



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

DIPLOMARBEIT

Modellierung möglicher Blockchain-Applikationen im Kontext erneuerbarer elektrischer Einspeisung

ausgeführt am Institut für Festkörperphysik
der Technischen Universität Wien

Unter der Anleitung von
Univ. Prof. DI Dr. Ernst Bauer
und
Ass.Prof. DI Dr. Herbert Müller

In Kooperation mit dem **AIT Austrian Institute of Technology
GmbH**

unter Anleitung von
DI Dr. Friederich Kupzog
und
DI Dr. Mark Stefan

durch **Regina Hemm**

Zusammenfassung

Bedingt durch die Energiewende steigt am Strommarkt der Anteil an erneuerbaren Kleinerzeugern, welche sich durch ihre stark volatile Erzeugung und ihre Größe von herkömmlichen Kraftwerken unterscheiden. Eine Herausforderung stellt dabei die Flexibilisierung der Strommarktteilnehmer dar, die aufgrund des zunehmenden Wegfalls von thermischen Kraftwerken immer mehr an Bedeutung gewinnt. Andere Komponenten, wie verschiedene Speichertechnologien sowie Wechselrichter, müssen auch die Aufgabe der Netzstabilisierung in Zukunft übernehmen können. Konsumenten werden zu sogenannten „Prosumern“, welche idealerweise einen direkten Energiehandel betreiben können. Dabei stellt die Verrechnung von diesen verhältnismäßig kleinen Energiemengen eine weitere Herausforderung dar. Für vielversprechende Aussichten sorgt die Entwicklung der Blockchain-Technologie. Mithilfe dieser kann eine sofortige und sichere Verrechnung von bereitgestellter und bezogener Leistung ohne weitere Intermediäre realisiert werden. Die Bezahlung des Stroms erfolgt in Form von virtuellen Token oder Coins. Diese werden proportional zur an einem Punkt erzeugten Energie erstellt, und können an der Börse monetisiert werden. Die Käufe und Verkäufe können dabei selbstständig durch Smart Contracts getätigt werden, in denen die Bedingungen für die Transaktionen festgelegt sind, und jederzeit zwischen Privatpersonen geschlossen werden können.

In dieser Arbeit wird ein Modell in MATLAB erarbeitet, welches eine Local Energy Community darstellt. In erster Instanz werden verschiedene Haushalte, die jeweils mit einer Photovoltaikanlage, einem Batteriespeicher, sowie einem eigenen Netzanschluss versehen sind, abgebildet. Diese verschiedenen Haushalte sollen so kooperieren, dass der Eigenverbrauch im gesamten Verbraucherkollektiv maximiert wird. Verschiedene Szenarien werden behandelt, in denen das Quartier mit Gemeinschaftsenergiespeicher und Gemeinschaftsphotovoltaikanlage erweitert wird. Ziel ist eine Selbstorganisation als virtuelles Kraftwerk, welches Flexibilitätsdienstleistungen anbieten und ein bestimmtes Lastprofil mit den verschiedenen zur Verfügung stehenden Komponenten erfüllen kann. Zusätzlich gibt eine, mittels einer Optimierungstoolbox erstellte, optimale Version eine Benchmark vor, welche als Ziel die Kostenminimierung des gesamten Quartiers hat, und mit deren Hilfe ebenfalls verschiedenste Szenarien dargestellt werden können. Schlussendlich wird ein Vergleich der unterschiedlichen Ausführungen hinsichtlich Preisersparnis, dem Einsatz verschiedener Batterietechnologien, und den unterschiedlichen Bei-

trägen zu Leistungs- und Energieautarkie gezogen. Dadurch wird die Möglichkeit der Verwirklichung dieser Szenarien mithilfe der Blockchaintechnologie überprüft. Es wird untersucht, welche Parameter notwendig sind, um verschiedene Algorithmen dezentral auf der Blockchain ausführen zu können und welche technologischen Möglichkeiten es bereits dazu gibt. Ein abschließender Vergleich soll eine Empfehlung liefern, welche Energieverteilungsmechanismen und Technologien derzeit die größten Entwicklungspotentiale bergen.

Abstract

Due to a turnaround in energy policy and an alienation from fossil fuels there's an increase in smaller renewable energy producers, which differ from the conventional ones in their volatility and amount of produced energy. A challenge will be to preserve the flexibility of the participants on the electricity market. Other system components, such as inverters, have to be able to stabilize the grid, by inserting reactive power. Former consumers are becoming prosumers, which are uniting the role of producers and consumers. The goal is, that these prosumers are able to perform peer-to-peer-trading in the near future. A concomitant challenge is the billing of these very small amounts of traded energy. A promising approach in this concern is the blockchain technology. With it, an immediate and safe clearing of provided and obtained energy, without any further intermediaries, can be assured. The payment is processed with virtual token or coins. These could be produced proportionally to the generated energy and be monetized on the stock market. Purchases and sales could take place autonomously via Smart Contracts, which define the terms of contract and can be concluded anytime between private individuals.

The central part of this work is to create a MATLAB model, which presents a local energy community. Different households, each with a photovoltaic power plant, a battery storage system and grid access are simulated. These households shall cooperate with the aim to maximize the self-consumption of the whole cluster of households. A number of scenarios are created, for instance extending the cluster with a community electricity storage and a community photovoltaic power plant. The aim is the self-organisation as a virtual power plant, which can offer flexibility services and follow a given loadprofile with the help of all provided system components. Additionally, there's an ideal scenario as a benchmark, created with an optimization tool, aiming to minimize the costs of the whole local energy community. Finally there will be a comparison between the different scenarios based on costs, different battery technologies and the contribution to autarky of energy and power consumption. Based on the outcomes, the possibility of the implementation of blockchain technology will be evaluated. It's being investigated, which param-

ters are necessary, for running different algorithms decentralised on a blockchain and which technological options are available. A concluding comparison shall give a recommendation, which mechanisms of energy distribution and technologies are bearing the highest potentials for development.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Motivation	1
2	Aufgabenstellung	2
3	Stand der Forschung	3
3.1	Energiemanagementsysteme	3
3.2	Photovoltaikmodule	5
3.3	Hybrid-Wechselrichter	9
3.4	Heimspeicher	11
3.5	Virtuelle Kraftwerke	17
3.6	Blockchain	19
4	Methode	26
5	Implementierung	28
5.1	PV-Anlage	28
5.2	Lasten	28
5.3	Akkumulator	30
5.4	Wechselrichter	31
5.5	Haushalte	32
5.6	Energiemanagementsystem	34
5.7	Optimales Modell	42
6	Ergebnisse	46
6.1	Übersicht der verschiedenen Szenarien	46
6.2	OptOne: Szenario 1 mit Optimierungstool	47
6.3	OptMulti: Szenario 2 mit Optimierungstool	50
6.4	EGO: Jeder Haushalt arbeitet für sich	53
6.5	EMS	55
6.6	EMSCOM: zusätzlich Gemeinschaftsbatterie- und PV	57
6.7	VPP: Virtual Power Plant	61
6.8	Kostenvergleich	62
7	Diskussion und Aussicht	63
	Literatur	i

1 Einleitung und Motivation

Beim Pariser Klimaschutzgipfel 2015 wurde das Ziel definiert, die CO₂-Emissionen bis 2030 um 40% zu reduzieren. Um dies zu erreichen, präsentierte die europäische Kommission Ende 2016 das sogenannte „Winterpaket“, in welchem Ziele formuliert sind, die zum Umstieg auf ein erneuerbares Energiesystem beitragen sollen. Herausforderungen stellen beispielsweise Netzstabilität und Versorgungssicherheit dar. Zudem findet ein Wandel im Stromhandel statt. Neben den klassischen Produzenten und Konsumenten entstehen sogenannte Prosumer, welche durch eigene Erzeugung die Funktion von Käufern und Verkäufern vereinen. Außerdem gewinnen der Spot- und Intradaymarkt zunehmend an Bedeutung, während der längerfristige Terminmarkt an Bedeutung verliert. Damit Haushalte mit privaten Erzeugungsanlagen auf kurzfristige Preis- und Erzeugungsschwankungen reagieren können, bedarf es einem Konzept, um dezentralen Stromhandel zu ermöglichen. Das Winterpaket schreibt die Stärkung lokaler Energiegemeinschaften durch Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen vor. Die kleine Ökostromnovelle ermöglicht seit 2017 in Österreich eine gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen. Auch in der Schweiz ist das seit Anfang 2018 möglich. Dies erleichtert Haushalten den Zusammenschluss zu Verbraucherkollektiven. Blockchainanwendungen im Energiesektor stecken noch in den Kinderschuhen, bieten aber vielversprechende Lösungen für organisatorische Energieabrechnungs- und Aufteilungsprobleme. Es kann eine sichere Abrechnung von bereitgestellter und bezogener Energie ohne weitere Intermediäre garantiert werden. Die Bezahlung des Stroms erfolgt mithilfe von Kryptowährungen. Frühe Blockchainlösungen wie das Transaktionssystem von Bitcoin müssen dabei überarbeitet werden, da das Bitcoinsystem unter Skalierbarkeitsproblemen und dem immer größer werdenden Energiebedarf aufgrund des Proof-of-Work-Mechanismus leidet. Ideen zu vielen weiteren Anwendungsmöglichkeiten werden derzeit durch verschiedenste Anbieter realisiert. So könnten Einzeltransaktionen beispielsweise durch Geldflüsse ersetzt werden, und der bei Bitcoin eingesetzte Proof-of-Work-Mechanismus könnte durch einen Proof-of-Stake-Mechanismus ersetzt werden. Mithilfe sogenannter Sidechains können verschiedenste Anwendungen erstellt werden, wie beispielsweise das Ausführen von verschiedenen Verteilungsalgorithmen. Dabei ist von Interesse, welche Algorithmen für die Teilnehmer vorteilhaft sind und den größten finanziellen Nutzen bringen, und welche Betriebskonzepte sich als unvorteilhaft erweisen.

2 Aufgabenstellung

Ziel dieser Arbeit ist es, ein Modell zu erstellen, das eine „Local Energy Community“ simuliert, welche aus mehreren Haushalten besteht. Diese Haushalte besitzen alle systemnotwendigen Komponenten wie Photovoltaikanlagen, Batteriespeichersysteme, Lasten und einen Netzanschluss. Verschiedene Szenarien, die sich nicht nur durch zusätzliche Komponenten, wie einen Gemeinschaftsenergiespeicher und eine Gemeinschaftsphotovoltaikanlage unterscheiden, sondern auch durch verschiedene Betriebsmodi des Energiemanagementsystems und die Möglichkeit, einem Lastprofil zu folgen und so ein virtuelles Kraftwerk darzustellen, werden verglichen. Die verschiedenen Betriebsszenarios umfassen eine autonome Betriebsweise der Haushalte sowie eine Betriebsweise, bei der alle Haushalte zusammenarbeiten und die Batterien geteilt werden. Außerdem wird mithilfe eines Optimierers eine Benchmark erstellt, deren Ergebnisse auch mit den selbstgestellten Algorithmen möglichst weit angenähert werden sollen. Aus den Ergebnissen sollen folgende Erkenntnisse gezogen werden:

- Kostenvergleich für alle Haushalte
- Grad der Eigenbedarfsdeckung für alle Haushalte
- Vergleich von verschiedenen Batteriespeichertechnologien
- Vergleich der Verwendung verschiedener Batteriegrößen
- technische Realisierungsmöglichkeiten der Szenarien mittels einer Blockchain
- notwendige verfügbare Parameter um Algorithmen ausführen zu können

3 Stand der Forschung

Das Ziel dieses Kapitels besteht darin, die Grundlagen sowie den derzeitigen Forschungsstand der für diese Arbeit relevanten Themengebiete darzustellen. Diese umfassen relevante Systemkomponenten sowie deren physikalischen Grundlagen.

3.1 Energiemanagementsysteme

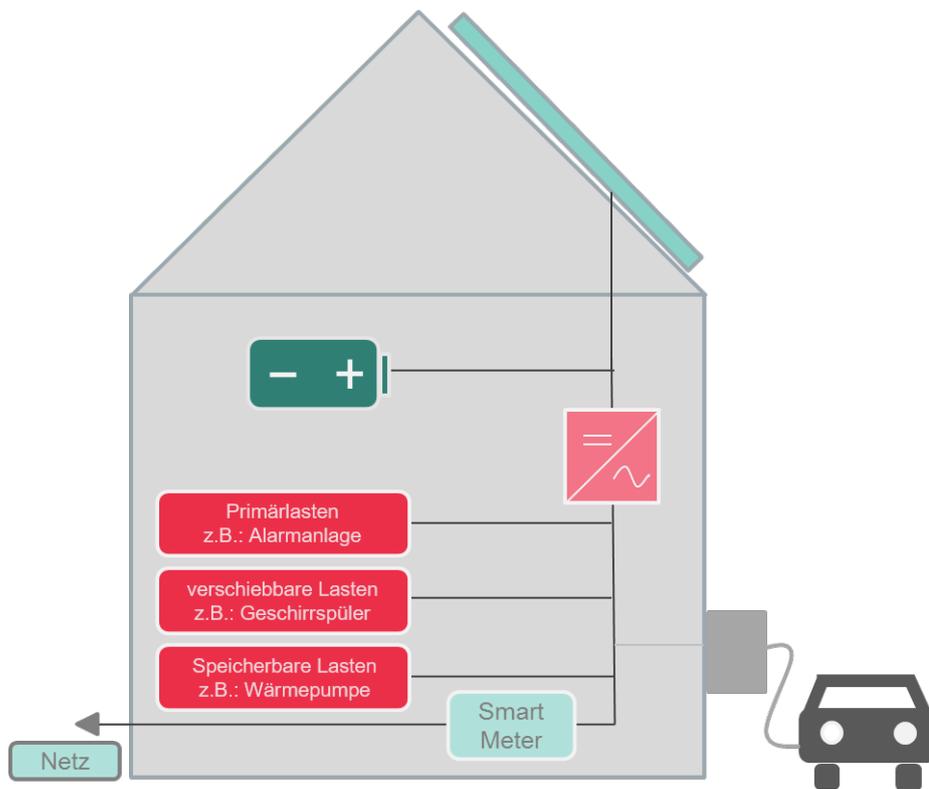


Abbildung 3.1: Beispielhaushalt

Ein Home Energy Management System (HEMS) umfasst unter anderem Energieerzeuger, Energiespeicher und eine zentrale Recheneinheit. In Abbildung 3.1 wird dies in einem Beispielhaushalt durch eine PV-Anlage, einen Wechselrichter, einen

Batteriespeicher, eine Ladestation für ein Elektroauto, verschiedene Haushaltslasten und einem Smart Meter dargestellt. Das PV-Modul wird so über einen Wechselrichter gesteuert, dass es immer am Leistungsmaximum arbeitet und Sicherheitskriterien eingehalten werden, die SunSpec Alliance arbeitet dabei an einem standardisiertem Kommunikationsprotokoll. Zugrundeliegend ist das MODBUS TCP (Transmission Control Protocol) [39]. Batteriesysteme ermöglichen einen höheren Konsum der selbst erzeugten Energie, indem sie Phasen hoher Produktion mit Phasen hohen Verbrauchs und gleichzeitig niedriger Erzeugung kompensieren [35]. Eine weitere Komponente sind Smart Meter, welche den Stromverbrauch nicht nur aufzeichnen, sondern auch die Daten in regelmäßigen Abständen zum Stromanbieter senden. So können auch die aktuellen Strompreise in die Entscheidung miteinbezogen werden, ob die Energie in der eigenen Batterie gespeichert oder an den Stromanbieter verkauft werden soll [43]. Mit dem Ziel einer kurzfristigen Regelung für ein stabiles Netz, können auch Lastprofile vom Stromanbieter vorgegeben werden, denen zu folgen ist. Ein weiteres Konzept stellt Vehicle to Grid (V2G) dar. Dabei sollen die Batterien in Elektroautos weitere Kapazitäten zur Energiespeicherung und Netzstabilisierung schaffen. Dies ist allerdings derzeit noch zu kostenintensiv, da die Lebensdauer der Batterien deutlich verkürzt würde, und so die Kosten zur Speicherung einer kWh enorm stiegen. Sinnvoll ist allerdings trotzdem, das Elektroauto während Peak-Zeiten, welche sich üblicherweise durch hohe Sonneneinstrahlung um die Mittagszeit ergeben, zu laden [13].

Nicht speicherbare Lasten			Speicherbare Lasten
Nicht-kürzbare Lasten		Kürzbare Lasten	Batteriespeichersystem Elektroauto Wärmepumpe Klimaanlage
Zeitlich nicht verschiebbare Lasten	Zeitlich Verschiebbare Lasten	Beleuchtung Fernseher Laptop	
Basislast	Waschmaschine Geschirrspüler		
Alarmanlage	Trockner		

Abbildung 3.2: Kategorisierung verschiedener Lasten

Weiters kann eine Unterteilung der Lasten in verschiedene Kategorien getroffen werden (Abbildung 3.2). Man unterscheidet zwischen speicherbaren, und nicht-speicherbaren Lasten. Zu Ersteren zählen in etwa Batteriespeicher, Elektroauto, Wärmepumpe oder Heizung/Klimaanlage, die Energie wird dabei in Form von

elektrischer oder thermischer Energie gespeichert. Alle anderen Lasten sind nicht-speicherbare Lasten, und können noch weiter untergliedert werden. Verschiebbare Lasten benötigen eine gewisse Energiemenge pro Laufzyklus. Der Zeitpunkt, zu dem dieser Zyklus stattfindet, spielt allerdings keine Rolle. Dies trifft beispielsweise auf Geschirrspüler oder Waschmaschine zu. Kürzbare Lasten kennzeichnen sich dadurch, dass man sie zwar wenn nötig unterbrechen, aber meist nicht auf einen anderen Zeitpunkt verschieben kann, ohne den Komfort des Endnutzers zu beschneiden. Darunter fallen z.B. Fernseher, Beleuchtung, PC o.Ä.. Nicht kürzbare Lasten oder Primärlasten sind Lasten, die nicht unterbrochen werden können, wie z.B. Alarmanlage oder Automatisierungssysteme. Es gibt zwei Arten, die verschiedenen Lasten zu steuern. Einerseits ist es möglich, alle Lasten an steuerbaren Steckdosen anzuschließen, so werden durch Ein- und Ausschalten der Steckdosen auch die Lasten ein- und ausgeschaltet. Eine elegantere Lösung ist die direkte Kommunikation der Geräte mit der zentralen Steuereinheit über verschiedene WLAN Protokolle. [19]

Die einzelnen Haushalte können also in erster Instanz durch ein Home Management System geregelt werden, in zweiter Instanz besteht die Möglichkeit eines äußeres Energiemanagementsystems, zur gemeinsamen Verwaltung einer Gruppe von Haushalten (Quartier). Es kann ein Lastprofil vorgeben, und versucht durch Steuerung der Haushalte den Eigenbedarf zu optimieren, mit dem Ziel, dass das Quartier am Ende möglichst unabhängig vom Netz laufen kann. Eine Instanz darüber kann ein weiteres Energiemanagementsystem installiert sein, das die Daten zusammenfasst und ein virtuelles Kraftwerk darstellt, d.h. auch Dienstleistungen wie Regelenenergie anbietet. Bei der Realisierung dieses Szenarios mittels Blockchain-Technologien, besteht das virtuelle Kraftwerk theoretisch nur noch aus seinen Teilnehmern ohne zentrale Einheit. [1]

3.2 Photovoltaikmodule

Der Anteil von Photovoltaikanlagen an der gesamten Energieproduktion wächst kontinuierlich, und ist mittlerweile schon so hoch, dass an sonnigen Werktagen in Deutschland zeitweise bis zu 35%, an Sonn- und Feiertagen bis zu 50% des momentanen Stromverbrauchs abgedeckt werden können. Da Solarstrom überwiegend dezentral eingespeist wird, werden durch dessen Integration kaum Anforderungen an einen Ausbau des Übertragungsnetzes gestellt. Das durchaus zu berücksichtigende Problem einer Überlastung der Transformatorstationen bei Überproduktion kann nämlich durch eine gleichmäßige Verteilung der PV-Anlagen über die Netzabschnitte verringert werden. Verursacher von Netzengpässen sind vorrangig Windkraftanlagen. Im Gegensatz zu Windkraft, lässt sich die Erzeugung von Solarstrom

dank viel genauerer Wetterprognosemöglichkeiten sehr gut planen. Weiters beträgt die oft kritisierte Energierücklaufzeit, d.h. die Zeit, in der die Solaranlage so viel Strom erzeugt hat, wie sie bei der Herstellung benötigt, in mitteleuropäischen Gebieten nur circa 2 Jahre, bei einer Lebensdauer von 20 bis 30 Jahren. [16]

In Österreich wurde im Rahmen der „kleinen Ökostromnovelle“ 2017 nun auch die Möglichkeit geschaffen, die gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen zu realisieren. Die Teilnehmer eines Mehrfamilienhauses können sich beispielsweise entstandene Kosten vertraglich aufteilen, gleichzeitig besteht kein Zwang zur Teilnahme. Über einen eigenen Zählpunkt wird die Erzeugungsanlage an die Hauptleitung angeschlossen, Leistungsflüsse werden durch ein Smart Meter oder einen Lastprofilzähler gemessen. Der Netzbetreiber kann so die Erzeugung gemäß der vereinbarten Anteile den teilnehmenden Verbrauchern zuordnen. Dies ist allerdings nur im Nahebereich des jeweiligen Gebäudes zulässig, es ist nicht erlaubt, die Energie zuerst durch Leitungen des öffentlichen Verteilnetzbetreibers zu leiten - die Variante, die in dieser Arbeit untersucht wird, bei welcher mehrere Haushalte miteinander Handel betreiben, ist daher in Österreich derzeit noch nicht möglich. [25]

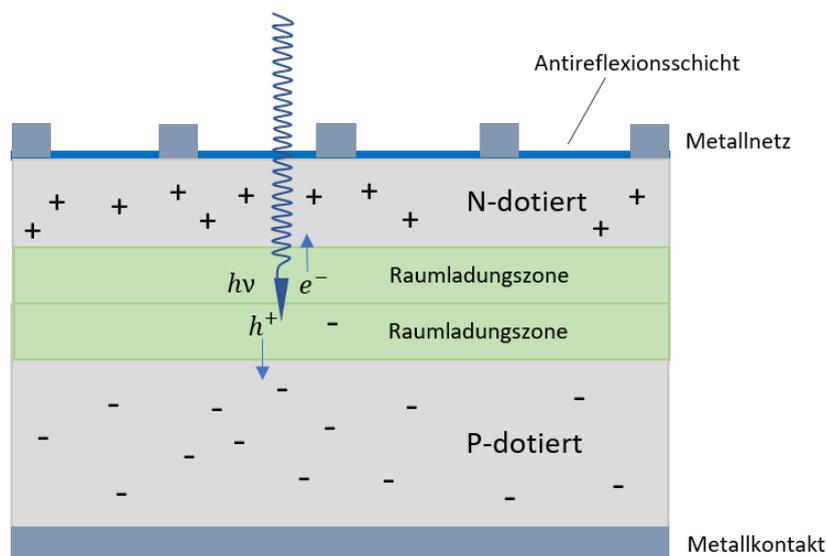


Abbildung 3.3: Aufbau einer Solarzelle

Basis für Solarzellen sind Halbleiter, am Häufigsten wird Silizium verwendet, da dieses am besten erforscht ist, und dessen Bandlücke optimal mit dem Sonnenspektrum übereinstimmt. Es werden nach wie vor weitere Materialien auf ihre Eignung als Solarzellenmaterial untersucht, die Hoffnung auf sinkende Kosten fun-

giert dabei als treibende Kraft. Alternative Ansätze reichen dabei von Solarzellen basierend auf Verbindungshalbleitern, anorganischen Halbleitern, bis hin zu einem neuartigen Aufbau, wie es bei Kugelelement-Solarzellen der Fall ist, und weiter zu von der Natur inspirierten Farbstoffsolarzellen, deren photoempfindliche Farbstoffmoleküle sich ähnlich zu Chlorophyll verhalten[41].

Grundsätzlich besteht ein Halbleiter aus einem Valenzband, in dem Elektronen schwach gebunden sind und einem Leitungsband, das im neutralen Zustand keine Elektronen enthält. Wenn die zugeführte Energie ausreicht, um die Bandlücke zu überwinden, dann springen Elektronen vom Valenz- ins Leitungsband und können sich völlig frei bewegen. Die zur Überwindung der Bandlücke benötigte Energie wird im Falle von Solarzellen durch Photonen bereitgestellt. Die freien Elektronen werden über einen selektiven Kontakt, den bei Solarzellen ein Metallnetz bereitstellt, in den äußeren Stromkreis geleitet, in dem sie an Energie verlieren. Am Ende werden die Elektronen von einem weiteren selektiven Kontakt, einer dünnen Metallplatte, wieder mit derselben Energie wie zu Beginn im Valenzband, gespeichert. Das Potential, auf das die Elektronen angehoben werden, ist unabhängig von der Energie des zugeführten Photons. Die Energie muss lediglich zur Überwindung der Bandlücke ausreichen. Die produzierte Leistung ist das Produkt des Stromes und der Spannung. Intensiveres Sonnenlicht löst mehr Elektronen aus dem Valenzband, was zu mehr erzeugter Leistung führt.[29] Realisiert wird diese Konstellation meist durch einen pn-Übergang (Abbildung 3.3). Dabei wird ein p-dotierter Halbleiter in Kontakt mit einem n-dotierten Halbleiter gebracht. Am Übergang besteht ein Konzentrationsunterschied von Löchern und Elektronen. Infolgedessen diffundieren Löcher vom p-dotierten Halbleiter in den n-dotierten Halbleiter und in umgekehrte Richtung Elektronen. Dadurch entsteht die sogenannte Raumladungszone. Diese zeichnet sich dadurch aus, dass sie global nach außen hin neutral erscheint, und fungiert als Trennschicht zwischen nun positiv und negativ geladener Seite. Wird nun ein Elektron in der Raumladungszone durch ein Photon aus einer Verbindung gelöst, so wird das Elektron entlang den Feldlinien in die n-dotierte Schicht und das zugehörige Loch in die p-dotierte Schicht transportiert, schließt man den Stromkreis kann ein Strom über einen äußeren Leiter fließen.[29]

Einer für die Wirtschaftlichkeit mit am bedeutendsten Parameter, nämlich der Wirkungsgrad einer Solarzelle, hängt vom Kurzschlussstrom, dem Füllfaktor und der Leerlaufspannung ab.

$$\eta = \eta_{ideal} * \eta_{photon} * FF * \eta_V * \eta_C^{int}$$

η_{ideal} gibt an, wie genau die Bandlücke bezüglich der Wellenlänge mit dem solaren Spektrum übereinstimmt. Dabei sind in Abbildung 3.4 unter „Transmissionsverlusten“ die Verluste dargestellt, die dadurch entstehen, dass die Energie dieser

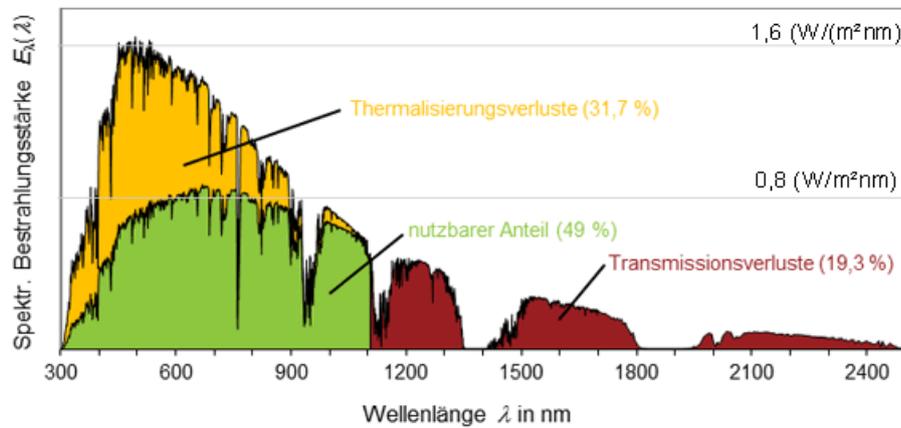


Abbildung 3.4: Nutzbarer Anteil des Sonnenspektrums [30]

Photonen nicht dafür ausreicht die Bandlücke zu überwinden. „Thermalisierungsverluste“ sind jene Verluste, die dadurch entstehen, dass das Photon zu viel Energie hatte, aber nur ein bestimmter Anteil davon zur Überwindung der Bandlücke benötigt wird, die restliche Energie erwärmt die Solarzelle. [22] Der Photonenwirkungsgrad η_{photon} ist ein Maß dafür, wieviele Photonen tatsächlich im Halbleiter ankommen, und nicht reflektiert, transmittiert oder anderweitig absorbiert werden. Der Füllfaktor FF ist gleich dem Quotienten aus der maximalen Leistung einer Solarzelle und dem Produkt aus Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom. Das Produkt aus Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom beschreibt die theoretisch maximal mögliche Leistung. Der reale maximale Leistungspunkt (MPP) hängt allerdings von verschiedenen Umständen ab, wie Betriebstemperatur, Sonneneinstrahlung und auch dem Innenwiderstand der Solarzelle. Dieser erhöht sich bei sinkender Qualität der Solarzelle, gleichzeitig sinkt der Füllfaktor und folglich der Wirkungsgrad. Der Spannungswirkungsgrad η_V ist das Verhältnis von Leerlaufspannung zur Bandlückenspannung. Ziel von Forschungsarbeiten ist es, eine Leerlaufspannung zu erreichen, die an die Bandlückenspannung heranreicht. Die Leerlaufspannung ist allerdings dadurch begrenzt, dass im Leerlauf kein Ladungsfluss aus der Solarzelle führt und somit jedes Elektronen-Loch-Paar rekombinieren muss. Diese Rekombinationsrate an der Oberfläche und im Inneren begrenzen somit die Leerlaufspannung, Ziel der Forschung ist es, die Rekombinationsraten zu minimieren. Der interne „Kollektorwirkungsgrad“, nämlich η_C^{int} , gibt das Verhältnis von realem Kurzschlussstrom und theoretisch bestmöglichem Kurzschlussstrom an, welcher zustande käme, wenn 100 Prozent der absorbierten Photonen auch tatsächlich Elektronen anregen. Dies wäre nur bei einer unendlichen optischen Dicke

der Solarzelle möglich. [29]

Den oben genannten Gesamtwirkungsgrad bezeichnet man als nominellen Wirkungsgrad, der unter Standardtestbedingungen im Labor ermittelt wird. Unter dem Begriff Performance Ratio, werden alle Verluste zusammengefasst, die unter realen Arbeitsbedingungen hinzukommen, wie Temperaturschwankungen oder Aufstellungsort- und Winkel zum Strahlungseinfall, sowie die Verkabelung der Module und Ausfall bei Wartungsarbeiten. [29] Mittelwerte der nominellen Wirkungsgrade für kommerzielle waferbasierte PV-Module aus neuer Produktion liegen derzeit bei ca. 17%, Spitzenwerte, sogar bei bis zu 26%. [16] Bei Dünnschichtmodulen bewegen sich die nominellen Wirkungsgrade zwischen 12-14%, Spitzenwerte liegen bei ca. 16%. Die Performance Ratio beträgt derzeit ca. 80-90%, über das Jahr gemittelt. Waferbasierte PV-Module altern sehr langsam, Hersteller garantieren einen maximalen linearen Leistungsabfall von 20% bei einer Garantie von 20-30 Jahren. [16]

3.3 Hybrid-Wechselrichter

Mit zunehmender Ablösung des konventionellen Kraftwerksparks, müssen auch regenerative Erzeuger systemrelevante Netzdienstleistungen erbringen können. Dies wird durch Wechselrichter ermöglicht. Sie sind im Stande Blindleistung zu liefern, was einen Beitrag zur Spannungshaltung liefert, und ermöglichen ebenfalls die Bereitstellung negativer Regelleistung, d.h. die Drosselung der Einspeisung zur Senkung der Netzfrequenz, sogar im Zeitrahmen der schnellen Primärregelung (siehe Kapitel 3.5). Kombiniert mit einem Batteriesystem, können auch noch positive Regelleistung, die Fähigkeit zum Schwarzstart, d.h. dem vom Stromnetz unabhängigen Hochfahren eines Kraftwerkes, und die kurzzeitige Aufrechterhaltung von Inselnetzen bei Netzstörungen angeboten werden. Außerdem besteht die Möglichkeit der Netzstützung bei Unterfrequenzen. Weiters können so auch Kaltreserveeinsätze reduziert werden. Dabei handelt es sich um den Einsatz von Kraftwerken, die sich in einem Konservierungszustand befinden und mit einer nicht genauer definierten Vorlaufzeit wieder betriebsbereit gemacht werden können. [3]

In Kombination mit einem Batteriespeicher gibt es verschiedene Ausführungen der Anordnung von Wechselrichter, PV-Anlage und Batterie. Man unterscheidet zwischen Gleichstrom- und Wechselstrom-gekoppelten Systemen. AC-gekoppelte Systeme (Abbildung 3.5a) sind derzeit sehr weit verbreitet. Dabei ist die PV-Anlage mit einem Wechselrichter ans (Heim-)netz angeschlossen, die Batterie ist ebenso durch einen Wechselrichter mit demselben Netz verbunden. Dem Nachteil der Notwendigkeit eines zweiten Wechselrichters, kann die flexible Nachrüstung und Kombination verschiedenster Komponenten entgegengestellt werden. DC-gekoppelte

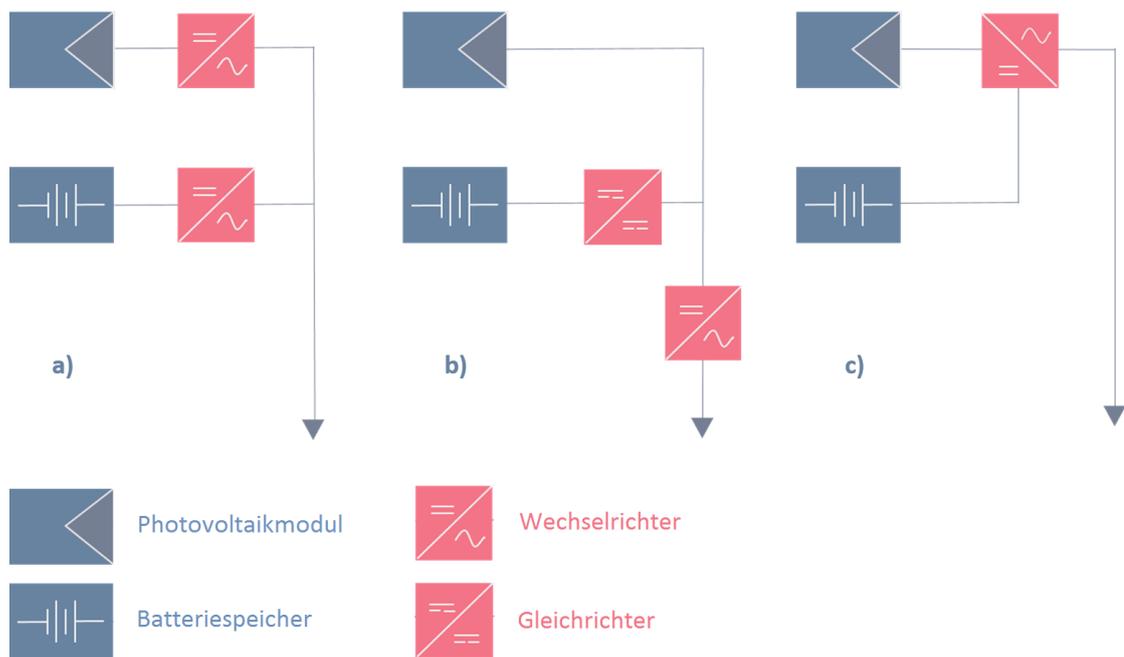


Abbildung 3.5: Verschiedene Arten Wechselrichter-Verschaltung

Systeme (Abbildung 3.5b) benötigen weniger Transformationsschritte, was zu einem höheren Wirkungsgrad führt, sind allerdings in der Flexibilität ihrer Konfiguration eingeschränkt. Man kann DC-Wechselrichter in Hybrid-Wechselrichtern (Abbildung 3.5c), PV-Generator-Nachrüstungen und modulare Systeme unterscheiden. Hybrid-Wechselrichter haben gleichspannungsseitig je einen Anschluss für die PV-Anlage und einen für die Batterie. Sie können bidirektional betrieben werden und bieten eine kompakte Integration ins System. Bei PV-Generator-Nachrüstungen wird ein Ladecontroller für die Batterie parallel zum bestehenden PV-System auf der DC-Seite installiert. Eine bidirektionale Betriebsweise ist dabei nicht möglich, und eine enge Abstimmung zwischen PV-Wechselrichter und Ladecontroller ist erforderlich. Modulare Systeme sind im Prinzip wie Hybrid-Wechselrichter, bis auf den Unterschied, dass alle Komponenten aus separaten Geräten bestehen. Ein bidirektionaler Wechselrichter ist auf der DC-Seite mit einem Maximum-Power-Point-Tracker, einem Ladecontroller für die Batterie und der PV-Anlage verbunden. [31] Die Verluste am Wechselrichter ergeben sich hauptsächlich aus Ohmschen Verlusten sowie Schaltverlusten. Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters ist vom Betriebspunkt abhängig. Daher ist es sinnvoll, einen energetischen Wirkungsgrad anzugeben, der sich aus mehreren Teilwirkungsgraden ergibt. Diese werden, je nach zeitlicher Aufteilung der Teilleistungen, welche von der Klimazone abhängen, mit einem Gewichtungsfaktor bewertet und zusammengefasst. [38]

3.4 Heimspeicher

Österreich wird als großer potentieller Markt für Photovoltaik-Speichersysteme eingestuft. Dies liegt einerseits an den stabilen Rahmen- und Marktbedingungen für PV-Anlagen, andererseits an den stabilen politischen Rahmenbedingungen und den sinkenden Systempreisen für kleinere Photovoltaik-Anlagen. Förderprogramme haben einen guten Impuls für den Speichermarkt gesetzt. Ein Problem daran ist derzeit allerdings, dass die Förderprogramme fast ausnahmslos zur Optimierung des PV-Eigenverbrauchs ausgelegt sind. Netz- und systemdienliche Voraussetzungen für Zuschüsse, wie für bestimmte Zeit des Jahres Regelenergie zur Verfügung stellen zu müssen, sind kaum vorhanden [16]. Den größten Marktanteil, mit mehr als 90 Prozent, haben Lithium-Ionen-Batteriespeicher. Diese haben über die Jahre Bleibatterien abgelöst. (Abbildung 3.6). [31]

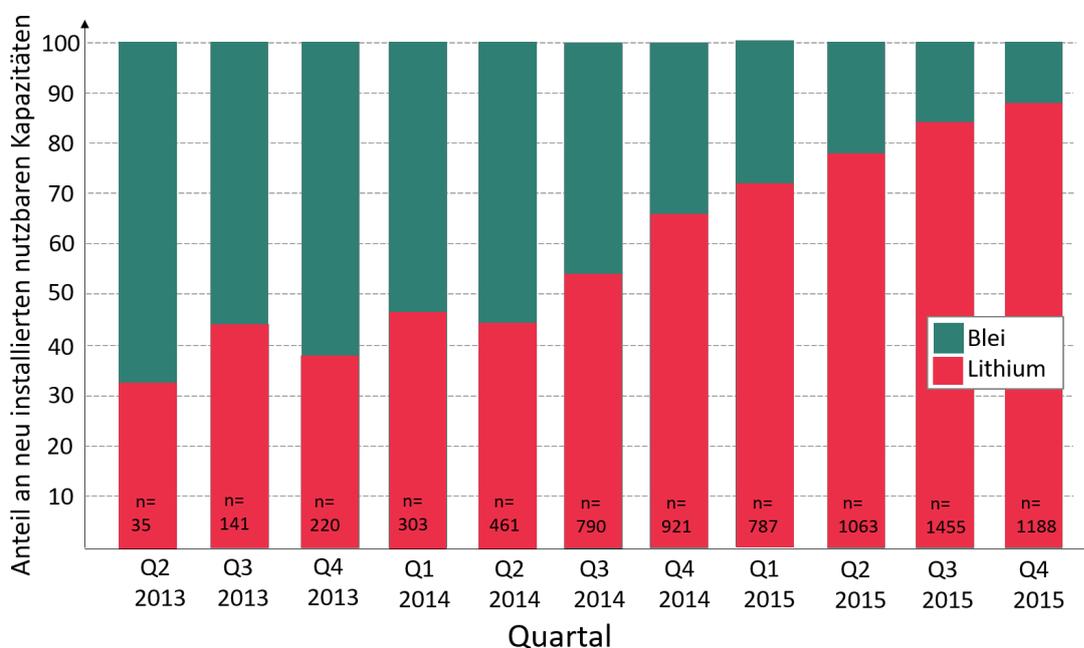


Abbildung 3.6: Vergleich Anteil an neu installierten nutzbaren Kapazitäten von Lithium-Ionen- und Bleibatterien [24]

2016 wurden zusätzlich zu den rund 1500 geförderten Speichern, noch weitere 900 ohne Zuschüsse installiert. Wirtschaftlich sind diese Speicher für Privathaushalte allerdings noch nicht, Gründe wie Nachhaltigkeit, ein gewisses Sicherheitsdenken und Autarkiegedanken stehen im Vordergrund.[14]

Mit einem weiteren Ausbau von PV und Windkraft, und dadurch wachsenden

Preisdifferenzen im Strombezug können sich allerdings Investitionen in Speicher in Zukunft durchaus lohnen - derzeit ist allerdings das Gegenteil der Fall, es werden Investitionen in Pumpspeicher beispielsweise sogar zurückgestellt, da kein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Eine Preisspreizung durch eine Verteuerung von herkömmlichen fossilen Energieerzeugern, sowie in Deutschland der Atomausstieg, werden die Preise an der Börse anheben und die Grundlage für einen rentablen Speicherbetrieb schaffen. [16]

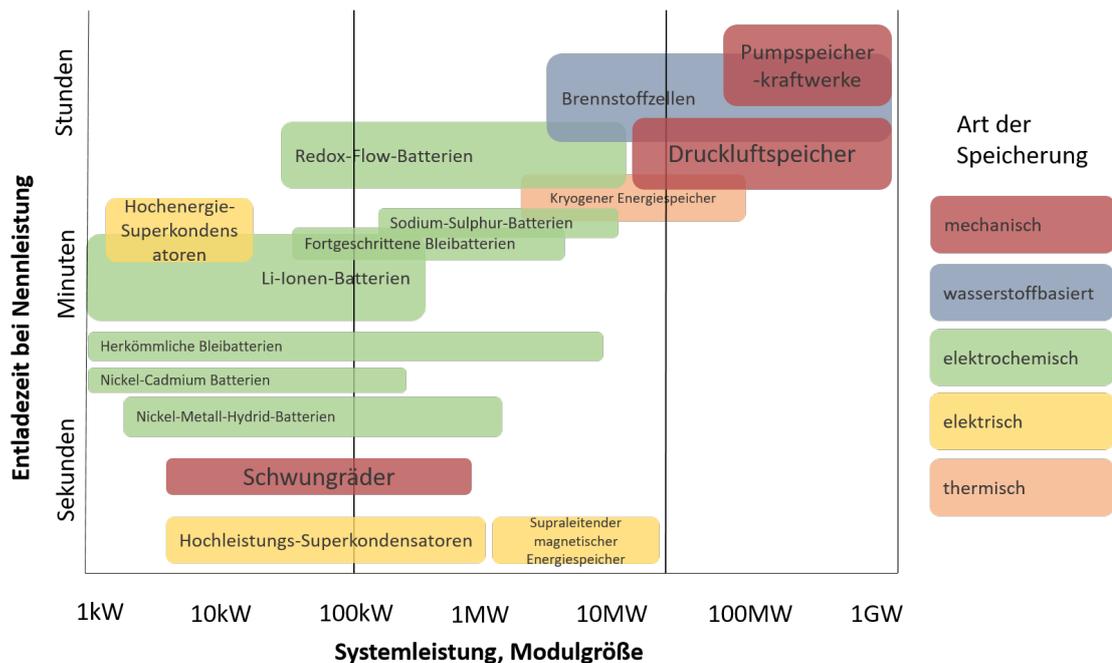


Abbildung 3.7: Leistungsbereiche und Entladezeiten typischer Speichertechnologien

Für verschiedene Anwendungen ergeben sich auch verschiedene Anforderungen an die Eigenschaften des Energiespeichers. Abbildung 3.7 gibt einen Überblick über derzeit erhältliche Speichertechnologien und deren unterschiedliche Systemleistungen und Entladezeiten. Beispielsweise spielen für eine stationäre Anwendung die Leistungsdichte, der Temperaturbereich und die Energiedichte eine untergeordnete Rolle, bei Fahrzeugen sind diese Eigenschaften allerdings sehr wichtig. Im Gegensatz dazu spielt bei stationären Anwendungen die Lebensdauer eine wichtigere Rolle als bei Fahrzeugen.[28] Die in Abbildung 3.7 aufgeführten mechanischen Energiespeicher wandeln potentielle oder kinetische Energie in elektrische Energie um, sind aber meist an Standortgegebenheiten angewiesen (Pumpspeicher, Druckluftspeicher) oder können nur kurz Strom liefern (Schwungräder). Eine weitere Alternative sind Brennstoffzellen, welche Energie umwandeln, aber eine kontinu-

ierliche Brennstoffzufuhr benötigen. Der Brennstoff ist dabei meist Wasserstoff, bei der Elektrolyse entstehen zusätzliche Verluste [9]. Kryogene Energiespeicher nutzen das Prinzip von durch Abkühlung verflüssigter Luft, welche sich beim Erwärmen stark ausdehnt und Turbinen zur Stromerzeugung antreiben kann [6]. Batterien sind für leistungsbezogene Anwendungen eher ungeeignet, dafür passend für Anwendungen, bei denen die Größe der gespeicherte Energiemenge die vorrangige Rolle spielt. Weitere Anwendungen für Batteriespeicher sind nachfolgend aufgelistet:

- Speicher ermöglichen es einem Energiesystem, kleine neue Erzeuger aufzunehmen, welche zu Erzeugungsunterbrechungen neigen, wie beispielsweise PV- oder Windkraftanlagen.
- Speicher können ebenso zu einer effizienteren Netznutzung beitragen, indem sie die Übertragungsleitungen, durch die Speicherung der Energie und dessen spätere Nutzung, schonen.
- Einen sehr wichtigen Beitrag können Speichersysteme auch zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit leisten, indem sie durch Einspeisen von Blindleistung Spannungskontrolle betreiben. [18]
- Um Netzüberlastungen durch einen Photovoltaiküberschuss zur Mittagszeit zu vermeiden, können Speicher durch gezielte Nutzung der Kapazitäten Lastkurvenglättung betreiben [18].
- Eine Anwendung von Speichern könnte der Einkauf von Energie zu einem Zeitpunkt an dem sie gerade günstig ist, und der Verkauf oder Eigenverbrauch zu einem Zeitpunkt, an dem sie gerade teuer ist, sein. Bisher wird diese Aufgabe vorrangig von Pumpspeicherkraftwerken erledigt. Durch Vereinfachung von Transaktionen und automatisierte Verträge könnten in einem blockchainbasierten Netz auch kleinere Verbraucher zu Händlern werden.
- Eine weitere Anwendung, ist der Lastfolgebetrieb. Dieser Betrieb zeichnet sich durch eine innerhalb weniger Minuten veränderlichen Leistung aus. Diese wird meist durch die Reaktion auf Abweichungen der Netzfrequenz realisiert.

Man unterscheidet zudem zwischen konventioneller und systemdienlicher Betriebsführung (Abbildung 3.8). Bei konventioneller Betriebsführung wird die Batterie geladen, wenn die lokale Last geringer als die erzeugte Photovoltaikleistung ist. Umgekehrt wird die Batterie entladen, wenn nicht genug PV-Erzeugung zum Decken der Last vorhanden ist. Es werden also ausschließlich momentane Überschussmengen ins Netz eingespeist. Diese Betriebsführung maximiert den Eigenverbrauch, entlastet aber das angeschlossene Stromnetz nicht. Der Batteriespeicher ist bereits vor der PV-Erzeugungsspitze vollständig geladen und das Netz

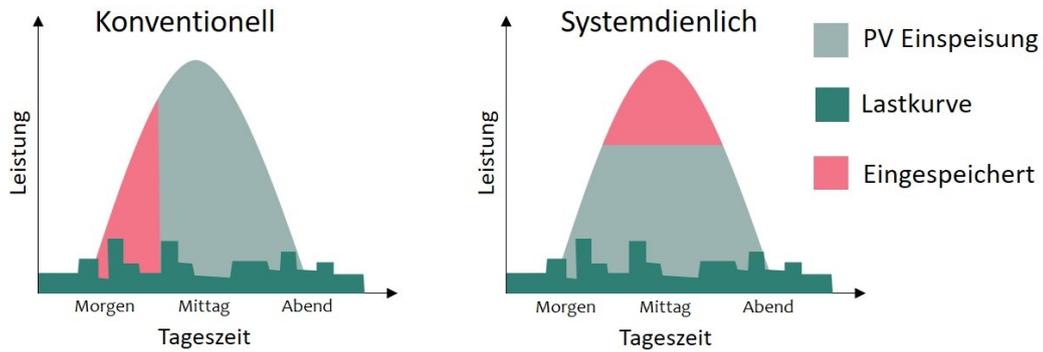


Abbildung 3.8: Unterschied konventioneller und netzoptimierter Speicherbewirtschaftung

muss nach wie vor für die maximale Jahresspitze ausgelegt werden. Diese Art der Speicherbewirtschaftung führt also nicht zu einer optimierten Systemintegration der fluktuierenden Erzeugung. Eine gezielte Minimierung der jährlichen Einspeiseleistung der PV ins Netz bei gleichzeitiger Maximierung des Eigenverbrauchs, liefert ein Speicherbewirtschaftungsprofil, das zu einer Glättung der Peaks führt.[3] Eine Vergrößerung des Batteriespeichers würde in diesem Fall nur eine geringe Reduktion der Spitzeneinspeisung bringen, da größere Energiespeicher in der Nacht oft nicht vollständig entladen werden und so am Folgetag nicht die gesamte Speicherkapazität zur Speicherung der PV-Überschüsse genutzt werden kann. [42]

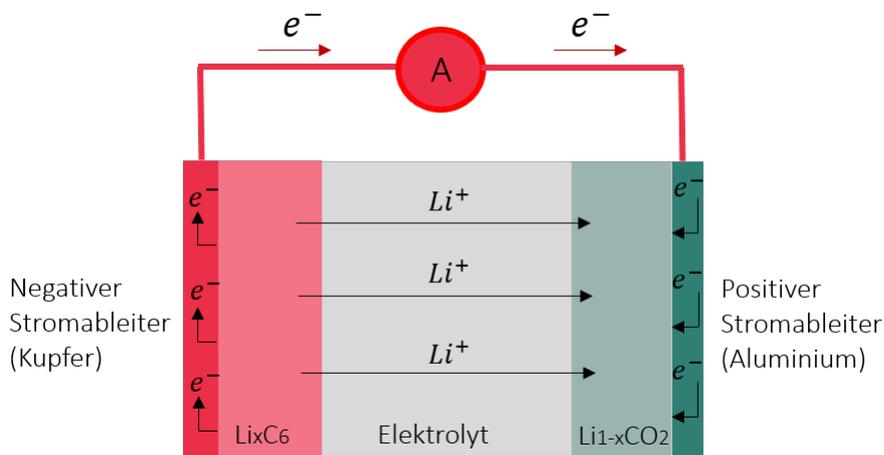


Abbildung 3.9: Chemischer Vorgang beim Entladen einer Lithium-Ionen-Batterie

Die am häufigsten genutzten Lithium-Ionen-Batterien sind leicht, kompakt, ar-

beiten mit einer Spannung der Größe von 4V, und besitzen eine relativ hohe spezifischen Energiedichte zwischen 100Wh/kg und 150Wh/kg. In den meisten Fällen wird eine Grafitanode und eine Kathode aus einem Lithiummetalloxid verwendet. Der Elektrolyt besteht aus einer Lösung eines Lithiumsalzes in einem gemischten organischen Lösungsmittel. Beim Schließen des Stromkreises findet an der Kathode eine Reduktionsreaktion, und an der Anode eine Oxidationsreaktion statt, dargestellt in Abbildung 3.9. [4]

Bereiche, bei denen nach wie vor Verbesserungsbedarf besteht, sind Sicherheit, der Lebenszyklus, die noch relativ hohen Kosten, die Möglichkeit, die Batterie auch in einem hohen Temperaturbereich betreiben zu können und die Verfügbarkeit der Materialien. Das Ziel besteht darin, Anoden- und Kathodenmaterialien zu finden, die eine bessere Performance liefern als die herkömmlichen Materialien, sowie auch einen zuverlässigeren und sichereren Elektrolyt. Auch weitere Erhöhung der spezifischen Energie, die bisher durch Verbesserung der Herstellungsbedingungen und leichtere Gehäuse bewerkstelligt wurde, erfordert nun eine Modifikation der Zellchemie. Die Lade- und Entladegeschwindigkeit, und somit erbringbare Leistung, wird durch die Lithium-Diffusion aus dem bzw. in das Elektrodenmaterial bestimmt. Veränderte Nanostrukturen der Elektroden sollen hier Abhilfe schaffen. [4] In Hinblick auf die Anwendungsfälle spielt Sicherheit auch eine sehr wichtige Rolle. Alle derzeitigen Ansätze zur Verbesserung der Sicherheit der Batterien, führen automatisch zu einem Verlust an spezifischer Energie. Es gilt also, einen geeigneten Kompromiss zu finden. [37]

Elektrochemische Energiespeicher verlieren mit der Zeit an Kapazität. Bei Batterien beeinflusst der Punkt, bis zu dem sie entladen werden, die Lebensdauer. Wird sie immer nur gering entleert, schädigt dies die Lebensdauer weniger, als sehr starke oder komplette Entladung (Abbildung 3.10). Weitere Einflussfaktoren sind die Betriebsbedingungen und die Art der Batterie. [23]

Der Alterungsprozess und der damit verbundene Kapazitäts- und Leistungsverlust, ist ein komplexer Prozess und hat viele verschiedene Ursachen, deren gleichzeitiges Auftreten und ihre teilweise gegenseitige Wechselwirkung die Untersuchung enorm erschweren. Anoden- und Kathoden-Alterung unterscheiden sich in ihren Ursachen.

Die Alterung des Anodenmaterials ist hauptsächlich auf Veränderungen an der Anoden/Elektrolyt-Grenzfläche zurückzuführen. Li-Ionen-Batterien arbeiten bei Spannungen, die sich außerhalb des Rahmens befinden, bei dem die elektrochemische Stabilität des Elektrolyts gewährleistet werden kann. Daher findet dieser Alterungsmechanismus auch bei geladener Batterie statt, großteils in den ersten Zyklen. Die Zersetzungsprodukte der Elektrolytzersetzung bilden eine „Schutzschicht“ auf der Elektrodenoberfläche. Man unterscheidet zwei Arten von Schichten, abhän-

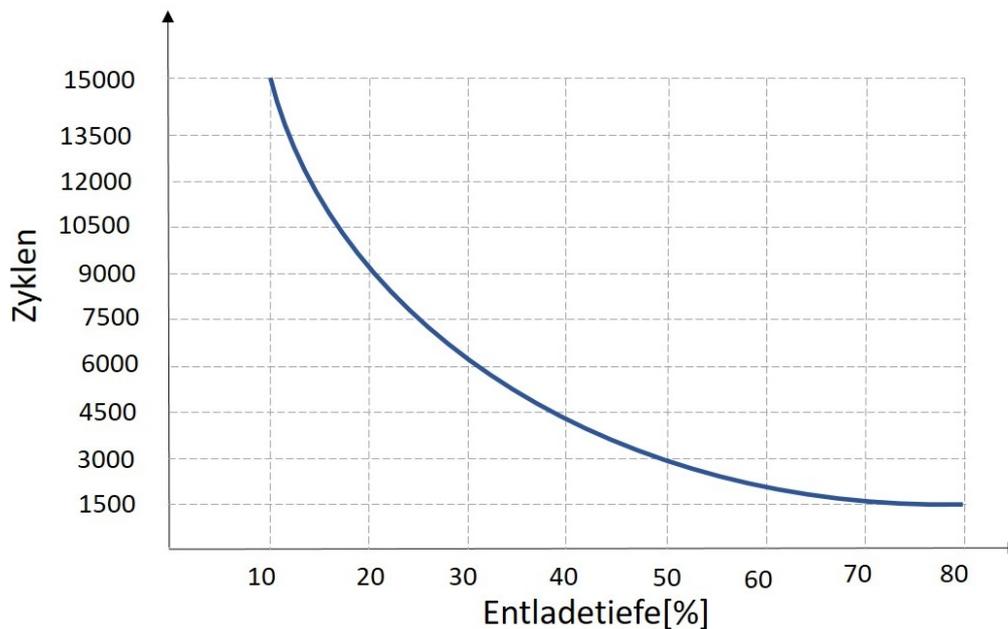


Abbildung 3.10: Anzahl der Lebenszyklen in Abhängigkeit von der Entladetiefe (entspricht dem Verhältnis von entnommener Energie zur Gesamtkapazität) [24]

gig von ihrer Funktion. Bei bestimmten Grafitoberflächen findet Lithium-Ionen-Transport in die Graphitstruktur statt, bedingt durch Interkalation/Deinterkalation. Die dabei entstehende Schicht ist durchlässig für Lithium-Kationen aber so gut wie undurchlässig für andere Elektrolytbestandteile und Elektronen, daher beschützt sie die Elektrode von weiterer Reduktion und Korrosion. Beim Wachsen der Schicht werden gasförmige Elektrolytzersetzungsprodukte freigesetzt. Die Menge von irreversibler Ladungskapazität hängt dabei von den Umgebungsbedingungen und dem spezifischen Oberflächenbereich ab. Die Schicht lässt allerdings leider nicht alle Lithium-Kationen durch, und auch andere geladene und ungeladene Teilchen scheinen durch die Schicht zu wandern/diffundieren, daher stoppt die Korrosion des Anodenmaterials und die Elektrolytzersetzung, und somit die Alterung, über die Lebensspanne der Batterie trotzdem nie vollkommen. Die Schicht dringt mit fortschreitender Zeit in die Poren der Kathode ein, und sorgt so für eine Verkleinerung des aktiven Oberflächenbereichs, einem Impedanzanstieg und einem damit verbundenen Leistungsverlust. Gleichzeitig zur Bildung der Schicht, führt die Korrosion des Lithiums im Kohlenstoff durch Verluste der Lithium-Ladungsträger zu Selbstentladung und Kapazitätsverlusten. Bei erhöhten Temperaturen erhöht sich zwar die Kinetik der Lithium Aufnahme/Abgabe des Elektrodenmaterials, gleichzeitig ändert sich aber auch die Morphologie und Kom-

position der Grenzschicht. Im schlimmsten Falle kann dies zu einem thermischen Durchgehen („thermal runaway“) führen, bei dem die Batterie Feuer fängt. Auch bei zu niedrigen Betriebstemperaturen werden unerwünschte Nebenprodukte gebildet, die zu einer schnelleren Alterung führen. [40]

Die Wahl des Kathodenmaterials entscheidet sowohl über die Performance, als auch über Zyklen- und kalendarische Lebensdauer. Impedanzverlust wird durch die Zersetzung oder Oxidation der inaktiven Bindekomponenten des Kathodenmaterials hervorgerufen. Lithium-Metall-Oxide leiden unter verschiedensten Vorgängen wie teilweise Umordnung der Kristallstruktur oder Phasenübergängen, welche zu Kapazitätsverlusten führen. Auch Auflösung des Metalls und Elektrolytzersetzung finden statt, die wiederum Schichten auf der Elektrodenoberfläche bilden und zu einer Impedanzerhöhung führen. [40]

Für größere Energiespeicher erweisen sich Redox-Flow-Batterien als sehr vielversprechend. Mit einer hohen Effizienz und Langlebigkeit, und der Speicherung in externen Tanks, lässt sich durch die Elektrolytmenge die Batteriekapazität unabhängig von der Leistung skalieren. Die Umwandlung erfolgt ähnlich einer Brennstoffzelle. Da die Elektrolyte in Tanks gespeichert wird, findet auch so gut wie keine Selbstentladung statt. Bisher weisen diese Batterien noch relativ hohe Kosten auf, welche in Zukunft durch Verbesserung der Bauteile im Leistungsteil (Stack) gesenkt werden können. [34]

3.5 Virtuelle Kraftwerke

Energieautarkie bedeutet, dass über das Jahr gesehen so viel regenerative Energie erzeugt wird wie benötigt. In Perioden, in denen Überschussenergie erzeugt wird oder ein Energiedefizit herrscht, wird diese ans Stromnetz exportiert, oder vom Stromnetz bezogen. Beispielsweise kann ein PV-Überschuss im Sommer mit einem Energiemangel im Winter ausgeglichen werden. Langfristig gesehen, kann es sein, dass beim Auslaufen der Fördermodelle für erneuerbare Energie, die in Anspruch genommenen Netzdienstleistungen in Rechnung gestellt werden. Ein solches System erfordert langfristig einen sehr hohen Aufwand für den Ausbau der Netze, welche, wenn auch nur kurzfristige, hohe Leistungsspitzen übertragen müssen. Dieses Problem stellt sich bei herkömmlichen Kraftwerken kaum, da diese über mehr durchschnittlich erzeugter Energie pro Kilowatt installierter Leistung verfügen, und somit über das Jahr und über den Tag verteilt ungefähr immer gleich viel Leistung produzieren, bzw. ihre Leistungsabgabe so kontrollierbar ist, dass keine unerwünscht hohen Erzeugungsspitzen entstehen. Auch mit erneuerbaren Energieträgern ist ein leistungsautarkes System anzustreben, welches jederzeit genau

die Leistung einspeisen kann, die dem Leistungsbedarf der Endkunden entspricht. Energiespeicher für den Leistungsausgleich sind in diesem Fall notwendig, ebenso kann Lastmanagement zur Vermeidung von Spitzenlasten notwendig werden.

Eine Bildung von Verbraucherkollektiven bringt zunächst schon den Vorteil, dass sich die Spitzenleistung pro Energiezelle verringert. Dabei beschreibt der Gleichzeitigkeitsfaktor die Wahrscheinlichkeit der gleichzeitigen Nutzung für verschiedene Anwendungsklassen. Geräte mit hoher Leistung und kurzer Einschaltdauer besitzen eine sehr geringe Gleichzeitigkeit. Für die Summe dieser im Netz befindlichen Geräte muss im Ortsnetztransformator nur 3 % der gesamten Installationsleistung bereitgestellt werden, bei einem leistungsautonomen Haushalt mit Eigenerzeugung müsste hingegen die Spitzenleistung bereitgestellt werden. Bei einem Kollektiv ab 100 Haushalten muss so nur noch 20 % der Spitzenleistung eines einzelnen Haushalts im Niederspannungsnetz und am Ortsnetztransformator bereitgestellt werden. Photovoltaikanlagen besitzen einen sehr hohen Gleichzeitigkeitsfaktor, eine Abregelung bei Leistungsspitzen ist daher bei weiterem Ausbau zu erwarten. [9]

Herkömmliche Kraftwerke stellen ihre verfügbare Energie nach einem vorgeschriebenen Einsatzplan zur Verfügung, welcher im Endeffekt auch mit erneuerbaren Energieträgern, und einem Zusammenschluss von Verbraucherkollektiven, erreicht werden soll. Die Primärregelung reagiert vollautomatisch innerhalb von Sekunden auf Frequenzabweichungen, und findet dezentral in den jeweiligen Kraftwerken, die die Primärregelleistung zur Verfügung stellen, statt. Innerhalb von zwei Minuten löst die Sekundärregelung die Primärregelung ab. Deren Einsatz erfolgt zentral über automatisierte Systeme durch den Übertragungsnetzbetreiber, in dessen Regelzone das Ungleichgewicht besteht. Tertiärregelung kommt nur zum Einsatz, wenn über einen längeren Zeitraum ein Ungleichgewicht besteht, und wird manuell eingesetzt. Die Kraftwerksbetreiber bekommen für die Vorhaltung der Regelenenergie eine Vergütung. [17]

Am Strommarkt unterscheidet man zwischen Terminmarkt, Spotmarkt und Intradaymarkt. Stromprodukte können dabei an der EEX (European Energy Exchange) gehandelt werden. Es werden Futures mit Lieferzeiträumen von einer Kalenderwoche, eines Kalendermonats, eines Quartals sowie eines Kalenderjahres angeboten. Der Handel ist dabei bis zu sechs Jahre im Vorhinein möglich. Es gibt Produkte mit der Lieferstruktur Base, bei der eine konstante Strommenge über den Lieferzeitraum geliefert wird, sowie auch Peak, bei dem nur zu den Zeiten hohen Verbrauchs geliefert wird. Gebotsabgaben sind bis zum vorletzten Werktag des zugrundeliegenden Lieferzeitraums möglich. Die Preisbildung am Terminmarkt wird über die Erwartungen über die Spotmarktpreise bestimmt. Der Terminmarkt

ist für erneuerbare Energien aufgrund der fluktuierenden Erzeugung und der festen Produktstruktur (Base/Peak) daher nicht gut geeignet. Mehr Bedeutung für erneuerbare Energien hat der Spotmarkt, dies ist der Markt für den Handel von Strom mit Lieferung am nächsten Tag. Hier werden Kontrakte gehandelt, die jeweils eine konstante Lieferung von Strom in einer Stunde des Folgetages umfassen. Die Auktion erfolgt zu einem Einheitspreis, der sich aus Angebot und Nachfrage errechnet. Für erneuerbare Energien ist der Spotmarkt deshalb gut geeignet, da am Vortag bereits Prognosen für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Außerdem kann über die stündliche Auflösung der Verlauf der Stromerzeugung nachgebildet werden. Am kurzfristigsten ist der Intradaymarkt. Dieser zeichnet sich durch eine sehr kurze Zeitspanne bis zum Beginn der Lieferung aus. Im Gegensatz zum Spotmarkt, der eine Einheitspreisauktion darstellt, findet im Intradaymarkt ein laufender Handel rund um die Uhr statt, spätestens bis 45 Minuten vor Lieferbeginn, und in Viertelstundenkontrakten möglich. Die Anzahl der Teilnehmer ist am Intradaymarkt geringer als am Spotmarkt, da manche Kraftwerke längere Vorlaufzeiten brauchen. Grundsätzlich ist der Intradaymarkt sehr gut für den Handel mit Strom aus der erneuerbaren Erzeugung geeignet, aufgrund der geringen Liquidität allerdings nur für den Handel von geringen Mengen.[17]

3.6 Blockchain

Blockchain-Technologien werden verwendet, um dezentrale Netzwerke zu betreiben. Dabei kann mithilfe von Datenpaketen („Blöcken“), welche kryptographisch miteinander verkettet sind und somit die gesamte Ereignishistorie in Form eines Hashwertes mit sich führen, ein lückenloses und sicheres Netzwerk realisiert werden. Da sich viele Teilnehmer an der Blockerstellung beteiligen, sind durch das Konzept der Konsensfindung, welches später noch weiter erläutert wird, keine Intermediäre mehr notwendig. Den bisher prominentesten Vertreter von Blockchainanwendungen stellt Bitcoin dar. Der Bitcoin-Blockchain unterliegt eine sogenannte Kryptowährung, welche die Teilnehmer beliebig aneinander versenden können. Die gesamte Transaktionshistorie lässt sich in der Blockchain nachvollziehen, somit sind die Besitzverhältnisse zu jedem Zeitpunkt klar festgeschrieben, und durch das Prinzip der Konsensfindung ist keine Bank als zentrales Verwaltungsorgan mehr notwendig.

Weitere Blockchainanwendungen die ihren Weg auf den Markt finden sind benutzerdefinierte Währungen, der Besitz eines unterliegenden physischen Gutes („smart property“) oder Domainnamen („Namecoins“). Eine besonders wichtige Anwendung stellen Smart Contracts dar, mithilfe derer man automatisch digitale Vermögen aufgrund der Erfüllung von vorher festgelegten Vertragsbedingungen bewegen kann. Ethereum arbeitet an einem System, welches eine Blockchain mit eingebau-

ter Programmierumgebung bereitstellen soll, durch welche private Benutzer selbst Smart Contracts erstellen können.

Alle Anwendungen, im Folgenden anhand des Beispiels Bitcoin erklärt, basieren auf einem zustandsübergangsbasierten Modell. Ein Zustandsparameter beschreibt für jede einzelne Bitcoin wem sie gehört. Eine Zustandsübergangsfunktion nimmt einen Zustand und eine Transaktion, und gibt einen neuen Zustand zurück. Eine Zustandsübergangsfunktion kann wie folgt definiert sein: $APPLY(S, TX) \rightarrow S'$. Falls der Input TX größer ist als die Menge an Bitcoins, die zu einem bestimmten Besitzer gehört, wird ein Fehler zurückgegeben. Dadurch wird verhindert, dass Geld ausgegeben wird, welches der Sender gar nicht besitzt. Wenn die Signatur nicht dem Besitzer der Münzen entspricht, wird ebenfalls ein Fehler zurückgegeben, was den Sender davon abhält, Geld anderer Leute zu versenden. Wenn die Summe aller Inputs größer ist, als die der Outputs, kommt ebenfalls ein Fehler zurück. Ist alles korrekt, wird der neue Zustand zurückgegeben, nach Abzug des gesendeten und zuzüglich des empfangenen Vermögens.

Mithilfe eines vertrauensvollen zentralen Services könnte das System, genau wie beschrieben, programmiert werden und wäre einfach zu implementieren. Da mit Bitcoin allerdings versucht wird ein dezentralisiertes Währungssystem zu erstellen, muss das Zustandsübergangssystem mit einem Übereinstimmungssystem kombiniert werden, um abzusichern, dass jeder der Reihenfolge der Transaktionen zustimmt. Der dezentralisierte Übereinstimmungsprozess erfordert dabei die Existenz von Knoten im Netzwerk, die fortwährend versuchen, Transaktionspakete (Blocks genannt) zu erzeugen. Das Netzwerk soll ungefähr alle zehn Minuten einen Block erzeugen, jeder Block soll einen Zeitstempel enthalten, eine Nonce („Number once used“), eine Referenz („hash“) zum vorigen Block und eine Liste von Transaktionen, die seit dem letzten Block stattgefunden haben (Abbildung 3.11). Mit der Zeit wächst eine Blockchain heran, die jederzeit den aktuellen Zustand des Bitcoinkontos abbildet.

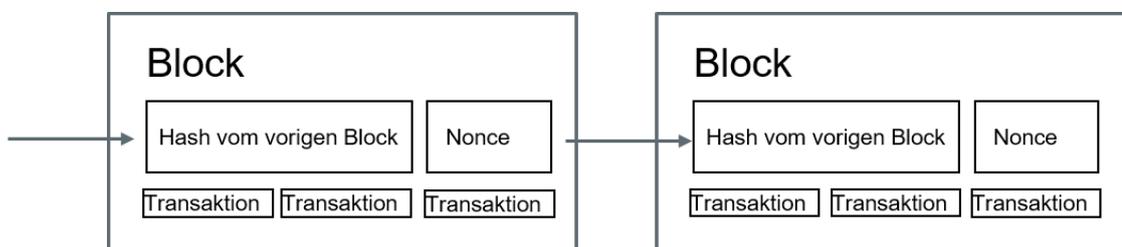


Abbildung 3.11: Schematische Darstellung der Blockchain, [32]

Um den Block zu validieren wird häufig, und so auch bei Bitcoin, das Proof-of-Work-Concept verwendet [32]. Die Bedingung ist, dass der Hash jedes Blocks (als 256bit-Zahl behandelt) kleiner ist, als ein dynamisch verändertes Ziel. Der Grund dafür ist, dass die Blockerstellung künstlich schwierig gemacht werden soll, damit die Validierung einen hohen Rechenaufwand benötigt. Angreifen wird es so nahezu unmöglich gemacht, die gesamte Blockchain neu zu schreiben. Das Überprüfungsprinzip ist dabei „Trial and Error“, die Nonce wird durch sogenannte Miner solange erhöht, bis der Hash des Blockes dem Gesuchten entspricht. Die Miner bekommen für diese Rechenarbeit eine Belohnung in Form von neuerstellten Bitcoins ausgezahlt. Falls eine Differenz zwischen Input und Output der Transaktion besteht, bekommt diese auch der Miner als Transaktionsgebühr. Dies ist gleichzeitig der einzige Mechanismus, mit dem Bitcoins erzeugt werden, der Ursprungszustand beinhaltete gar keine Münzen.

Nachfolgend soll am Beispiel eines Angriffs auf das System gezeigt werden, dass ein solcher nahezu unmöglich zu realisieren ist. Die Angriffsstrategie wird folgende sein: Der Angreifer versendet im Austausch gegen ein (möglichst schnell lieferbares, digitales Produkt) Bitcoins. Nach Lieferung des Produktes wird er eine erneute Transaktion mit denselben Bitcoins an sich selbst in Auftrag geben und das Netzwerk zu überzeugen versuchen, dass diese Transaktion zuerst stattgefunden hat. In der Zeit, bis zur Lieferung des Produktes, ist die Blockchain erneut weitergewachsen. Wenn der Angreifer jetzt einfach eine Transaktion erstellt, wird die Transaktionsfunktion einen Fehler zurückliefern. Deshalb muss der Angreifer eine „Gabelung“ erstellen. Er wird versuchen, den Block neu zu erstellen, und muss somit auch den Proof-of-Work-Mechanismus wiederholen. Legitimierte Miner werden allerdings an der längeren Blockchain weiterarbeiten, d.h. der Angreifer muss alleine an seinem Zweig der Blockchain weiterarbeiten. Er wird nur aufholen können, wenn er mehr Rechenleistung als alle anderen Miner gemeinsam besitzt, was ab einer gewissen Netzwerkgröße unmöglich ist.

In Bezug auf andere Anwendungen gibt es zwei Ansätze, um ein Proof-of-Work-Übereinstimmungsprotokoll zu realisieren. Einerseits ist dies die Konstruktion eines unabhängigen Netzwerks, und auf der anderen Seite die Konstruktion eines Protokolls basierend auf Bitcoin. Ersterer Ansatz ist schwierig zu implementieren, da jede Anwendung eine eigene Blockchain bräuchte. Da es sehr viele Applikationen geben wird, und die meisten zu klein sind, um eine eigene Blockchain zu rechtfertigen, ist dieser Ansatz nicht sehr zielführend. Der auf Bitcoin basierte Ansatz bringt allerdings auch das Problem mit sich, dass gerade die vereinfachten Bestätigungsmechanismen von Bitcoin nicht greifen werden. Diese Meta-Protokolle wären nicht in der Lage, die Blockchain dazu zu zwingen nur in sich selbst konsistente

Protokolle zuzulassen, sie müssten die Kette der Transaktionen bis zum Beginn zurückverfolgen können. Bisher sind diese Meta-Protokolle also nur durchführbar, wenn ein vertrauensvoller Server die Daten bereitstellt, was allerdings am Sinn und Zweck der Blockchain vorbeigeht.

Das derzeitige Bitcoin- Protokoll stellt eine abgeschwächte Version von Smart Contracts zur Verfügung. Die dahinterstehende Skriptsprache birgt allerdings einige Einschränkungen, man kann beispielsweise keine Schleifen programmieren. Ethereum versucht die Konzepte von Programmierung, altcoins und on-chain Metaprotokollen zu verwirklichen und erlaubt Entwicklern übereinstimmungsbasierte Anwendungen zu erstellen. In Ethereum besteht der Zustand aus Konten, die eine Nonce, einen Kontostand, einen Vertrags-Code und einen Speicher beinhalten. Man unterscheidet zwischen extern kontrollierten Accounts, welche von private keys kontrolliert werden, und Vertragskonten, welche von ihrem Vertragscode kontrolliert werden. „Messages“ in Ethereum sind ähnlich zu Transaktionen in Bitcoin, mit folgenden drei Unterschieden. Eine „Message“ kann von einer äußeren Einheit oder von einem Vertrag erstellt werden, Bitcoin-Transaktionen nur von außen. Außerdem kann eine „Message“ im Gegensatz zu Bitcoin Daten enthalten. Und drittens, hat der Empfänger einer „Message“, wenn es ein Vertragskonto ist, die Möglichkeit zu antworten, und erfüllt somit das Konzept einer Funktion. [32], [11]

Weiters sind folgende Begriffe im Umgang mit Blockchain von Bedeutung[2]:

- **Permissioned Blockchain:** ein Grundvertrauen zwischen den Minern und den Teilnehmern besteht, nur eine beschränkte Anzahl von Teilnehmern
- **Permissionless Blockchain:** erlaubt immer neue, unbekannte Teilnehmer aufzunehmen, es existiert nur das Vertrauen in den gemeinsamen Algorithmus
- **Private Blockchain:** wird von einer Organisation betrieben, die alleine das Recht besitzt, Daten in die Blockchain zu schreiben, andere haben bestenfalls ein Leserecht. Ist geeignet um Informationen zu verbreiten.
- **Public Blockchain:** Ist offen für viele, die auch Lese- und Schreibrechte besitzen. Zugangsbeschränkungen sind trotzdem notwendig, da sonst jeder Einsicht in empfindliche Daten anderer hätte.
- **Offenlegung von Daten und Inhalt:** Auch die Benutzung von Pseudonymen kann problematisch sein, da an der Transaktionshistorie trotzdem der echte Nutzer ausfindig gemacht werden kann. Ein Projekt am MIT („Chain

Anchor“) soll dieses Problem lösen, indem Teilnehmer verschiedene anonyme public keys für ihre Transaktionen verwenden, die von einem zentralen Administrator verwaltet werden

- **Administrative Blockchain:** eine weitere Lösung wäre eine zusätzliche Blockchain, die Identitäten und Zugangsrechte zur operativen Blockchain besitzt

Das beschriebene Proof-of-Work Konzept ist zwar sehr sicher, birgt allerdings auch sehr große Nachteile. Derzeit konsumieren die Miner der Bitcoin-Blockchain bereits so viel Energie wie eine Kleinstadt. Mit steigender Rechenleistung müssen die Rechenaufgaben immer schwieriger gemacht werden, damit nach wie vor die Erstellung eines Blocks zehn Minuten dauert. Wenn die Rechenaufgabe schwieriger wird, braucht es eine steigende Anzahl an Rechenschritten um einen neuen Block zu kreieren. Mit steigenden rechnerischen Anstrengungen, steigt also auch der Schwierigkeitsgrad und somit der Energieverbrauch - ein Teufelskreis. Chiphersteller produzieren seit 2013 spezielle anwendungsspezifische integrierte Schaltungen („ASICS“) für Miningzwecke. Somit konnte die Zeit um einen Hash zu erstellen auf ein Hundertmillionstel reduziert werden, mit der millionfachen Energie, die ein CPU in 2009 gebraucht hat. Mit steigender Teilnehmer und Transaktionsanzahl wird dieser Energieverbrauch auch in Zukunft massiv zunehmen. [15]

Ein weiterer bereits sehr problematischer Nachteil der Bitcoin-Blockchain ist die Skalierbarkeit. Da ein Block nur circa alle zehn Minuten erstellt wird, und die Blockgröße, und somit auch die Transaktionsanzahl, auf 1 Megabyte beschränkt ist, ist die Anzahl der möglichen Transaktionen pro Zeitschritt begrenzt. Bei einer wachsenden Anzahl an Blockchain-Teilnehmern führt dies zu einem Problem. Die Miner bevorzugen Transaktionen mit höheren Transaktionsgebühren, ein Überbieten mit Transaktionsgebühren kann aber nicht die Lösung sein und verfehlt auch den Sinn der Blockchain. Ein einfaches Vergrößern der Blockgröße wurde bereits vorgenommen, beziehungsweise ein Update angeboten. Einige Gegner dieses Updates, argumentieren allerdings, dass eine Vergrößerung der Blockgröße zu einer Zentralisierung des Minings führen würde und somit anfälliger für Angriffe wird. [33]

Aufgrund dieser Probleme sind andere Ansätze, dezentral einen Konsens zu finden, entstanden. Beim Forschungsprojekt Sonnwende+¹ wird die Blockchain Artis verwendet. Der Konsens findet dabei alternativ über den Proof-of-Stake Mechanismus statt. Proof-of-Stake bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit einen Block zu erzeugen vom wertmäßigen Anteil am Netzwerk abhängt, sprich von der Anzahl

¹Gefördert durch <https://www.bmvit.gv.at/innovation/foerderungen/foerdergesellschaften/ffg.html>

der Token-Menge. Beim Proof-of-Work-Mechanismus hingegen hängt diese Wahrscheinlichkeit vom individuellen Anteil an der Gesamtrechenleistung des Netzwerks ab. Möchte man als Prüfer beim Proof-of-Stake-System teilnehmen, muss man einen gewissen Betrag an Token als Kautions hinterlegen, die bei einem Manipulationsversuch bezahlt werden muss. [21] Bei Artis werden die Teilnehmer in verschiedene Kategorien unterteilt. Es gibt Trustnodes, Freenodes, Registrars und Mitglieder. Jeder Trustnode kann bis zu 10000 Freenodes verwalten, jeder Freenode wiederum bis zu 100 Registrars, und jeder Registrar kann bis zu 500 Mitglieder registrieren. So kann das Netzwerk circa 1 Milliarde Teilnehmer fassen.[5] Die Konsensfindung findet dabei über das TENDERMINT Protokoll statt. Es wird mit einem Satz von Validatoren gestartet, welche jeweils durch ihren public key identifiziert werden. Jeder Validator ist dafür verantwortlich, dass er eine ganze Kopie des replizierten Status behält, und auch neue Blockvorschläge bringt, sowie über andere Blockvorschläge abstimmt. Jeder Block besitzt einen einzigartigen Index, sodass es im Endeffekt zu jedem Index nur einen Block gibt. Bei jedem indizierten Block wechseln sich die Validatoren damit ab, neue Blöcke in verschiedenen Runden vorzuschlagen, sodass es für jede Runde wenigstens einen richtigen Antragsteller gibt. Wegen der Asynchronität des Netzwerkes kann es mehrere Runden dauern, bis ein Block validiert wird, und wenn ein Drittel oder mehr der Teilnehmer offline ist, stoppt das Netzwerk. Jede Runde beginnt mit einem Blockvorschlag. In jeder Runde ist immer nur ein Teilnehmer auch der Antragsteller. Um vor Angriffen geschützt zu sein, ist diese Rotation der Antragsteller notwendig. Wenn ein fertiger Vorschlag beim Prüfer ankommt, unterzeichnet dieser einen Pre-Vote für diesen Vorschlag und sendet ihn ans Netzwerk. Eine einzige Runde reicht allerdings nicht aus, um in diesem asynchronen Netzwerk vor byzantinischen Angriffen, also Angriffen eines „Verräters“, welcher verschiedenen Teilnehmern verschiedene Informationen mitteilt, geschützt zu sein. Eine zweite Runde wird gestartet, in der nicht nur ausgetauscht wird, was die Teilnehmer selbst, sondern auch was die anderen Teilnehmer über den Vorschlag wissen. Die zweite Runde dient also dazu, dass genug Prüfer das Ergebnis der ersten Runde bezeugen. Zwei Drittel der Teilnehmer müssen den Vorschlag jeweils validieren, und es gibt mehrere Runden, um einen Konsens zu finden. Wird keiner gefunden, dann stoppt der Prozess, was die Möglichkeit bietet, von außen den Fehler zu finden, da die Teilnehmer im Netzwerk bekannt sind. [10]

Diese Entwicklungen erschließen auch im Energiesektor vielfältige Chancen. Es besteht die Möglichkeit, ein dezentrales Energieliefersystem zu ermöglichen. Die heute am Stromhandel Beteiligten, wie z.B. Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Zahlungsdienstleister oder Energieversorgungsunternehmen könnten in Zukunft überflüssig werden. Stromerzeuger wird es geben, die Verrechnung

könnte allerdings so funktionieren, dass die Transaktionen über ein Peer-to-Peer-Netzwerk übermittelt werden. Erzeuger und Verbraucher stehen dann direkt in Verbindung und es gelingt, die Netzsteuerung an die veränderten Anforderungen anzupassen. Smart Contracts bestimmen in diesem Szenario, welche Transaktionen zu welchen Zeitpunkt automatisch getätigt werden, Angebot und Nachfrage können so auf ganz einfache Weise ausgeglichen werden. Auch die Bereitstellung von Regelernergie, und somit Virtuelle Kraftwerke, sind möglich. Einen weiteren Vorteil stellt die dezentrale und sichere Dokumentation aller Energieflüsse und Geschäftstätigkeiten, und der sicheren Speicherung von Eigentumsverhältnissen dar. Echtheitsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien und für CO₂-Zertifikate (Emissionsrechtehandel) wären ein weiteres, sehr wichtiges Anwendungsfeld. Außerdem kann eine schnelle und sofortige Abrechnung mithilfe von Kryptowährungen erfolgen. Zwischenhändler und EVUs würden so überflüssig werden. Mittels einer beispielsweise mobilen Applikation könnte jeder Prosumer Präferenzen bezüglich des Stromverkaufs angeben, z.B. bei höheren Strompreisen mehr verkaufen[8], 10 % des Überschusses spenden, usw. Es gibt bereits einige Pilotprojekte, wie das Brooklyn Microgrid [1] und auch einige Projekte von Stromanbietern. Damit sich diese Technologie im Energiesektor durchsetzen kann, müssen auch automatisierte Lösungen für diejenigen geschaffen werden, die kein Interesse an einer aktiv gesteuerten Energieversorgung haben. [20]

Durch den steigenden Anteil an erneuerbaren Energien als Strommarktteilnehmer wird es weiter bedeutende Änderungen geben. Bereits in der Vergangenheit gab es Tage, an denen der Strompreis aufgrund von einem Produktionsüberschuss an sonnigen, windreichen Tagen am Vortag negativ war. Gleichzeitig ist die Produktion auf kurze Sicht nicht immer planbar. Hier gab es auch Tage mit einer Prognoseabweichung von 5 GW in Deutschland, was in etwa vier bis fünf Atomkraftwerken entspricht. [2] Deshalb geht der Trend weg von einem Futures-Markt hin zu einem Spotmarkt, an dem kurzfristig Ausgleichsenergie erstanden wird, außerdem will man nicht schon weit im Voraus Energie kaufen, wenn man sie kurzfristig eventuell sogar gratis bekommen kann. Dadurch verändern sich auch die Transaktionsvolumen, sie schrumpfen mit der Zunahme des Spotmarktes, genauso wie die Preise zu denen der Strom gehandelt wird. Die Blockchain-Technologie ermöglicht hier eine Infrastruktur mit viel geringeren Betriebskosten als bisher. [2]

4 Methode

Ausgangspunkt für diese Arbeit ist das Projekt Sonnwende+. Dabei werden im Innovationslabor „Energie Innovation Cluster Südburgenland“, an welchem 12 Gemeinden teilnehmen, innovative blockchainrelevante Servicekonzepte praktisch, und der zukünftig mögliche Peer-to-Peer-Handel konzeptuell untersucht. Letzterer ist derzeit noch nicht umsetzbar, da die rechtlichen Rahmenbedingungen dafür nicht gegeben sind. Nachdem durch die kleine Ökostromnovelle nun schon dementsprechende Vorarbeit geleistet wurde, stehen die Chancen für eine weitere Lockerung der Rahmenbedingungen sehr gut. Mit dem Ziel der Erstellung des Modells einer Local Energy Community, wurde zuerst durch ausgiebige Literaturrecherche der Stand der Technik evaluiert. Zur Erstellung des Modells wurde die Programmiersprache MATLAB gewählt. Im Rahmen des Projektes bietet sich eine quantitative Beschreibung des Systems an, bei dem physikalische Parameter wie Strom- und Spannungslevel nicht miteinbezogen werden, wohingegen die Aufteilung der im Quartier vorhandenen Energiemengen im Vordergrund steht. Das Grundmodell besteht aus verschiedenen einzelnen Komponenten, mit dem Ziel der beliebigen Erweiterbarkeit des Modells. Ein darüberliegendes Energiemanagementsystem sorgt für die optimale Verteilung von erzeugter und benötigter Energie im Quartier. Neben Verwendung eines klassischen Optimierungstools, welches die Kostenoptimierung als Fokus hat, werden auch selbsterstellte Algorithmen verwendet, die darauf abzielen, die Eigenbedarfsdeckung des Quartiers zu maximieren. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf der Gleichbehandlung aller Teilnehmer. Diese selbsterstellten Algorithmen sollen so angepasst werden, dass sie bezüglich der Kosteneffizienz möglichst nah an das optimale Modell heranreichen. Die verschiedenen Modelle werden, neben den Kosten, auch auf ihren Beitrag zur Netzstabilität untersucht. Die unterschiedliche Beanspruchung der Batteriespeicher wird ebenfalls in das Ergebnis miteinbezogen. Dabei werden reale Photovoltaikerzeugungs- und Lastprofile aus dem Innovationslabor verwendet. Außerdem werden verschiedene Szenarien untersucht, die sich durch verschiedene Betriebskonzepte und Modulkombinationen unterscheiden. Um eine Stichprobengröße zu gewährleisten, die ausreichend verlässliche Ergebnisse bietet, läuft die Simulation jeweils zehn Tage zu Winter-Sommer- und Übergangszeit. So soll ein möglichst reales Kostenprofil erzeugt werden, das die Einsparungen über das gesamte Jahr widerspiegelt. Da die Blockchain zukünftig als Schnittstelle des Datenaustauschs zwischen Haushalten fungieren könnte, wird erhoben, welche Daten minimal bereitgestellt werden müssen, um

einen Peer-to-Peer-Handel zu ermöglichen, und welche Daten im optimalen Fall bereitstehen sollten. Außerdem werden derzeitige Möglichkeiten zur Systemintegration des Verteilungsalgorithmus mittels Smart-Contracts oder dezentralisierten Apps überprüft und gegenübergestellt. Ziel der Arbeit ist es, eine Vorstudie zu liefern, die Empfehlungen zur Umsetzung von Local Energy Communities mithilfe blockchainbasierter Systemen liefert.

5 Implementierung

In diesem Kapitel werden die einzelnen Komponenten des Modells beschrieben. Bei der Erstellung eines Haushalts werden jeweils Objekte des Typs PV-Anlage, Last, Batterie und Wechselrichter jeweils mit verschiedenen Parametern erzeugt. Das Hauptprogramm beinhaltet, wenn im Szenario benötigt, das Energiemanagementsystem und berechnet aus den ans Netz gegebenen oder vom Netz bezogenen Energiemengen über die gesamte Zeitdauer gesehen die Gesamtkosten.

5.1 PV-Anlage

Für das Modell werden Daten eines Haushaltes aus dem Projekt Sonnwende+ bereitgestellt. Um verschiedene Haushalte zu simulieren werden die Lasten von mehreren Jahren, jeweils zur selben Jahreszeit und an denselben Wochentagen, verwendet. Für die PV-Profile ist diese Vorgehensweise nicht sinnvoll. Die Erzeugungsprofile der Haushalte am selben Tag können sich lediglich durch unterschiedliche Beschattung oder Ausrichtung unterscheiden. Diese Abweichungen sind allerdings viel kleiner, als die Abweichungen der Profile in den verschiedenen Jahren. Somit ist es sinnvoller, für alle Haushalte dasselbe Erzeugungsprofil zu verwenden. Dahinter steht die Annahme, dass die Photovoltaikanlagen aller Haushalte dieselbe Ausrichtung haben und durch keine Bäume o.Ä. beschattet werden. Die gegebenen Profile werden im Programm auf 15-Minuten-Intervalle gemittelt.

5.2 Lasten

Aus dem Projekt Sonnwende+ stehen Verbrauchsprofile zur Verfügung. Allerdings sind diese Profile nicht in die in Kapitel 3.1 aufgeführten Kategorien von Lasten unterteilt. Diese Unterscheidung in verschiedene Lasten ist aufgrund der Datenlage daher nicht sinnvoll implementierbar.

Die verschiebbaren Lasten sind in den gegebenen Lastprofilen bereits inkludiert, und bestehen derzeit in den meisten herkömmlichen Haushalten ohnehin nur aus Waschmaschine und Geschirrspüler. Bei testweisen Versuchen in der Simulation wurden die verschiebbaren Lasten als kleine Energiereservoirs modelliert, die sich

über eine festgelegte Anzahl von Zeitschritten entleeren. Als Startindikator diente dabei die Überschreitung eines gewissen Produktionsüberschusses, ab diesem Startzeitpunkt wurde diese verschiebbare Last ebenfalls als notwendigerweise zu deckende Primärlast behandelt. Die Ergebnisse des Modells, inklusive und exklusive dieser verschiebbaren Lasten, unterscheiden sich kaum, da die benötigten Energiemengen relativ gering sind. Hinzu kommt, dass die Ergebnisse durch Verzicht auf die verschiebbaren Lasten aussagekräftiger sind, da die Last- und Erzeugungsprofile der Realität entsprechen, und das Lade- und Entladeverhalten der Batterien ohne Einfluss zusätzlicher Speichermöglichkeiten effektiver verglichen werden kann.

Auf die Modellierung der kürzbaren Lasten wurde aus ähnlichen Gründen im Modell verzichtet. Die kürzbaren Lasten sind bereits in den Lastprofilen enthalten und das Verhalten der Nutzer kann ohne weitere Informationen schlecht abgebildet werden. Die Implementierung einer zufälligen Verteilung birgt ebenfalls keinen großen zusätzlichen Nutzen. Da das Ziel ohnehin ist, den Komfort der Nutzer nicht einzuschränken, können sie wie eine Primärlast gesehen werden, die in Notfällen (bevor das Netz überlastet wird) abgeschaltet werden kann. Dieser Fall wird aber im Modell nicht behandelt.

Speicherbare Lasten könnten ebenfalls wie ein gewisser verfügbarer „Energie-tank“, beispielsweise ein Wärmespeicher beschrieben werden. Dazu werden viele zusätzliche Parameter benötigt, wie beispielsweise die pro Tag zu deckende Mindestmenge an Energie oder das Verhalten der Wärmeentnahme über den Tagesverlauf betrachtet. Energie, die beispielsweise noch zum Heizen benötigt wird, aber nicht aus der eigenen Erzeugung gedeckt werden kann, muss aus dem Netz entnommen werden. Da keine Informationen über die Heizquellen des Haushaltes bekannt sind, werden die speicherbaren Lasten ebenfalls vernachlässigt.

Es findet somit keinerlei Unterscheidung in verschiebbare, speicherbare oder kürzbare Lasten statt. Die einzige speicherbare Last stellt der Batteriespeicher in jedem Haushalt dar, welcher im nächsten Kapitel behandelt wird.

Für das Modell werden, wie auch bei den Photovoltaikdaten, viertelstündlich gemittelte Leistungswerte verwendet. Das Lastprofil, das sich in der Praxis aus verschiedenen Lasten zusammensetzt, wird schlussendlich als Primärlastprofil behandelt, welches sofort gedeckt werden muss. Diese Deckung geschieht entweder durch die Erzeugung der Photovoltaikanlage, oder durch Energiebezug aus der Batterie. Reichen diese Energiemengen nicht aus, wird die Energie von den anderen Haushalten oder aus dem Netz bezogen. Diese Priorisierung findet in jedem behandelten Szenario so statt.

5.3 Akkumulator

Zur Simulation der wiederaufladbaren Batterie wird ein bilanzierendes Modell verwendet, bei dem die Batterie als Blackbox betrachtet wird. Der Ladestand wird über die Lade- und Entladeleistungen und die zugehörigen empirisch bestimmten Wirkungsgrade verändert. Es gibt Funktionen zum Laden, Entladen, und der Abfrage von aktuell freien Kapazitäten bzw. verfügbare Energiemengen, unter Berücksichtigung eventuell schon im selben Zeitschritt getätigter Ladevorgänge.

Die Batterie besitzt drei verschiedene Wirkungsgrade, nämlich Ladewirkungsgrad, Entladewirkungsgrad und den Selbstentladungskoeffizienten. Die Lade- und Entladewirkungsgrade variieren mit der Ladeleistung. Dies wird nicht durch eine Wirkungsgradfunktion modelliert, sondern, zur Reproduzierbarkeit beim optimalen Modell, durch eine nachträgliche Iteration. Dazu wird die Simulation mit einem Wirkungsgrad bei 50 % der Leistung gestartet. Abhängig von den Lade- und Entladeleistungen wird ein neuer gewichteter Wirkungsgrad berechnet und der Vorgang mit dem neuen Wirkungsgrad wiederholt. Dies muss bei den Szenarien ohne Optimierungstool nicht oft wiederholt werden, da die Lade- und Entladeleistungen nicht mit dem Ziel geringer Kosten, sondern hoher Eigenbedarfsdeckung errechnet werden. Durch die bereits vorgegebenen Abläufe laden oder entladen die Batterien zu gewissen Zeitpunkten, unabhängig von den dadurch entstehenden Kosten. Die geladenen und entladenen Energiemengen unterscheiden sich daher nur durch die veränderten Verluste, die sich durch die neuen Koeffizienten ergeben. In Tabelle 5.1 sind die Koeffizienten angegeben, die für die Berechnung verwendet werden. Es werden drei Leistungsbereiche unterschieden und die Ladeleistungen eines jeden Zeitschrittes diesen drei Kategorien zugeordnet. Damit werden Prozentsätze $c_x\%$ berechnet, welche darstellen, mit welchem Anteil an der Zeit die Batterien in den verschiedenen Leistungsbereichen geladen wurden. Anschließend wird ein neuer Wirkungsgrad mithilfe der Gleichung 5.1 berechnet.

$$\eta_{neu} = \eta_{100\%} \cdot c_{100\%} + \eta_{50\%} \cdot c_{50\%} + \eta_{25\%} \cdot c_{25\%} \quad (5.1)$$

Mit diesem neuen Wirkungsgrad wird die Simulation erneut gestartet. Der Vorgang kann beliebig oft wiederholt werden, bis sich der Wirkungsgrad nur noch geringfügig ändert.

Der Selbstentladungskoeffizient spielt für das Endergebnis eine bedeutende Rolle. Da dieser stark temperaturabhängig ist, und sich bei einer Temperaturerhöhung von zehn Grad Celsius verdoppeln kann, Temperaturdaten aber nicht gegeben sind, wird ein mittlerer für die jeweilige Batterie typischer Koeffizient verwendet. Weitere für das Modell wichtige Parameter sind Batteriekapazität und maximal

mögliche Ladeleistung.

Der Ladevorgang beginnt damit, dass der Batterie eine gewisse Energiemenge übergeben wird. Ist die Ladeleistung und der verfügbare Speicher ausreichend groß, um diese Energiemenge einzuspeichern, wird sie mit Wirkungsgradverlusten gespeichert. Reicht die Ladeleistung oder der verfügbare Speicher nicht aus, wird so viel wie möglich eingespeichert, und die restliche zu verwertende Energiemenge wird wieder zurückgegeben. Um die Unterschiede zwischen verschiedenen Typen von Batterien zu untersuchen werden im Modell vier unterschiedliche Batterien, dargestellt in Tabelle 5.1, mit den zugehörigen Wirkungsgraden verwendet. Es werden zwei sich durch verschiedene Wirkungsgrade unterscheidende Li-Ionen-Batterien, eine Bleibatterie und für den Gemeinschaftsenergiespeicher eine Redox-Flow-Batterie verwendet. Letztere besitzt praktisch keine Selbstentladung, und bietet derzeit vielversprechende Aussichten für Speicher mit größerer Kapazität. Da nicht für alle Batterietypen leistungsabhängige Wirkungsgrade zur Verfügung stehen, werden bei der Blei- und der Redox-Flow-Batterie für alle Leistungsbereiche ein durchschnittlicher Wirkungsgrad angenommen.

		Li-Ion	Li-Ion	Blei	Redox-Flow
Selbstentladung/Monat		4 %	5 %	6 %	0 %
(Ent-)Ladewirkungsgrad	$\eta_{25\%}$	96 %	92.9 %	92.2 %	89.44 %
	$\eta_{50\%}$	96.7 %	95 %	92.2 %	89.44 %
	$\eta_{100\%}$	96.3 %	95.6 %	92.2 %	89.44 %

Tabelle 5.1: In der Simulation verwendete Batteriewirkungsgrade

5.4 Wechselrichter

Die Modellierung des Wechselrichters orientiert sich am Konzept des Hybridwechselrichters, wie er in Abbildung 3.5 dargestellt ist. Das bedeutet, dass die Batterie ohne vorherige Wechselrichtung des Stroms sofort durch einen eigenen Ausgang auf der Gleichspannungsseite geladen werden kann. Es werden somit die Umwandlungswirkungsgrade berücksichtigt, die bei der Umwandlung von Gleich- auf Wechselspannungsseite und umgekehrt, sowie bei der Gleichrichtung auf der DC-Seite zum Einspeichern in die Batterien, auftreten. Beim Wechselrichter sind die Wirkungsgrade ebenfalls stark leistungsabhängig. Die Berechnung der Wir-

kungsgrade erfolgt wie bei der Batterie mithilfe einer nachträglichen Iteration. Dazu werden beim Wechselrichter acht verschiedene Leistungsbereiche unterschieden. Die zugehörigen Wirkungsgrade in Tabelle 5.2 stammen aus Messungen eines DC-gekoppelten Speichersystems. Zu Beginn wird, analog zur Batterie, der Wirkungsgrad bei 50% der Leistung verwendet. Nach Berechnung der Anteile $c_x\%$ der verschiedenen Leistungsbereiche werden mithilfe der Gleichung 5.2 jeweils die neuen Wirkungsgrade berechnet, welche erneut in der Simulation verwendet werden können. Wie bei der Batterie, kann dieser Vorgang beliebig oft wiederholt werden.

$$\eta_{neu} = \eta_{100\%} \cdot c_{100\%} + \eta_{75\%} \cdot c_{75\%} + \eta_{50\%} \cdot c_{50\%} + \eta_{30\%} \cdot c_{30\%} + \eta_{25\%} \cdot c_{25\%} + \eta_{20\%} \cdot c_{20\%} + \eta_{10\%} \cdot c_{10\%} + \eta_{5\%} \cdot c_{5\%} \quad (5.2)$$

	DC-AC	AC-DC	DC-DC
$\eta_{5\%}$	74 %	83 %	88 %
$\eta_{10\%}$	85 %	90 %	94 %
$\eta_{20\%}$	91 %	94 %	97 %
$\eta_{25\%}$	92 %	94 %	97 %
$\eta_{30\%}$	93 %	95 %	97 %
$\eta_{50\%}$	95 %	96 %	98 %
$\eta_{75\%}$	96 %	96 %	98 %
$\eta_{100\%}$	96 %	96 %	99 %

Tabelle 5.2: In der Simulation verwendete Wechselrichterwirkungsgrade

5.5 Haushalte

Bei der Erzeugung eines Objekts der Klasse Haushalt wird jeweils ein Objekt der Klasse Last, Batterie, Wechselrichter und Photovoltaikanlage im Haushalt erzeugt. Die spezifischen Parameter der einzelnen Objekte unterscheiden sich dabei. Beispielsweise werden die Lastkurven von verschiedenen Tagen, aber sich gleichenden Jahres- und Uhrzeiten sowie Wochentagen verwendet. Außerdem stehen mehrere Typen von Batteriespeichern mit verschiedenen Wirkungsgraden und Speicherkapazitäten zur Verfügung. Die Klasse Haushalt ist in der Lage, in zwei verschiedenen Modi zu operieren. Beim Modus „Ego“ versucht der Haushalt den vollständigen

Erzeugungüberschuss zu nützen, indem er alle Lasten deckt, und in weiterer Folge die Batterie so weit wie möglich lädt. Analog verhält er sich bei einem Lastüberschuss, d.h. die vollständige PV-Erzeugung wird zur Deckung der Lasten verwendet und auch die Batterie wird zu diesem Zweck weitestmöglich entladen. Im zweiten Modus „Minimalistisch“ deckt der Haushalt nur seine Primärlasten, gibt die Informationen über Defizit/Überschuss bzw. freie Kapazitäten ans Energiemanagementsystem und wartet auf weitere Befehle. Das Energiemanagementsystem berechnet wieviel der Haushalt aufnehmen bzw. abgeben soll. Dieser erhält diese Werte und führt entweder eine Deckung aller Lasten und eine weiterführende Einspeicherung der Überschussmenge, bzw. Abgabe des Erzeugungüberschusses und der Entladung der Batterie durch. Dies ist in der schematischen Darstellung in Abbildung 5.1 dargestellt.

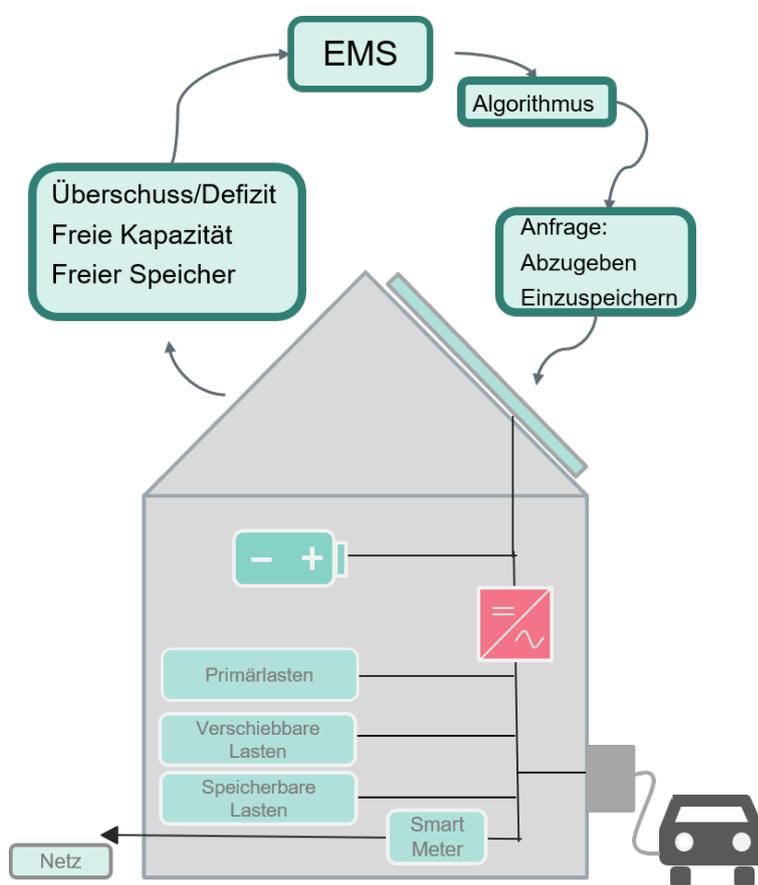


Abbildung 5.1: Funktionsweise eines Haushalts mit Energiemanagementsystem

5.6 Energiemanagementsystem

Die Funktionsweise des Energiemanagementsystems ist folgendermaßen modelliert. Alle Haushalte sind mit dem Energiemanagementsystem verknüpft, dargestellt in Abbildung 5.2. Die Haushalte haben entweder die Möglichkeit, das Programm „Ego“ zu durchlaufen, bei dem das Haus zuerst den Fokus auf Eigenbedarfsdeckung legt, oder „Minimalistisch“, bei dem der Haushalt im ersten Schritt ausschließlich die Primärlast deckt. Das Energiemanagementsystem kommuniziert jeweils mit den einzelnen Haushalten und ist jederzeit in der Lage, verschiedene Parameter des Objektes „Haus“ abzufragen, wie z.B. die Menge an Überschuss, bzw. das Defizit eines jeden Haushaltes und freie Batteriekapazitäten.

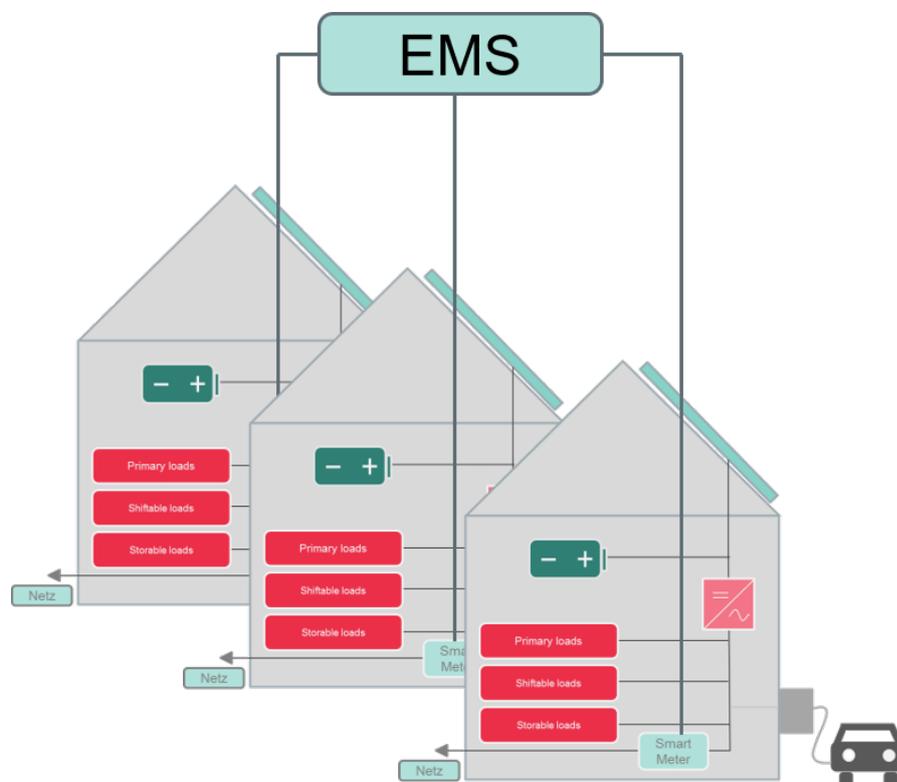


Abbildung 5.2: Schematische Darstellung mehrerer Haushalte mit darüberliegendem Energiemanagementsystem

Hat das Energiemanagementsystem die notwendigen Parameter abgefragt, wird berechnet, wieviel Energie jeder Haushalt abgeben muss, beziehungsweise wieviel jeder Haushalt aufnehmen oder in die Batterie einspeichern soll. Es wird eine möglichst gerechte Verteilung der Überschussmengen auf die verschiedenen Haushalte,

sowie auch umgekehrt ein gleichmäßiger Bezug aus allen Batterien bei Lastmangel, angestrebt. Zu Beginn eines jeden Zeitschrittes wird festgestellt, ob ein Gesamtlastüberschuss oder ein Gesamterzeugungüberschuss im Quartier vorliegt.

Die Berechnung der notwendigen an die Haushalte zurückzugebenden Parameter erfolgt in mehreren Schritten. Im Falle eines Erzeugungüberschusses im Quartier, geben im ersten Schritt alle Haushalte mit Erzeugungüberschuss einen Anteil ihrer Erzeugung an die Haushalte mit Lastüberschuss ab. Im Zweiten Schritt wird aus der Summe aller verfügbaren Batteriekapazitäten der Prozentsatz an der gesamten noch benötigten Energie berechnet. Ist die verfügbare Gesamtkapazität größer als die verfügbare Überschussmenge, wird die gesamte überschüssige Energie eingespeichert. Es speichert jede Batterie denselben Prozentsatz vom eigenen verfügbaren Speicher ein (Abbildung 5.3). In einer weiteren Version, wird die eigene Batterie bevorzugt, und die anschließenden Überschüsse werden aufgeteilt.

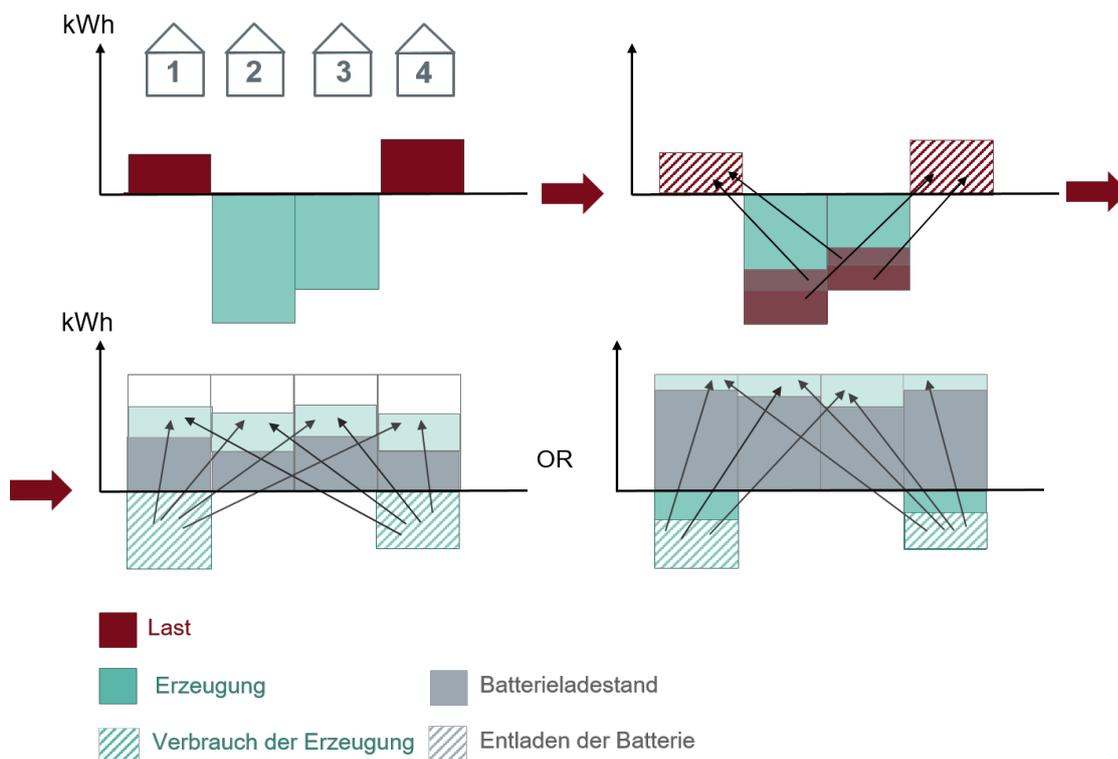


Abbildung 5.3: Behandlung Erzeugungüberschuss

Im zweiten Fall, nämlich dem des Lastüberschlusses, geben alle Haushalte mit Erzeugungüberschuss ihren Überschuss ab, und in jedem Haushalt mit Lastüber-

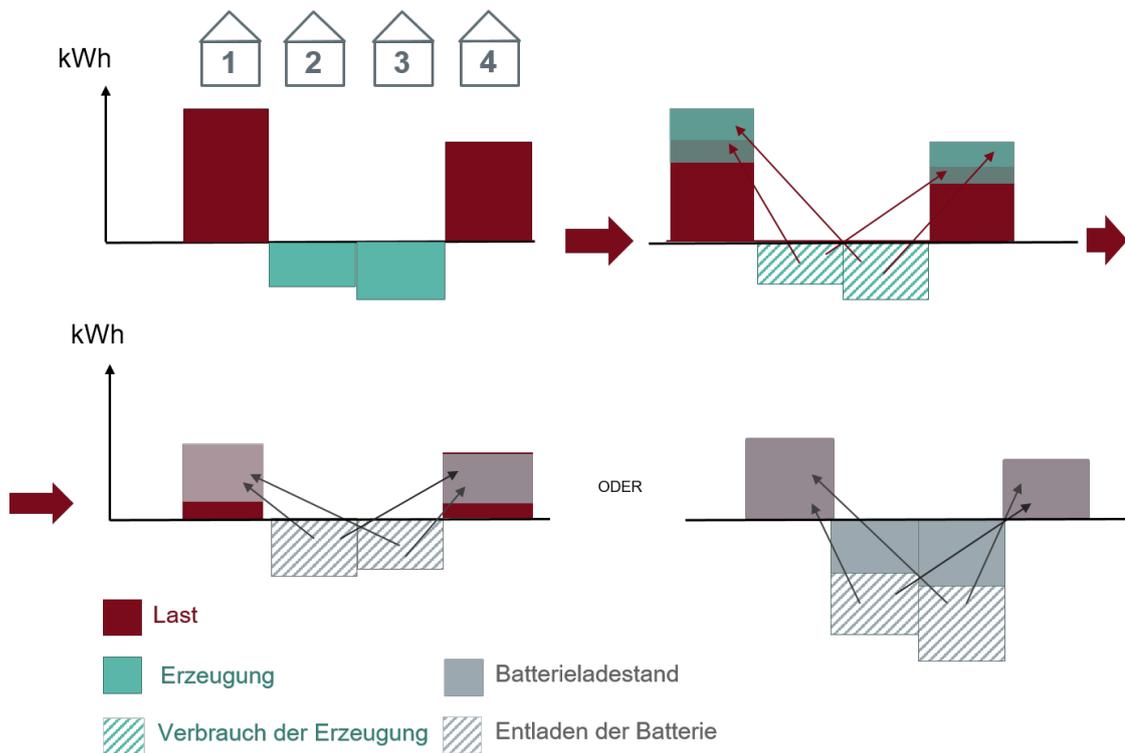


Abbildung 5.4: Behandlung Lastüberschuss

schuss wird der entsprechend durch die restliche Gesamterzeugung deckbare prozentuale Anteil der Last gedeckt. In einem zweiten Schritt werden alle Lastüberschüsse durch die verfügbare Energie aus den Batterien entweder ganz oder ebenfalls nur ein Prozentanteil davon gedeckt (Abbildung 5.4).

In weiterer Folge wurden eine Gemeinschaftsphotovoltaikanlage und ein Gemeinschaftsbatteriespeicher hinzugefügt und die Verteilung der Energie in weiteren Szenarien analysiert (Abbildung 5.5). Diese werden den Haushalten gleichgestellt, um eine möglichst schonende Betriebsweise der Batteriespeicher zu gewährleisten und zu häufiges und starkes Laden beziehungsweise Entladen zu vermeiden.

Die beste Variante zur Eigenbedarfsdeckung ist die eines Virtuellen Kraftwerkes. Dieses ist in der Lage, einem von außen vorgegebenen Lastprofil zu folgen, welches genauso wie der Gemeinschaftsbatteriespeicher und die Gemeinschaftsphotovoltaikanlage wie ein virtueller Haushalt behandelt wird (Abbildung 6.9). Die Energiemengen werden wie auch vorher, gleichmäßig aufgeteilt.

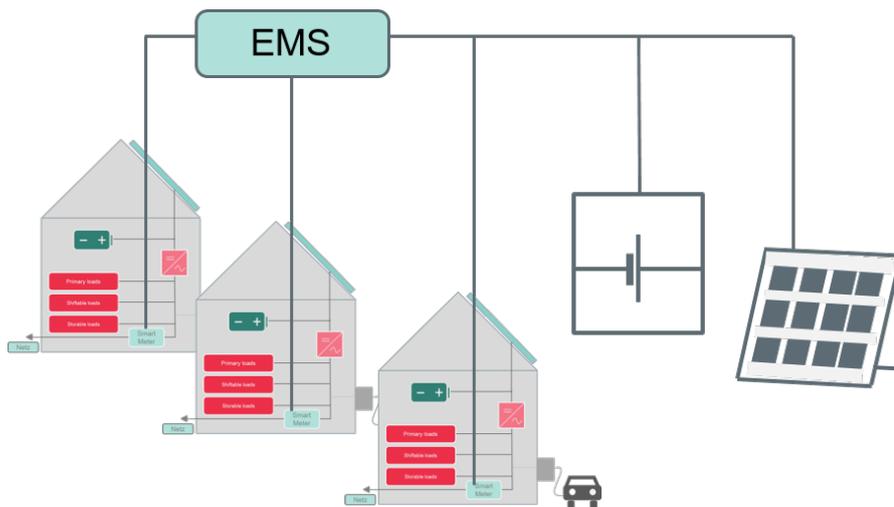


Abbildung 5.5: Cluster von Haushalten und einer gemeinsamen Photovoltaikanlage sowie einem gemeinsamen Energiespeicher, verbunden über ein Energiemanagementsystem

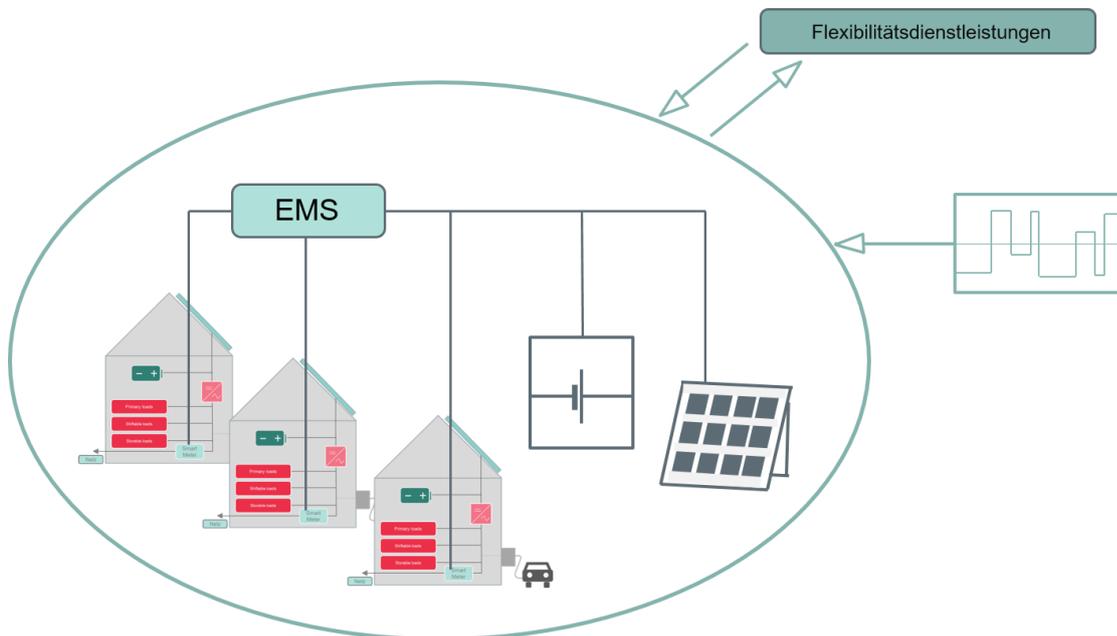


Abbildung 5.6: Virtuelles Kraftwerk: Vorgabe eines Lastprofils, welches durch die Haushalte erfüllt werden sollte

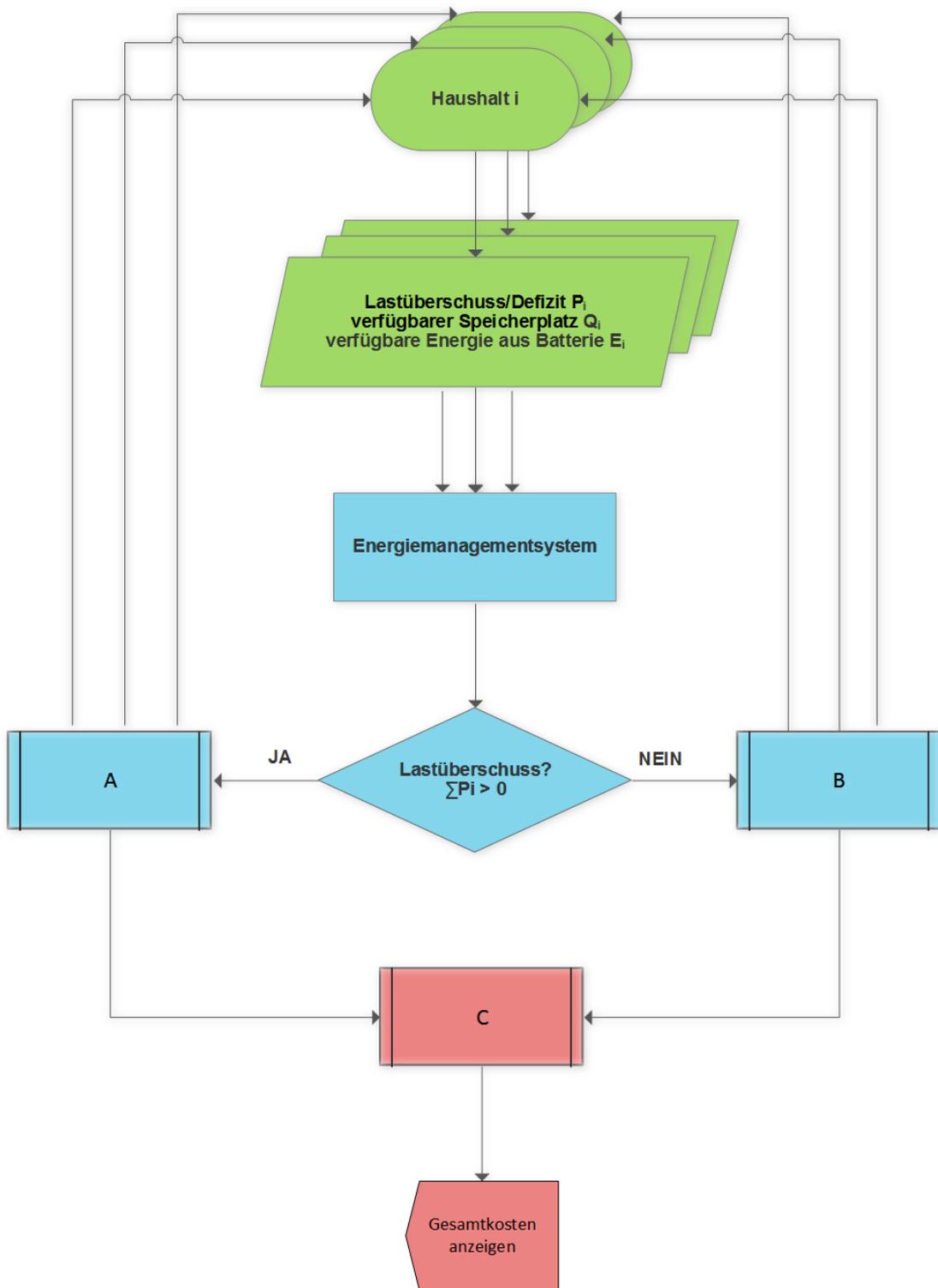


Abbildung 5.7: Flussdiagramm: Die Haushalte und die zugehörigen Informationen, welche ans Energiemanagementsystem weitergegeben werden, sind in grün dargestellt. Das Energiemanagement in blau nimmt diese Informationen und verarbeitet sie. Ein Teil der berechneten Ergebnisse wird an die Haushalte zurückgegeben, und ein anderer Teil wird zur Berechnung der Gesamtkosten aller Haushalte verwendet (rot). Der gesamte Vorgang wird für jeden Zeitschritt wiederholt.

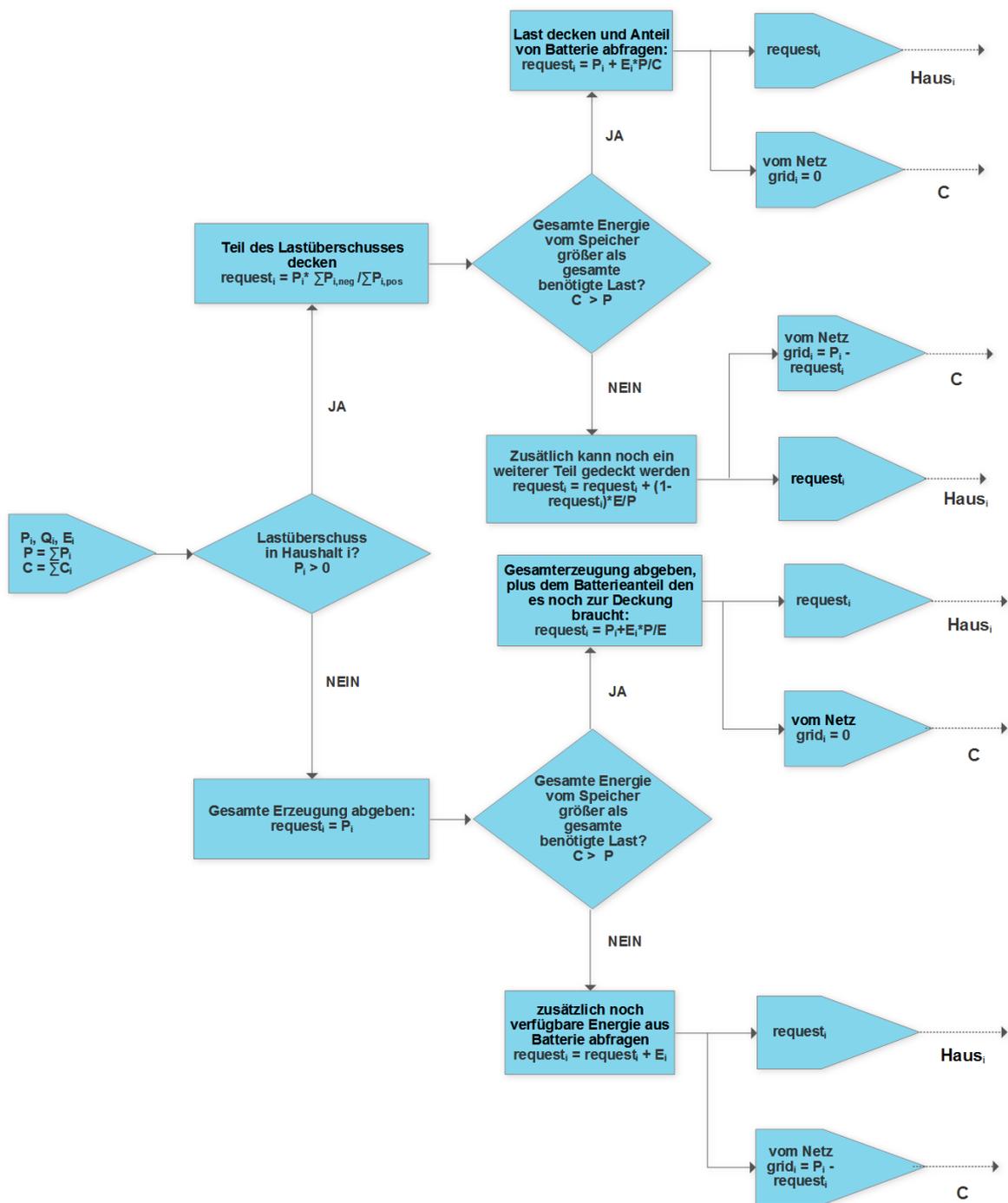


Abbildung 5.8: Block A aus Abbildung 5.7: Berechnet die an die Haushalte zurückzugebenden Parameter bei einem Lastüberschuss.

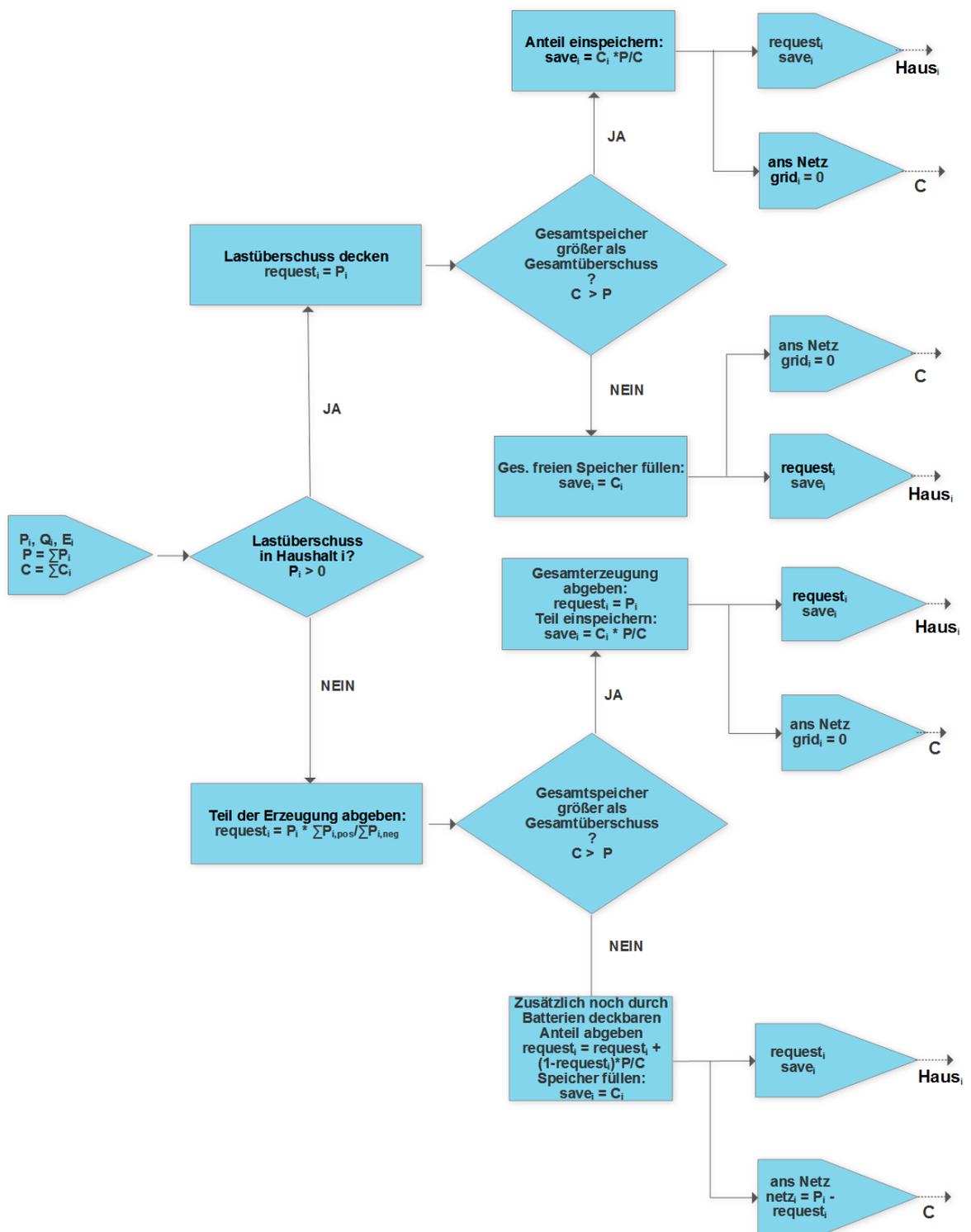


Abbildung 5.9: Block B aus Abbildung 5.7: Berechnet die an die Haushalte zurückzugebenden Parameter bei einem Erzeugungsüberschuss.

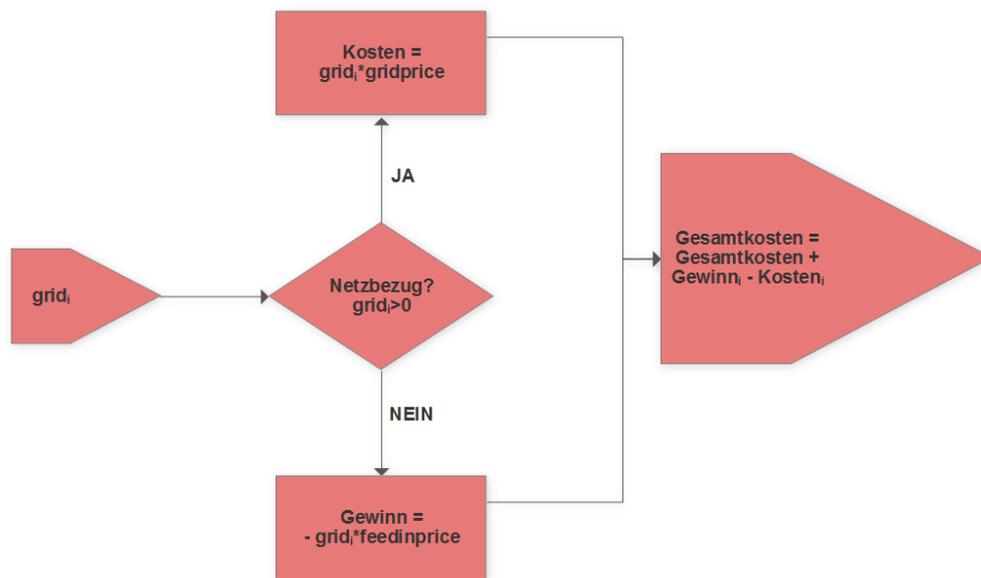


Abbildung 5.10: Block C aus Abbildung 5.7: Der Gesamtgewinn setzt sich aus dem Gewinn durch ans Netz verkaufte Energie abzüglich der Kosten durch die vom Netz bezogenen Energie zusammen.

5.7 Optimales Modell

Zunächst wird mittels eines Optimierungstools in MATLAB die optimale Stromverteilung ermittelt. Die open-source toolbox YALMIP wird dabei verwendet um das Optimierungsproblem zu modellieren. Der für Studenten frei verfügbare Solver GUROBI wird anschließend eingesetzt, um das gemischt ganzzahlige Optimierungsproblem zu lösen. Ziel ist es, die Gesamtkosten für alle Haushalte zu minimieren. Die Gesamtkosten setzen sich aus der Summe der an den Netzbetreiber verkauften, der vom Netzbetreiber bezogenen, sowie der an die Nachbarn verkauften und von den Nachbarn bezogenen Energie über alle Zeitschritte und Haushalte zusammen. Um sicherzustellen, dass die Local Energy Community zu jedem Zeitpunkt entweder Energie abgibt oder bezieht, werden binäre Optimierungsvariablen verwendet, die nur einen der beiden Vorgänge zulassen. Der dritte Fall, dass nichts bezogen oder abgegeben wird, wird dadurch abgedeckt, dass die Variablen, die für Einspeisung oder Bezug zuständig sind, auch null sein können. Für die Batterielade- bzw. Entladevorgänge werden ebenso (für jeden Zeitschritt) Binärvariablen eingeführt. Da die Gesamtkosten aller Haushalte zusammen minimiert werden sollen, ist es nicht sinnvoll, die zwischen den Haushalten gehandelten Energiemengen als Optimierungsvariablen miteinzubeziehen, es sei denn, es besteht Interesse an den exakten ausgetauschten Energiemengen. Dies wurde aufgrund zu langer Berechnungszeiten der Optimierung allerdings unterlassen. Stattdessen werden alle Lasten addiert, und drei Batterien, stellvertretend für die drei verschiedenen Haushalte, mit verschiedenen Wirkungsgraden modelliert. Die Zielfunktion, welche minimiert werden soll, sind die Gesamtkosten der Haushalte für den gesamten Betrachtungszeitraum.

$$C = \sum_{t=1}^T [p_{fi}(t) \cdot P_{fi}(t) \cdot \Delta t + p_{grid}(t) \cdot P_{grid}(t) \cdot \Delta t] \quad (5.3)$$

mit

Symbol	Beschreibung	Einheit
C	Gesamtkosten	[€]
$p_{fi}(t)$	Einspeisetarif zum Zeitpunkt t	$[\frac{€}{kWh}]$
$p_{grid}(t)$	Netzbezugstarif zum Zeitpunkt t	$[\frac{€}{kWh}]$
$P_{grid}(t)$	Eingespeiste Leistung der Häuser zum Zeitpunkt t	[kW]
$P_{fi}(t)$	Bezogene Leistung der Häuser zum Zeitpunkt t	[kW]

Δt	Dauer eines Zeitschrittes	$[\frac{h}{4}]$
k	Haushalt	$[-]$
N	Anzahl der Haushalte	$[-]$
T	Gesamtlaufzeit	$[\frac{h}{4}]$

Als Nebenbedingungen fungieren die maximale und minimale Lade- und Entladeleistung der Batterien (5.10, 5.11, 5.12, 5.13), die maximale Netzanschlussleistung (5.8, 5.9), maximaler und minimaler Batterieladestand (5.14) und der Ladestand zu Beginn der Simulation(5.15). Weiters ist die Anpassung des Batterieladestandes in jedem Zeitschritt eine weitere Nebenbedingung (5.16). Außerdem besteht die Voraussetzung, dass die Erzeugung nicht kleiner sein kann, als die Summe der von der PV-Anlage abgeführten Energiemengen zum jeweiligen Zeitpunkt (5.6, 5.7, 5.12). Weiters muss die Last gedeckt werden(5.4). Die Summe der in die Local Energy Community eingespeisten Energie bzw. der abgeführten Energie, muss der Summe der erzeugten, verbrauchten und vom Speicher aufgenommenen bzw. abgegebenen Energiemengen entsprechen(5.5). Es empfiehlt sich immer Ungleichungen möglichen Gleichungen vorzuziehen, da der Optimierer so schneller eine Lösung findet. Dies stellt kein Problem dar, wenn die zu minimierenden Variablen in der Ungleichung vorkommen, da diese vom Optimierer so angepasst werden, dass im Endeffekt die gewünschte Gleichung erfüllt wird.

$$\sum_{k=1}^N Last(k, t) \leq -\eta_{DCAC} \sum_{k=1}^N P_{discharge}(k, t) - \eta_{ACDC} \sum_{k=1}^N P_{charge}(k, t) - \eta_{DCAC} \sum_{k=1}^N P_{pv2last}(k, t) + P_{grid}(t) + P_{feedin}(t) \quad (5.4)$$

$$P_{fi}(t) + P_{grid}(t) \geq \sum_{k=1}^N [P_{eff}(k, t) + \eta_{DCAC} \cdot P_{discharge}(k, t) + \eta_{ACDC} \cdot P_{charge}(k, t) - \eta_{DCDC} \cdot P_{pv2bat}(k, t)] \quad (5.5)$$

$$P_{pv2last}(k, t) + P_{pv2bat}(k, t) \leq Pv(k, t) \quad (5.6)$$

$$P_{pv2last}(k, t) \leq 0 \quad (5.7)$$

$$-X_{ON}(t) \cdot P_{anschluss} \leq P_{fi}(t) \leq 0 \quad (5.8)$$

$$0 \leq P_{grid}(t) \leq (1 - X_{ON}(t)) \cdot P_{anschluss} \quad (5.9)$$

$$P_{charge}(k, t) - P_{pv2bat}(k, t) \leq Y_{ON}(k, t) \cdot P_{MAX}(k) \quad (5.10)$$

$$P_{charge}(k, t) \geq 0 \quad (5.11)$$

$$P_{pv2bat}(k, t) \leq 0 \quad (5.12)$$

$$(Y_{ON}(k, t) - 1) \cdot P_{MAX}(k) \leq P_{discharge}(k, t) \leq 0 \quad (5.13)$$

$$0 \leq SoC(k, t) \leq SoC_{max}(k) \quad (5.14)$$

$$SoC(k, 0) = 1 \quad (5.15)$$

$$SoC(k, t) - SoC(k, t - 1) \cdot \eta_{BAT}(k) = \frac{(P_{charge}(k, t) \cdot \eta_{ACDC} - P_{pv2bat}(k, t) \cdot \eta_{DCDC}) \cdot \eta_{CH}(k) + \frac{P_{discharge}(k, t)}{\eta_{DCH}(k)}}{4} \quad (5.16)$$

Symbol	Beschreibung	Einheit
$P_{anschluss}$	Installierte Anschlussleistung der Local Energy Community	[€]
$P_{eff}(k, t)$	Summe aus Photovoltaikerzeugung eines Haushaltes und Primärlast von Haushalt k zum Zeitpunkt t	$[\frac{€}{kWh}]$
$P_{MAX}(k)$	Maximale Lade/Entladeleistung der Batterie von Haushalt k	$[\frac{€}{kWh}]$
$SoC(k, t)$	Batterieladestand der Batterie im Haushalt k zur Zeit t	[kWh]
$SoC_{max}(k)$	Maximal möglicher Batterieladestand der Batterie im Haushalt k	[kWh]
$\eta_{BAT}(k)$	Selbstentladungswirkungsgrad Batterie im Haushalt k	[-]
$P_{pv2last}(k, t)$	Energiemenge pro Zeit von PV zur Lastdeckung in Haushalt k zum Zeitpunkt t	[kW]
$P_{pv2bat}(k, t)$	Energiemenge pro Zeit von PV in Batterie geladen in Haushalt k zum Zeitpunkt t	[kW]
$Pv(k, t)$	Erzeugung zum Zeitpunkt t in Haushalt k	[kW]

$Last(k, t)$	Last zum Zeitpunkt t in Haushalt k	[kW]
$P_{charge}(k, t)$	Ladeleistung der Batterie vom Netz von Haushalt k zum Zeitpunkt t	[kW]
$P_{discharge}(k, t)$	gesamte Entladeleistung der Batterie von Haushalt k zum Zeitpunkt t	[kW]
$\eta_{CH}(k)$	Batterieladewirkungsgrad von Haushalt k	[-]
$\eta_{DCH}(k)$	Batterieentladewirkungsgrad von Haushalt k	[-]
$X_{ON}(t)$	Binärvariable, bei 1 liefern Haushalte ans Netz, wenn 0 dann beziehen sie vom Netz	[-]
$Y_{ON}(k, t)$	Binärvariable, bei 1 lädt Batterie, bei 0 entlädt Batterie	[-]
η_{DCAC}	Wechselrichterwirkungsgrad von DC auf AC	[-]
η_{ACDC}	Wechselrichterwirkungsgrad von AC auf DC	[-]
η_{DCDC}	Wechselrichterwirkungsgrad von DC auf DC	[-]

Als zusätzliche Nebenbedingung kann neben der Minimierung der Kosten auch eine Glättung der Netzkurve erwünscht sein.

$$Objective_{ADD} = \sum_{k=1}^N [P_{grid}(t) + P_{fi}(t)] \quad (5.17)$$

Die endgültige Zielfunktion entspricht dann einer Linearkombination aus den beiden gewichteten Zielfunktionen.

$$Objective = x \cdot C + (1 - x) \cdot Objective_{ADD} \quad (5.18)$$

mit $0 \leq x \leq 1$

6 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien beleuchtet und diskutiert.

6.1 Übersicht der verschiedenen Szenarien

Eigenschaften \ Szenarien	Opt One	Opt Multi	EGO	EMS	EMS COM	VPP
Minimalistisch		X		X	X	X
Egozentrisch	X		X			
Energiemanagementsystem				X	X	X
Gemeinschafts-PV/Speicher					X	X
Gegebenes Lastprofil						X
Preisinformation	X	X				
Optimierungstool	X	X				
Prognosen	X	X				

Tabelle 6.1: Verschiedene Szenarien

Tabelle 6.1 bietet eine Übersicht aller Szenarien und ihren Eigenschaften, die in der Arbeit untersucht werden. Dabei werden Szenarien unterschieden, bei denen die Haushalte unabhängig voneinander betrachtet werden (OptOne, EGO) und Szenarien, bei denen die Haushalte zu einer Local Energy Community zusammengeschlossen werden. Dies kann entweder durch den Algorithmus des Optimierungstools (OptMulti) oder durch das erstellte Energiemanagementsystem erfolgen. Die Haushalte selbst besitzen die Möglichkeit, die eigene Erzeugung weitestmöglich im eigenen Haushalt, inklusive der Aufladung der eigenen Batterie, zu verwenden (Egozentrisch), oder nur die Last im eigenen Haushalt zu decken und die restliche

Energie auf alle Haushalte aufzuteilen (Minimalistisch). Die Szenarien mit dem Optimierungstool benötigen zusätzliche Preis- sowie auch Last- und Erzeugungsprognosen. Mit dem Ziel der Verwirklichung eines virtuellen Kraftwerkes können eine Gemeinschaftsphotovoltaikanlage sowie ein Gemeinschaftsenergiespeicher hinzugefügt werden, und eine zu erfüllende Lastkurve über den gesamten Zeitraum vorgegeben werden.

6.2 OptOne: Szenario 1 mit Optimierungstool

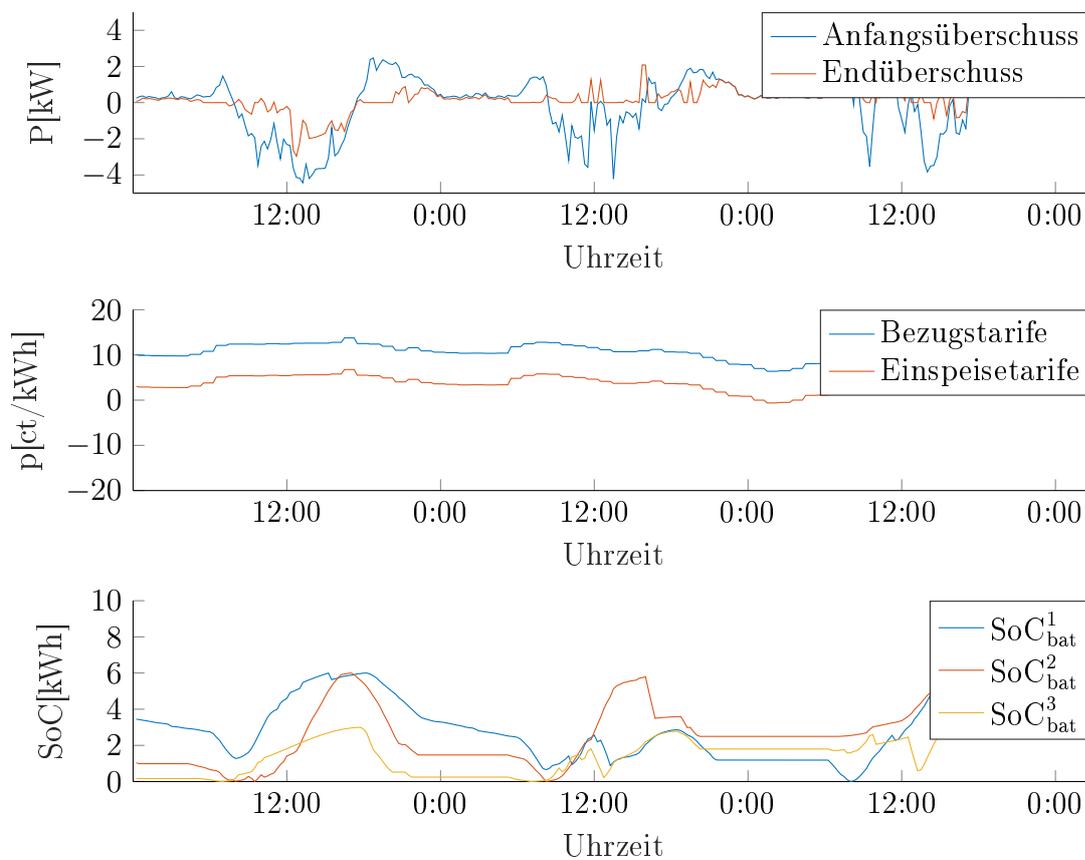


Abbildung 6.1: Ergebnisse des Szenarios OptOne, dargestellt über drei Tage während der Übergangszeit (Frühling/Herbst) für drei verschiedene Haushalte

Im Szenario OptOne versucht jeder Haushalt den maximalen Gewinn zu schöpfen, unabhängig vom Verhalten und dem Gewinn der anderen Haushalte. Für dieses Szenario wird eine Preis-, eine Erzeugungs- und eine Lastprognose benötigt. Da

angenommen wird, dass die Prognosen den endgültigen Profilen entsprechen und somit perfekt zutreffen, ergibt dies eine Benchmark für den Batteriebetrieb unabhängig voneinander arbeitender Haushalte. Verwendet man reale Prognosen, die sich von den tatsächlichen Erzeugungs-, Last- und Preiskurven unterscheiden, entstehen höhere Gesamtkosten. Abbildung 6.1 zeigt den ursprünglichen Anfangsüberschuss der Leistung an jedem der drei betrachteten Tage, der ohne Batteriespeicher in der Local Energy Community zustande käme. Der Endüberschuss stellt die schlussendlich vom Netz bezogenen bzw. ins Netz eingespeisten Leistungsmengen dar, unter Nutzung der Batteriespeicher. Weiters sind im mittleren Diagramm die zugehörigen Tarife für Bezug und Einspeisung abgebildet. Zusätzlich kann man das Verhalten der Ladestände der drei Batterien im unteren Diagramm ablesen. Den Nachteil der nicht kooperierenden Haushalte kann man beispielsweise am zweiten Nachmittag erkennen. Die Gesamtsumme der Lasten und Überschüsse im Quartier wäre negativ. Haushalt 2 hat zu diesem Zeitpunkt eine Lastspitze, die er mithilfe seiner Batterie zu decken versucht (am abfallenden Batterieladestand von Haushalt 2 in Abbildung 6.1 ablesbar). Die Batterie kann allerdings nicht genug Leistung liefern. In den anderen Haushalten wären Erzeugungüberschüsse vorhanden, die zur Deckung benutzt werden könnten, allerdings speichern diese ihren Überschuss in ihre eigenen Batterien ein, und im Endeffekt muss von Haushalt 2 Energie vom Netz bezogen werden.

In Abbildung 6.2 sind die Ergebnisse der Veränderungen der Wirkungsgrade über die verschiedenen Iterationsschritte dargestellt. Sie pendeln sich bereits nach wenigen Schritten ein. Da über die dritte Batterie keine Werte zu den Wirkungsgraden bei verschiedenen Leistungsbereichen vorhanden sind, bleibt dieser Wert konstant.

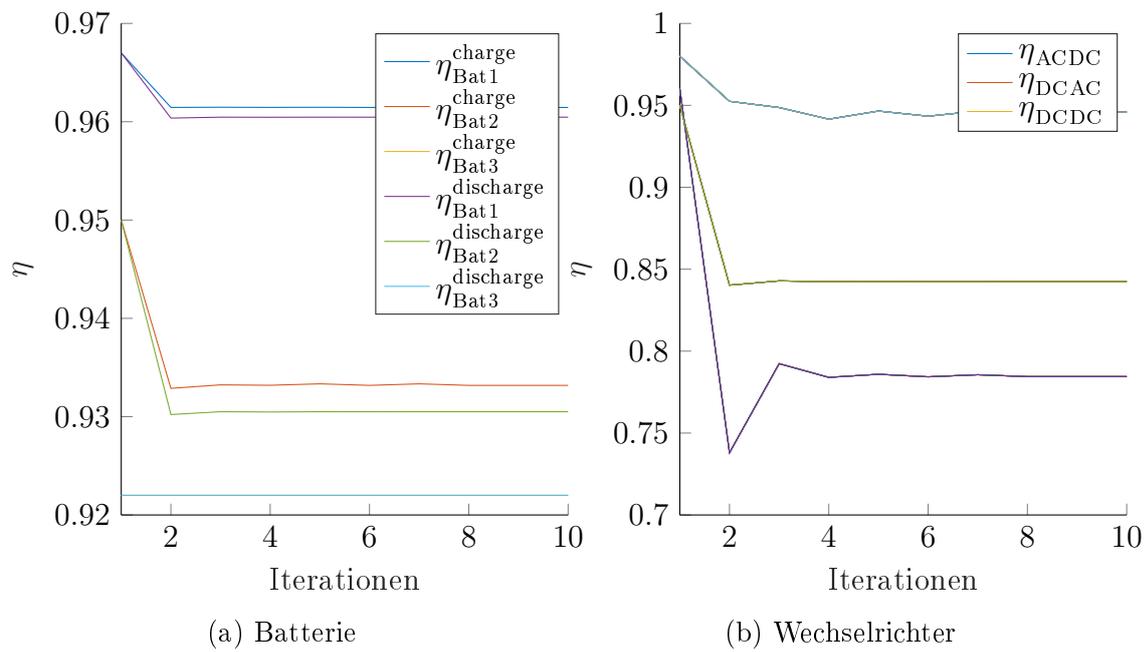


Abbildung 6.2: Verläufe der während der Übergangszeit auftretenden Wirkungsgrade über mehrere Iterationen

6.3 OptMulti: Szenario 2 mit Optimierungstool

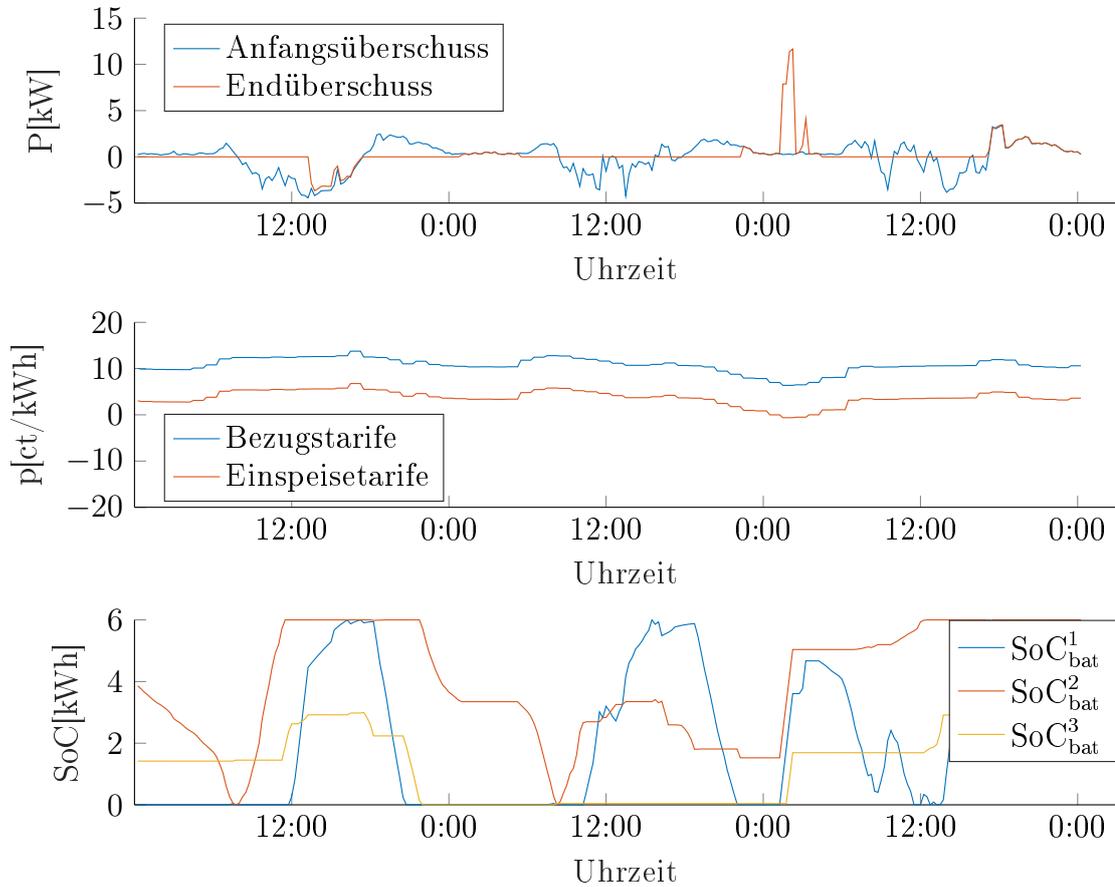


Abbildung 6.3: Ergebnisse des Szenarios OptMulti, dargestellt über drei Tage während der Übergangszeit (Frühling/Herbst)

Das Szenario OptMulti behandelt die ideale Energieverteilung in einer Local Energy Community. Ziel ist es dabei, die Summe der Kosten aller Haushalte zu minimieren. Wie erwartet ergeben sich so die geringsten Kosten im Vergleich zu allen anderen behandelten Szenarien (siehe Kapitel 6.8). Aus Abbildung 6.3 ist ersichtlich, dass das in Kapitel 6.2 geschilderte Problem, nämlich dass zu einem Zeitpunkt vom Netz bezogen wird obwohl die anderen Haushalte die benötigte Last decken könnten, bei diesem Szenario nicht mehr vorkommt. Der Bezug vom Netz trotz nichtvorhandener Last an Tag 3 kurz nach Mitternacht hat einen anderen Ursprung und ist auf die sinkenden Preise zurückzuführen. Es lohnt sich also für die Local Energy Community Strom, zu Zeitpunkten an denen er gerade günstig ist, einzuspeichern und für spätere Zeitpunkte aufzusparen. Dies zeigt, dass man

mit einer entsprechenden Preisgestaltung auch Anreize schaffen kann, damit Haushalte ihre Speicher automatisch als Flexibilitäten zur Verfügung stellen.

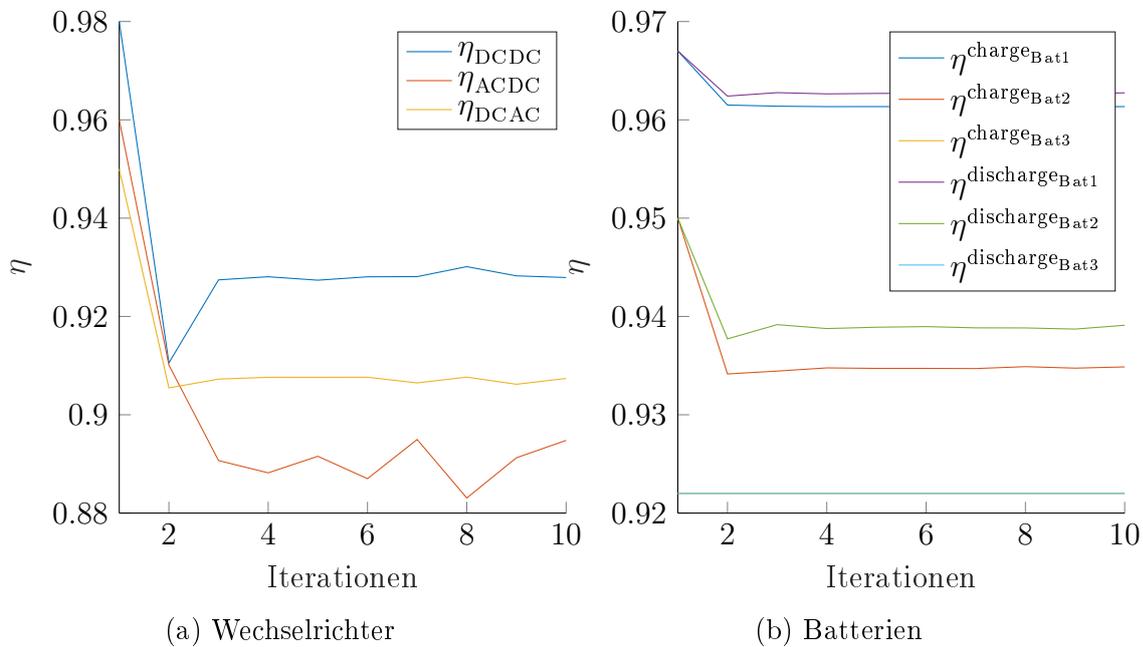


Abbildung 6.4: Wirkungsgradverläufe über mehrere Iterationen

Die Batterien werden in diesem Szenario von allen Haushalten gemeinsam genützt, jeder Haushalt weiß also über die Batterieladestände der anderen Häuser Bescheid und kann dementsprechend in diese einspeichern. Bei testweisen Versuchen mit sich sehr stark voneinander unterscheidenden Wirkungsgraden der Batterien zeigte sich, dass die Batterien mit den besseren Wirkungsgraden von allen Teilnehmern intensiver genutzt werden. Haushalte würden also auch dann in die Nachbarbatterie einspeichern, wenn noch eigene Batteriekapazitäten vorhanden wären - vorausgesetzt, der Speichervorgang in die Nachbarbatterie bringt weniger Verluste mit sich als der Speichervorgang in die eigene Batterie. Dieses Szenario ist allerdings unrealistisch, da in Wirklichkeit keine ausreichend großen Unterschiede der Wirkungsgrade der Gesamtsysteme bestehen. Bedingt durch die relativ hohen DC-DC-Wirkungsgrade von Hybridwechselrichtern beim Einspeichern des Erzeugungsüberschusses in die Batterie, ist es meist verlustärmer in die eigene Batterie einzuspeichern. Besitzen Batterien sehr schlechte Wirkungsgrade, allen voran Selbstentladungskoeffizienten, könnte es passieren, dass diese Batterien gar nicht mehr verwendet werden, da die Verluste ihre möglichen Ersparnisse übersteigen würden. Die Anschaffung einer Gemeinschaftsbatterieanlage anstelle einzelner

Batteriespeicher sollte dann in Betrachtung gezogen werden, wenn ihr Systemwirkungsgrad größer, als der der einzelnen Heimspeichersysteme ist. Mit der neuen Ökostromnovelle [25] wäre dies als Gemeinschaftsinvestition nun verwirklichtbar.

Bei der Iteration über die Batteriewirkungsgrade in Abbildung 6.4 lässt sich kein großer Unterschied zu den Ergebnissen in Kapitel 6.2 feststellen, der Batteriewirkungsgrad pendelt sich sehr schnell ein. Anders sieht es mit den Wirkungsgraden des Wechselrichters aus, besonders der AC-DC-Wirkungsgrad oszilliert stark. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Optimierer die von außen in die Batterie eingespeicherte Energiemengen stark an den jeweils neuen Wirkungsgrad anpasst, da hier ein großes Optimierungspotenzial besteht. Bei höheren Wirkungsgraden lohnt es sich eher einzuspeichern als bei schlechteren Wirkungsgraden. Die sich daraus neu ergebenden Wirkungsgrade verändern sich daher auch in jedem Iterationsschritt.

6.4 EGO: Jeder Haushalt arbeitet für sich

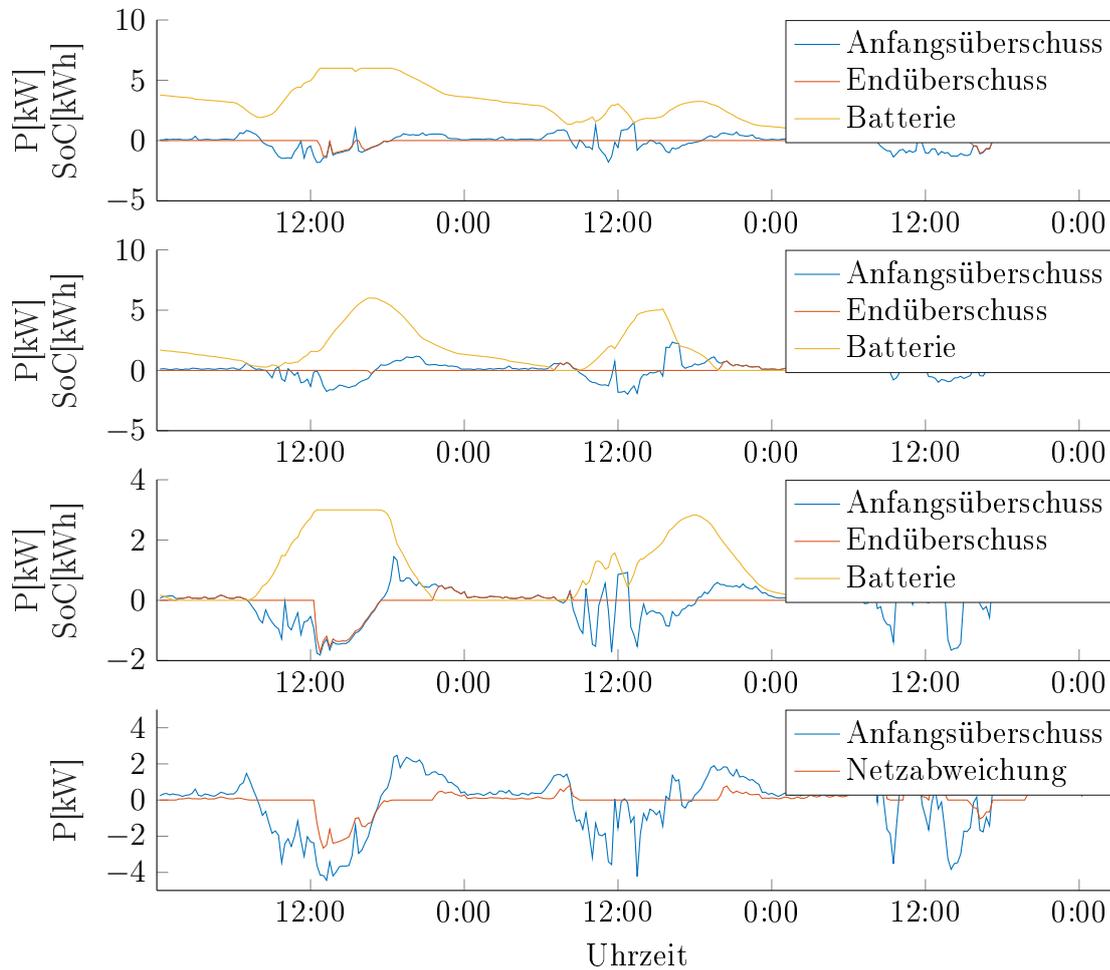


Abbildung 6.5: Ergebnisse des Szenarios Ego, dargestellt über drei Tage während der Übergangszeit (Frühling/Herbst)

Bei diesem Szenario arbeitet jeder Haushalt einzeln ein heuristisches Schema ab. Bei einem Erzeugungüberschuss werden die Lasten gedeckt und in weiterer Folge der Überschuss in die Batterie eingespeichert. Die übrige Energie wird ins Netz eingespeist. Bei einem Lastüberschuss wird zuerst die Batterie entladen und der Restbedarf aus dem Netz bezogen. In Abbildung 6.5 sind jeweils der Anfangsüberschuss und der aus der Speichernutzung resultierende Überschuss aufgetragen. Im letzten Diagramm stellt der Anfangsüberschuss den Überschuss des Quartiers dar, der sich aus der Summe aller Erzeugungsprofile und Lastprofile ergibt. Ebenfalls kann man den Batterieladestand von jedem Haushalt einzeln ablesen. Man kann

erkennen, dass im Gegensatz zu den Szenarios mit dem Optimierungstool der Betrag des Endüberschusses eines einzelnen Haushaltes niemals dessen Anfangsüberschuss übersteigt, da nie etwas vom Netz in die Batterie geladen wird. Allerdings kann es ebenfalls wieder dazu kommen, dass Haushalte ihre Lasten gegenseitig decken könnten, dies aber aufgrund des Betriebsmodus nicht erfolgt, und daher im Quartier mehr Überschuss vorhanden ist, als die Summe aller Last- und Erzeugungsprofile.

Dies ist derzeit die herkömmliche Variante der Nutzung von Heimspeichersystemen. Allerdings erweist sich dieses Szenario im Vergleich als unökonomisch und führt somit zum höchsten Preis. Hinzu kommt, dass diese Variante auch nicht sehr netzschonend ist. Ab dem Punkt, an dem die Batterie vollständig geladen ist, wird der komplette Überschuss eingespeist, und es kommt somit zu sehr hohen Lastspitzen zur Mittagszeit. Auf besonders schlechte mögliche Wirkungsgrade von Heimspeichersystemen wird keine Rücksicht genommen, und die Batterie auch dann geladen, wenn es ökonomisch nicht sinnvoll ist. Durch einzelne sehr ineffiziente Teilnehmer am Quartier würden somit hohe Verluste entstehen, die sich negativ auf die Gesamtkosten auswirken.

6.5 EMS

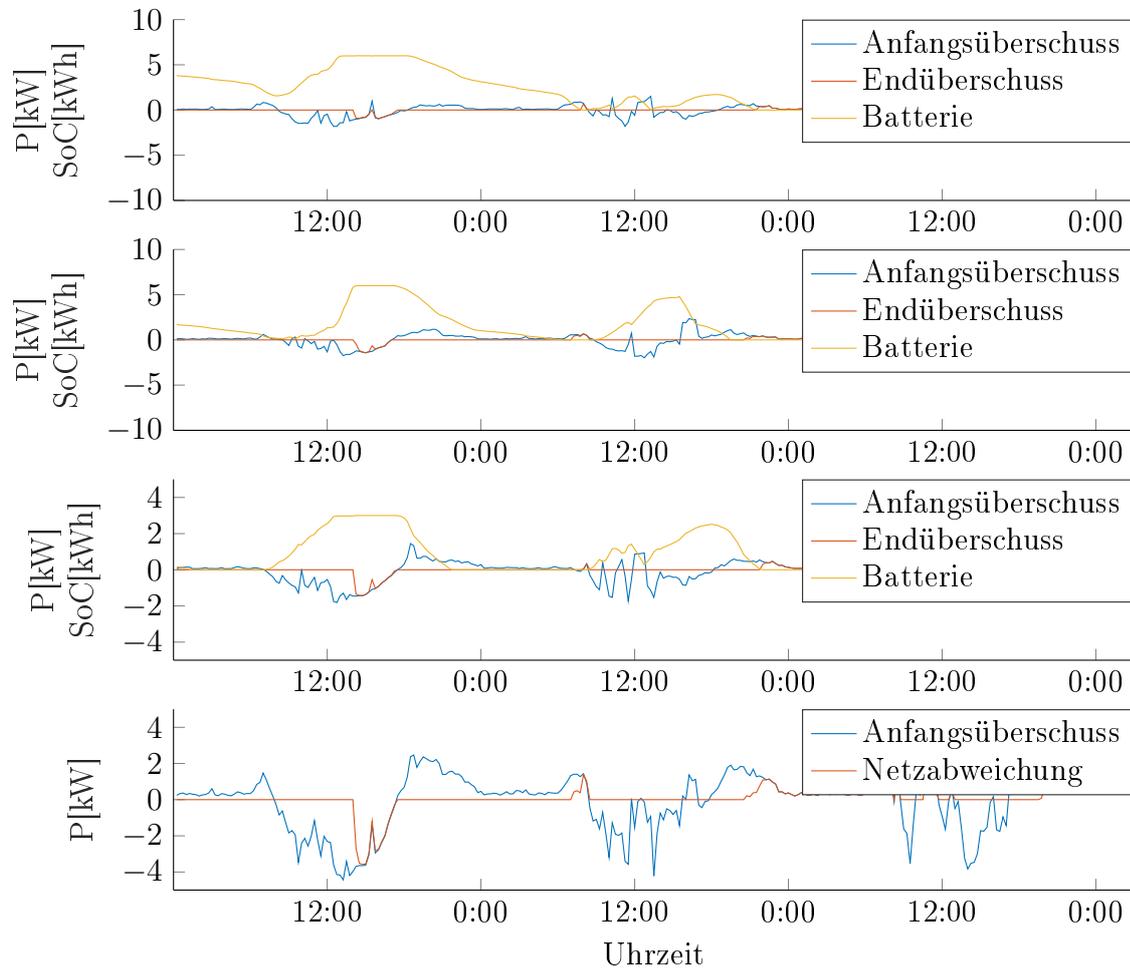


Abbildung 6.6: Ergebnisse des Szenarios EMS, dargestellt über drei Tage während der Übergangszeit (Frühling/Herbst)

In Abbildung 6.6 sind die Anfangs- und Endüberschüsse aller drei Haushalte einzeln abgebildet. Im letzten Diagramm sieht man das Ergebnis der Anfangsüberschüsse und Endüberschüsse der gesamten Local Energy Community. Die Batterien werden alle gleichmäßig geladen und entladen, da sowohl die Erzeugungsüberschüsse, als auch die Lastüberschüsse auf alle Haushalte aufgeteilt werden. Es gibt keinen Zeitpunkt mehr, an dem der Endüberschuss der Local Energy Community deren Anfangsüberschuss übersteigt.

Das Energiemanagementsystem liefert ein gutes finanzielles Ergebnis. Der Vorteil zum Optimierer ist, dass keine Prognosen benötigt werden, und der Algorithmus

mus auch sehr gut bei einer größeren Anzahl von Haushalten verwendet werden kann, was bei einem Optimierer zu sehr langen Laufzeiten führen würde. Es benötigt von jedem Haushalt nur drei Werte, nämlich die freie verfügbare Energie aus Erzeugung und Batterie, mögliche aufnehmbare Energie in Form von Lasten, sowie aufnehmbare Energie in Form von freiem Batteriespeicher. Es liefert marginal kleinere Kosten, als die Summe der Kosten aller einzelnen optimierten Haushalte. Da es bei letzteren wegen abweichenden Prognosewerten zu Kostenerhöhungen kommen kann, ist eine gemeinsame Lösung rein vom Standpunkt der Kosten aus betrachtet einer separaten vorzuziehen.

6.6 EMSCOM: zusätzlich Gemeinschaftsbatterie- und PV

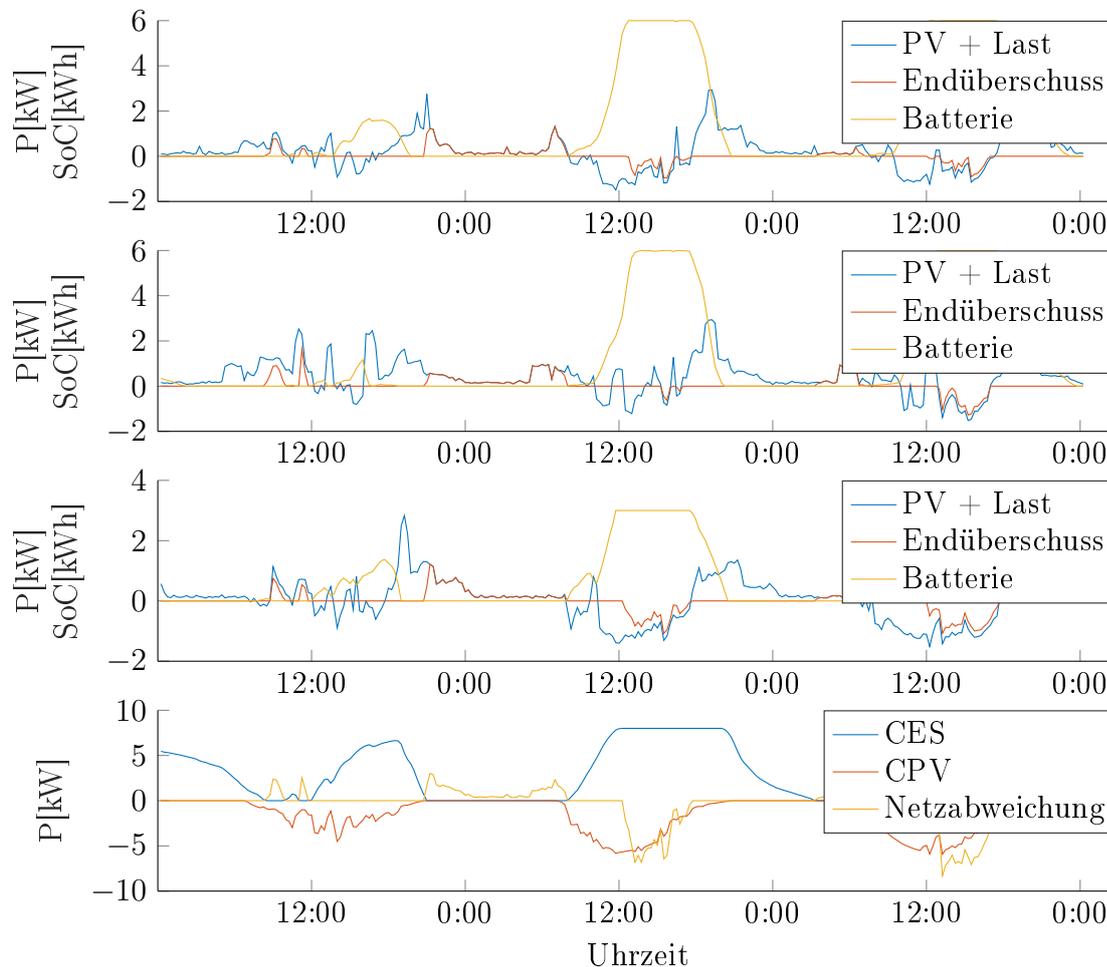


Abbildung 6.7: Ergebnisse des Szenarios EMSCOM, dargestellt über drei Tage während des Sommers, mit Gemeinschaftsenergiespeicher von 8 kWh

Das Szenario EMSCOM stellt eine Local Energy Community aus drei Haushalten inklusive eines Gemeinschaftsenergiespeichers und einer Gemeinschaftsphotovoltaikanlage dar. Die Größe der Gemeinschaftsphotovoltaikanlage wurde so gewählt, dass bei einem ausreichend großen Energiespeicher zumindest im Sommer eine Eigenbedarfsdeckung von 100 % erfolgen kann. Dies wurde empirisch ermittelt, die 2.5-fache Größe einer einzelnen Haushaltsphotovoltaikanlage hat sich dabei

als nützlich erwiesen. Zu verschiedenen Größen von Batteriespeichern wurden die zugehörigen Werte der Eigenbedarfsdeckung errechnet. In Abbildung 6.8 ist die Kurve aufgetragen, die sich aus diesen Wertepaaren ergibt. Nur im Sommer kann eine Eigenbedarfsdeckung von 100 % erreicht werden. Dies ist allerdings auch nur bei außerordentlich großen Energiespeichern, welche sehr unwirtschaftlich sind, der Fall. Man erkennt eine Abflachung der Kurve. Die geeignete mögliche Batteriespeichergröße wäre also beispielsweise 8 kWh, da hier bereits eine Abflachung der Kurve zu erkennen ist.

Abbildung 6.7 stellt die Ergebnisse des beschriebenen Szenarios dar. Neben den Überschusskurven und Batterieständen der Haushalte sind in der letzten Grafik auch noch die Erzeugungskurve der Gemeinschafts-PV, der Ladestand des Gemeinschaftsbatteriespeichers, und der Netzbezug der Haushalte abgebildet. Die Höhe der Einspeisung ins Netz bei vollgeladener Batterie ergibt sich so aus der Summe des Netzbezugs und des Überschusses der Gemeinschafts-PV. Sie ist im Endeffekt fast doppelt so hoch, was eine Belastung des Netzes zur Mittagszeit darstellt.

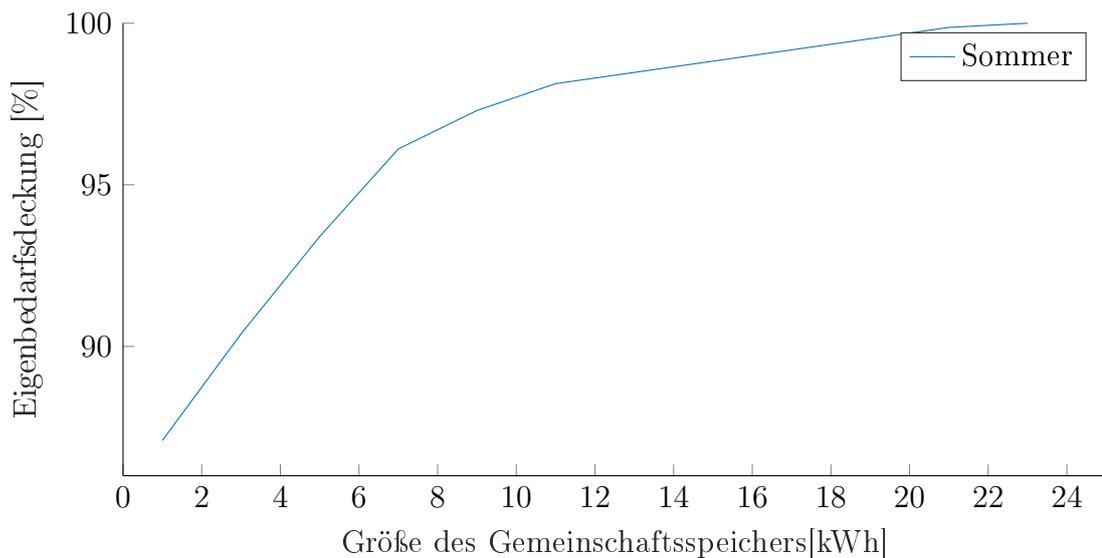


Abbildung 6.8: Eigenbedarfsdeckung in Abhängigkeit der Gemeinschaftsspeichergröße

Abhängig von der Größe des Gemeinschaftsbatteriespeichers können die Stromkosten des Quartiers in diesem Szenario negativ sein, was bedeutet, dass ein Gewinn durch den Stromverkauf und die Einsparungen entsteht. Der Eigenverbrauch kann im Sommer auf nahezu 100 % gesteigert werden. Da man die Größe des Gemeinschaftsbatterie und der Gemeinschafts-PV beliebig erhöhen könnte, mit dem

Resultat eines stetig wachsenden Gewinnes, muss noch der Faktor der Anschaffungskosten miteinbezogen werden. Dazu wird eine Investitionsrechnung vorgenommen. Als Größen werden die vorher empirisch ermittelten Werte verwendet, nämlich 8 kWh für den Batteriespeicher und 6.25 kWp für die Photovoltaikanlage. Die Speicher und Erzeugungsanlagen der Haushalte werden als bereits gegeben angenommen, es wird also nur eine mögliche Vergrößerung der Local Energy Community betrachtet. Der Unterschied zwischen den heutigen und den zukünftigen niedrigeren Anschaffungskosten wird ebenfalls beleuchtet. Der Gewinn der Local Energy Community pro Jahr wird errechnet und mit den Kosten, die innerhalb eines Jahres entstehen, verglichen (Tabelle 6.3). Letztere ergeben sich mithilfe der Gleichung 6.1. Die Betriebskosten, also Wartungs- und Reinigungskosten pro Jahr, werden mit einem Prozent der Anschaffungskosten bemessen. Es wird ein kalkulatorischer Zinssatz von 8% pro Jahr verwendet und die Lebensdauer des Batteriespeichers und der Photovoltaikanlage werden verschieden hoch angenommen.

$$K = \frac{K_A}{a} + k_B + \frac{K_A}{2} * i \quad (6.1)$$

Symbol	Bedeutung	Einheit
K	Kosten pro Jahr	$\frac{\text{€}}{a}$
K_A	Anschaffungskosten	€
a	Abschreibungsjahre	$[a]$
k_B	<i>BetriebskostenproJahr</i>	$\frac{\text{€}}{a}$
i	kalkulatorischer Zinssatz	$\frac{\%}{a}$
E	Erträge pro Jahr	$\frac{\text{€}}{a}$

Tabelle 6.2: Beschreibung der in Gleichung 6.1 verwendeten Größen

Die Ergebnisse in Tabelle 6.3 zeigen, dass sich ein zusätzlicher Batteriespeicher und eine zusätzliche PV-Anlage finanziell nicht lohnen. Der Gewinn ist die Differenz der Kosten des Szenarios EMS und EMSCOM. Eine zusätzliche Anschaffung dieser Systemkomponenten ist demnach nicht wirtschaftlich.

	K_A	a	k_B	K	E
derzeit					
PV	8.126	21	81,25	793	
Batterie	9.600	12	96,00	1.280	
Gesamt				2.073	599
zukünftig					
PV	6.250	20	21,00	610	
Batterie	4.800	18	12,00	640	
Gesamt				1.250	599

Tabelle 6.3: Kosten und Erträge pro Jahr, bei der Anschaffung einer CPV mit 6,25 kWp und einer CES mit 8 kWh bei drei Haushalten

6.7 VPP: Virtual Power Plant

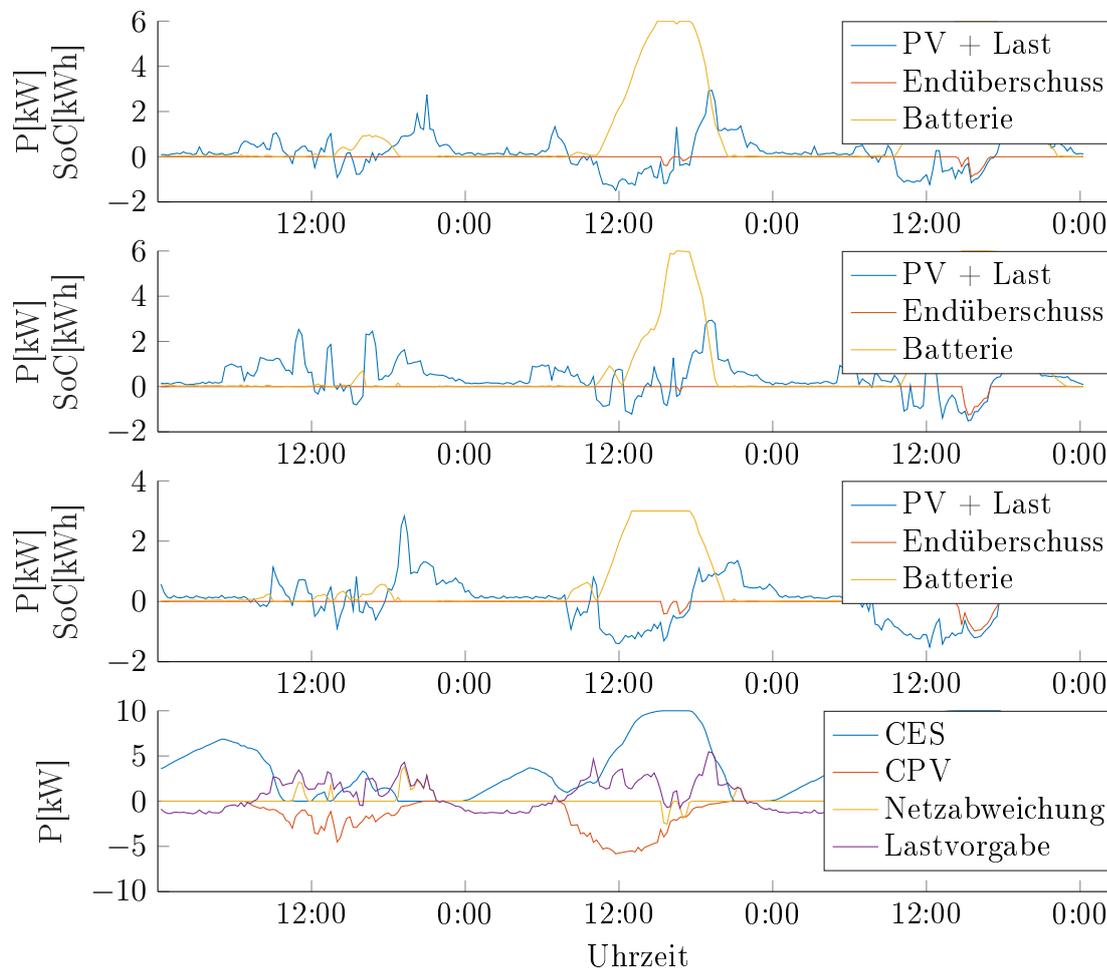


Abbildung 6.9: Ergebnisse Virtual Power Plant, zur Übergangszeit, drei Tage

Das letzte Szenario, nämlich das eines Virtuellen Kraftwerkes, entspricht dem Szenario EMSCOM, welches um eine Lastvorgabe von außen erweitert wird. Abbildung 6.9 stellt die Ergebnisse des Virtuellen Kraftwerkes am Beispiel der Übergangszeit dar. Im letzten Graphen ist zusätzlich die Lastvorgabe eingezeichnet. Der Gewinn der Haushalte verringert sich durch die Lastvorgabe, daher müsste die Erfüllung dieser vom Netzbetreiber zusätzlich entlohnt werden, um die Wirtschaftlichkeit der Haushalte nach wie vor garantieren zu können.

6.8 Kostenvergleich

In Abbildung 6.10 sind noch einmal zusammenfassend die Kosten für die verschiedenen Szenarien dargestellt. Die Szenarien mit Gemeinschaftsbatterie und Gemeinschafts-PV wurden deshalb ausgespart, da die Anschaffungskosten darin nicht berücksichtigt wurden, und der Gewinn somit außer Konkurrenz steht. Die aufgetragenen Kosten entsprechen den über die verschiedenen Jahreszeiten gemittelten Kosten pro Haushalt pro Tag.

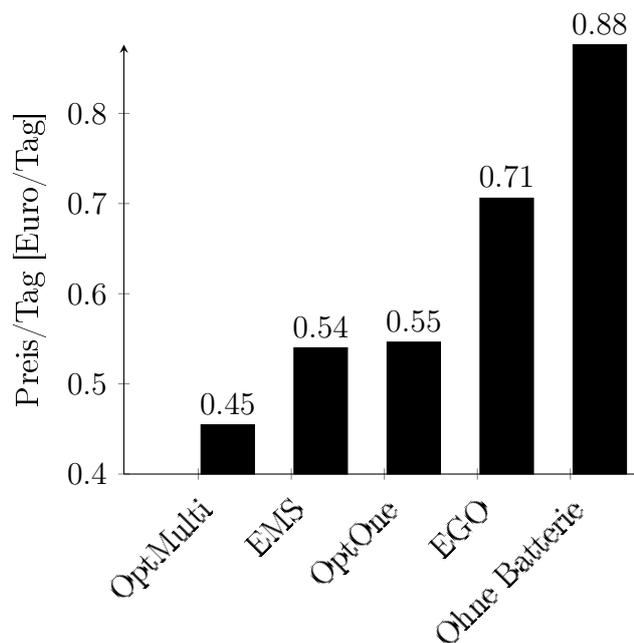


Abbildung 6.10: Kosten pro Haushalt pro Tag, für verschiedene Szenarien

7 Diskussion und Aussicht

Für die Teilnehmer einer Local Energy Community lohnt es sich so lange in Speichermöglichkeiten und Erzeugungsanlagen zu investieren, solange die Erzeugungskosten den Netzbezugspreis nicht übersteigen. Unter den derzeitigen Gegebenheiten kann mit diesen Voraussetzungen kein virtuelles Kraftwerk realisiert werden, da sich dies erst bei höheren Preisdifferenzen zu konventionellen regelbaren Kraftwerken lohnen wird. Von Netzbetreibern zur Verfügung gestellte Batteriespeicher könnten sich allerdings durch die zusätzlich von ihnen eingesparten Kosten für die Teilnehmer der Local Energy Community rechnen. Diese können durch geringere Anschlussleistungen und weniger von Netzbetreiberseite bereitzustellender Regelleistung zustande kommen. Bei der Betrachtung des optimalen Modells OptMulti erkennt man, dass es für die Teilnehmer vorteilhafter ist, in eine dezentrale Batterie mit dem besten Wirkungsgrad zu investieren, anstatt selbst Batteriespeicher anzuschaffen. Die Kosten pro kWh sind somit auf jeden Fall geringer, als die bei individuellen Batteriespeichern entstehenden Kosten. Ebenso verhält es sich bei der Photovoltaikanlage. Mithilfe der neuen „kleinen Ökostromnovelle“ lässt sich dies auch leicht bewerkstelligen.

Natürlich wird es trotzdem vorkommen, dass individuelle Nutzer Anschaffungen von Photovoltaikanlagen oder Heimspeichern aus verschiedensten Beweggründen tätigen, oder bereits Speichersysteme vorhanden sind. Um Handel zwischen diesen Teilnehmern zu verwirklichen, kann die Blockchain eine mögliche zukunftsweisende Technologie darstellen. Das optimale Modell OptMulti arbeitet nach Blockchainprinzipien – jeder Teilnehmer weiß über alles Bescheid. Die zur Ausführung der idealen Kostenoptimierung notwendigen Parameter sind möglichst genaue Preis-, Erzeugungs- und Lastprognosen. Da diese schwierig zu erhalten sind, kann auch das Konzept einer fairen Verteilung genutzt werden. Diese sorgt für einen hohen Autarkiegrad und geringe Kosten, bei gleichzeitig schonender Batterienutzung. Dazu werden keine Prognosewerte benötigt, jedoch die freien Speicherkapazitäten und verfügbaren Energiemengen aller Teilnehmer. Diese lassen sich auf der Blockchain gut einsehbar für alle Teilnehmer darstellen. Ob der Verteilungsalgorithmus dezentral oder zentral läuft spielt im Endeffekt keine große Rolle. Bei einer dezentralen Realisierung mittels Smart Contracts prüfen alle Teilnehmer die Richtigkeit der Ausführung des Algorithmus - dadurch ist eine höhere Fälschungssicherheit gegeben. Ob der Aufwand und die Kosten dafür stehen, muss erst vollständig evaluiert werden.

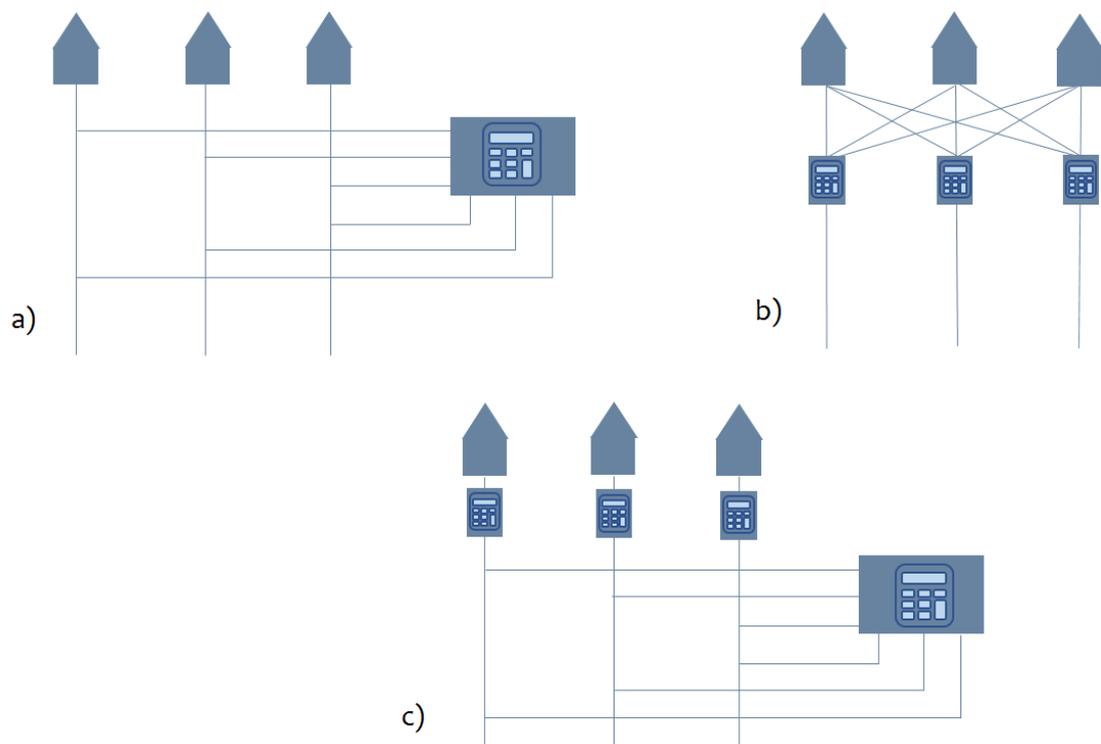


Abbildung 7.1: Kategorisierung verschiedener Lasten

Der verwendete Algorithmus kann auf verschiedene Arten mithilfe der Blockchain realisiert werden. Die erste Möglichkeit ist jene, dass der Algorithmus außerhalb der Blockchain auf einer Cloud oder ähnlichem berechnet wird (Abbildung 7.1 a). Die Blockchain stellt lediglich die Schnittstelle dar, auf der die Haushalte die für den Algorithmus benötigten Werte zur Verfügung stellen können. Eine weitere Möglichkeit ist, dass alle Teilnehmer die Möglichkeit haben, die auf der Blockchain zur Verfügung gestellten Daten einzusehen, und jeder Haushalt auf seinem eigenen Blockchain-Node den Algorithmus ausführt. (Abbildung 7.1 b) So sollte jeder Haushalt dieselben Werte errechnen, da aber kein Konsens gefunden werden muss, wird dieser Vorgang weniger Zeit in Anspruch nehmen. Ebenfalls plausibel wäre es den Algorithmus dezentral auszuführen und anschließend eine Konsensfindung einzuleiten. Die letzte Möglichkeit ist, dass der Haushalt seinen Eigenbedarf deckt und daraus entstehenden Werte über die Blockchain an eine zentrale Stelle weiterleitet, wo die Werte berechnet und Anweisungen zurückgegeben werden. (Abbildung 7.1 c) Dieses Szenario wäre eine Mischung aus zentral und dezentral.

Im jedem Fall ist es unabdingbar, einen Algorithmus auszuführen. Diesen auf der Blockchain zu realisieren, wäre mit sehr viel Rechenaufwand verbunden. Läuft der Algorithmus Off-Chain, wie im oben genannten ersten Fall, besteht das Problem, dass an der Schnittstelle auf keine Weise überprüft werden kann, ob der Algorithmus richtig ausgeführt wurde, es muss einfach akzeptiert werden und verfehlt so den Zweck. Eine Möglichkeit, dieses Problem zu umgehen, bestünde darin den Algorithmus auf einer Side-Chain auszuführen. Eine solche Side-Chain existiert parallel zur Main-Chain, und ist durch eine spezielle Adresse an diese angeknüpft. Beispielsweise können Token von der Main-Chain auf die Side-Chain übertragen werden, und werden dabei auf der Main-Chain gesperrt [7]. Ebenso funktioniert dies umgekehrt. So könnten sowohl Algorithmus, als auch die Abrechnung der Energiemengen auf der Side-Chain verwirklicht werden.

Eine weitere Möglichkeit bieten DApps (decentralized applications), welche ähnlich zu Smart Contracts sind, sich aber auf zwei Arten unterscheiden. Erstens, hat die DApp eine unbeschränkte Anzahl an Teilnehmern am Markt und zweitens muss eine DApp nicht zwangsweise monetär sein und erlaubt so auch andere Anwendungen, wie eben beispielsweise den benötigten Algorithmus auszuführen. [12] Verschiedene Anwendungen können so besonders auch bezüglich ihrer Performance optimiert werden, da es sich oft nicht lohnt, viel Geld für einen 51%-Angriff aufzuwenden. Damit sind die Sicherheitseinrichtungen flexibel ausführbar [27]. Es bestünde beispielsweise viel weniger Anreiz für Angreifer einen Tweet rückgängig zu machen, als dies bei einer Finanztransaktion der Fall wäre. Damit könnte ein größerer (Daten)durchfluss verwirklicht werden, während zu frei wählbaren Zeitpunkten die Daten der Main-Chain übergeben werden können. Das Framework Loom bietet ein weiteres für die Umsetzung hilfreiches Feature, nämlich das von "Hard Forks". Diese treten auf, wenn ein Zweig permanent vom Rest divergiert, da ein bedeutender Anteil der Community sich für eine andere Version entschieden hat, was beispielsweise bei Adaptionen des Algorithmus vorkommen könnte. Nodes die auf älteren Versionen laufen, würden von der neuesten Version nicht mehr akzeptiert werden. Dies wäre insofern akzeptabel, dass verschiedene Quartiere verschiedene Algorithmen ausführen. [26]

Was in jedem Fall auf der Blockchain stattfinden sollte, ist die Abrechnung der Energiemengen. Dadurch, dass das Smart Meter als Stromzähler fungiert, werden die genauen Energiemengen bestimmt und durch automatische Mikrotransaktionen können die virtuellen Coins nach dem Konsensprinzip auf der Blockchain zwischen den verschiedenen Teilnehmern hin- und hergeschoben werden.

In den in dieser Arbeit behandelten Anwendungsfällen könnten so beispielsweise die Daten zur Berechnung des Algorithmus auf der Side-Chain stehen, die finale

Abrechnung würde aber nach wie vor auf der Main-Chain stattfinden. Dies könnte, um Transaktionsgebühren zu sparen, an fixen Zeitpunkten stattfinden, z.B. einmal täglich. Eine weitere Möglichkeit zur Einsparung der Transaktionsgebühren stellt die Eröffnung eines Geldflusses, wie es auf der Artis-Blockchain möglich sein wird, und eine monatliche/jährliche Anpassung dieses Geldflusses dar.

Eine zukünftige Art der Stromabrechnung könnte auch folgende sein: Mehrere Haushalte können sich zu einer Local Energy Community zusammenschließen, die nur einen Netzanschlusspunkt mit einem einzelnen Überschusszähler besitzt. Dieses Modell gibt es bereits in der Schweiz [36]. Die Betreiber von Anlagen dürfen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selbst verbrauchen. Sie dürfen die selbst produzierte Energie auch zum Verbrauch am Ort der Produktion ganz oder teilweise veräußern. Beides gilt als Eigenverbrauch, und die zusätzliche Elektrizität wird aus dem Netz bezogen. Voraussetzungen dafür sind beispielsweise, dass die Produktionsleistung mindestens 10 % der Anschlussleistung darstellt und die Abnahme am Ort der Produktion stattfindet. Der Grundeigentümer ist gegenüber dem Mieter/Pächter für die Stromversorgung verantwortlich, somit gibt es auch einen Ansprechpartner für den Verteilnetzbetreiber. Für den Zähler und die Abrechnung ist der Zusammenschluss selbst verantwortlich, die interne Kostenverrechnung für Mieter und Pächter ist geregelt [36]. Gäbe es solche Regulationen auch in Österreich, bestünde die Möglichkeit, für jeden Teilnehmer einen fixen Kostenbeitrag zu veranschlagen, wie es heute bei Betriebskosten der Fall ist.

Literatur

- [1] AIT 2017. „Projektbeschreibung für Förderungsansuchen des Programms Stadt der Zukunft“. siehe auch. URL: <https://www.ffg.at/programme/stadt-der-zukunft> (besucht am 08.09.2018).
- [2] Daniel Burgwinkel et al. *Blockchain technology Introduction for business and IT managers*. de Gruyter, 2016. Kap. Potential of the Blockchain Technology in Energy Trading.
- [3] Raphael Hollinger et al. *Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern*. Techn. Ber. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2013.
- [4] Antonino Salvatore Arico u. a. „Nanostructured materials for advanced energy conversion and storage devices“. In: *Materials For Sustainable Energy: A Collection of Peer-Reviewed Research and Review Articles from Nature Publishing Group*. Bd. 4. World Scientific, 2011, S. 148–159. URL: <http://dx.doi.org/10.1038/nmat1368>.
- [5] *ARTIS Blockchain economy paper*. URL: https://artis.eco/files/content/home/ARTIS_Blockchain_Economy_Paper.pdf (besucht am 08.09.2018).
- [6] *auf der Website von Highview Power Storage*. URL: <https://www.highviewpower.com/technology/> (besucht am 08.09.2018).
- [7] Adam Back u. a. „Enabling Blockchain Innovations with Pegged Sidechains“. In: 2009.
- [8] Sandford Bessler, Mark Stefan und Friederich Kupzog. „Integration of a PV energy balancing and trading mechanism in a microgrid“. In: *CIREN Workshop on Microgrids and local energy communities*. 2018.
- [9] Günther Brauner. *Energiesysteme: regenerativ und dezentral*. SpringerVieweg, 2015.
- [10] Ethan Buchman. „Tendermint: Byzantine Fault Tolerance in the Age of Blockchains“. Diss. 2016.

- [11] Vitalik Buterin. „A next-generation smart contract and decentralized application platform“. In: *white paper* (2014).
- [12] Vitalik Buterin. *DAOs, DACs, DAs and More: An Incomplete Terminology Guide*. <https://blog.ethereum.org/2014/05/06/daos-dacs-das-and-more-an-incomplete-terminology-guide/>. 2014.
- [13] Christian F. Calvillo u. a. *Vehicle-to-Grid Profitability Considering EV Battery Degradation*. Techn. Ber. 2016.
- [14] Sandra Enkhardt. „Österreichs Photovoltaik-Speichermarkt hat Potenzial“. In: *pv magazine* (2017).
- [15] Peter Fairley. „The Ridiculous Amount of Energy It Takes to Run Bitcoin“. In: *IEEE Spectrum* (2017).
- [16] ISE Fraunhofer. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. 2017.
- [17] Dietmar Richard Graeber. *Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien*. SpringerGabler, 2014.
- [18] Per Hallberg, Hrsg. *Decentralised Storage: Impact on future distribution grids*. 2012.
- [19] LEIGH Hancher u. a. *Shift, not drift: towards active demand response and beyond*. Techn. Ber. Technical report, European University Institute, 2013.
- [20] *Blockchain - Chance für Energieverbraucher*. Kurzstudie für die Verbraucherzentrale NRW.
- [21] <https://github.com/ethereum/wiki/wiki/Proof-of-Stake-FAQs-what-is-proof-of-stake>. (Besucht am 08.09.2018).
- [22] <https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaiklexikon/spektrum-solareinstrahlung/>. (Besucht am 08.09.2018).
- [23] Garth Corey Jim Eyer. *Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide*. 2010.
- [24] Kai-Philipp Kairies u. a. *Wissenschaftliches Mess-und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher*. Techn. Ber. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2016.
- [25] *Kleine Ökostromnovelle - Erläuterungen*. URL: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXV/ME/ME_00288/fname_613619.pdf (besucht am 08.09.2018).

- [26] Georgios Konstantopoulos. *DAppChains: Scaling Ethereum DApps Through Sidechains*. <https://medium.com/loom-network/dappchains-scaling-ethereum-dapps-through-sidechains-f99e51fff447>. 2018.
- [27] Georgios Konstantopoulos. *Million-User DApps on Ethereum: An Introduction to Application-Specific Sidechains*. <https://medium.com/loom-network/million-user-dapps-on-ethereum-an-introduction-to-application-specific-sidechains-c0fdc288c5e5>. 2017.
- [28] Reiner Korthauer. *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Springer Vieweg, 2013.
- [29] A. Luque und S. Hegedus. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. 2, illustrated. 01513 LCCN: 2010031107. Wiley, 2011. 1162 S. ISBN: 9780470976128. URL: <http://books.google.at/books?id=sLMkCsde1u4C>.
- [30] Konrad Mertens. *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. Hanser Verlag, 2015.
- [31] Christian Messner, Johannes Kathan und Christian Seitzl. „Efficiency and effectiveness of of pv battery energy storage systems for residential applications - experience from laboratory tests of commercial products“. In: (2015).
- [32] Satoshi Nakamoto. „Bitcoin: A peer-to-peer electronic cash system“. In: (2008).
- [33] Morgen E. Peck. „Adam Back Says the Bitcoin Fork Is a Coup“. In: *IEEE Spectrum* (2015).
- [34] *Redox-Flow-Batterie*. Techn. Ber. Fraunhofer-Institut, 2017.
- [35] Sami Repo. „Home energy management system“. 2012.
- [36] Karl Resch. „Eigenverbrauch im Rahmen der Energiestrategie 2050 der Schweiz“. SESWA. 2018.
- [37] Bruno Scrosati und Jürgen Garche. „Lithium batteries: Status, prospects and future“. In: *Journal of Power Sources* 195.9 (2010), S. 2419–2430.
- [38] Joachim Specovius. *Grundkurs Leistungselektronik: Bauelemente, Schaltungen und Systeme*. Springer-Verlag, 2018.
- [39] *SunSpec Information Model Specification*. <http://sunspec.org/wp-content/uploads/2015/06/SunSpec-Information-Models-12041.pdf>. (Besucht am 08.09.2018).

- [40] J. Vetter u. a. „Ageing mechanisms in lithium-ion batteries“. In: *Journal of Power Sources* 147.1-2 (Sep. 2005), S. 269–281. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2005.01.006.
- [41] Hans-Günther Wagemann und Heinz Eschrich. „Photovoltaik, Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften, Solarzellenkonzepte und Aufgaben“. In: *Auflage, Vieweg & Teubner, Wiesbaden* (2010).
- [42] Johannes Weniger u. a. „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“. In: *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. 2014.
- [43] Jixuan Zheng, David Wenzhong Gao und Li Lin. „Smart Meters in Smart Grid: An Overview“. In: *2013 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*. IEEE, Apr. 2013. DOI: 10.1109/greentech.2013.17.