, zu denen der maximale Bedarf an elektrischer Energie besteht, sind PV-gekoppelte Batteriespeicher im Allgemeinen ohne Funktion. Zu diesem Zeitpunkt könnte der Speicher zum Ausgleich von Unterdeckungen eingesetzt werden, indem dieser in Zeiten eines ausreichenden Stromangebots vorausschauend beladen wird. Somit könnten Batteriespeicher teilweise teurere Spitzenlastkraftwerke ersetzen, die nur an wenigen Tagen im Jahr betrieben werden. Zwar gibt es auch hier noch Hürden, doch könnte diese brachliegende Ressource durch entsprechende Maßnahmen und regulatorische Anpassungen gehoben werden.

Denkt man noch einen Schritt weiter, so erkennt man das eigentliche Potential, das im Strombank-System steckt. Ähnlich wie eine Bank, die Geldflüsse der Kunden lenkt und optimiert, steuert und optimiert die Strombank die Energieflüsse im Quartier bzw. in der näheren Umgebung. Folglich ist das Quartier nichts anderes als eine energetische Zelle, die von der Intelligenz des Strombanksystems gesteuert wird²⁶. Dabei wird unter der Prämisse eines optimalen Energiemanagements bereits in dieser Zelle versucht, den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu realisieren. Werden viele dieser Strombankzellen nebeneinander aufgebaut, so entsteht ein Energiesystem, in dem bereits auf der untersten Ebene Verantwortung für die Systemstabilität übernommen wird. Die nach wie vor notwendige hierarchische Struktur und Steuerung des Energiesystems wird dadurch nicht überflüssig, jedoch wird zunehmend die Verantwortung in die unteren Verteilnetzebenen verlagert, in denen die Anzahl der dezentralen Erzeugungsanlagen zunehmend wächst. Entsprechend des Subsidiaritätsprinzips greift die höhere Versorgungsebene nur dann ein, wenn auf der darunter liegende Ebene kein Ausgleich geschaffen werden kann. Die Strombank ist ein Baustein eines dezentralen zellulären Energiesystems.

²⁶siehe Kießling, A. 2013

Führt man den Gedanken der Bankenanalogie weiter, so müsste der Strombankkunde auch seinen eingelagerten Strom mit seiner Strombank-Card an einem anderen Ort, z.B. an einer öffentlichen Ladesäule, wieder abheben können. Somit wäre es möglich, seinen eigenen Strom auch dann in sein Elektromobil zu laden, wenn dieses, was bei den meisten Berufstätigen der Fall ist, tagsüber nicht zu Hause steht.

Obwohl die oben beschriebenen Modelle heute wiederum aufgrund regulatorischer Hürden nur bedingt und zu hohen Kosten realisierbar sind, zeigen diese Beispiele, welch großes Potential in der Strombank steckt und wie die Bankenanalogie das Verständnis und somit auch die Akzeptanz bei den Kunden steigert. Dies ist nicht nur die Grundlage für innovative Geschäftsmodelle, sondern auch eine der wichtigsten Voraussetzungen für das Gelingen der Energiewende.

11 Literaturverzeichnis

BDEW 2016: Strompreisanalyse Januar 2016, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2016

BMWi 2016: Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage in Cent/kWh, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick,did=731046.html>, Stand 02.07.2016

BNetzA 2011a: Beschluss BK6-10-097 der Bundesnetzagentur vom 12.04.2011

BNetzA 2011b: Beschluss BK6-10-098 der Bundesnetzagentur vom 12.04.2011

BNetzA 2011c: Beschluss BK6-10-099 der Bundesnetzagentur vom 18.10.2011

Bundesnetzagentur 2016: Leitfaden zur Eigenversorgung, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2016

Dennenmoser, M. 2013: Potenziale, Möglichkeiten und Hemmnisse der dezentralen Stromspeicherung mittels Batteriespeichersystemen in elektrischen Verteilernetzen, Fraunhofer ISE, 2013

Deutsche ÜNB 2015: Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung, 2015

Götze, U. 2008: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008

Hinz, F. et al. 2014: Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland, Studie im Auftrag der Sächsischen Staatskanzlei, 2014

Jülich, V., Telsnig, T., et.al. 2015: A holistic comparative analysis of different storage systems using levelized cost of storage and life cycle indicators, Fraunhofer ISE, 2015

Kießling, A. 2013: Modellstadt Mannheim, Abschlussbericht, V1.02, 2013

Möshövel, J., Magnor, et al. 2015: Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015

Öko-Institut 2015: Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035, Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2015

VDN 2007: Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, 2007

Weniger, J. und Bergner, J., et al. 2015: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2015

12 Veröffentlichungen

Das Projekt Strombank und dessen Inhalte wurden sowohl durch Publikationen als auch auf Veranstaltungen im Rahmen von Vorträgen vorgestellt. Ebenso wurde in verschiedenen Medien von dem Projekt berichtet. Zudem wurde das Projekt mit einem pv magazine und Stadtwerke Award ausgezeichnet. Die relevantesten Veröffentlichungen sind nachfolgend aufgeführt.

Auszeichnungen

Stadtwerke Award 2016: Gewinner des Stadtwerke Awards 2016 im Rahmen des 7. Euroforums in Berlin vom 20-21.04.2016

pv magazine award 2015: ausgezeichnet als einer der drei Gewinner in der Kategorie „Top Innovation“ 2015 in der Juni-Ausgabe von pv magazine Deutschland

Eigenpublikationen

BVES: Bundeswirtschaftsminister Gabriel informiert sich über „Strombank“ von ads-tec GmbH, erschienen am 22.06.2015

Energynet: Quartierspeicher können zur Zukunft der dezentralen Energiewende werden, erschienen am 20.05.2016, Andreas Kühl

Energy Weekly: Ein Girokonto für Strom aus der eigenen Erzeugung, Auflage Nr. 14 vom 02.04.2015

EW Medien und Kongresse: Die Strombank – Betriebskonzept für einen Quartierspeicher, Auflage 10/2015, Dr. Robert Thomann

HessenAgentur: Steckbrief Strombank Mannheim

Intelligente Regionen Deutschlands: Die Strombank, erschienen am 16.03.2016

MVV Energie Geschäftsbericht: Die Strombank funktioniert wie ein Girokonto, Ausgabe 2014/2015

MVV Leben: „STROMBANK“ für Mannheim, Ausgabe 02/2014

MVV Leben: Ein „GIROKONTO“ für erneuerbare Energien, Ausgabe 04/2014

MVV Leben: Strom, den man sehen kann , Ausgabe 01/2016

Presseinformation ads-tec: Stromspeicher sind Thema der Stunde, Auflage 06/2015

Presseinformation ads-tec: Euroforum Stadtwerke-Award 2016: „Strombank“ gewinnt den 1. Preis!, Ausgabe 05/2016 vom 25.04.2016

Stadt+Werk: Wo Elektronen das Konto füllen, Auflage 12000 vom 23.11.2015, Dr. Robert Thomann

VKU: Vier Fragen an Dr. Robert Thomann, Energiespeicher in der Kommunalwirtschaft – Marktüberblick, Auflage 06/2015, Dr. Robert Thomann

Fremdpublikationen

energate messenger: MVV testet Batteriesystem, Auflage Nr. 241 vom 16.12.2014

Energiekommune: Großbatterien: Spielfeld für Vorreiter, Ausgabe 4/ 2015, Andreas Witt

Energiespektrum: Intelligenter austariert, Auflage 02/2015

Energiezukunft: Neue Speicherkonzepte im Trend, erschienen am 22.05.2016

Energy Daily: Forschungsprojekt „Strombank“ MVV und Partner starten 100 Kilowatt-Batteriesystem, Ausgabe Nr. 242 vom 16.12.2014

ErneuerbareEnergien: ADS TEC und MVV nehmen Strombank in Betrieb, erschienen am 18.12.2014, Sven Ullrich

IHK Magazine Wirtschaft Region Stuttgart: Preis für Strombank, Ausgabe 06/2016

Klimaretter.Info: Speicher wird zur Strom-“Bank“, erschienen am 31.12.2014

ManagementKompass: Ein Girokonto für erneuerbare Energien, Ausgabe 03/2015

Mannheimer Morgen: MVV eröffnet „Strombank“, erschienen am 16.12.2014

Mannheim²: Intelligentes Energiemanagement: Start des MVV-Projektes „Strombank“, erschienen am 15.12.2014

Mittelstand Nachrichten: „Strombank“ gewinnt den 1.Preis!, erschienen am 26.04.2016

Nürtinger Zeitung: Preis für „Strombank“, erschienen am 03.05.2016

Public Manager: Projekt Strombank der MVV Energie AG gewinnt den 7. EUROFORUM Stadtwerke Award 2016, erschienen am 21.04.2016

pV magazine: Betriebsmodelle für Quartierspeicher im Test, erschienen am 16.12.2014, Sandra Enkhardt

Rhein-Neckar Fernsehen: MVV nimmt Strombank in Betrieb, Ausstrahlung am 15.12.2014

SolarServer: Forschungsprojekt „Strombank“ untersucht Betriebsmodelle eines Quartier-Speichers für Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen sowie BHKW, erschienen am 17.12.2014

SonneWind&Wärme: „Strombank“ puffert die lokale Erzeugung, erschienen am 18.12.2014, Ralf Ossenbrink

SWR3: Radio-Interview, gesendet am 14.05.2015

Umwelt- und Energie-Report: „Strombank“-Konto...einzahlen und abheben, erschienen am 05.10.2015

VDI Nachrichten: Viel Kraft aus kleinen Werken, Ausgabe Nr.6 vom 06.02.2015, Reinhard Otter

Windwärts Blog: Ein Girokonto für den Strom, erschienen am 28.11.2014, Dr. Stefan Dietrich

Zeitung für kommunale Wirtschaft: Strom statt Geld – auf der MVV-Bank, erschienen am 16.12.2014

Internationale Publikationen

ees international: A giro account for renewable energy, Auflage 01/2015, Dr. Robert Thomann

énergie Plus: Compte en banque d'électrons, Auflage Nr. 565 vom 01.05.2016, Mèziane Boudellal

oenergetice.cz: Bankovní účet pro obnovitelné zdroje?, erschienen am 20.06.2015, Tomáš ReichlVíce

The NewEconomy: Mannheim becomes one of the world's smartest cities, erschienen am 22.09.2015, Andrew Cake

Vorträge und Veranstaltungen

8th International Conference on Engineering and Business Education 2015: The Strombank Projekt – An Innovative Operation Business Modell for Battery Storage Systems, Halden, Norwegen via Webkonferenz, 9.10.2015, Dr. Robert Thomann

Bloggertour Smart Grids Baden-Württemberg 2016: Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, Mannheim, 28.06.2016, Dr. Robert Thomann

Bürgerforum Energieland Hessen 2016: Faktencheck „Speicher in der Energiewende“, Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, Frankfurt, 14.06.2016, Dr. Robert Thomann

ees Europe Conference 2015: Strombank – A Giro Account for Renewable Energy, München, 10.06.2015, Dr. Robert Thomann

Elektrogemeinschaft Mannheim 2015: Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, Mannheim, 27.03.2015, Dr. Robert Thomann

Energy Storage Europe 2015: Distributed Storage Systems as a Beneficial Part of an Energy Community, Düsseldorf, 10.03.2015, Dr. Robert Thomann

Euroforum 2016: Energie und Wohnen, Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, Köln, 06.09.2016, Dr. Robert Thomann

iCES 2016: 1st international Community Electricity Storage Workshop
Berlin, 09.02.2016, Dr. Robert Thomann

IQPC-Konferenz, Smart Metering 2016: Smart Meter Infrastruktur, und nun? Smart Metering als Grundlage für neue Geschäftsmodelle am Beispiel der Strombank, Berlin, 27.10.2016, Dr. Robert Thomann

Jahreskonferenz SmartGridsBW 2015: Flexibilität ist ein Produkt Mannheim, 06.03.2015, Dr. Robert Thomann

Kongress Energie- und Energiespeichertechnologien 2014: Stuttgart, 24.11.2014, Dr. Robert Thomann

Konferenz Connect Ideas2Business 2015: Ihr Marktplatz für nachhaltige Energielösungen
Karlsruhe, 09.06.2015, Yasmin Lachmann

netconomica 2015: „Strombank“ – Welche Rolle können Stromspeicher spielen?,
Bonn, 29.9.2015, Dr. Robert Thomann

Ökoinstitut Workshop 2014: Impulse für eine Regulatorische Innovationszone, Stuttgart,
31.10.2014, Dr. Robert Thomann

Regionalkonferenz Energie & Umwelt 2015: Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, Heidelberg, 08.07.2015, Dr. Robert Thomann

Smart Grids Gespräche 2016: Quartiersversorgung in der Praxis, Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, Stuttgart, 10.10.2016, Dr. Robert Thomann

Smart-Grids-Woche 2015: Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, Mainz, 05.10.2015, Dr. Robert Thomann

Smart Production Mannheim 2016: 4. Netzwerktreffen, Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, Stuttgart, 11.10.2016, Dr. Robert Thomann

Stadtwerke 2016: Erfolgreiche Produktentwicklung – Kunden als Ideengeber und Innovationsmotor nutzen, Berlin, 20.04.2016, Dr. Robert Thomann

Statusstatuskolloquium BWPLUS 2014: Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher (BWE 13017), Karlsruhe, 13.02.2014, Dr. Robert Thomann

Statuskolloquium BWPLUS 2015: Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher (BWE 13017), Karlsruhe, 26.02.2015, Dr. Robert Thomann

StoREgio Workshop 2015: Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, Mannheim, 27.2.2015, Dr. Robert Thomann

VKU Erzeugungskonferenz 2016: Lokale Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch – Erfahrungsbericht des Projekts „Strombank“ der MVV Energie AG, Kassel, 28.04.2016, Dr. Robert Thomann

VKU-Fachkonferenz Energiedienstleistungen 2015: Customer Experience und Innovation – am Beispiel Strombank, Leipzig, 28.10.2015, Dr. Robert Thomann

VKU-Infotag 2015: Strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher, Hannover, 17.06.2015, Dr. Robert Thomann

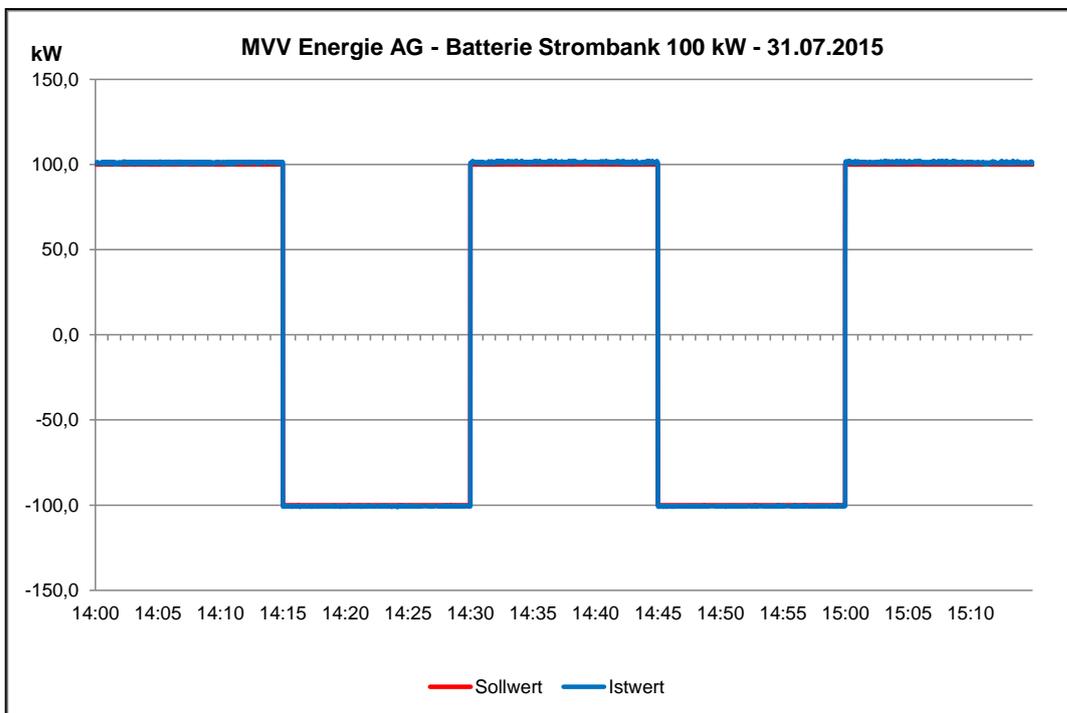
VKU-Infotag 2015: Stromspeicher als Geschäftsfeld für Kommunale EVU Frankfurt am Main, 07.07.2015, Dr. Robert Thomann

Anhang

Anhang 1: Datenblatt des Batteriespeichers

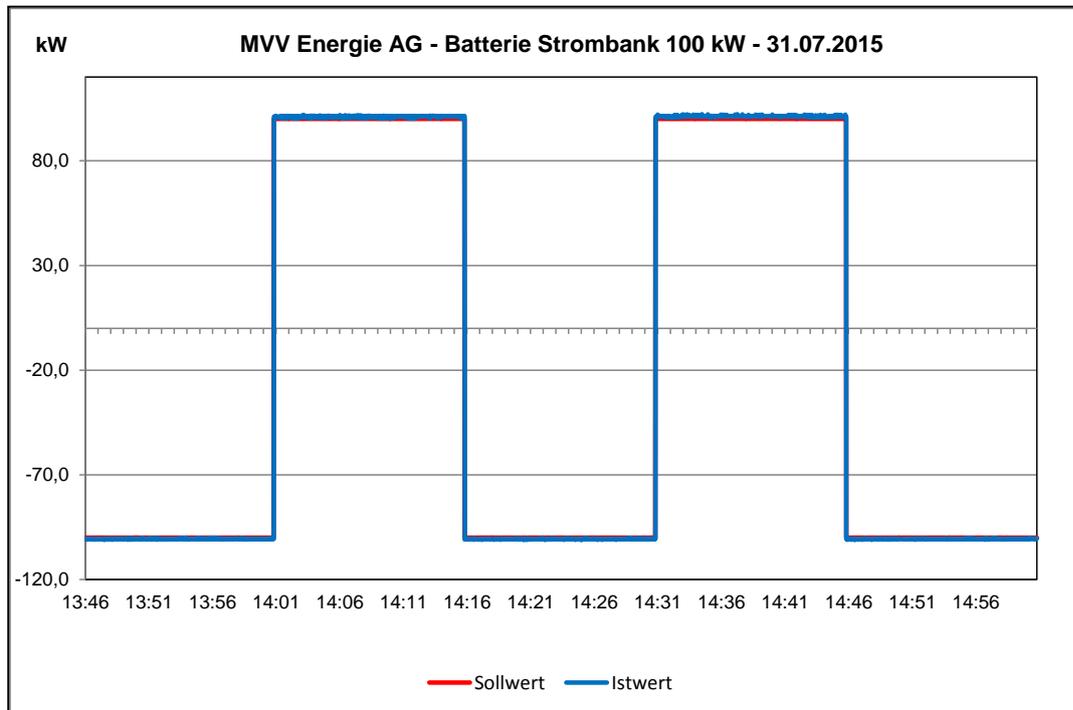
Datenblatt des Batteriespeichers	
Containermaße	ca. 6058 x 2438 x 2896 mm
Containergewicht	ca. 14 t
Erforderliche Abstände zur Umgebung	mind. 2,5 m Abstand zur F90 Wand mind. 10 m Abstand zu Wohngebäuden
Nennausgangsleistung	100 kW
Nennscheinleistung	120 kVA
Hauptanschluss	400 V, 3~, 50 Hz, TN-Netz, 5 adrig für Lade/Entladebetrieb des Speichers Auslegung auf Kundenseite auf o 125 kW o 224 A pro Phase
Hilfsspannung	400 V, 3~, 50 Hz, TN-Netz, 5 adrig für Klimaanlage, Licht und Steckdosen o 32 A o max. Leistungsaufnahme <= 20 kW
Max. Netzkurzschlussstrom	36 kA
Max. Ausgangsstrom	173 A
Brutto Speicherkapazität	ca. 116 kWh
Leistungsfaktor	cos phi > 0,99
Batteriespannungsbereich	630 – 860 V
Elektrische Leistung bei einem Maximalstrom von 100 A	63 – 86 kW
Wirkungsgrad	bis zu 97 % (leistungsabhängig)

Anhang 2: Doppelhöckerkurve - Negativer Hub



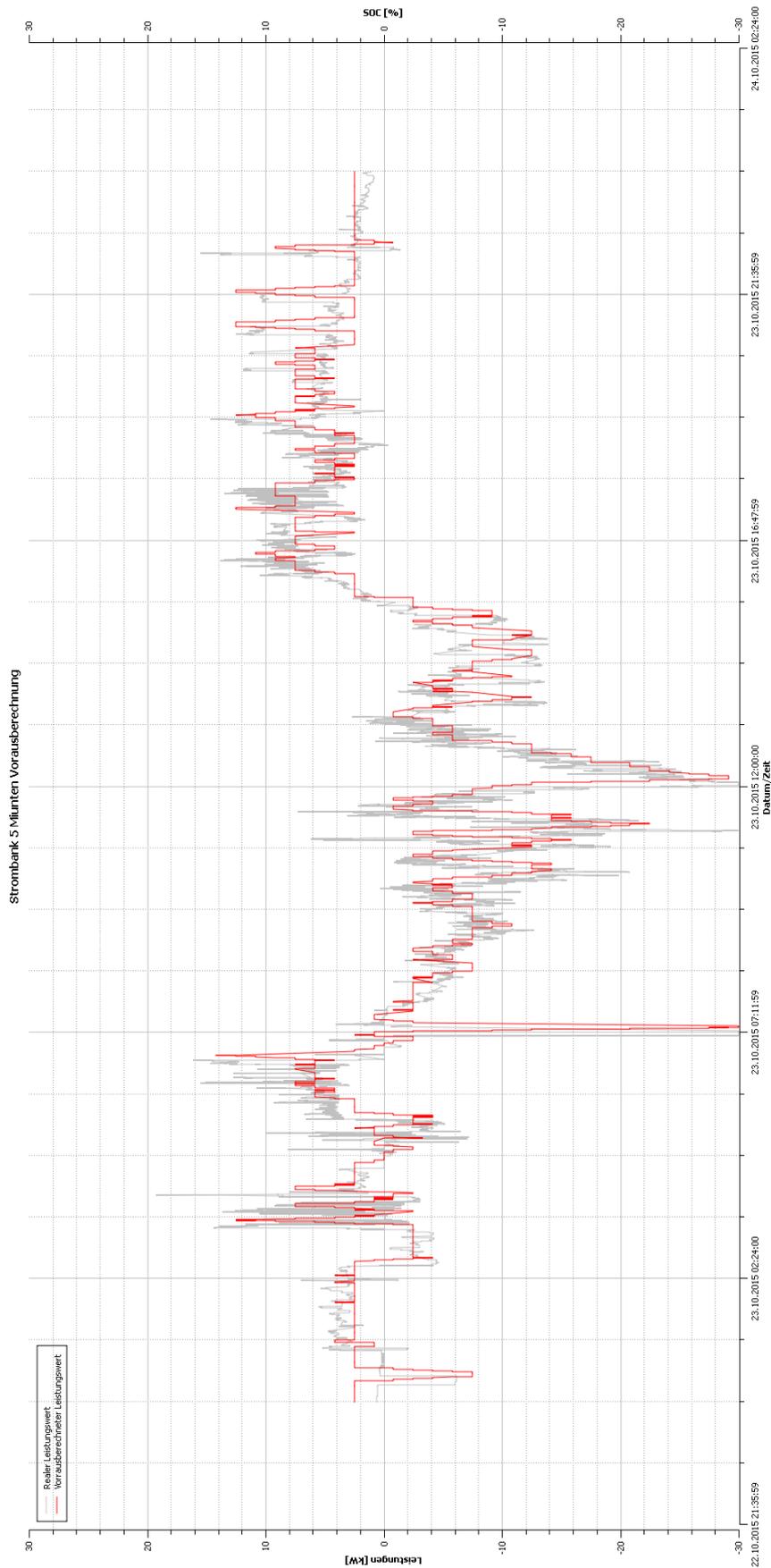
Nennleistung der TE, kW	100	Leistungsänderung nach Sollwertanpassung:				1%
Parameter	Ausgangswert	1. Hub	2. Hub	PQ relevanter Wert	Anmerkung, Bedingung	
Leistungsparameter						
Oberer Leistungswert, kW	201,150	201,245	201,202			
Unterer Leistungswert		0,000	0,000			
Regelbare Band		201,150	201,245	201,150		
Maximale absolute Abweichung zwischen Bi und Sekunden(mess)wert		0,00%	0,00%	0,00%	<10%?	
Maximale absolute Abweichung zwischen Di und Sekunden(mess)wert		0,96%	0,90%	0,96%	<10%?	
Zeitparameter						
Totzeit beim Herunterfahren	t_cTZi	00:00:01	00:00:01	00:00:01		
Zeit beim Herunterfahren	t_cΔi	00:00:02	00:00:02			
Gesamtzeit Herunterfahren	t_Ci	00:00:03	00:00:03	00:00:03	< 5 Minuten	
Leistungsgradient Herunterfahren, MW/min		4,02	4,02	4,02	>2	
Leistungsänderungsgeschwindigkeit Herunterfahren MW/Min		6,03	6,04	6,03	>2	
Totzeit beim Hochfahren	t_aTZi	00:00:01	00:00:01	00:00:01	Bedingung?	
Zeit beim Hochfahren	t_aΔi	00:00:02	00:00:01		Bedingung?	
Gesamtzeit Hochfahren	t_Ai	00:00:03	00:00:02	00:00:03	< 5 Minuten	
Leistungsgradient Hochfahren MW/Min		4,02	6,04	4,02	>2	
Leistungsänderungsgeschwindigkeit Hochfahren, MW/Min		6,04	12,07	6,04	>2	

Anhang 3:Doppelhöckerkurve – Positiver Hub

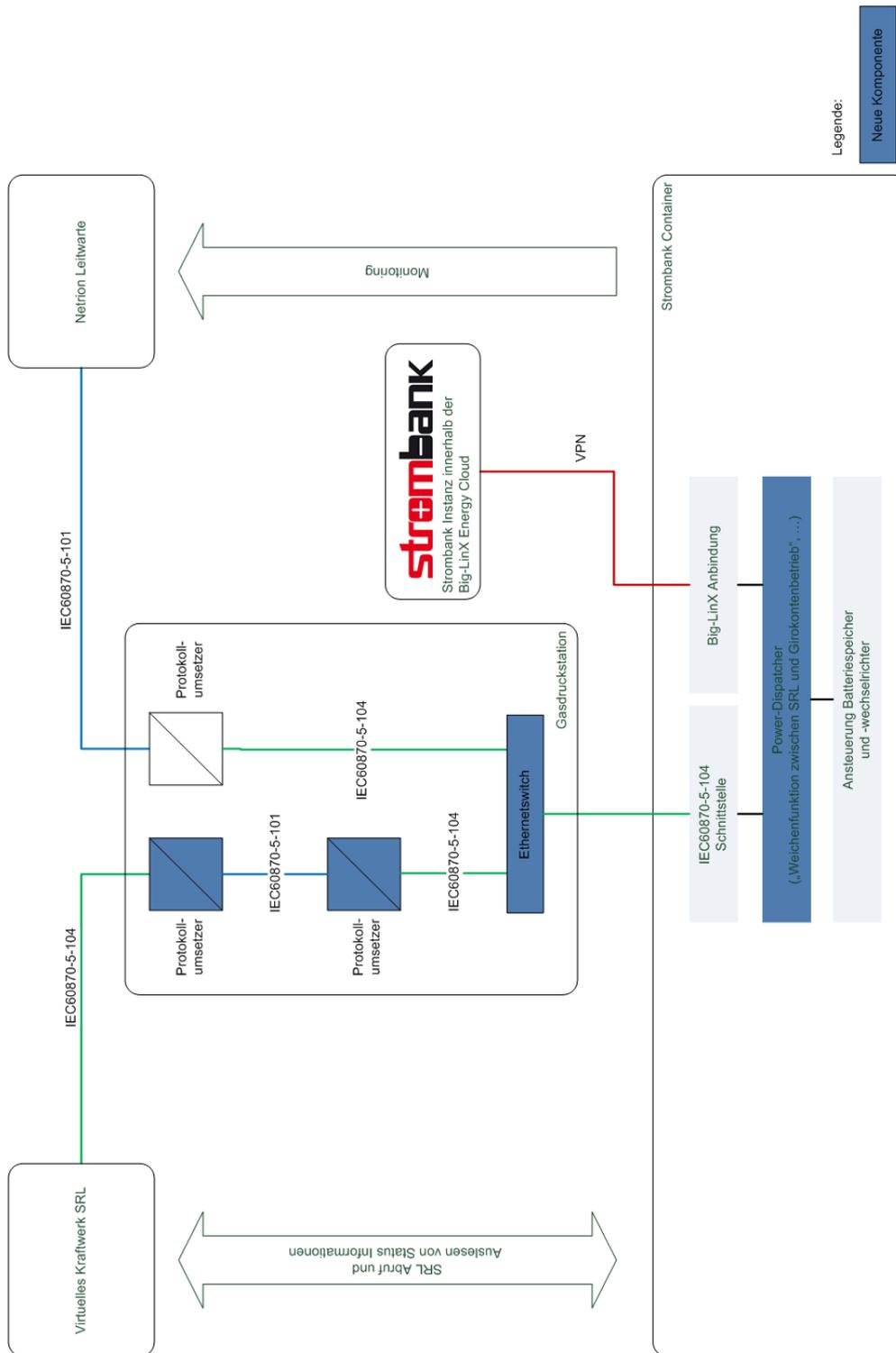


Parameter	Ausgangswert	1. Hub	2. Hub	PQ relevanter Wert	Anmerkung, Bedingung
Leistungsparameter					
Unterer Leistungswert, kW	0,000	0,000	0,000		
Oberer Leistungswert		201,151	201,245		
Regelbare Band		201,151	201,245	201,151	
Maximale absolute Abweichung zwischen Di und Sekunden(mess)wert		0,00%	0,00%	0,00%	<10%?
Maximale absolute Abweichung zwischen Bi und Sekunden(mess)wert		1,05%	0,96%	1,05%	<10%?
Zeitparameter					
Totzeit beim Hochfahren	t_aTZi	00:00:01	00:00:01	00:00:01	
Zeit beim Hochfahren	t_aΔi	00:00:01	00:00:02		
Gesamtzeit Hochfahren	t_Ai	00:00:02	00:00:03	00:00:03	< 5 Minuten
Leistungsgradient Hochfahren, MW/min		6,03	4,02	4,02	>2
Leistungsänderungsgeschwindigkeit Hochfahren MW/Min		12,07	6,04	6,04	>2
Totzeit beim Herunterfahren	t_cTZi	00:00:01	00:00:01	00:00:01	Bedingung?
Zeit beim Herunterfahren	t_cΔi	00:00:01	00:00:02		Bedingung?
Gesamtzeit Herunterfahren	t_Ci	00:00:02	00:00:03	00:00:03	< 5 Minuten
Leistungsgradient Herunterfahren MW/Min		6,03	4,02	4,02	>2
Leistungsänderungsgeschwindigkeit Herunterfahren, MW/Min		12,07	6,04	6,04	>2

Anhang 4: 5 Minuten voreilender Arbeitspunkt im Vergleich zum realen Leistungswert



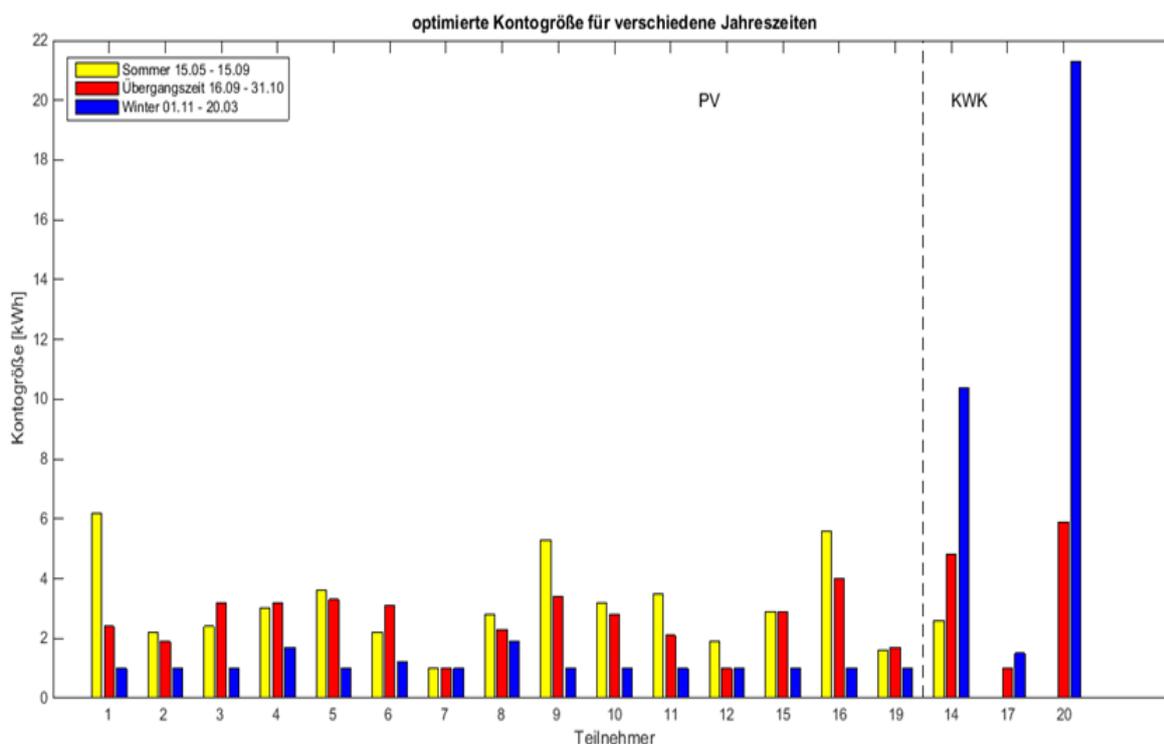
Anhang 5: Regelleistungskonzept Strombank



Anhang 6: Energetische Optimierung der Kontogrößen für die Übergangszeit mit einer Untergrenze von einer Kilowattstunde und ohne Untergrenze

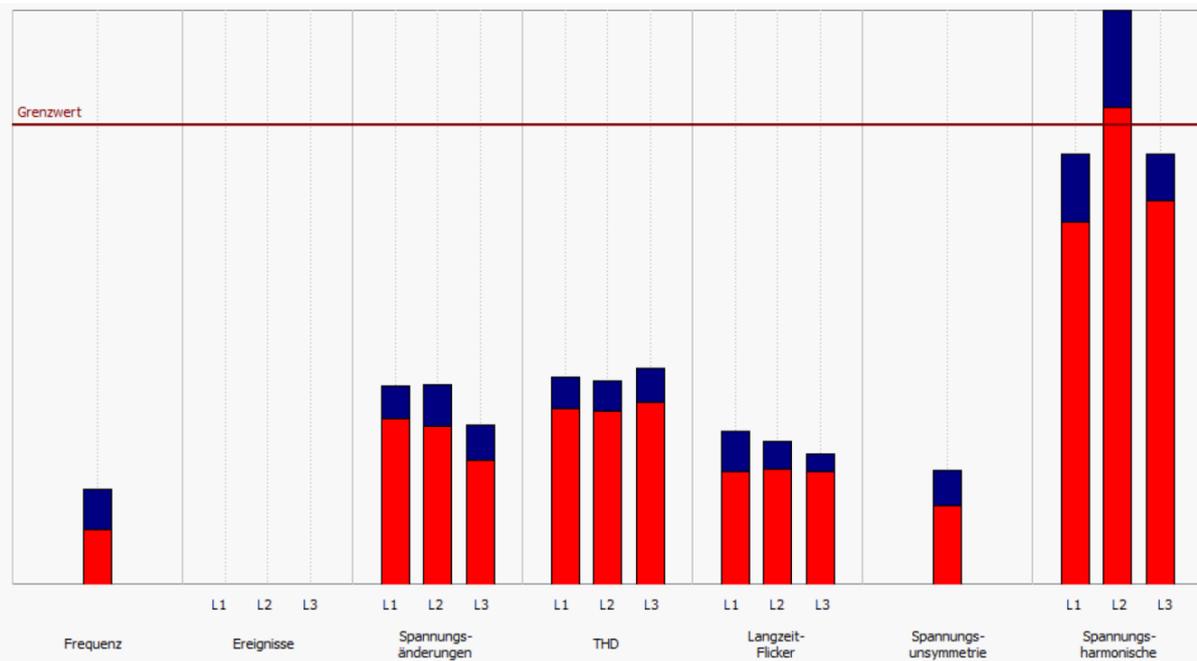
Teilnehmer	ohne Untergrenze	mit Untergrenze
1	2,5	2,4
2	1,9	1,9
3	3,2	3,2
4	3,3	3,2
5	3,3	3,3
6	3,1	3,1
7	0,1	1,0
8	2,3	2,3
9	3,6	3,4
10	2,8	2,8
11	2,1	2,1
12	0,9	1
14	4,8	4,8
15	2,9	2,9
16	4,8	4,0
17	0,8	1,0
19	1,7	1,7
20	6,0	5,9
Σ	50,0	50,0

Anhang 7: Optimierte saisonale Kontogrößen aller Teilnehmer



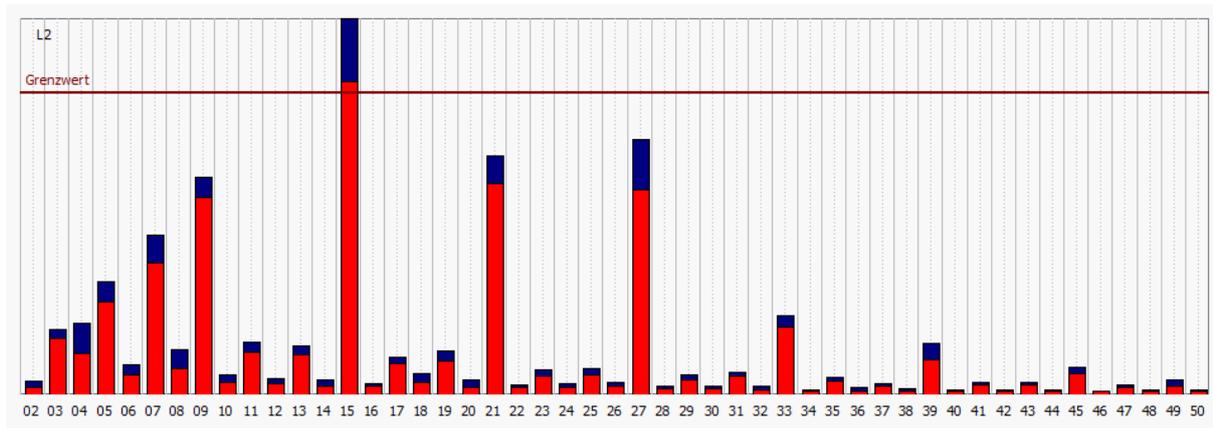
Anhang 8: Übersicht Power Quality Messung Auswertung nach EN50160/IEC61000-2-2

Firma MVV Energie Abteilung TS.P.1	Messung der Netzqualität nach Norm EN 50160 Strombank	Mannheim Rheinau Einbau in NSP Verteiler RH 0247 / Abgang Leiste 1
Kunde:	Abt. V-C	Telefonnummer: 0621/ 290- 1692
Adresse:	MVV intern	Grund: Ermitteln der Netzqualität im laufenden Betrieb
Kontakt:	Ansprechpartner: Fr. Lachmann	SW-Version: 1.8.16 64bit
Spannungssystem:	4 Leiter-Netz	Seriennummer Gerät: 0827-121
Nennspannung L-L / L-N:	398.37 V / 230.00 V	Messintervall: 600 s
Frequenz:	50 Hz	Rundsteuerfrequenz: 206 Hz
Messung Beginn:	24.11.2015 11:40:00	Messung Ende: 02.12.2015 11:10:00
Messdauer:	7d 23h 30m 0s	Anzahl Messintervalle: 1150
Firmware:	1.151	DSP-Version: 1.257



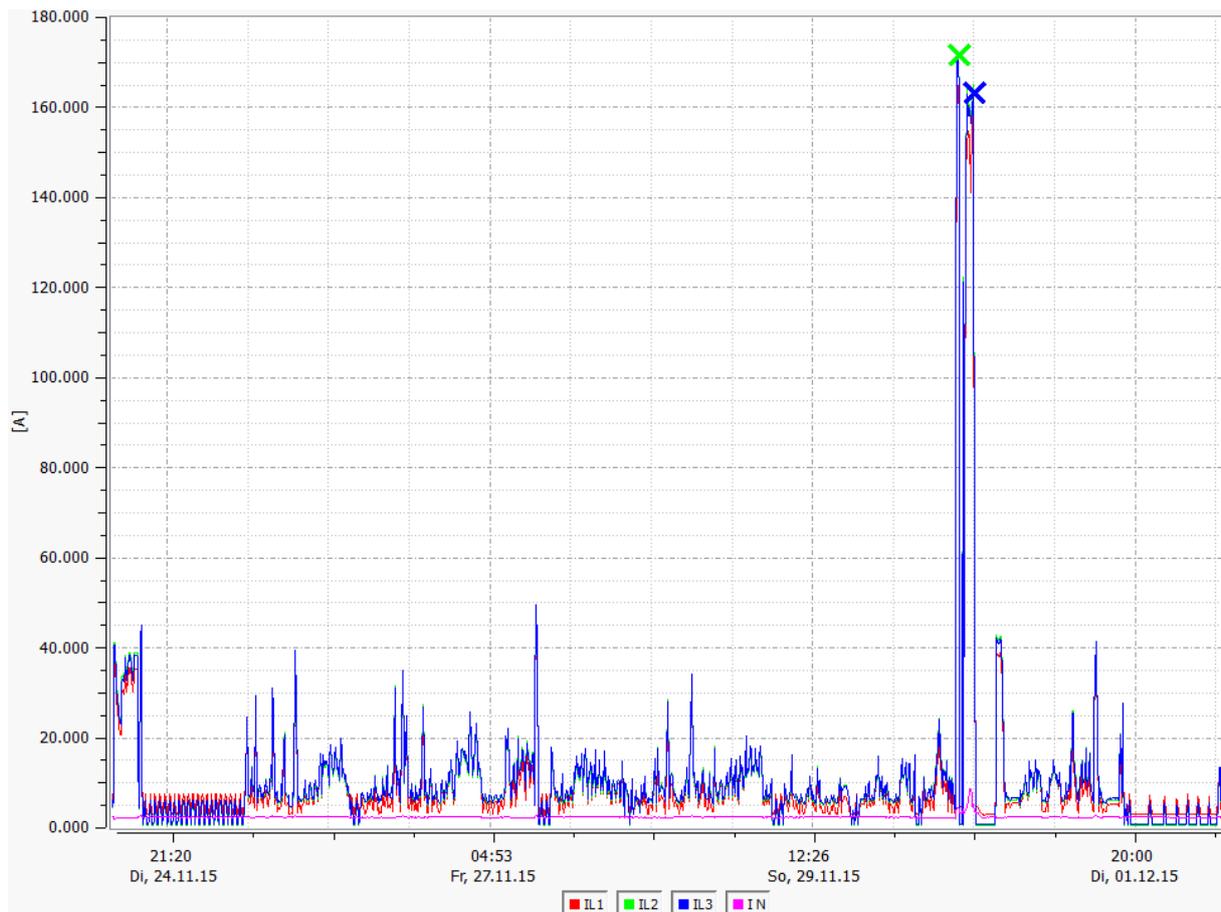
Norm Details							
	Maximalwert	95.00%	5.00%	Minimalwert	Grenzwert Max	Grenzwert Min	Anzahl Intervalle
Frequenz:	50.10 Hz	50.06 Hz	49.94 Hz	49.90 Hz	50.50 Hz	49.50 Hz	68941
Spannungsänderungen L1:	230.10 V	227.41 V	221.71 V	220.02 V	253.00 V	207.00 V	1150
Spannungsänderungen L2:	229.78 V	227.77 V	222.06 V	219.95 V	253.00 V	207.00 V	1150
Spannungsänderungen L3:	230.97 V	228.92 V	223.75 V	221.97 V	253.00 V	207.00 V	1150
Spannungsunsymmetrie:	0.50	0.35			2.00		1150
Flicker L1:	0.34	0.25			1.00		95
Flicker L2:	0.31	0.25			1.00		95
Flicker L3:	0.29	0.25			1.00		95

Anhang 9: Power Quality Messung Grenzwertüberschreitung L2



Harmonische							
	Grenzwert	L1 - 95.00%	L1 - 100.00%	L2 - 95.00%	L2 - 100.00%	L3 - 95.00%	L3 - 100.00%
13	3.0000 [%]	0.3457 [%]	0.4125 [%]	0.4001 [%]	0.4930 [%]	0.4592 [%]	0.5383 [%]
14	0.5000 [%]	0.0152 [%]	0.0207 [%]	0.0153 [%]	0.0254 [%]	0.0138 [%]	0.0211 [%]
15	0.5000 [%]	0.3950 [%]	0.4688 [%]	0.5199 [%]	0.6448 [%]	0.4177 [%]	0.4686 [%]
16	0.5000 [%]	0.0143 [%]	0.0219 [%]	0.0136 [%]	0.0192 [%]	0.0168 [%]	0.0234 [%]

Anhang 10: Power Quality Messung Pegel Zeitdiagramm Strom I eff



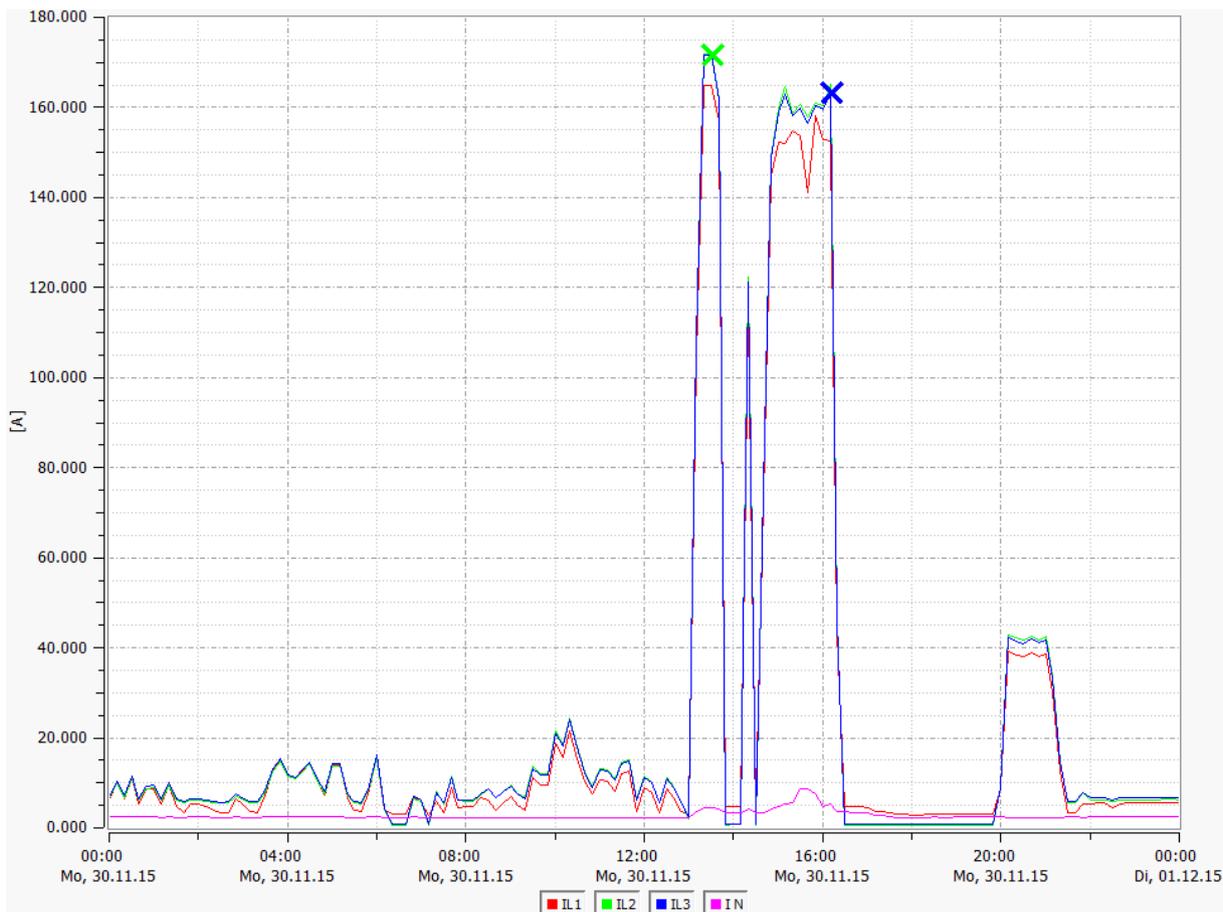
Marker

Marker 1:	IL3	Marker 2:	IL2
	30.11.2015 16:10:00.000		30.11.2015 13:30:00.000
Messwert 1:	163.605 [A]	Messwert 2:	171.963 [A]
	2h 39m 59s 999ms	Messwertdifferenz:	8.35863 [A]

Details

	Min	Mittel	Max
IL1	2.923 [A]	10.220 [A]	164.858 [A]
IL2	0.641 [A]	10.644 [A]	171.986 [A]
IL3	0.713 [A]	10.821 [A]	171.616 [A]
I N	2.074 [A]	2.452 [A]	8.592 [A]

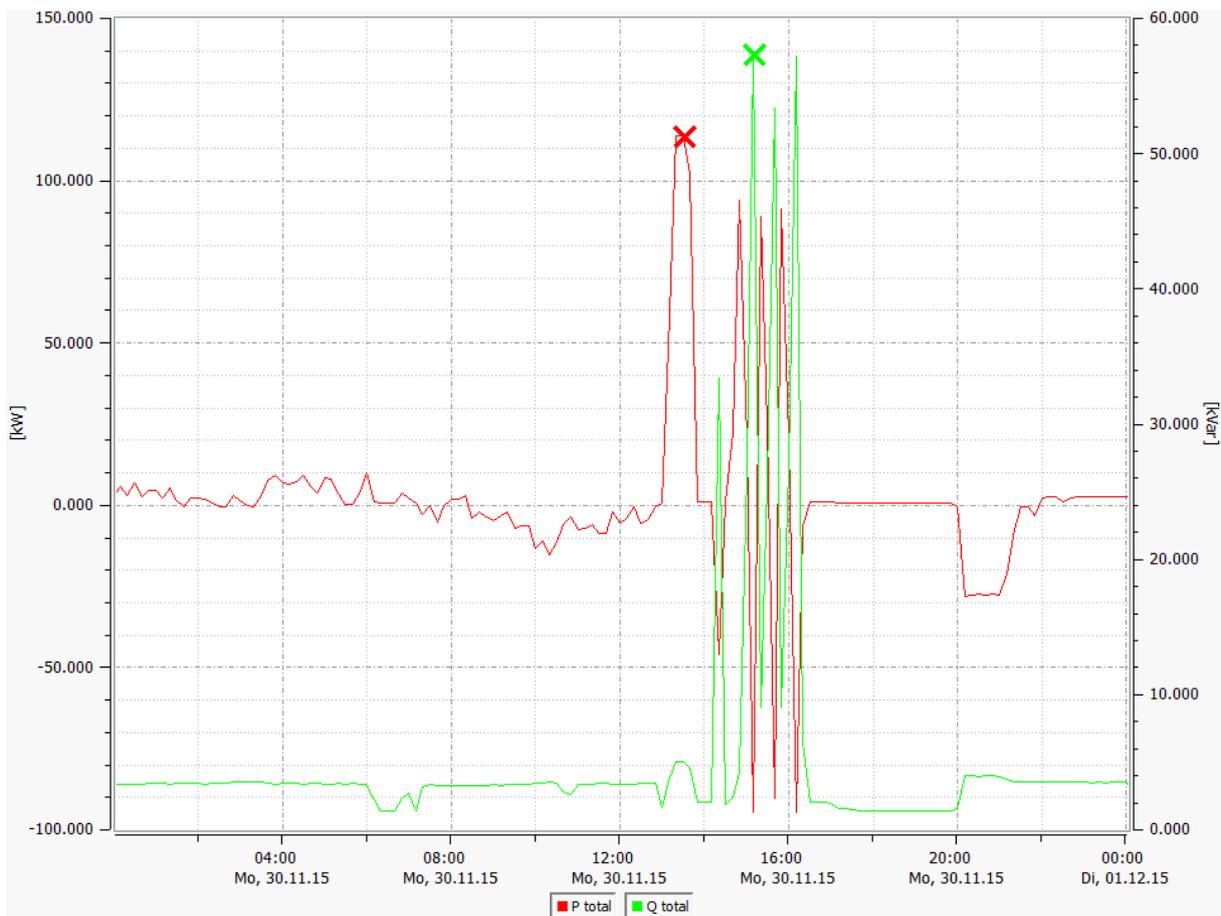
Anhang 11: Power Quality Messung Pegel Zeitdiagramm Strom I_{eff} am Tag des Nachweises der Doppelhöckerkurve



Marker			
Marker 1:	IL3	Marker 2:	IL2
	30.11.2015 16:10:00.000		30.11.2015 13:30:00.000
Messwert 1:	163.605 [A]	Messwert 2:	171.963 [A]
	2h 39m 59s 999ms	Messwertdifferenz:	8.35863 [A]

Details			
	Min	Mittel	Max
IL1	2.923 [A]	22.402 [A]	164.858 [A]
IL2	0.645 [A]	23.657 [A]	171.986 [A]
IL3	0.714 [A]	23.643 [A]	171.616 [A]
I N	2.118 [A]	2.729 [A]	8.592 [A]

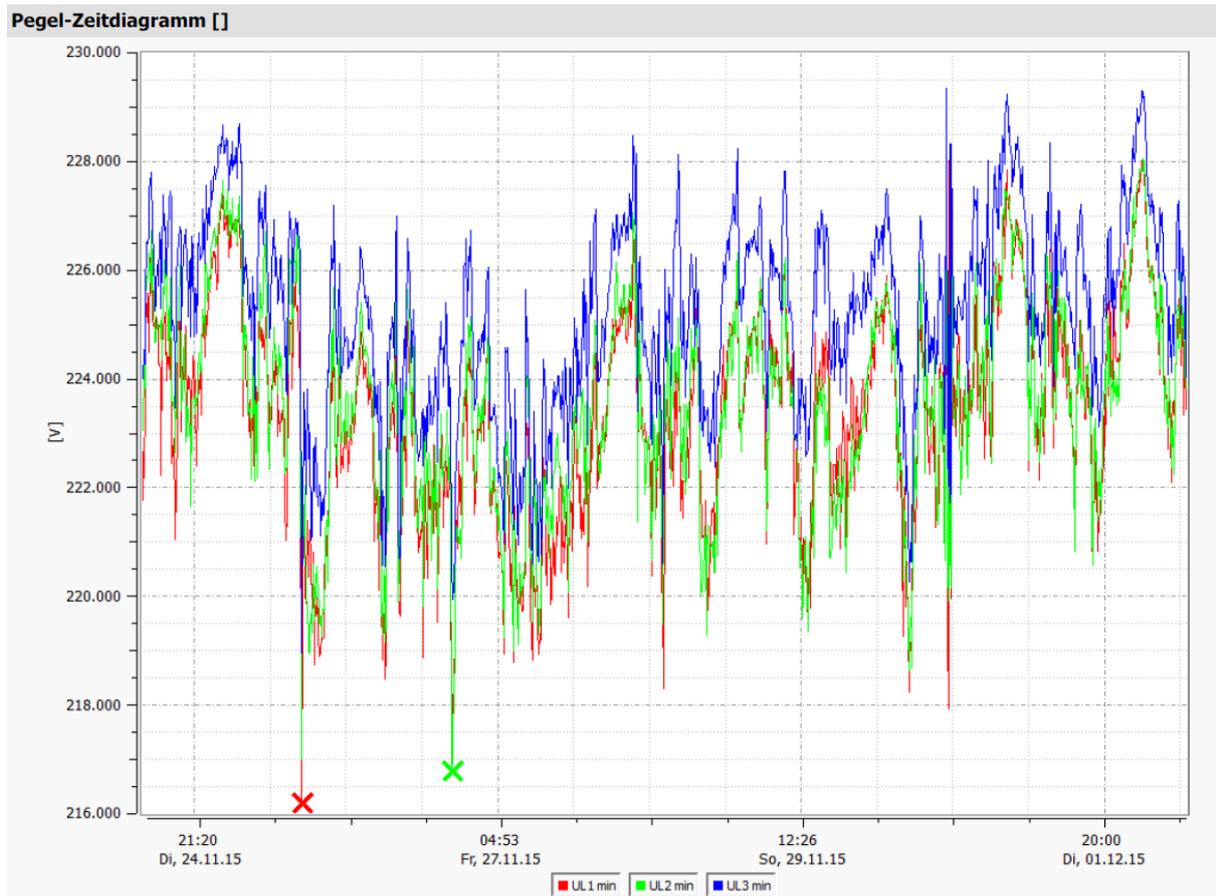
Anhang 12: Power Quality Messung Pegel-Zeitdiagramm Wirk- und Blindleistung



Marker			
Marker 1:		Q total	Marker 2:
		30.11.2015 15:10:00.000	P total
Messwert 1:		57.3407 [kVar]	30.11.2015 13:30:00.000
		1h 39m 59s 999ms	113.785 [kW]
		Messwertdifferenz:	

Details			
	Min	Mittel	Max
P total	-94.469 [KW]	1.807 [KW]	113.785 [KW]
Q total	1.379 [KVar]	4.933 [KVar]	57.341 [KVar]

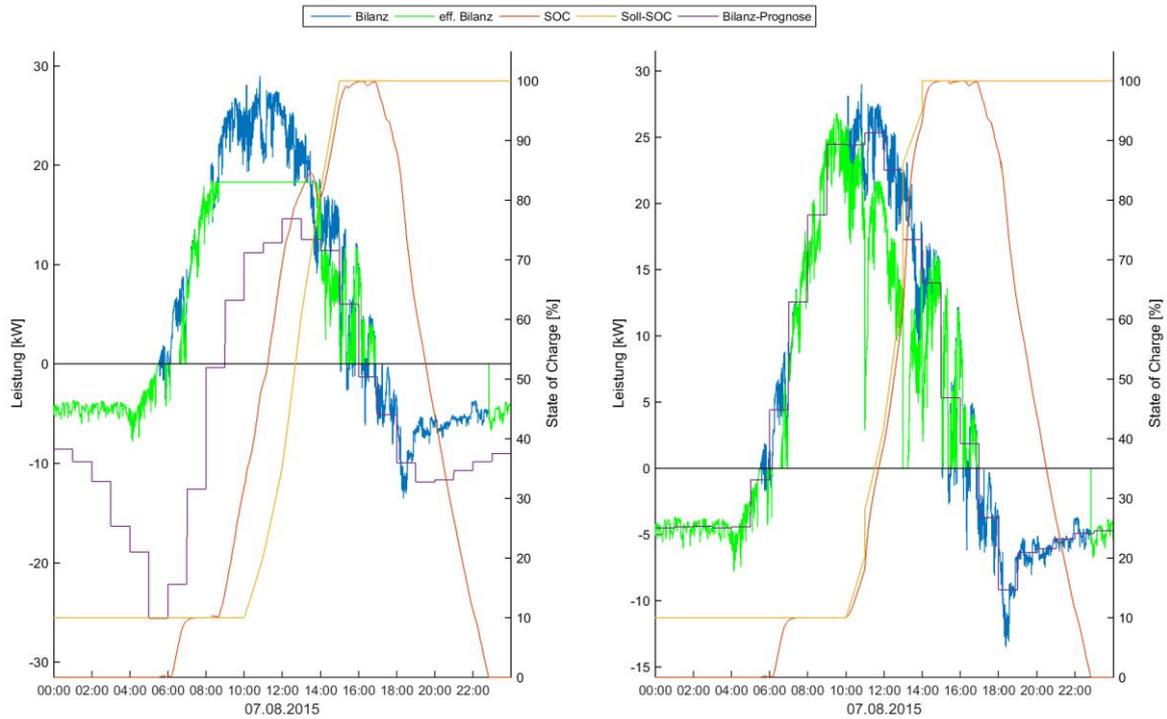
Anhang 13: Power Quality Messung Pegel Zeitdiagramm Spannung U eff



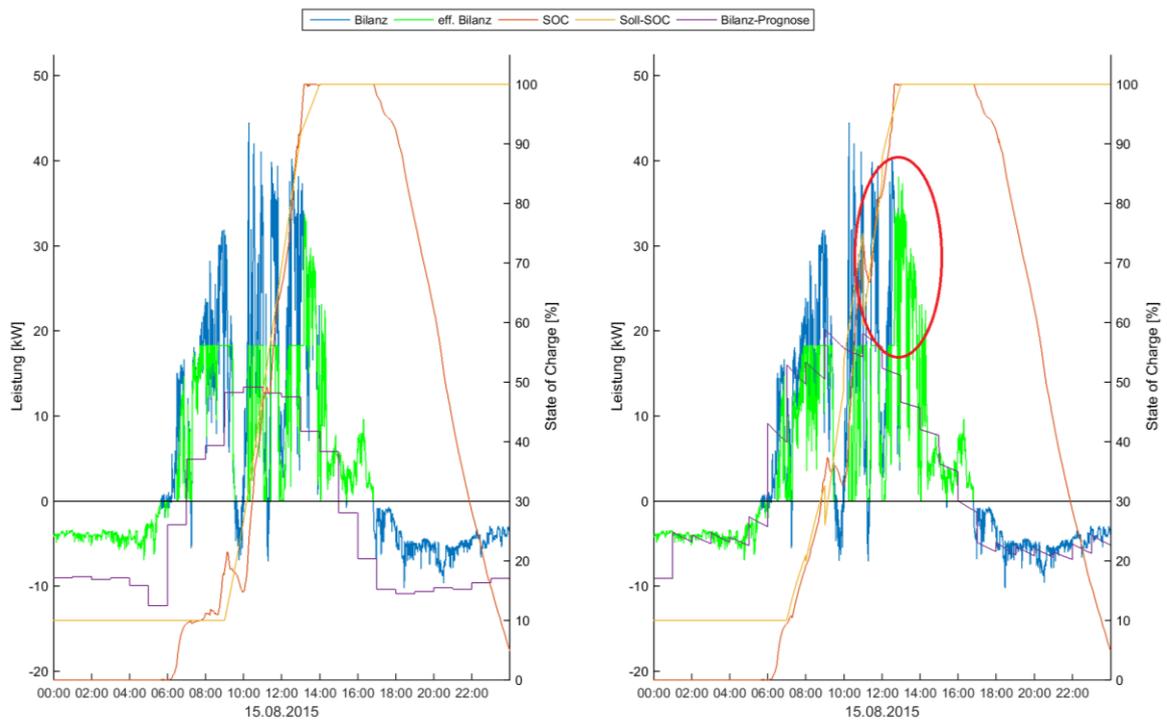
Marker			
Marker 1:	UL2 min	Marker 2:	UL1 min
	26.11.2015 20:26:07.528		25.11.2015 16:50:34.539
Messwert 1:	216.806 [V]	Messwert 2:	216.221 [V]
	1d 3h 35m 32s 989ms	Messwertdifferenz:	0.585419 [V]

	Min	Mittel	Max
UL1 min	216.221 [V]	223.322 [V]	228.806 [V]
UL2 min	216.806 [V]	223.528 [V]	228.185 [V]
UL3 min	218.960 [V]	225.209 [V]	229.354 [V]

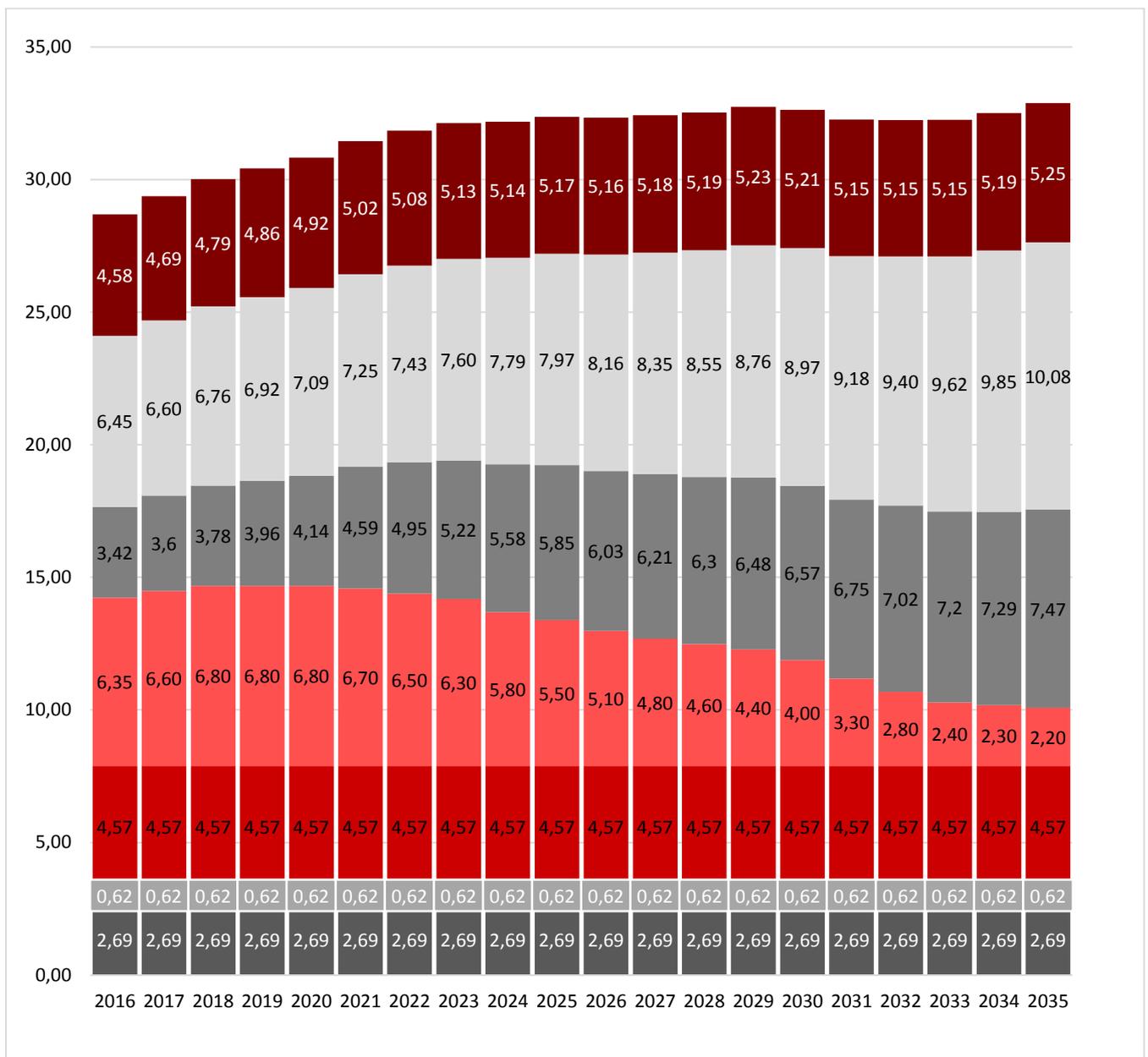
Anhang 14: Negativer Einfluss der Adaption durch Korrektur der Abweichung



Anhang 15: Verschlechterung durch die Adaption der Verbrauchsprognose durch einen Gleitenden Mittelwert der Verbrauchsprognose

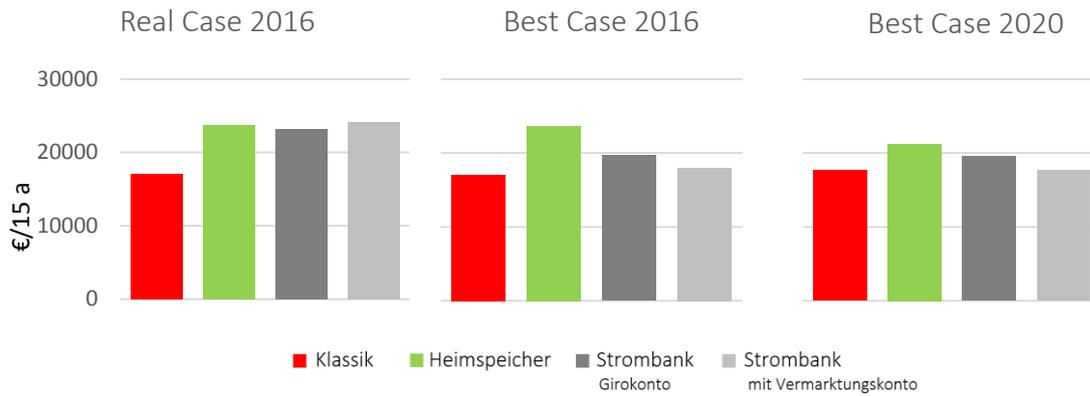


Anhang 16: Strompreisentwicklung²⁷

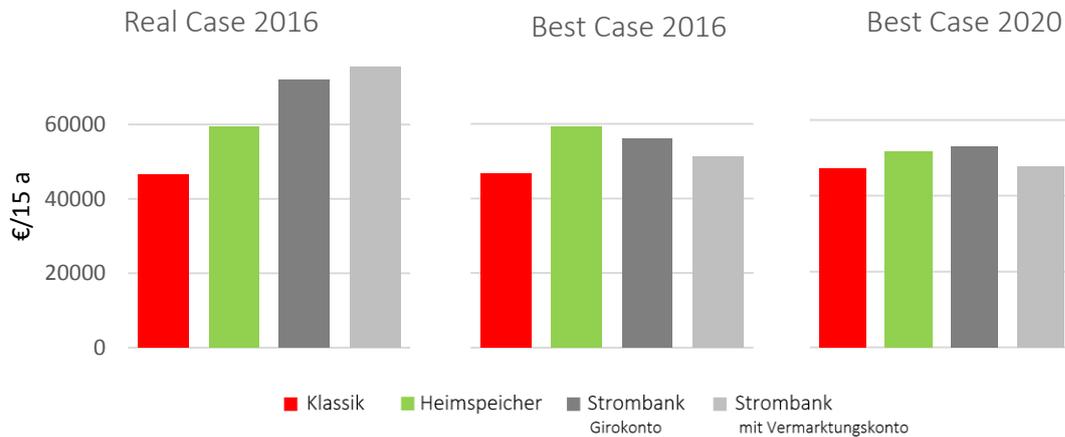


²⁷ Eigene Darstellung basierend auf BDEW 2016, Öko-Institut 2015, BMWi 2016, Hinz, F. et al. 2015

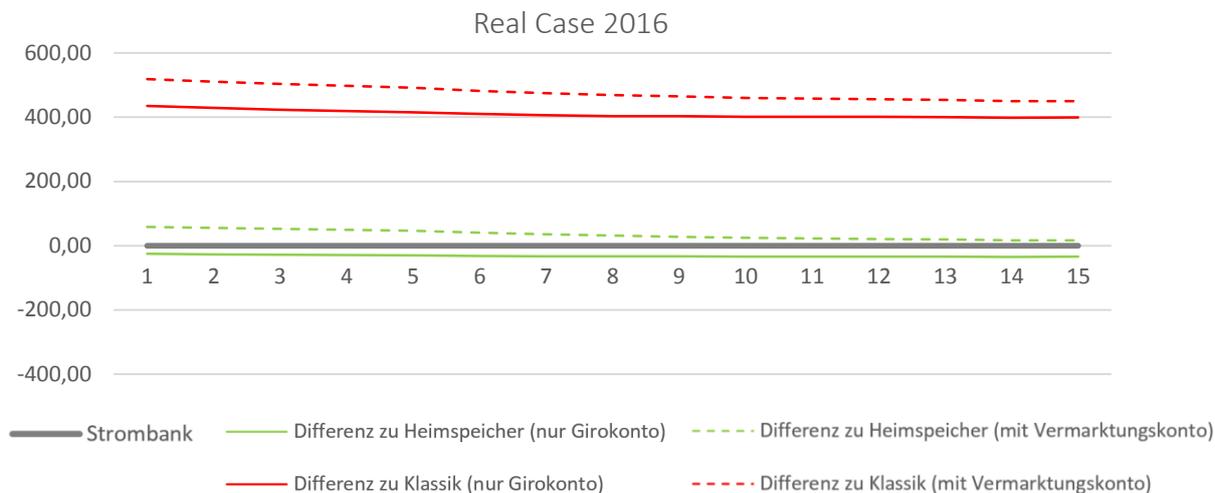
Anhang 17: Gesamtkosten der Modelle für PV-Haushaltskunden über 15 Jahre (brutto)



Anhang 18: Gesamtkosten der Modelle für KWK-Gewerbekunden über 15 Jahre (brutto)



Anhang 19: Entwicklung der Differenzen im Real Case-Szenario für 2016 für PV. Ein Verlauf im positiven Bereich bedeutet, dass das Modell günstiger ist als die Strombank



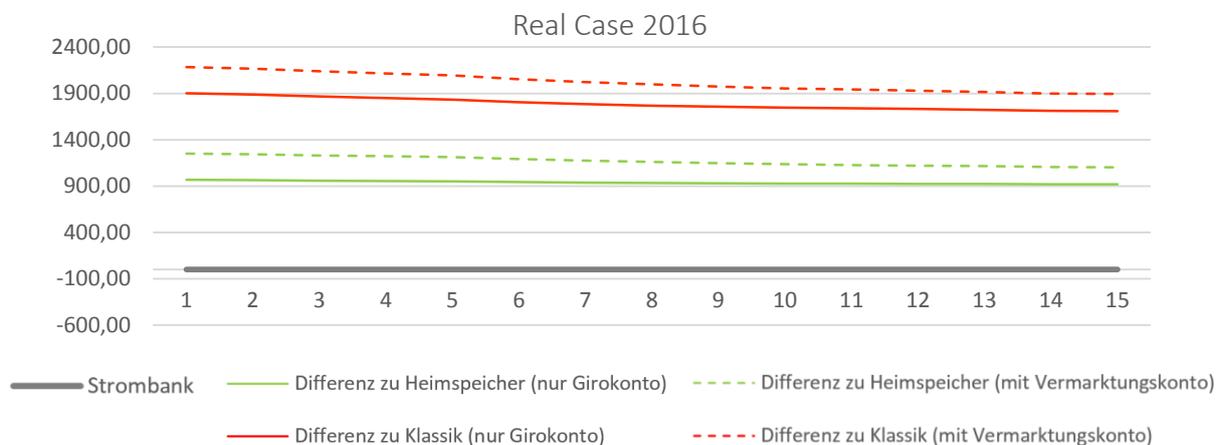
Anhang 20: Entwicklung der Differenzen im Best Case-Szenario 2016 für PV



Anhang 21: Entwicklung der Differenzen im Best Case-Szenario 2020 für PV



Anhang 22: Entwicklung der Differenzen im Real Case-Szenario 2016 für KWK. Ein Verlauf im positiven Bereich bedeutet, dass das Modell günstiger ist als die Strombank



Anhang 23: Entwicklung der Differenzen im Best Case-Szenario 2016 für KWK



Anhang 24: Entwicklung der Differenzen im Best Case-Szenario 2020 für KWK

