

Projekt 2020-08

Ein Batterie-Kleinspeicher für Balkon-Solaranlagen: Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von MikroPV-Anlagen

Abschlussbericht



Ansprechpartner

Prof. Dr. Wolfgang Bessler
Institut für nachhaltige Energiesysteme
Hochschule Offenburg
Badstraße 24, 77652 Offenburg
Email: wolfgang.bessler@hs-offenburg.de

Erstellungsdatum

28.12.2022

Inhalt

1	Projektüberblick	3
1.1	Ausgangslage	3
1.2	Wissenschaftliche und technische Ziele	3
1.3	Chancen, Herausforderungen und Risiken des Vorhabens	4
2	Projektbeschreibung	5
2.1	Projektablauf	5
2.1.1	Arbeitsbereiche	5
2.1.2	Terminplan	5
2.1.3	Budgetplanung und Förderung	6
2.2	Projektpartner und Aufgabenverteilung	6
2.2.1	Hochschule Offenburg	6
2.2.2	Badenova AG & Co. KG, Freiburg	6
2.2.3	BeON Energy, vertreten durch die Atrineo AG, Karlsruhe	7
2.2.4	Weitere Unternehmenspartner	8
3	Ergebnisse	10
3.1	Simulative Auslegung von MikroPV-Batterie-Systemen	10
3.1.1	Simulationsmethodik	10
3.1.2	Energiemanagementstrategien	10
3.1.3	Simulationsergebnisse	13
3.2	Vorbereitung der Serienfertigung des Montagesets	17
3.2.1	Entwicklung und Konstruktion eines Montagesets	17
3.2.2	PQ-Analyse und Kostenaufstellung des Montagesets	21
3.2.3	Business Case	22
3.2.4	Aufstellung der Kosten von MikroPV-Systemen	23
3.3	Aufbau und Demonstration von MikroPV-Batterie-Systemen	25
3.3.1	Beschreibung der MikroPV-Batterie-Systeme	25
3.3.2	Auswahl und Charakterisierung der Batterie	28
3.3.3	Ergebnisse des MikroPV-Batterie-Betriebs	29
3.3.4	Wirkungsgrad	35
4	Zusammenfassung und Fazit	38
5	Ausblick	39
6	Literaturzitate	40
7	Anlage: Projekterkenntnisse	41

1 Projektüberblick

1.1 Ausgangslage

MikroPV-Anlagen sind kleine Solaranlagen bestehend aus ein bis zwei Solarmodulen mit einer Leistung von 300 – 600 Wp (Watt Peak), die mit einem Inverter für die Einspeisung in das Hausnetz mit Hilfe einer Einspeisesteckdose ausgerüstet sind. Man installiert diese Anlagen nicht zwangsläufig auf dem Dach, sondern kann sie im Garten, auf der Terrasse, auf dem Balkon, auf einem Carport oder auch an der Fassade montieren – daher werden sie auch Balkon-Solaranlagen genannt. Scheint die Sonne und wird im Haushalt Strom verbraucht, senken die Anlagen den Strombezug. Wird im Haushalt kein Strom verbraucht, geht der Produktionsüberschuss wie bei „großen“ PV-Anlagen ins Stromnetz. Trotz vorhandener technisch-rechtlicher Hürden wird die Zahl von MikroPV-Anlagen in Deutschland bereits auf 40.000 geschätzt. Einen guten Überblick gibt das von der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) betriebene Webportal www.pvplug.de. In der dortigen Marktübersicht sind derzeit rund 400 Produkte verzeichnet.

Trotz der geringen Leistungen der Anlagen kann nur ein Teil des erzeugten Stroms im eigenen Haushalt verwendet werden kann. Das liegt daran, dass die Zeiten der PV-Stromproduktion häufig nicht mit den Zeiten des Verbrauchs zusammenfallen: tagsüber, wenn PV-Module Strom erzeugen, sind die Anlagenbesitzer z.B. bei der Arbeit, Großverbraucher wie die Wasch- und Spülmaschine werden erst am Abend angeschaltet, wenn der Punkt der höchsten Sonneneinstrahlung bereits überschritten ist.

1.2 Wissenschaftliche und technische Ziele

Aufgrund dieser Ausgangslage war es das Ziel des Projekts, den Eigenverbrauch des in MikroPV-Anlagen erzeugten Stroms zu erhöhen, indem ein Batteriespeicher integriert wird. Durch den Speicher kann tagsüber erzeugter PV-Strom, der nicht direkt im Haus verbraucht wird, in den Abend oder die Nacht verschoben werden. Dabei

- sollte der Batteriespeicher für die MikroPV-Anlage so ausgelegt werden, dass er einerseits eine deutlich höhere Nutzung des eigenerzeugten Stroms erlaubt, andererseits aber nicht zu groß und damit teuer ist;
- sollten vorhandene Bauteile einer MikroPV-Anlage, wie z.B. Mikro-Inverter und Einspeisesteckdose, für das Gesamtsystem aus PV-Anlage und Batterie mitgenutzt werden. Anders als bei „großen“ PV-Anlagen sollte für die Batterie also kein separater Batteriewechselrichter vorgesehen werden;
- sollte bei der Wahl der Batterie entweder eine günstige und robuste Technik oder vorhandene Batterien z.B. von Elektrokleinfahrzeugen (E-Bikes, E-Rollern) eingesetzt werden;
- sollte eine Abschätzung von Wirtschaftlichkeit und Produktionskosten bei Massenproduktion gemacht werden.

1.3 Chancen, Herausforderungen und Risiken des Vorhabens

Der rasche und umfangreiche Ausbau der erneuerbaren Energien wird heute von Wissenschaft und Politik als höchste Priorität für das Erreichen der Ziele des Pariser Klimaabkommens eingeordnet. Die derzeitige Energiekrise als Konsequenz des Ukraine-Krieges unterstreicht zudem die Notwendigkeit einer höheren energetischen Unabhängigkeit Deutschlands. Rund 58 % der deutschen Haushalte wohnen zur Miete (Statista, 2022). Weiterhin gibt es in Deutschland rund 43 Millionen Wohnungen, davon sind 81 % mit Balkon/Terrasse sowie 59 % mit Garten ausgestattet (Statista, 2022). Das Verwertungspotenzial ist demnach enorm, es beläuft sich alleine in Deutschland auf rund 34 Millionen Einheiten (im Mittel eine pro Wohnung mit Balkon/Terrasse). Die Chance des Vorhabens liegt darin, dass die Wirtschaftlichkeit von MikroPV-Systemen durch die Integration eines Batteriespeichers und durch Massenproduktion erhöht werden kann, so dass dieses Potenzial gehoben werden kann. MikroPV-Batterie-Systeme können so zu einem wesentlichen Bestandteil der Energiewende werden.

Die wichtigste Herausforderung im Projekt war die technische Realisierung der Batterie-PV-Kopplung unter der Randbedingung, dass keine Modifikationen am MikroPV-Inverter vorgenommen werden sollten, um die Batterie-Einbindung auch bei bestehenden MikroPV-Anlagen und bei Invertern unterschiedlicher Hersteller möglich zu machen. Im Projekt wurden dazu zwei innovative Lösungen entwickelt und umgesetzt, die sogenannte „passive Hybridisierung“ und die „aktive Hybridisierung“. Details dazu sind weiter unten angegeben. Das größte Risiko bestand darin, dass sich das System im Ergebnis als nicht wirtschaftlich darstellen würde. Auch dies wird in diesem Bericht diskutiert.

2 Projektbeschreibung

2.1 Projektablauf

2.1.1 Arbeitsbereiche

Das Projekt bestand aus drei ineinandergreifenden Arbeitsbereichen:

1. Simulative Auslegung von MikroPV-Batterie-Systemen
2. Vorbereitung der Serienfertigung des Montagesets
3. Aufbau und Demonstration von MikroPV-Batterie-Systemen

Diese Arbeitsbereiche, die durchgeführten Tätigkeiten und die erreichten Ergebnisse werden in den nachfolgenden Kapiteln dargestellt.

2.1.2 Terminplan

Das Projekt hatte eine Laufzeit vom 1. Juli 2020 bis zum 30. September 2022 (zwei Jahre ursprüngliche Projektlaufzeit zuzüglich drei Monate kostenneutraler Verlängerung). Die oben genannten drei Arbeitsbereiche liefen im Wesentlichen parallel ab, wobei der Schwerpunkt der ersten Projekthälfte auf der simulativen Auslegung der Systeme und der Vorbereitung der Serienfertigung des Montagesets, sowie der Schwerpunkt der zweiten Projekthälfte auf dem Aufbau und der Demonstration der Systeme lag. Regelmäßig alle sechs Monate fanden Projekttreffen mit allen beteiligten Partnern statt.

Der im ursprünglichen Projektantrag vorgesehene Zeitplan ließ sich im Projektverlauf leider nicht realisieren. Insbesondere verzögerte sich der Aufbau des Prototyps des MikroPV-Batterie-Systems erheblich, von ursprünglich vorgesehenen neun Monaten auf rund 18 Monate. Hier wurde das Projekt mit mehreren nicht absehbaren Herausforderungen konfrontiert:

- Identifikation von geeigneten PV-Modulen und Invertern: Im ersten Projektquartal wurden sechs verschiedene Solarmodule und sechs verschiedene Wechselrichter in verschiedenen Kombinationen getestet, um geeignete Komponenten zu identifizieren. Diese Tests waren im ursprünglichen Projektplan nicht vorgesehen. Das Ergebnis allerdings rechtfertigte die Durchführung der Tests, da sich zeigte, dass sich die verschiedenen Mikro-Inverter insbesondere im Hinblick auf Effizienz, Verhalten im Teillastbereich, Kommunikationsschnittstellen und MPP-Tracking deutlich unterscheiden, was durch die im Projekt angestrebte Einbindungslösung zu berücksichtigen war.
- Kein Erhalt von Batterien von den ursprünglich dafür vorgesehenen Projektpartnern (vgl. unten, Kapitel 2.2.4). Umgesetzte Lösung: Marktanalyse und Beschaffung kommerzieller Batterien.
- Nichtzugänglichkeit der Kommunikationsschnittstelle bei beschafften kommerziellen Batteriesystemen. Umgesetzte Lösung: Verwendung einer Batterie ohne Kommunikationsschnittstelle.
- Der MPP-Tracker des PV-Inverters erzeugt bei direkter Kopplung mit der Batterie einen erheblichen Überstrom, der die Batterie zerstören würde. Eine Anpassung der Wechselrichter an Impulse/Befehle eines Steuerungsgerätes wurde vom Hersteller mit Verweis auf zu hohe

Entwicklungskosten abgelehnt. Umgesetzte Lösungen: Es wurden zwei innovative Kopplungsarchitekturen entwickelt, die einen erfolgreichen Betrieb ermöglichen (von uns als Passivhybrid und Aktivhybrid bezeichnet).

Da die Prototypen mit den innovativen Kopplungsarchitekturen erst im letzten Projekthalbjahr fertiggestellt werden konnte, konnten andere geplante Tätigkeiten, insbesondere die Feldtests von MikroPV-Batterie-Systemen, nicht mehr durchgeführt werden.

2.1.3 Budgetplanung und Förderung

Das Projekt wurde mit einem Gesamtbetrag von rund 290 TEUR geplant, es entstanden rund 261 TEUR tatsächliche Kosten. Der Förderbeitrag aus dem badenova Innovationsfonds betrug 50 %, also rund 130 TEUR. Die restlichen Mittel wurden von der Hochschule Offenburg als Eigenbeiträge eingebracht.

2.2 Projektpartner und Aufgabenverteilung

Das Projekt wurde im Schwerpunkt am Institut für nachhaltige Energiesysteme der Hochschule Offenburg (www.ines.hs-offenburg.de) durchgeführt. Es waren außerdem mehrere Unternehmenspartner eingebunden.

2.2.1 Hochschule Offenburg

An der Hochschule Offenburg waren drei Forschungsgruppen am Projekt beteiligt.

- Institut für nachhaltige Energiesysteme, Forschungsgruppe Elektrische Energiespeicherung (Prof. Dr. Wolfgang Bessler): Charakterisierung Batterien, Entwicklung Passivhybridsystem, Durchführung der Simulationen
- Fakultät für Maschinenbau und Verfahrenstechnik (Prof. Alfred Isele): Entwicklung Montage-set, Durchführung der Produkt-Quantum-Analyse
- Institut für nachhaltige Energiesysteme, Forschungsgruppe Intelligente Energienetzwerke (Prof. Dr. Michael Schmidt): Entwicklung Aktivhybridsystem

Die Ergebnisse dieser Arbeiten sind unten in Kapitel 3 dargestellt. Auf der Titelseite dieses Berichts sind (von links) Prof. Alfred Isele, Projektmitarbeiter René Behmann und Prof. Dr. Wolfgang Bessler abgebildet.

2.2.2 Badenova AG & Co. KG, Freiburg

Die badenova (www.badenova.de) war nicht nur Mittelgeber im Rahmen ihres Innovationsfonds, sondern auch Projektpartner.

Im letzten Projekthalbjahr sollte das im Projekt zuvor entwickelte prototypische MikroPV-Batterie-System in ausgewählten Haushalten umgesetzt werden. Hierzu war vorgesehen, einerseits fünf bestehende MikroPV-Anlagen mit dem entwickelten Batteriespeicher und einem dazu passenden Smart-Home-System nachzurüsten und andererseits fünf Gesamtsysteme bestehend aus MikroPV-Anlage, Batteriespeicher und Smart-Home-System in ausgewählten Haushalten einzubauen.

Da die badenova in Zusammenarbeit mit der Stadt Freiburg bis Ende 2021 insgesamt mehr als 40 MikroPV-Anlagen verbaut hatte, hätte während des Projektes jederzeit auf einen Teil dieser bestehenden Anlagen bzw. deren Vergleichsdaten zurückgegriffen werden können. Parallel dazu übergab badenova eine Testanlage an die Hochschule Offenburg und installierte zwei weitere, neue MikroPV-Anlagen einschließlich Komponenten zur Auslesung von Daten aus diesen Anlagen. Bei einer Anlage (Anlage „König“) wurde hierfür ein Messkonzept mit Komponenten der Firma Shelly umgesetzt, bei einer weiteren Anlage (Anlage „Schandelmeier“) ein Messkonzept basierend auf den vom Inverter-Hersteller AEConversion zur Verfügung gestellten WLAN-Kommunikationsbausteinen. Bei der Anlage König wurde zusätzlich zur MikroPV-Anlage eine Messung der Ladesteckdose für ein Elektroauto eingebaut, um messen zu können, wie groß der Anteil der durch die MikroPV-Anlage zur Verfügung gestellten Energie für die Fahrzeugbeladung wäre. Bei dieser Anlage wurden, da sich bei einer Leistung von nur 600 Watt kaum ausreichende PV-Gewinne zur Ladung einer stationären Batterie und der Fahrzeugbatterie würden realisieren lassen, insgesamt 1200 Watt PV-Leistung verbaut, einen Teil auf Kosten des Projektes, einen Teil auf eigene Kosten des Anlagenbetreibers.

Bis zum Ende des Projektes konnte jedoch kein Prototyp umgesetzt werden, der ausreichend betriebssicher gewesen wäre, um bei bestehenden Anlagen oder den beiden für das Projekt installierten MikroPV-Anlagen eine Batterie integrieren zu können. Dass eine entsprechende Entwicklung nicht würde abgeschlossen werden können, zeichnete sich allerdings schon deutlich vor Projektende ab, so dass die badenova davon absah, die weiteren drei im Projektplan ursprünglich vorgesehenen zusätzlichen MikroPV-Systeme für das Projekt aufzubauen. Aus der Anlage „König“ wurden im Projektverlauf zumindest die Produktions- und Verbrauchsdaten ausgelesen. Anhand dieser Werte konnte nachgewiesen werden, dass sich durch einen 1-2 kWh-Batteriespeicher der Grad der Eigennutzung des PV-Stroms auf nahezu 100 % steigern lassen würde, wobei allerdings bereits ohne Speicher durch das vorhandene Elektrofahrzeug und den gleichzeitigen Betrieb von Verbrauchern über 50 % der produzierten PV-Energie verwendet werden konnte. Dementsprechend müssten MikroPV-Batterie und Steuerungseinheit sehr günstig sein, um die Wirtschaftlichkeit des MikroPV-Batteriesystems durch den zusätzlichen Eigenstromverbrauch gegenfinanzieren zu können.

2.2.3 BeON Energy, vertreten durch die Atrineo AG, Karlsruhe

BeON (www.beonenergy.com) ist ein Entwickler und Hersteller von Mikro-Wechselrichtern (hier als Inverter bezeichnet) und Plug&Play-MikroPV-Systemen. Die Firma wurde 2015 in Portugal gegründet. Nach eigenen Angaben verkaufte BeON bereits über 100.000 Systeme. Beispiele sind in Abbildung 1 gezeigt. Auf dem rechten Bild ist der Inverter (in schwarz) zu sehen.

Vom Projektpartner BeOn wurden zum Projektbeginn insgesamt fünf Prototypen eines Smart-Home-Systems zur Verfügung gestellt. Zwei dieser Prototypen wurden getestet, so dass ihre Einsatzfähigkeit nachgewiesen werden konnte. Zu einem Einbau der Smart-Home-Systeme bei bestehenden Anlagen oder Neuanlagen kam es allerdings nicht, da die MikroPV-Batterie-Systeme erst spät im Projekt entwickelt werden konnten und damit keine Möglichkeit zur Verfügung stand, um eine MikroPV-Anlage im Feldtest mit einem Batteriespeicher zu verbinden.



Abbildung 1: Beispiele für MikroPV-Anlagen, im rechten Bild in der Bildmitte der zur Anlage gehörende Wechselrichter, Quelle: BeOn

2.2.4 Weitere Unternehmenspartner

Im Projektantrag war davon ausgegangen worden, dass von zwei Partnern aus der Industrie Batterien zur Verfügung gestellt werden können, die mit einer MikroPV-Anlage verschaltet werden könnten. Ein Partner musste seine Zusage für die Lieferung einer Batterie jedoch nach Projektbeginn zurückziehen, da er auf Grund einer Entscheidung seines Managements die Entwicklung und Vermarktung von Batterien für Kleinfahrzeuge und Roller nicht mehr fortsetzte. Von einem zweiten Hersteller wurden Batterien mit einer Kapazität von ca. 1,5 kWh zur Verfügung gestellt, die grundsätzlich passend für eine Einbindung in ein MikroPV-System gewesen wären. Diese Batterien hätten den Vorteil gehabt, dass sie auch in eRollern zum Einsatz kommen. Da der Hersteller den Projektpartnern auch zugesichert hatte, bei der Einbindung und Ansteuerung der Batterien mitzuwirken, wäre eine Einbindung dieser Batterien im Vergleich zu anderen (Pedelec-)Batterien technisch wohl relativ reibungslos möglich gewesen.

Badenova hatte in einem parallel zum Innovationsfonds-Projekt verlaufenden weiteren Förderprojekt Gelegenheit, fünf mit den genannten Batterien ausgerüstete eRoller zu testen. Dieser Test führte jedoch zu einem ernüchternden Ergebnis: Die Batterien weisen einen Design-Fehler auf, der eine Tiefentladung nicht verhindert. Von den insgesamt zehn bei badenova getesteten Batterien waren bereits vor dem Roller-Testbetrieb drei Batterien wegen Tiefentladung nicht mehr nutzbar. Da zusätzlich die Lieferung von Rollern und Batterien auf Grund von Corona, einem Brand der Fabrik des Rollerherstellers und Lieferproblemen des Rollerherstellers erheblich (d.h. mehr als 18 Monate) verzögert war, wurde von einer Einbindung der genannten Batterien im vorliegenden Projekt abgesehen.

Neben den schon im Antrag benannten beiden Batterie-Anbietern konnten im Projektverlauf zwei ursprünglich nicht vorgesehene Entwickler in das Projekt eingebunden werden, die eigene Alternativen zur Ergänzung der Überlegungen der Hochschule Offenburg anbieten konnten:

- Ein Karlsruher Projektpartner entwickelte ein Steuerungssystem bis zur Prototypenreife, bei dem eine Batterie von einem PV-Generator geladen werden und über einen MikroPV-Wechselrichter entladen werden kann. Entweder speist der PV-Generator über den Wechselrichter in das Hausnetz ein oder er lädt die Batterie. Die Batterie wiederum lässt sich über den Wechselrichter entladen, wobei eine Schaltung dafür sorgt, dass die Entladung passend zum MPP-Tracking des Wechselrichters erfolgt.

- Der Projektpartner Fothermo entwickelte als Vorstufe für eine Batteriesteuerung eine elektrische Weiche, mit deren Hilfe bis zu vier 300-Wp-PV-Generatoren in ein MikroPV-Batterie-System eingebunden werden können. Über die Weiche kann dann festgelegt werden, ob und mit welcher Priorität ein thermischer Speicher, eine elektrische Batterie oder der MikroPV-Wechselrichter für die Einspeisung in das Hausnetz mit PV-Energie versorgt werden sollen. Das Konzept dieser Weiche wurde im Projektverlauf ergänzt um Überlegungen zur dynamischen Anpassung der Priorität je nach Verbrauch anzufertigen (insbesondere im Tagesverlauf im Hausnetz), allerdings konnte die entsprechend weiterentwickelte Steuerungseinheit nicht mehr in der Projektlaufzeit umgesetzt werden.

3 Ergebnisse

3.1 Simulative Auslegung von MikroPV-Batterie-Systemen

Um ein besseres Verständnis der Eigenschaften und Leistungen von batteriegekoppelten MikroPV-Systemen zu erhalten, wurde eine Modellierungs- und Simulationsstudie durchgeführt. Die Simulationen dienten dazu, die verschiedenen Komponenten des Systems zu dimensionieren und verschiedene Energiemanagementstrategien zu vergleichen. So konnten wichtige Parameter des Systems erhalten und bewertet werden, insbesondere der PV-Eigenverbrauch, der Autarkiegrad und die jährlichen Kosteneinsparungen durch den Einsatz eines Batteriespeichers. Ein Teil der Ergebnisse wurde auch in einem Zeitschriftenaufsatz veröffentlicht [1].

3.1.1 Simulationsmethodik

Der modulare Modellierungsansatz ist in Abbildung 2 dargestellt. Der vollständige Satz von Modellgleichungen kann unseren früheren Veröffentlichungen entnommen werden [2,3]. Die Modellparameter sind in Tabelle 1 angegeben. Als Eingang für die Simulation werden historische Wetterdaten (direkte und diffuse Einstrahlung und Temperatur) verwendet, die von der Wetterstation der Hochschule Offenburg [4] stammen. Für die vorliegende Simulation wurde ein Datensatz für das gesamte Jahr 2014 mit einer Auflösung von 1 Minute verwendet. Das PV-Modell berechnet die elektrische Leistung in Abhängigkeit von der Einstrahlung, dem Standort, der Temperatur sowie Ausrichtung und Neigung der PV-Module. Es wird angenommen, dass das PV-Modul kontinuierlich am Maximum Power Point (MPP) arbeitet. Andere Effekte wie Abschattung und Modulalterung werden in dieser Simulation nicht berücksichtigt. Die AC-seitige Ausgangsleistung des Wechselrichters wird mit Hilfe der PV-Leistung und eines Wirkungsgrads modelliert. Als Last wird ein Einfamilienhaus mit einem Jahresbedarf von 3344 kWh angenommen, wobei ein synthetisches Lastprofil mit einer Zeitauflösung von 1 Minute verwendet wird [5]. Wir gehen weiterhin von einem netzgekoppelten System aus, was bedeutet, dass elektrische Leistung aus dem externen Stromnetz verbraucht oder eingespeist werden kann. Um den Betrieb der Batterie innerhalb der Spannungs- und Stromgrenzen zu halten, wurde ein einfaches Batteriemanagementsystem (BMS) implementiert, das die Lade- oder Entladeleistung und den Bereich des Ladezustands (State of Charge, SOC) begrenzt. Die Leistungsflüsse zwischen den Systemkomponenten (PV, Batterie, Last, Netz) werden durch ein einfaches Energiemanagementsystem (EMS) gesteuert. Es beschreibt die jeweiligen Leistungsflüsse zwischen den Teilsystemen so, dass die Leistungsbilanz zwischen den Komponenten immer erfüllt ist. Das EMS ist entscheidungsbasiert und gibt der Batterieladung/-entladung stets Vorrang vor der Netzladung/-entladung.

3.1.2 Energiemanagementstrategien

In der vorliegenden Studie wurden zwei verschiedene Energiemanagementstrategien untersucht, eine Eigenverbrauchsoptimierungsstrategie (Szenario I) und eine Grundlastdeckungsstrategie (Szenario II). Szenario I beschreibt ein System, welches den Momentanverbrauch des Haushalts kennt (z.B. durch Messung der Leistung am Netzanschlusspunkt) und versucht, diesen über die PV-Erzeugung oder über den Speicher abzudecken. Dieses Szenario entspricht dem einer „normalen“ auf dem Dach

montierten Photovoltaikanlage. Das einfachere Szenario II setzt keine Kenntnis der Last voraus; stattdessen wird eine angenommene feste oder dynamisch variierende Last in den Haushalt eingespeist. Dieses Szenario wird für die hier entwickelte MikroPV-Batterie-Kopplung verwendet, da hier keine Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt vorliegt. Wir untersuchen entweder konstante Grundlasten von 50 W oder 100 W oder eine dynamisch schwankende Grundlast nach dem VDEW-H0-Lastprofil [6], das eine Auflösung von 15 min aufweist und das wir auf die jährliche PV-Produktion skaliert haben. Bei beiden Szenarien versucht das EMS, die Last zunächst mit der PV und danach mit der Batterie zu decken.

Um die Leistungsfähigkeit des Systems zu bewerten, wurden aus den Jahres-Simulationsergebnissen vier Indikatoren quantifiziert. Der jährliche Eigenverbrauch (EV) ist das Verhältnis zwischen selbst verbrauchter und erzeugter PV-Energie nach

$$EV = \left(1 - \frac{\int (-P_{\text{eingespeist}}) dt}{\int P_{PV} dt} \right) \cdot 100 \%$$

wobei $P_{\text{eingespeist}}$ die vom System ins Netz eingespeiste Leistung ist. Die Integrale in dieser und den folgenden Gleichungen laufen über das gesamte simulierte Jahr. Der jährliche Autarkiegrad (AG) ist der Anteil des Lastbedarfs, der lokal gedeckt wird (durch PV oder Batteriespeicher, wobei Batterie- und Wechselrichterverluste berücksichtigt werden). Er folgt nach

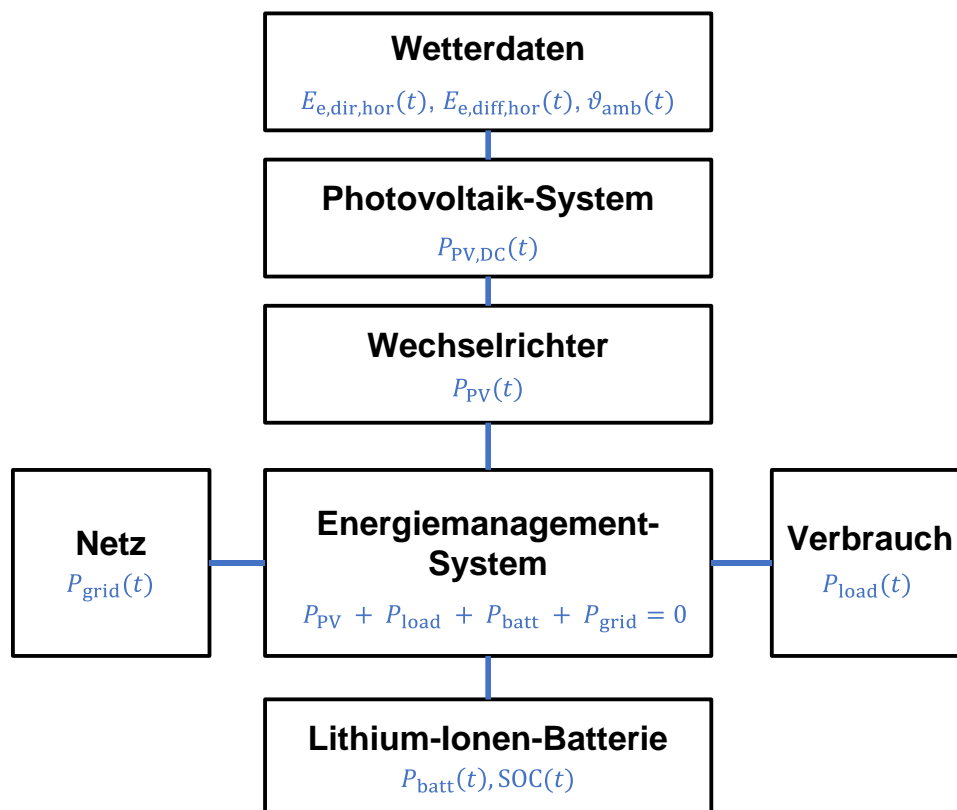


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Systemmodells einschließlich der Informationsflüsse zwischen den Teilmodellen. Abbildung nach Quelle [1].

$$AG = \left(1 - \frac{\int P_{\text{bezogen}} dt}{\int P_{\text{verbraucht}} dt} \right) \cdot 100 \%$$

wobei P_{bezogen} der Strom ist, den das System aus dem Netz bezieht. Zur Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit wurden die jährlichen Einsparungen (JE) des Systems wie folgt quantifiziert

$$JE = C_{\text{Strom}} \cdot \frac{AG}{100 \%} \cdot \int P_{\text{verbraucht}} dt$$

wobei C_{Strom} der Endverbraucherstrompreis ist und das Integral den jährlichen Stromverbrauch darstellt. Schließlich wurde die Amortisationszeit (AZ) wie folgt quantifiziert

$$AZ = \frac{C_{\text{batt}} \cdot E_{\text{batt}} + C_{\text{PV}} \cdot P_{\text{p,PV}}}{JE}$$

wobei C_{batt} der energiespezifische Batteriepreis ist und C_{PV} der leistungsspezifische Preis für PV-Module ist. Diese Werte sind in Tabelle 1 angegeben.

Tabelle 1: Modellparameter.

Wetterdaten	
Direkte Bestrahlung $E_{\text{dir,hor}}$, diffuse Bestrahlung $E_{\text{diff,hor}}$, Temperatur ϑ_{amb}	Historische Daten des Jahres 2014 [4]
Neigungswinkel des Moduls γ_E	31.7 °
Ausrichtungswinkel des Moduls α_E	13.3 °
Geografische Breite des Moduls φ	48.458 °
Geografische Länge des Moduls λ	7.943 °
Albedo-Faktor A	0.2
PV-Modul	
Spitzenleistung bei STC	Variiert
Strahlung bei STC E_{STC}	1000 W · m ⁻²
Temperatur bei STC ϑ_{STC}	25 °C
Leerlaufspannung bei STC $V_{\text{OC,STC}}$	37.1 V
Kurzschlussstrom bei STC $I_{\text{SC,STC}}$	8.5 A
Spannung bei MPP und STC $V_{\text{MPP,STC}}$	29.9 V
Strom bei MPP und STC $I_{\text{MPP,STC}}$	8.0 A
Stromtemperaturkoeffizient α_I	-0,32 % · K ⁻¹
Temperaturkoeffizient der Spannung α_V	0,032 % · K ⁻¹
PV-Temperaturkoeffizient c	28 °C
Lithium-Ionen-Akku	
Nominale Energie E_N	Variiert
Wirtschaftliche Parameter	
Elektrizitätskosten C_{grid}	0,30 €/kWh
Kosten der Batterie C_{batt}	600 €/kWh
Kosten für PV-Module C_{PV}	1000 €/kWp

3.1.3 Simulationsergebnisse

Es wurden Simulationen durchgeführt, um den Einfluss der PV-Spitzenleistung und der Batterieenergie auf die jährlichen Werte SV, AG, JE und AZ zu berechnen. Abbildung 3 zeigt drei dieser Indikatoren als Konturdiagramme, wobei die x-Achse die PV-Spitzenleistung und die y-Achse die Batterieenergie darstellt. Die linken Bilder a), c), e), g) zeigen Ergebnisse für Energiemanagement-Szenario I (optimierter Eigenverbrauch), die rechten Felder b), d), f), h) für Szenario II (100 W Grundlastdeckung). Im Versuchsaufbau (siehe nächstes Kapitel) haben wir ein kommerzielles MikroPV-System mit 300 Wp Leistung verwendet und eine Lithium-Ionen-Batterie mit 555 Wh Energie integriert. Diese spezifische Größen sind in Abbildung 3 mit Kreisen gekennzeichnet. Zusätzlich ist ein System mit doppelten Werten (600 Wp/1110 Wh) sowie das Referenzsystem ohne Batterie (300 Wp/0 Wh) markiert.

Abbildung 3a) und b) zeigen den Autarkiegrad. Er steigt mit zunehmender PV-Leistung. Bei kleiner PV-Leistung < 300 Wp ist der Autarkiegrad fast unabhängig von der Batterieenergie. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei kleiner PV-Leistung der größte Teil der Energie tagsüber direkt vom Haushalt verbraucht werden kann. Bei PV-Leistungen über ca. 500 Wp steigt der Autarkiegrad mit zunehmendem Energiegehalt der Batterie. Der Eigenverbrauch ist in den Abbildungen c) und d) dargestellt. Mit zunehmender PV-Leistung nimmt er stark ab, kann aber durch eine Erhöhung der Batterieenergie wieder deutlich gesteigert werden. Der Effekt ist in Szenario I stärker ausgeprägt als in Szenario II. Die Amortisationszeit ist in den Abbildungen e) und f) dargestellt. Sie ist eindeutig am kleinsten (ca. 5 Jahre) und damit am wirtschaftlichsten für Systeme ohne Batterie. Die nur geringe Erhöhung des Autarkiegrads (Abbildungen a) und b) führt zu einem starken Anstieg der Amortisationszeit mit zunehmender Batteriegröße. Bei einer großen PV-Leistung > 500 Wp erhöht eine kleine Batterie < 500 Wh die Amortisationszeit jedoch nur mäßig von etwa fünf auf etwa sieben Jahre. Die beiden Szenarien I und II verhalten sich ähnlich.

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Rechnungen sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Das 300 Wp/555 Wh System (entsprechend dem im Projekt experimentell realisiertem System) weist in Szenario I einen hohen Eigenverbrauch von 95,7 % auf, der in Szenario II (100 W Grundlast) auf 82,2 % sinkt. Im Vergleich dazu beträgt der Eigenverbrauch für ein System ohne Batterie 77,2 %. Der Autarkiegrad beträgt 4,23 % bzw. 3,63 % für Szenario I und II. Zusätzlich sind die Simulationsergebnisse beider Systeme mit einer Variation des Installationswinkels der PV-Module und der Grundlastabdeckung aufgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass das Hinzufügen eines Batteriespeichers in das MikroPV-System Autarkiegrad, Eigenverbrauch und jährliche Einsparung erhöht. Vergleicht man Szenario I mit Szenario II, so zeigt sich, dass ersteres aufgrund des besseren Energiemanagements besser abschneidet. Allerdings erfordert Szenario I eine Leistungsmessung am Einspeisepunkt, die bei Balkon-PV-Anlagen nicht vorhanden ist. Die Ergebnisse zeigen weiterhin, dass sich ein System mit einer Grundlastdeckung von 100 W nur geringfügig von einem System mit einer Grundlastdeckung nach dem VDEW-Profil unterscheidet. Vergleicht man die Ergebnisse der verschiedenen Aufstellwinkel, so zeigt sich, dass ein Aufstellwinkel von 45° erwartungsgemäß bessere Ergebnisse liefert. Dennoch ist der PV-Eigenverbrauch bei einer 90° -Anlage aufgrund der geringeren Sonneneinstrahlung in den Übergangsmonaten und im Winter höher.

Beispielhafte dynamische Simulationsergebnisse für ein 600 Wp/1100 Wh-System, das in den Szenarien I und II betrieben wird, sind in Abbildung 4 dargestellt. In Bildern a) und b) ist die dynamische Leistung aller Teilsysteme an zwei beispielhaften Sommertagen dargestellt, in c) und d) der Batterie-

Ladezustand an diesen Sommertagen und in e) und f) der Ladezustand über das ganze Jahr. Aus den Bildern a) und b) ist ersichtlich, dass die Batterie geladen wird, sobald die PV-Leistung die Last übersteigt, und entladen, wenn die Last die PV-Leistung übersteigt. Wenn die Last nicht mehr durch PV und Batterie gedeckt werden kann, wird der Strom aus dem Netz entnommen. In Bild b) ist die Grundlastabdeckung mit 100 W sichtbar. Dies ist auch am Ladezustand in Abbildungen c) und d) zu erkennen: Während er in Szenario I aufgrund des hohen Lastbedarfs des Haushalts schnell abnimmt und am Abend den Nullpunkt erreicht, sorgt Szenario II für eine stetige Entladung der Batterie, so dass der Haushalt bis spät in die Nacht mit selbst erzeugtem Strom versorgt werden kann. Diese Erkenntnis spiegelt sich im jährlichen Verlauf des Ladezustands wider: Der Ladezustand in Szenario I ist generell, insbesondere in den Winter- und Übergangsmonaten, niedriger als in Szenario 2.

Insgesamt zeigen die Simulationen, dass die Integration eines Batteriespeichers in ein MikroPV-System die Leistungsmerkmale in Bezug auf Eigenverbrauch, Autarkiegrad und jährliche Einsparungen verbessert. Die Verbesserungen sind gegenüber einem System ohne Batterie jedoch nicht sehr stark ausgeprägt. Dies führt zu einer teilweise deutlichen Erhöhung der Amortisationszeit. Lediglich für große PV-Systeme (> 500 Wp) ist die Integration einer kleinen Batterie wirtschaftlich sinnvoll. Umso interessanter wäre es, bereits vorhandene Batterien z.B. aus einem eBike in das System zu integrieren, um die zusätzlichen Kosten für die Beschaffung einer Batterie zu vermeiden und vorhandene Batterien besser auszulasten.

Tabelle 2: Simulationsergebnisse für verschiedene Energiemanagementstrategien und Installationswinkel.

	Autarkiegrad / %	Eigenverbrauch / %	Jährl. Einsparung / €	Autarkiegrad / %	Eigenverbrauch / %	Jährl. Einsparung / €
	45 ° Neigung			90 ° Neigung		
$E_{\text{batt}} = 550 \text{ Wh}, P_{\text{PV}} = 300 \text{ W}$						
Keine Batterie	3.41	77.2	68.4	2.82	83.2	56.6
Szenario I (bekannte Last)	4.23	95.7	84.8	3.34	98.6	67.1
Szenario II (50 W Last)	3.57	80.9	71.6	2.93	86.6	58.8
Szenario II (100 W Last)	3.63	82.2	72.8	2.87	84.6	57.5
Szenario II (VDEW Profil)	3.61	81.8	72.4	2.95	86.9	59.1
$E_{\text{batt}} = 1100 \text{ Wh}, P_{\text{PV}} = 600 \text{ W}$						
Keine Batterie	5.79	65.6	116	5.01	73.8	100
Szenario I (bekannte Last)	8.16	92.4	164	6.57	96.8	132
Szenario II (50 W Last)	6.43	72.9	129	5.61	82.9	113
Szenario II (100 W Last)	6.87	77.9	138	5.80	85.5	116
Szenario II (VDEW Profil)	6.89	78.1	138	5.82	85.9	117

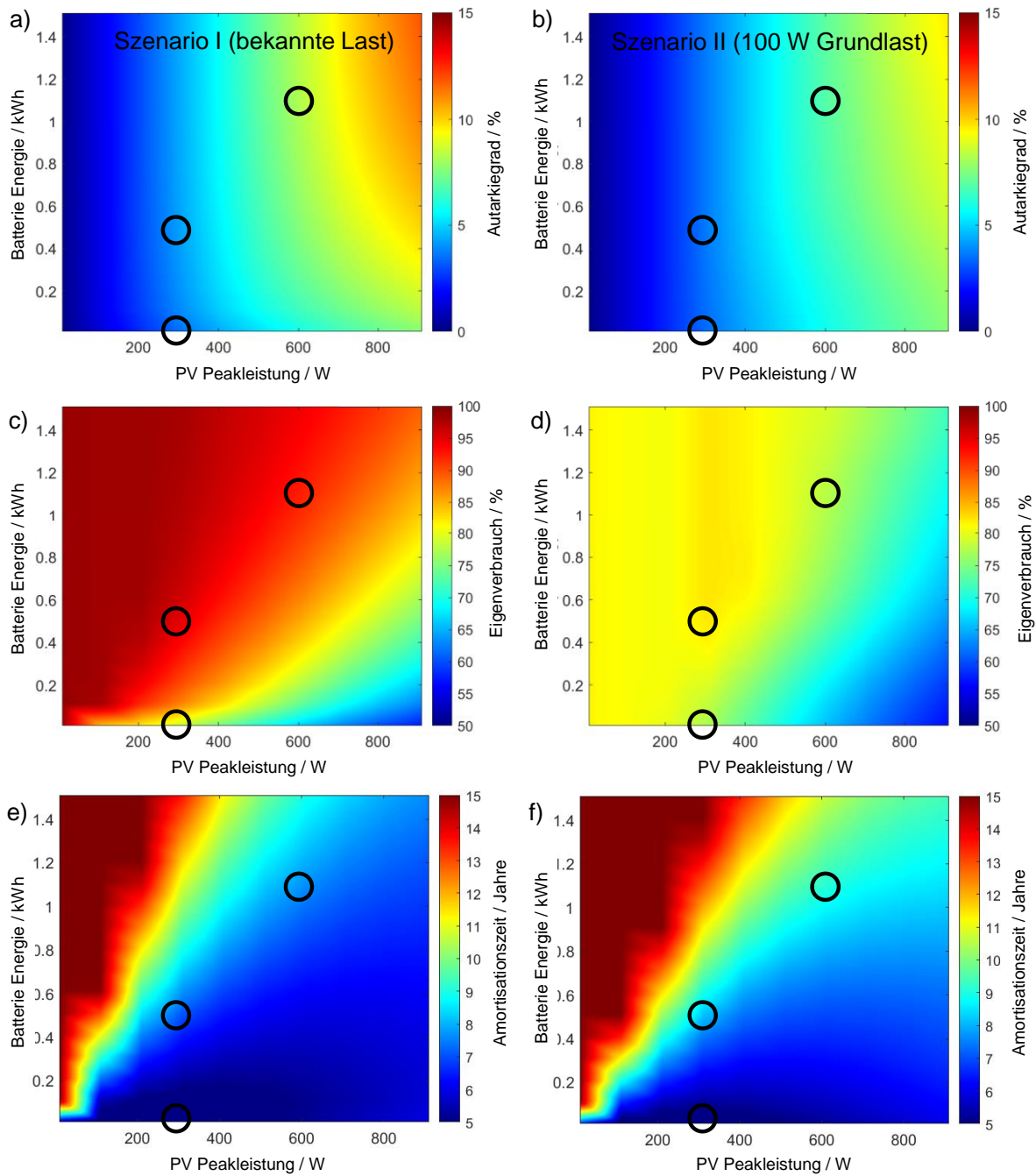


Abbildung 3: Ergebnisse der jährlichen Simulationen des MikroPV-Batterie-Systems: Leistungskennzahlen als Funktion der PV-Peakleistung und der Batterieenergie. a), b) Autarkiegrad, c), d) Eigenverbrauch, e), f) Amortisationszeit. Die linken Bilder a), c), e) zeigen Ergebnisse für Szenario I (optimierter Eigenverbrauch), die rechten Bilder b), d), f) für Szenario II (100 W Grundlastdeckung). Abbildung nach Quelle [1].

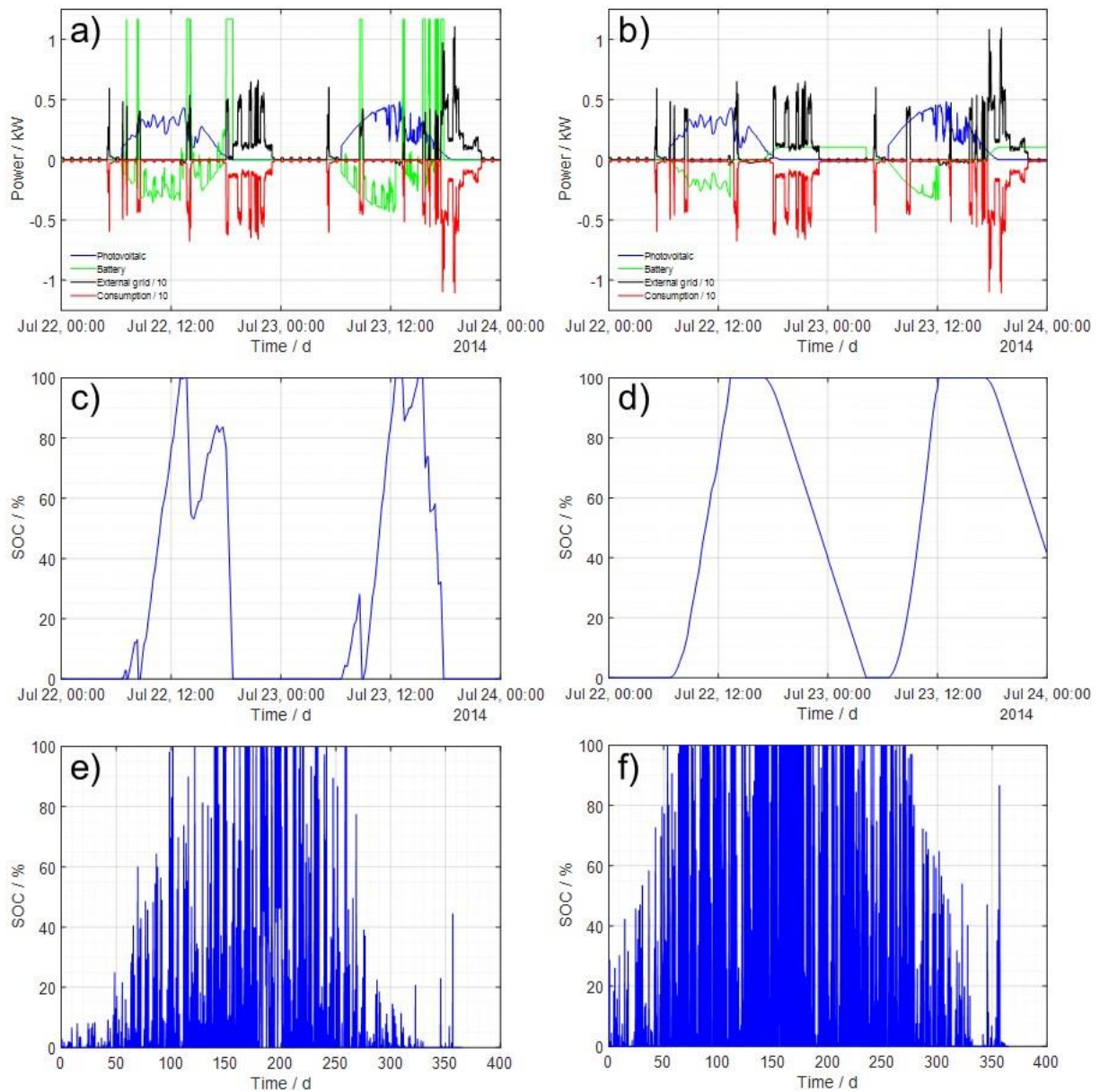


Abbildung 4: Simulationsergebnisse von Szenario I (optimierter Eigenverbrauch) auf der linken Seite und Szenario II (100 W Grundlastdeckung) auf der rechten Seite für ein 600 Wp/1110 Wh MikroPV-Batterie-System. In den Abbildungen a) und b) wurde die Darstellung der Leistungskurven des Haushaltverbrauchs und des Netzbezugs skaliert dargestellt. Abbildung nach Quelle [1].

3.2 Vorbereitung der Serienfertigung des Montagesets

Ein wesentliches Ziel dieses Arbeitspaketes war es, ein universelles Montageset zu entwickeln, welches in der Lage ist, 70 % der vorhandenen Balkonvariationen abzudecken. Neben der Entwicklung dieses Systems lag ein Augenmerk auf der allgemeinen Fragestellung, ob Balkon-Solaranlagen generell befestigt werden dürfen. Es konnte aufgezeigt werden, dass solche Anlagen gemäß dem Baurecht deutschlandweit installiert werden dürfen. Ob die Baustatik der jeweiligen Balkone ausreichend tragfähig ist, muss von Fachleuten (Baustatiker) geprüft werden. Die Verantwortung für die Sicherheit, Standfestigkeit, Statik/Windlast liegt beim Nutzer. Unser Befestigungssystem ist so ausgelegt, dass es für die Anwendung statisch prüffähig ist.

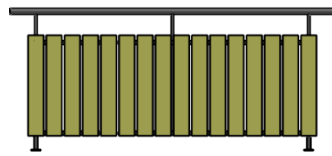
Die Schwierigkeit bei der Konstruktion war, dass es keine direkten Vorschriften, z.B. Normen oder statische Vorgaben, für die Verwendung bestimmter Materialien oder Formen für Balkongeländer gibt. Die meisten geschweißten oder geschraubten Balkongeländer haben einen Aufbau aus Rahmen, Handlauf und Verkleidung, alternativ auch Handlauf, Pfosten und Feldfüllung, siehe Abbildung 5. Die Varianten von Gestellen/Rahmen oder Pfosten sind unzählig. Das Universelle unserer Entwicklungslösung ist nun, dass sie an allen unterschiedlichen Varianten befestigt werden kann.

3.2.1 Entwicklung und Konstruktion eines Montagesets

Der wesentliche Vorteil des hier entwickelten universellen Montagesystems liegt darin, dass es sich nicht an versierte Handwerker richtet. Vielmehr bietet es eine einfache Montagelösung für jeden Endkunden, die unser Montagesystem selbstständig montieren und anschließen können. Sämtliche Komponenten des Montagesystems wurden hinsichtlich der auftretenden Belastungen statisch ausgelegt. Es ist insofern universell gestaltet, dass eine große Bandbreite aller Balkone abgedeckt werden kann. Die Vorteile lassen sich eindrücklich im Vergleich zu anderen Marktbegleitern zeigen. So klemmt sich beispielsweise der „Solarhook“ lediglich an die Oberseite eines Standard-PV-Moduls, während die Unterseite meist aufgrund der unterschiedlichen Modulhöhen unbefestigt bleibt.

Im Gegenzug dazu bietet unser Befestigungssystem eine wesentlich universellere Einsatzmöglichkeit und kann etwaige Module ohne weitere „Bastellösungen“ an der Ober- und Unterseite mit dem Balkon befestigen. Das System ist in Abbildung 6 dargestellt.

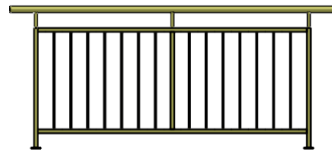
Im Rahmen eines ersten Prototypenaufbaus (siehe Abbildung 7) wurde die Windlast, die während des Aufbaus das Modul angreift, als größtes Gefahrenpotential bewertet, weshalb daraus abgeleitet wurde, zukünftig kleinere Module zu verwenden und dafür ein separates Montagesystem zu entwickeln. Abbildung 8 zeigt einen solchen Größenvergleich von kleinen 100 W und 300 W Standard-Modulen. Leistung und Fläche der PV-Module sind annähernd linear zueinander, so dass ein Modul mit nur einem Drittel Leistung auch nur ein Drittel der Fläche und damit nur ein Drittel der Windlast bei der Montage erzeugt.



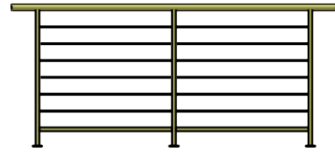
Holz-/ Brettverkleidung



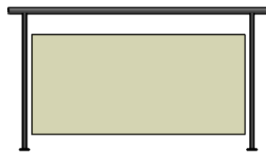
Variante der Brettform



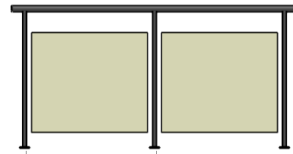
Feldfüllung mit Stäben



Variante der Stabform

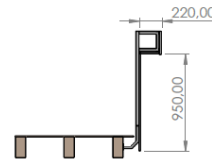
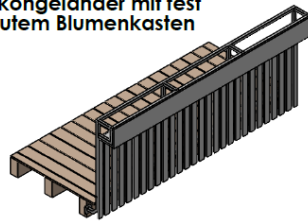


Feldfüllung mit Blech- oder Glas

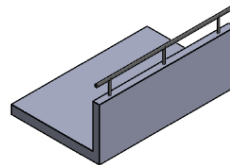
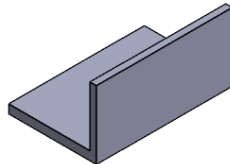


Varianten der Feldgröße

Variante: Balkongeländer mit fest an-/eingebautem Blumenkasten



Varianten: "reine Betonbrüstung" und Betonbrüstung mit Handlauf



Varianten: Geländer aus Holzbalken, Diagonale Muster und Schmiedeeiserne Ornamentik

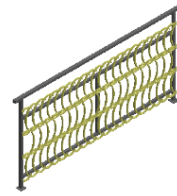
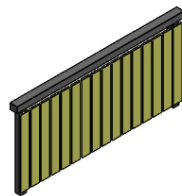


Abbildung 5: Die verschiedenartigen Varianten von Balkongeländern, für die unser entwickeltes Befestigungssystem geeignet ist.

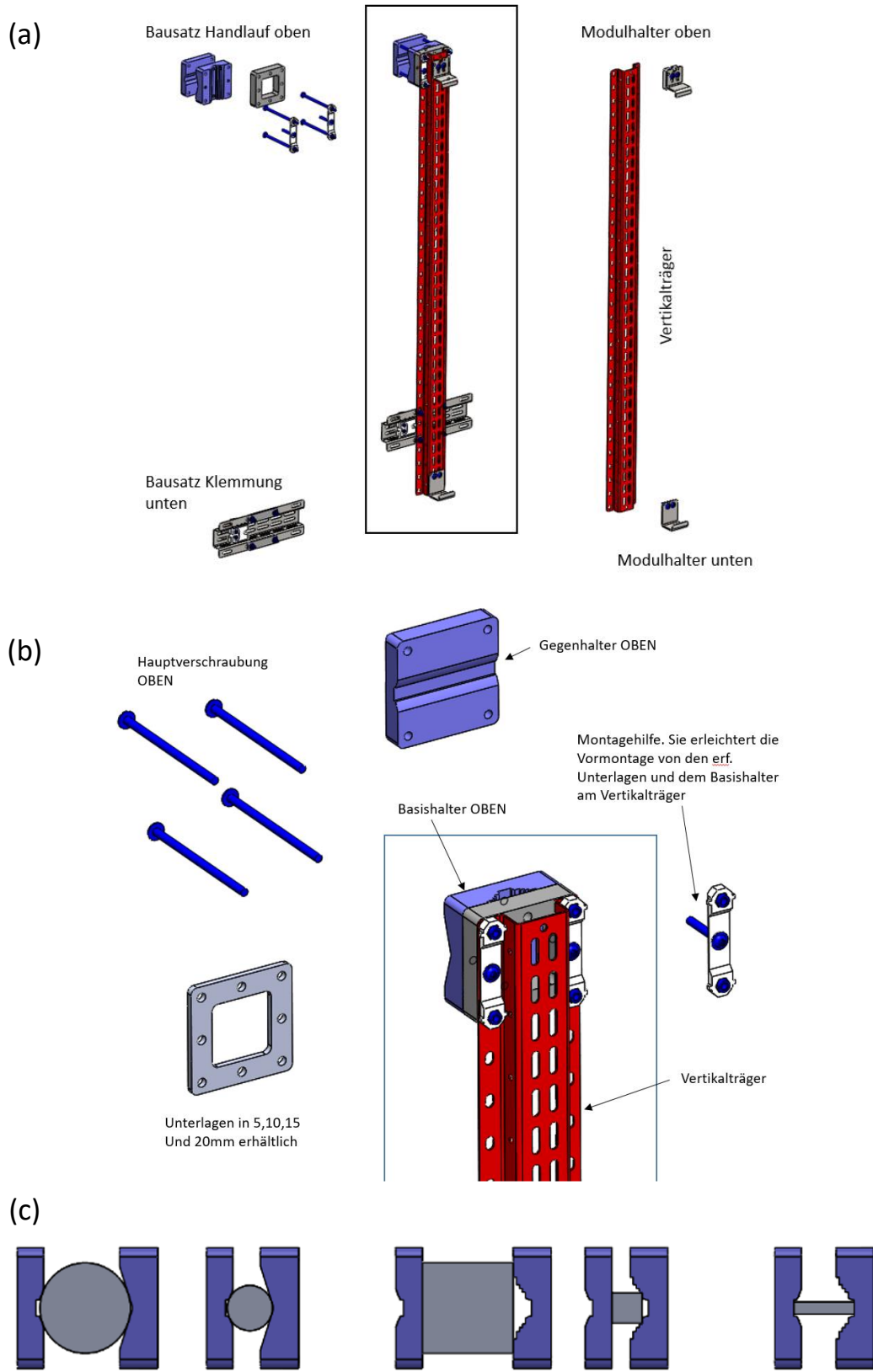


Abbildung 6: Im Projekt entwickeltes universelles Montagesystem. (a) Gesamtkonstruktion und deren Unterbaugruppen. (b) Universelle Anbindung fast aller Handläufe. (c) Flexible Montagemöglichkeiten des Handlauf-Befestigungssystems.

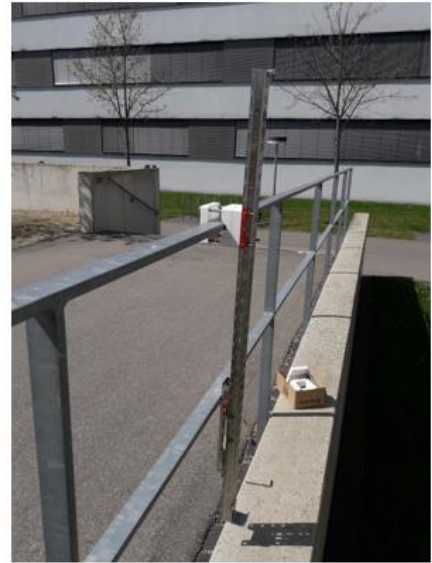


Abbildung 7: Aufbau des Prototyps. Links komplettes System und rechts der Prototyp des Montagesets.

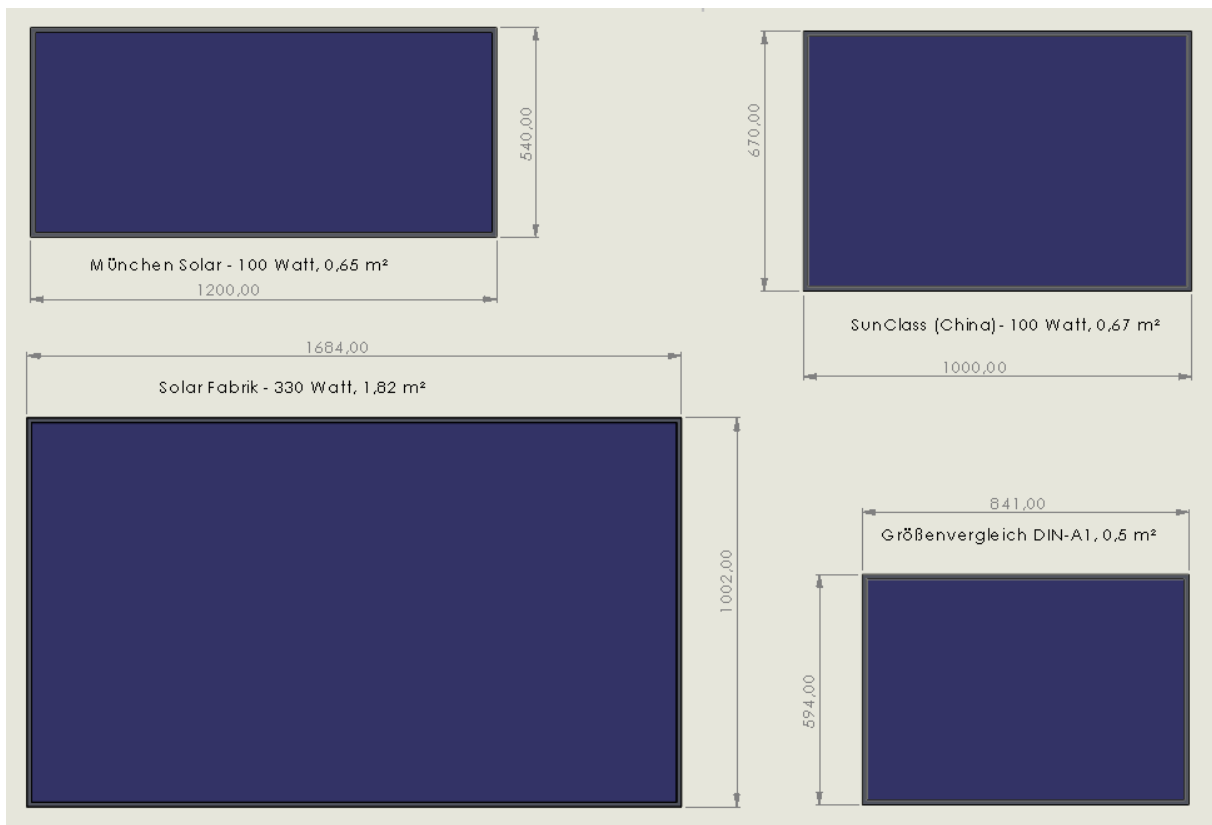


Abbildung 8: Großmodule und Kleinmodule, eine Übersicht der verschiedenen Größen.

3.2.2 PQ-Analyse und Kostenaufstellung des Montagesets

Für das Montageset wurde eine Produkt-Quantum-Analyse (PQ-Analyse) durchgeführt. Die Produkt-Quantum-Analyse gehört zu den eindimensionalen Analyse-Methoden. Es wird eine reine Produkt-Mengen-Betrachtung durchgeführt. Die verschiedenen Produkte (Teile) des Produktionsprogrammes werden dabei hinsichtlich ihrer Mengen (Verbräuche) untersucht (Pareto-Prinzip). Als Resultat erhält man das PQ-Diagramm. In ihm kann ergibt jedes Herstellverfahren im Regelfall eine Funktion $y = a + b \cdot x$, die eine Gerade darstellt. Deren Steigung zeigt die variablen Kosten über der Menge auf. Der Schnittpunkt der Geraden mit der Y-Achse zeigt die Fixkosten für dieses Herstellverfahren für neue Maschinen am Markt. Sind alle Herstellverfahren in das PQ-Diagramm eingezeichnet, ergibt sich aus den Schnittpunkten der Geraden die Herstellmenge, ab der es sich lohnt, auf das jeweilige andere Herstellverfahren umzusteigen. Da im Regelfall immer die Herstellverfahren für Prototypenstückzahlen (1...20 Stück), mit mittleren Serienstückzahlen (5...50.000 Stück) und Großserienstückzahlen (1.000.000 Stück) ermittelt und im PQ-Diagramm eingetragen werden, ergibt sich aus den Schnittpunkten, ab welchen Stückzahlen es sich lohnt, in die nächst höher automatisierte Fertigungsebene zu wechseln.

Aus den Daten, die zur Erstellung der PQ-Analyse verwendet werden, kann man ebenso in einem Stückkosten-über-Mengen-Diagramm für alle Eigenfertigungsteile die stückzahlabhängige Kostendegression aufzuzeigen. Wir haben bei der PQ-Analyse ausschließlich die Eigenfertigungsteile des Montagesets betrachtet, denn nur bei diesen haben wir die Möglichkeit, Einfluss auf die Art der Herstellung zu nehmen. Das bedeutet, wir analysieren nur die Blechteile für das Montagesystem. Um die Betrachtung einfacher zu gestalten, wurden alle Blechteile, die benötigt werden, um ein PV-Modul am Balkon zu befestigen, zu einem kompletten Blechteilesatz zusammengefasst. Folglich entspricht ein Stück in der PQ-Analyse einem kompletten Blechteilesatz. Es wurden die folgenden Stückzahlen der Analyse zugrunde gelegt:

- 1 bis 20 Stück: entsprechen dem Prototyp/ Kleinserie
- 5.000 bis 50.000 Stück: entsprechen einer mittleren Serienstückzahl
- 1.000.000 Stück: entspricht der Großserienfertigung

Das Ergebnis der PQ-Analyse für das Blechteilesatz des Montagesystems ist in Abbildung 9 dargestellt. Im oberen Bild beschreibt die blaue Linie die Prototypen- bzw. Kleinserienfertigung. Die Herstellung der Blechteile erfolgt hierbei durch klassisches Lasern/Kanten/Biegen. Die grüne Linie zeigt die Serienfertigung. Das Herstellverfahren hierfür ist das sogenannte Rollprofilieren. Die rote Linie zeigt die Großserienfertigung durch vollautomatische Stanz-Umform-Maschinen. Die Schnittpunkte der jeweiligen Linien beschreibt die Stückzahl, ab der eine Investition in einen Technologiesprung wirtschaftlich sinnvoll ist. Im unteren Bild von Abbildung 9 ist der Verlauf der Stückkosten-Degression aufgezeigt. Es ist eindrücklich erkennbar, dass die Kosten je Set stark abnehmen, wenn die Stückzahl zunimmt. So betragen die Herstellkosten des Blechteilesatzes bei einer Produktion von nur einem System ca. 360 €. Bei einer Produktion von 1.000 Stück fallen die Herstellkosten bereits auf 125 €, bei 10.000 Stück auf 55 € und bei 1.000.000 Stück auf 15 € je Blechteilesatz.

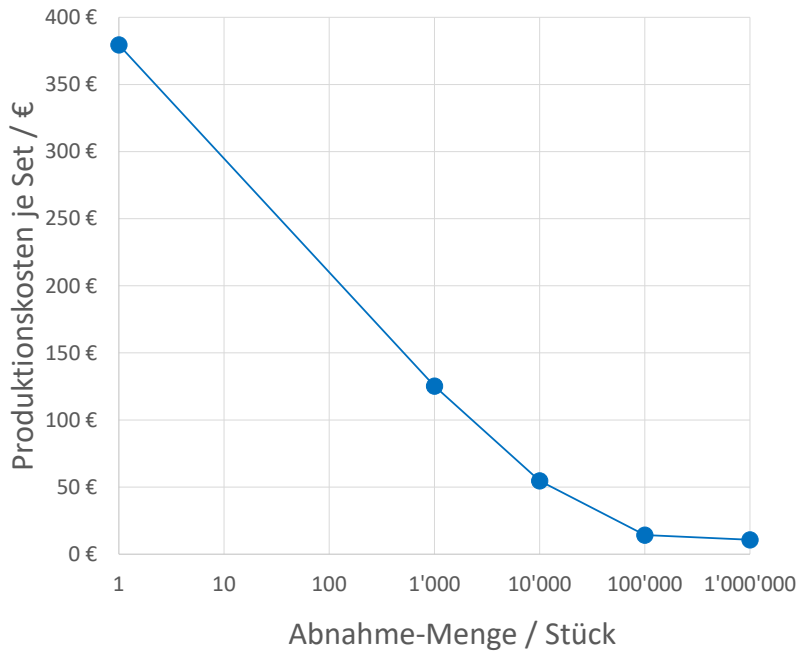
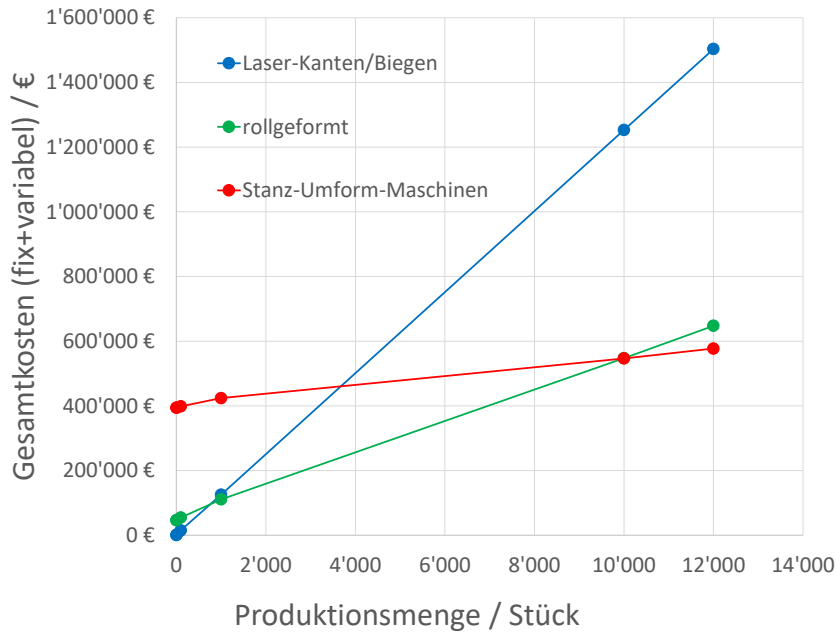


Abbildung 9: Ergebnisse der PQ-Analyse. Oben: Vergleich der Produktionstechnologien. Unten: Kostendegression je Blechteile-Set.

3.2.3 Business Case

Für die Aufstellung eines Business Case wurde das Montageset als Ganzes herangezogen. Zum Blechteilesatz, der in der PQ-Analyse betrachtet wurde, kommen die weiteren erforderlichen Kleinteile wie Schrauben und Kunststoffteile hinzu. Eine Auflistung der Kosten des Montagesets in Abhängigkeit der jeweiligen Produktionsmengen ist in Tabelle 3 angeführt. Für den Business-Case ebenso wichtig ist eine Zieldefinition der angestrebten Verkaufsstückzahl am Markt. Diese wurde vom Projektpartner Badenova mit 10.000 Stück definiert. Die Auflistung verdeutlicht, dass es mit der entsprechenden

Fertigungstechnologie möglich ist, einen Endkundenpreis von ca. 195 € (inkl. MwSt.) bereits ab einer Jahres-Stückzahl-Produktion von 10.000 Stück (angestrebter Bereich des Projektpartners) zu realisieren. Es lässt sich damit ein Endkunden-Verkaufspreis erzielen, der mit dem am Markt befindlichen Systemen konkurrieren kann.

3.2.4 Aufstellung der Kosten von MikroPV-Systemen

Aufgrund der Kooperation in diesem Projekt mit der Firma BeOn wurden ausschließlich deren Wechselrichter für die Kostenanalyse betrachtet. Als Hersteller für die PV-Module wurden heimische Hersteller ausgewählt, da diese im internationalen Vergleich (China, Korea und Deutschland) einen konkurrenzfähigen Preis anbieten, siehe Tabelle 4. So kostet ein chinesisches Modul 0,44 ct/W, ein koreanisches Modul 0,43 ct/W und ein deutsches Modul 0,42 ct/W.

Das betrachtete MikroPV-System ist ein 300 Wp System. Es beinhaltet ein 300 Wp Modul, einen 300 W Wechselrichter sowie die benötigten Kleinteile und das Montageset. In Tabelle 5 ist der von der jeweiligen Abnahme-Menge abhängige Stückpreis für Inverter, Module und Kleinteile angeführt. Die Werte für den Wechselrichter stammen direkt vom Projektpartner BeOn. Die Werte für das PV-Modul wurden errechnet. Dazu wurde der Kaufpreis für ein Stück mit Faktoren auf die jeweiligen Stückzahlen runter gerechnet. Die Faktoren stammen aus einer Internetrecherche. Dabei wurden die Faktoren aus dem Vergleich üblicher Endkundenpreise in Relation zu den Großhandelspreisen ermittelt. Die Stückpreise sämtlicher Komponenten sinken mit steigender Abnahmemenge.

Eine Kostenzusammenstellung für sämtliche Komponenten inklusive der Aufschläge für Hersteller und Handel ist in Tabelle 6 aufgelistet. Die Analyse zeigt, dass es möglich ist, ein vollständiges MikroPV-Set (ohne Batterie) für knapp 200 € am Markt anzubieten. Voraussetzung dafür ist eine entsprechend hohe Absatzzahl von einer Million Stück pro Jahr. Die Kostenaufstellung berücksichtigt hierbei keine Montagekosten, da das System zur Selbstmontage ausgelegt worden ist. Zudem werden an dieser Stelle keine Marktanalyse zu Batteriespeichern gegeben. Eine Marktrecherche hat ergeben, dass MikroPV-Systeme für aktuell 400 € am Markt angeboten werden. Dieser Preis wird bereits ab einer Jahres-Stückzahl von 10.000 Stück erreicht.

Tabelle 3: Stückzahlabhängige Kostenaufstellung des Montagesets

Komponenten	1 Stück	1.000 Stück	10.000 Stück	100.000 Stück	1.000.000 Stk.
Montageset (Blech- teile)	379,50 €	125,30 €	54,67 €	14,25 €	10,71 €
Kleinteile (Schrauben etc.)	33,00 €	25,00 €	20,00 €	15,00 €	12,00 €
Summe (Herstellerkosten)	412,50 €	150,30 €	74,67 €	29,25 €	22,71 €
Aufschlag (Gemeinkosten, Gewinn)			ca. 100 %		
Möglicher Verkaufspreis an Endkunden			178,90,- € (inkl. 19% MwSt)		

Tabelle 4: Preisranking ausgesuchter PV-Module nach Hersteller-Ländern gegliedert. (Quelle: Google-Shopping)

Hersteller-Land	Hersteller	Modulleistung / Watt	Modulpreis / Euro/Modul	Vergleichspreis / Euro/Watt
Korea	LG	335	258	0,77
Deutsch	Solarwatt	320	241	0,75
Deutsch	Solarfabrik	375	189	0,50
China	Ja-Solar	335	149	0,44
Korea-Deutsch	Q-Cell	350	150	0,43
Deutsch	Heckert	370	156	0,42
Deutsch	Heckert	330	139	0,42

Tabelle 5: Stückpreise für Inverter und Module bei entsprechender Abnahmemenge. (Quelle: BeON-Wechselrichter, Heckert PV-Module)

Abnahme-Menge	Inverter	Modul	Kleinteile (Schrauben etc.)
1	120,00 €	138,60 €	33,00 €
1.000	90,00 €	79,20 €	25,00 €
10.000	85,00 €	70,00 €	20,00 €
100.000	78,00 €	59,40 €	15,00 €
1.000.000	70,00 €	29,70 €	12,00 €

Tabelle 6: Kostenzusammenstellung der einzelnen Komponenten und Gesamtpreise eines MikroPV-Systems (ohne Batteriespeicher) Alle Preise sind ca.-Preise mit Stand Ende 2021.

Komponenten	1 Stück	1.000 Stück	10.000 Stück	100.000 Stück	1.000.000 Stk.
Montageset (Blechteile)	379,50 €	125,30 €	54,67 €	14,25 €	10,71 €
Wechselrichter	120,00 €	90,00 €	85,00 €	78,00 €	70,00 €
PV-Modul	138,60 €	79,20 €	70,00 €	59,40 €	29,70 €
Kleinteile (Schrauben etc.)	33,00 €	25,00 €	20,00 €	15,00 €	12,00 €
Summe	671,10 €	319,50 €	229,67 €	166,65 €	122,41 €

Aufschlag 30 %	201,33 €	95,85 €	68,90 €	50,00 €	36,72 €
VK-Hersteller	872,43 €	415,35 €	298,57 €	216,65 €	159,13 €
Aufschlag 25 %	218,11 €	103,84 €	74,64 €	54,16 €	39,78 €
VK-Endkunde	1.090,54 €	519,19 €	373,21 €	270,81 €	198,92 €

3.3 Aufbau und Demonstration von MikroPV-Batterie-Systemen

In diesem Projekt wurden zwei MikroPV-Batterie-Systeme entwickelt, die auf zwei neuartigen Verschaltungskonzepten beruhen. Diese Konzepte bezeichnen wir hier als passive und aktive Hybridisierung. Beide Systeme bestehen aus drei in Reihe geschalteten PV-Modulen des Projektpartners BeON mit je 100 Wp Leistung (Leerlaufspannung $V_{OC} = 14,8$ V, Kurzschlussstrom $I_{SC} = 9,07$ A), einer 36 V E-Bike Lithium-Ionen-Batterie (LionTec, Season) mit einer Nennenergie von 555 Wh sowie einem 250 W Mikrowechselrichter (ebenfalls BeOn). Um die beiden neuen Systeme hinsichtlich ihres jeweiligen Wirkungsgrades zu bewerten, wurde auch ein Referenzsystem ohne Batterie untersucht. Ein Teil der Ergebnisse wurde auch in einem Zeitschriftenaufsatz veröffentlicht [1].

3.3.1 Beschreibung der MikroPV-Batterie-Systeme

Fotografien der Systemkomponenten sind in Abbildung 10 gezeigt. Die Systemarchitekturen sind in Abbildung 11 schematisch dargestellt und werden im Folgenden näher erläutert.

Das Referenzsystem ohne Batterie ist in Bild a) dargestellt. Es besteht aus den PV-Modulen, die an den Inverter angeschlossen sind. Für die nachfolgende Diskussion der Hybridsysteme ist es wichtig zu erwähnen, dass der Inverter über einen Maximum Power Point (MPP)-Tracker verfügt: Der Regelalgorithmus tastet die Strom-Spannungs-Kennlinien der PV-Module ab und folgt dynamisch dem MPP während der gesamten Betriebszeit.

Das passive Hybridsystem ist in Abbildung 11b) dargestellt. Als wichtigste Komponente ist die Lithium-Ionen-Batterie hinzugekommen. Diese wird in der sehr einfachen passiven Architektur elektrisch parallel zu PV-Modul und Inverter geschaltet. Zusätzlich zu den oben genannten Komponenten besteht das passive Hybridsystem aus einer Diode (PanJit Schottky Diode, SBT1545LSS), einem Widerstand (5Ω) und mehreren Schaltern. Die Diode verhindert, dass die PV-Module die Batterie in der Nacht entladen, wenn die PV-Spannung niedriger ist als die Batteriespannung. Der in Reihe mit dem Wechselrichter geschaltete Widerstand sorgt dafür, dass der entsprechende Stromfluss gedrosselt wird. Dies ist aus folgendem Grund notwendig: Lithium-Ionen-Batterien haben einen begrenzten Betriebsspannungsbereich (typische Abschaltspannungen um 3,0 V bis 4,2 V pro Zelle), außerhalb dessen die Batterie einer schnellen Alterung ausgesetzt ist [7] oder sogar einem thermischen Durchgehen [8,9]. Im Gegensatz dazu werden PV-Zellen in Spannungsbereichen zwischen 0 V und 0,7 V pro Zelle betrieben. Infolge der unterschiedlichen Spannungsbereiche hat eine PV-Zelle einen MPP, eine Batterie hingegen nicht. In der vorliegenden Anordnung ist die Batterie direkt an einen Wechselrichter mit MPP-Tracker angeschlossen. Ohne weiteren Schutz würde der MPP-Tracker die Batterie auf Spannungen unterhalb der Abschaltspannung treiben, was zu sehr hohen Strömen und schweren Schäden an der Batterie führen würde. Dies wird durch den Serienwiderstand verhindert. Der Widerstand wird zwar zum Schutz der Batterie benötigt, erhöht aber die Verluste im System, da er auch den von der PV erzeugten Strom reduziert.

Das aktive Hybridsystem ist in Abbildung 11c) dargestellt. Es unterscheidet sich vom passiven Hybridsystem durch die Einführung eines zusätzlichen DC-DC-Umrichters mit Regler zwischen der Batterie und der Parallelschaltung von PV-Modulen und Wechselrichter. Es wird keine Diode verwendet, da die PV-Module während der Batterieentladung mit einem elektromechanischen Schalter vom System getrennt werden. Es gibt auch keinen Widerstand, da der Regler die zulässige Leistung der Batterie

regelt. Der Regler basiert auf einem bidirektionalen Aufwärtswandler, der den Stromfluss zum Laden der Batterie in einer Richtung und zum Entladen der Batterie in der anderen Richtung ermöglicht. Der DC-DC-Wechselrichter wird von einem 16-Bit-Mikrocontroller gesteuert und verfügt über integrierte Mess- und Regelkreise, die einen vollautomatischen Betrieb ermöglichen. Es findet keine Kommunikation zwischen dem Controller und dem MikroPV-Wechselrichter oder anderen externen Geräten statt. Eine konfigurierbare Echtzeituhr steuert den Start der einzelnen Betriebsmodi. Für das hier vorgestellte Experiment ist der Controller so eingestellt, dass er die Batterie jeden Tag ab 6 Uhr morgens auflädt und die Batterie ab 22 Uhr entlädt.

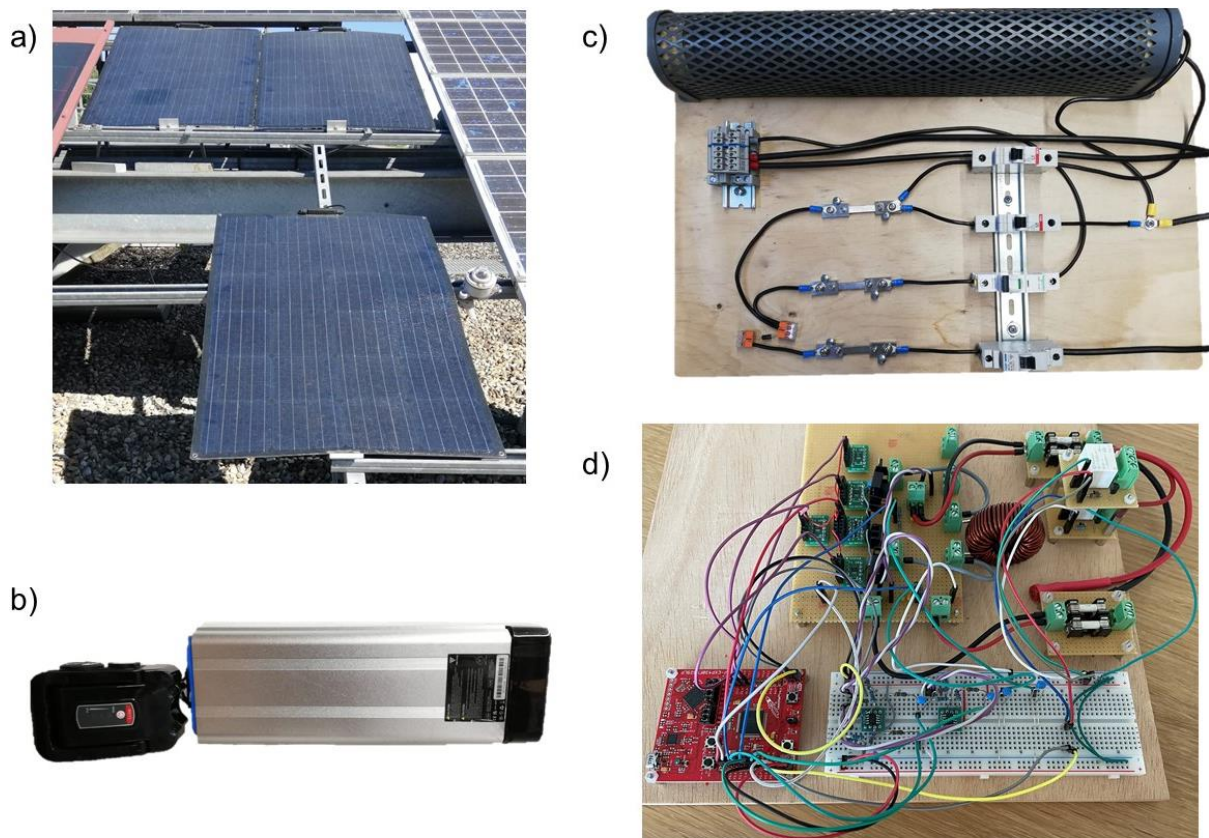


Abbildung 10: Fotos der MikroPV-Batterie-Systemkomponenten. a) Drei PV-Module mit je 100 Wp. b) Lithium-Ionen-Batterie eines E-Bikes. Der linke Gehäusedeckel ist geöffnet. c) Komponenten des Passivhybridsystems mit Leistungswiderstand (oben, groß) und Diode (unten links, klein). d) Komponenten des Aktivhybridsystems mit DC-DC-Inverter (oben) und Mikrocontroller (links unten).

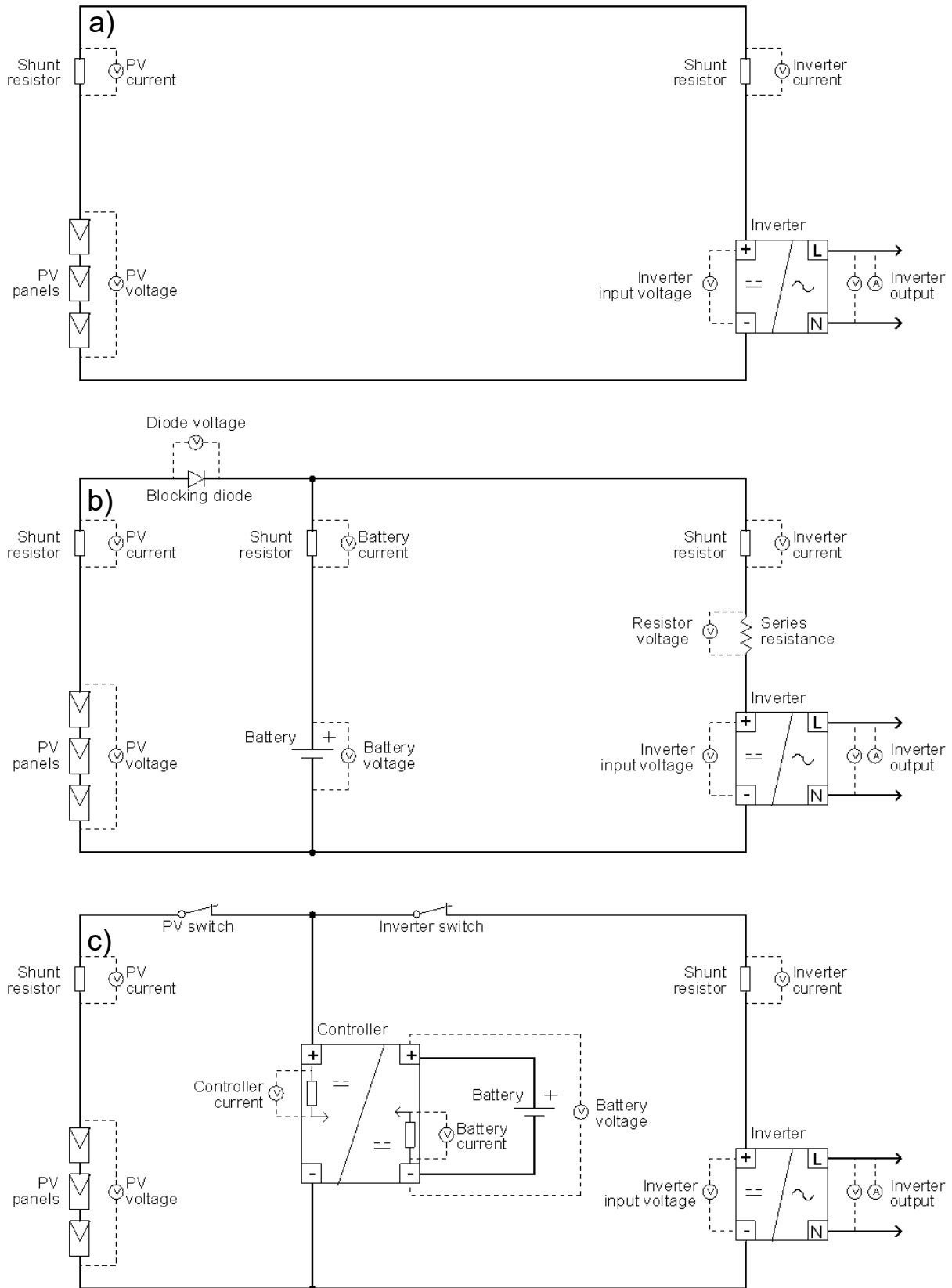


Abbildung 11: Systemarchitekturen von a) dem Referenzsystem, b) dem passiven Hybridsystem und c) dem aktiven Hybridsystem. Abbildung nach Quelle [1].

3.3.2 Auswahl und Charakterisierung der Batterie

Um eine kommerzielle Batterie mit passender Spannungslage und Energiemenge zu identifizieren, wurde eine Marktrecherche durchgeführt. Die Recherche ergab die grundsätzliche Eignung von 36 V Pedelec- oder Hoverboard-Batterien. Hier ist prinzipiell die Nutzung zusätzlicher Synergien möglich (z. B. Pedelec-Batterie unter der Woche am MikroPV-System betreibbar, am Wochenende für die Fahrradtour verwendbar). Drei Batterien unterschiedlicher Hersteller wurden beschafft:

- LionTec Season: Elektrofahrradbatterie, Nennspannung $V_N = 36 \text{ V}$, Nennenergie $E_N = 555 \text{ Wh}$, Nennkapazität $C_N = 15,4 \text{ Ah}$
- Shimano Steps: Elektrofahrradbatterie, $V_N = 36 \text{ V}$, $E_N = 630 \text{ Wh}$, $C_N = 17,5 \text{ Ah}$
- Oviboard: Hoverboardbatterie, $V_N = 36 \text{ V}$, $E_N = 158 \text{ Wh}$, $C_N = 4,39 \text{ Ah}$

Die Shimano Steps Batterie konnte nicht charakterisiert werden, da eine zusätzliche Kommunikationsschnittstelle mit unbekanntem Kommunikationsprotokoll erforderlich war, ohne die keine Ladung oder Entladung möglich war. Die Oviboard Batterie konnte im Labor zyklisiert werden, wurde nach den Ergebnissen der simulativen Analyse aber als zu klein angesehen. Die weiteren Untersuchungen fokussierten sich daher auf die LionTec Batterie.

Charakterisierungsergebnisse der LionTec Batterie sind in Abbildung 12 dargestellt. Bild a) zeigt Fotos der geöffneten Batterie. Die Batterie besteht aus insgesamt 60 Einzelzellen im 18650-Format, die in einer 10s6p Konfiguration verschaltet sind. Bild b) zeigt die Kennlinien der Batterie. Die Nennspannung von 36 V ergibt sich als Mittelwert der Entladekennlinie zwischen den Schlussspannungen 30 V bis 42 V. Die gemessene Kapazität von 15 Ah entspricht den Angaben auf dem Datenblatt. Bild c) zeigt einen Überladetest. Hier wurde die Spannung stufenweise über die Schlussspannung von 42 V erhöht. Die Batterie zeigte keinerlei Abschaltmechanismen, so dass der Versuch nicht über 44,5 V gefahren wurde. Anders ist das Verhalten beim Überentladetest, der in Bild d) gezeigt ist. Hier schaltet die Batterie unter 29 V ab, was anhand einer stark rauschenden Strom- und Spannungsantwort sichtbar ist. Als wichtige Schlussfolgerung für die Kopplung mit dem MikroPV-System ergibt sich, dass ein Überladeschutz systemseitig gewährleistet werden muss.

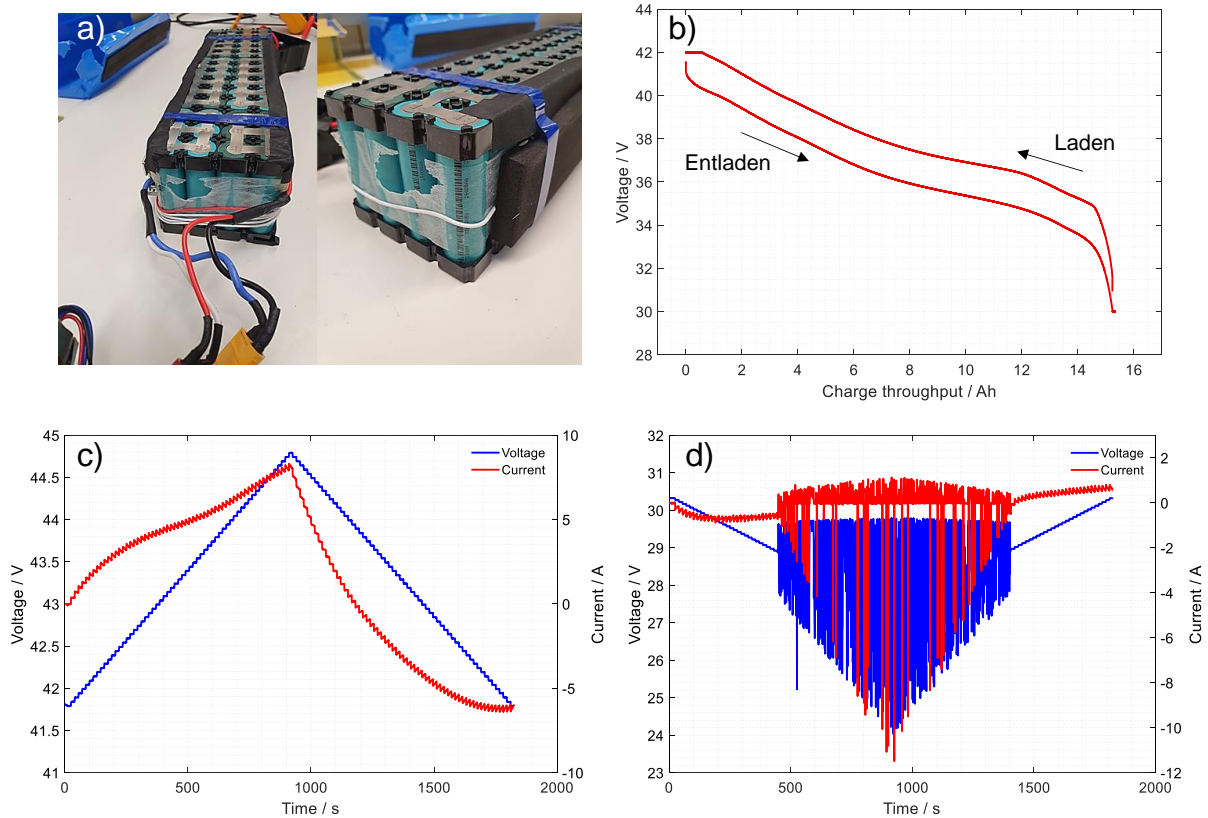


Abbildung 12: Charakterisierung der LionTec E-Bike-Batterie im Batterielabor der Hochschule Offenburg. a) Foto der geöffneten Batterie. b) Entladekennlinie (untere Kurve) und Ladekennlinie (obere Kurve) bei einer Stromstärke von 3,9 A (C/4). c) Überladetest: Stufenweise Erhöhung der Spannung von ca. 42 V bis auf ca. 44,5 V und anschließende Wiederabsenkung. d) Überentladetest: Stufenweise Absenkung der Spannung von 30 V auf ca. 25 V und anschließende Wiederanhebung.

3.3.3 Ergebnisse des MikroPV-Batterie-Betriebs

Um die Funktionalität der beiden untersuchten MikroPV-Batterie-Architekturen zu überprüfen, wurden jeweils dreitägige Tests durchgeführt. Die Testergebnisse sind in Abbildung 13 für das passive Hybridsystem und in Abbildung 14 für das aktive Hybridsystem dargestellt. Dabei sind die solare Einstrahlung in Bild a), die Spannungsverläufe in Bild b), die Stromverläufe in Bild c), die Leistungsverläufe in Bild d), die AC-seitige Leistungskurve in Bild e) und der Ladezustand der Batterie in Bild f) aufgetragen. Zusätzlich sind die Testergebnisse für das Referenzsystem ohne Batterie in Abbildung 15 dargestellt.

Wir beginnen mit der Diskussion des Spannungsverhaltens. In dem passiven Hybridsystem (Abbildung 13b) liegt das Spannungsniveau der PV durch die elektrische Parallelschaltung von PV und Batterie auf dem Spannungsniveau der Batterie, welche vom Ladezustand (state of charge, SOC) abhängt. Während des Tages (erste ca. 8 h der Daten) wird die Batterie durch einen Teil des PV-Stroms geladen. Dadurch erhöht sich der SOC der Batterie und damit auch die Spannung des Systems. Mit steigender Systemspannung sinkt der erzeugte Strom entsprechend der I-U-Kennlinie der PV-Module. Dieser Effekt sorgt dafür, dass die Batterie im Verlauf des Tests nicht überladen wird. Im Laufe des Nachmittags, wenn die PV-Erzeugung abnimmt, wird die vom MPP-Tracker des Wechselrichters

geforderte Leistung zunehmend von der Batterie gedeckt. Infolgedessen sinkt der SOC und damit auch die Systemspannung. In der Nacht sinkt die PV-Spannung auf Null. An diesem Punkt wird die Bedeutung der Diode deutlich, die verhindert, dass sich die Batterie in die PV-Module entlädt. Beim aktiven Hybridsystem (Abbildung 14b) ist die Batterie über den Regler an das System gekoppelt. Die Batteriespannung ist daher unabhängig von den PV- und Wechselrichterspannungen und folgt einem Muster diskreter Lade- und Entladezyklen. Wenn die Sonne aufgeht, befindet sich der Regler im Lademodus und die Batteriespannung steigt stetig an. Obwohl wir den Test mit einer voll aufgeladenen Batterie begonnen haben, wird sie während der drei Tage nie wieder vollständig aufgeladen. Während des Tages folgt die PV-Spannung der Wechselrichterspannung, da beide parallel geschaltet sind. Diese Spannung wird durch die aktuelle PV-Last, die sich aus dem parallelen MPP-Betrieb ergibt, und die Sonneneinstrahlung beeinflusst. Während der Nacht befindet sich der Batterieregler im Entladungsmodus, und die Wechselrichterspannung folgt in etwa der Batteriespannung, allerdings mit einem kleinen Spannungsabfall aufgrund des Wechselrichterwiderstands.

Als nächstes diskutieren wir das Stromverhalten. Beim passiven Hybridsystem (Abbildung 13c) erhält die Batterie zu Beginn des Tages den größeren Anteil des PV-Stroms. Dies ist auf die Begrenzung des Stromflusses zum Wechselrichter durch den Serienwiderstand zurückzuführen. Wenn sich die Batterie auflädt, nimmt der Anteil des an den Wechselrichter gelieferten PV-Stroms zu, und wenn die Batterie am frühen Nachmittag des ersten Tages voll ist, versorgt die PV ausschließlich den Wechselrichter. In Zeiten geringer PV-Erzeugung am Ende des Tages fließt der Batteriestrom in die entgegengesetzte Richtung, um den Wechselrichter zur gleichen Zeit wie die PV-Module zu versorgen. Nachts fließt der Strom aus der Batterie, wobei die Stromstärke durch den installierten Widerstand begrenzt wird. Der Wechselrichterstrom ist nie gleich Null, so dass der Wechselrichter während des gesamten Versuchs im Dauerbetrieb ist. Diese Ergebnisse zeigen die selbstregulierende Funktionalität der passiven Hybridarchitektur. Bei dem aktiven Hybridsystem (Abbildung 14c) beginnt der Versuch mit einer fast vollständig geladenen Batterie. Daher fließt während des ersten Tags der volle Anteil des PV-Stroms zum Wechselrichter. Um 22 Uhr schaltet der Regler in den Entlademodus und der Strom fließt von der Batterie zum Wechselrichter. Für dieses Experiment wurde der Regler so eingestellt, dass eine Ausgangsleistung von 80 W erhalten wird. Mit fortschreitender Entladung steigt der durchschnittliche Batteriestrom an, um die verringerte Batteriespannung auszugleichen und gleichzeitig den Leistungswert beizubehalten. Die Entladung endet, wenn die Batterie leer ist, und das System kehrt in den Ruhezustand zurück, so dass kein Batteriestrom fließt. Jeden Tag um 6 Uhr morgens beginnt der Ladevorgang. Basierend auf den Reglereinstellungen begrenzen wir den Ladestrom auf etwa 2,5 A. Daher fließt der meiste Strom zum Wechselrichter. Nachdem die Batterie nach dem ersten Tag vollständig entladen war, wurde sie während des Tages nicht wieder vollständig geladen. Folglich ist die Dauer der Entladung in den folgenden Nächten im Vergleich zum ersten Tag reduziert. Man beachte, dass die Stromkurve ein signifikantes lokales Minimum des PV-Stroms um etwa 12 Uhr an jedem Tag zeigt. Dies ist auf eine teilweise Verschattung des Testaufbaus zurückzuführen.

Als nächstes wird die Leistung betrachtet. In allen drei Systemen sind die Diagramme für die Leistung ähnlich wie die Diagramme für den Strom. Im Falle der passiven Hybridisierung (Abbildung 13d) ist eine zusätzliche Variable, der Widerstandsverlust, hinzugefügt. In diesem System geht Energie am Widerstand in Form von Wärme verloren. Im Durchschnitt beträgt der Verlust über den Widerstand 11,0 % in Bezug auf die Gesamtenergie, die dem Wechselrichter hätte zugeführt werden können. Im Falle der aktiven Hybridisierung (Abbildung 14d) zeigt sich, dass die an den Wechselrichter gelieferte

Leistung im Durchschnitt während der Nächte konstant ist und durch den Sollwert des Reglers vorgegeben wird. Das Referenzsystem (Abbildung 15d) liefert während der Nacht keine Leistung, da es keine Batterie hat. In allen Systemen ist die Leistungsbilanz stets gewahrt, sie lautet

$$P_{PV}(t) + P_{batt}(t) + P_R(t) + P_{inv}(t) = 0$$

Hier ist P_{PV} die Leistung des PV-Moduls, P_{batt} die Leistung der Batterie, P_R die über den Widerstand verlorene Wärmeleistung im Falle des passiven Hybridsystems und P_{inv} die in den Wechselrichter (Inverter) eingespeiste Gleichstromleistung. Ein positives Vorzeichen bedeutet die Einspeisung von Leistung in das MikroPV-System, während ein negatives Vorzeichen den Austritt beschreibt.

In Bezug auf die AC-Leistung arbeitet der Wechselrichter bei der passiven Hybridisierung (Abbildung 13e) sowohl tagsüber als auch nachts kontinuierlich mit einer schwankenden AC-Leistung zwischen 40 W und 10 W. Die im Vergleich zum aktiven Hybrid (Abbildung 14e) geringere Wechselrichterleistung am Tag ist auf einen größeren Anteil des Stromflusses zur Batterie sowie auf bessere Einstrahlungsbedingungen zurückzuführen. Die geringere Wechselrichterleistung in der Nacht ist auf den geringeren Stromfluss von der Batterie zum Wechselrichter aufgrund des Serienwiderstands zurückzuführen. Bei der aktiven Hybridisierung (Abbildung 14e) ist der Betrieb aufgrund der festen Lade-/Entladezeiten und der Entleerung der Batterie während der Nächte diskontinuierlich. Am ersten Tag ist die Wechselrichterleistung maximal, da der Batterielademodus aufgrund einer vollen Batterie nicht in Betrieb ist. Je nach Sonneneinstrahlung und Systembedingungen werden bis zu 238 W abgegeben. In den Nächten werden etwa 70 W abgegeben. Dies ist weniger als die geregelten 80 W, was auf Wechselrichterverluste zurückzuführen ist. Am zweiten Tag finden Ladung und Wechselrichterbetrieb parallel statt. Folglich steht dem Wechselrichter tagsüber weniger Leistung zur Verfügung, bis zu 154 W. Da die Batterie tagsüber nicht vollständig geladen wurde, ist die Dauer der Batterieentladung am zweiten Tag kürzer als am ersten Tag.

Die Motivation für die Integration einer Batterie in ein MikroPV-System ist die Möglichkeit, die PV-Erzeugung vom Tag in die Nacht zu verlagern. Bei der passiven Hybridarchitektur lässt sich die Lastverschiebung deutlich an den Kurven der Batterieleistung und des SOC ablesen. Zusammen mit der tagsüber in den Haushalt eingespeisten PV-Energie ergibt sich insgesamt eine Grundlastabdeckung, die zur Versorgung geringer Dauerlasten und Haushaltsgeräte wie Kühlschränke genutzt werden kann. Insgesamt zeigen die Daten, dass das System in der Lage ist, unter realen Bedingungen einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten und die Last in die Nacht zu verlagern. Mit der aktiven Hybridarchitektur wird die Lastverschiebung ebenfalls demonstriert und ist sowohl in der Batterieleistungskurve als auch in der AC-Leistungskurve deutlich zu erkennen. Obwohl die Wechselrichterleistung im Vergleich zum passiven Hybrid intermittierend ist, ist die Ausgangsleistung höher. Wir glauben, dass mit einer weiteren Optimierung des Reglers, z. B. durch Änderung der Entladeleistung und des Zeitpunkts der Betriebsmodi, und unter günstigen Wetterbedingungen der Wechselrichterbetrieb nahezu kontinuierlich sein kann, um eine gleichmäßige Grundlastabdeckung zu erreichen.

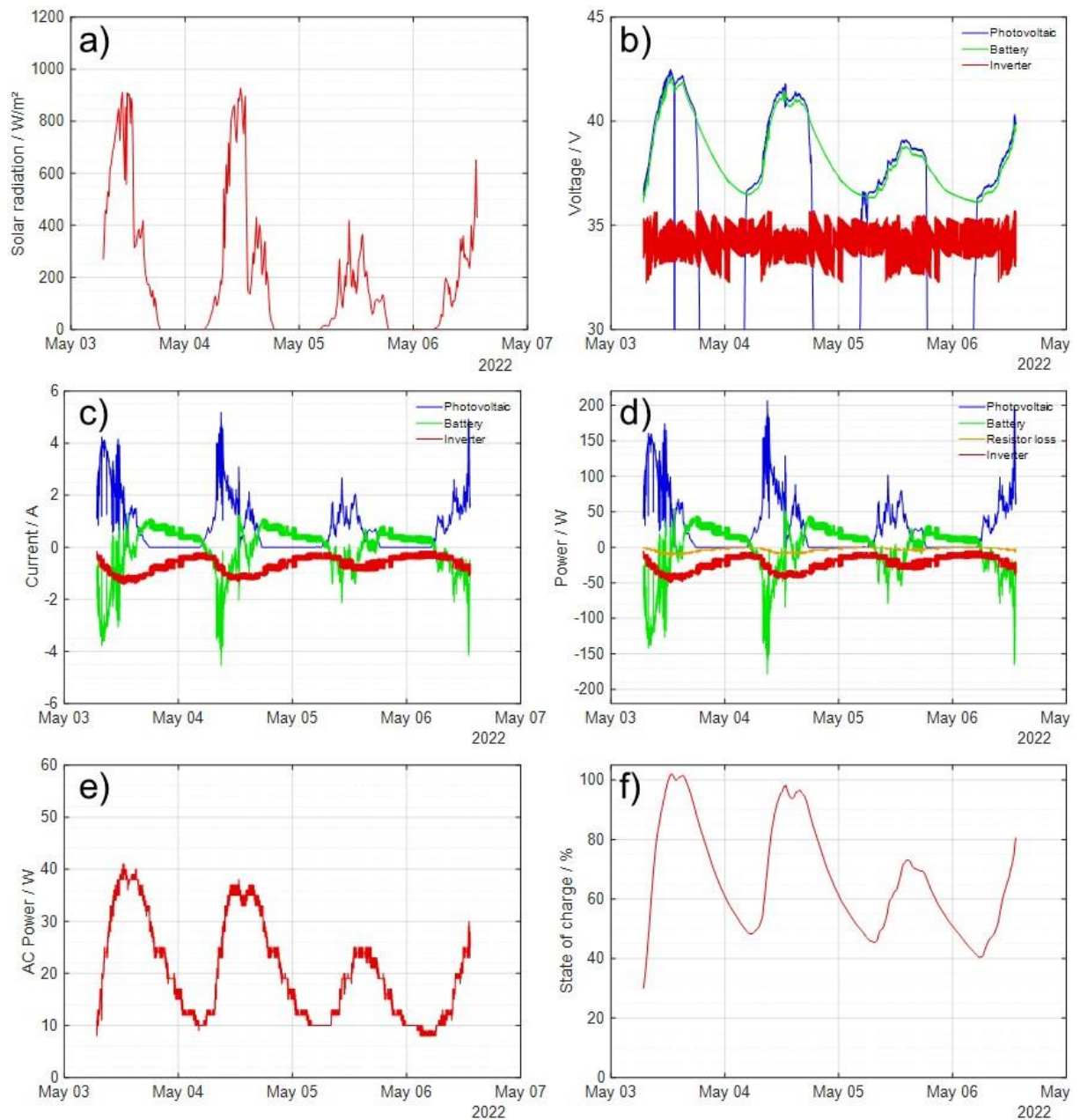


Abbildung 13: Verhalten des passiven Hybridsystems während eines dreitägigen Betriebs. a) Sonneneinstrahlung, b) Spannung, c) Strom, d) DC-Leistung, e) AC-Leistung, f) Batterieladenzustand. Die Ergebnisse zeigen die erfolgreiche Tag-Nacht-Lastverschiebung durch die Integration der Batterie in das MikroPV-System. Abbildung nach Quelle [1].

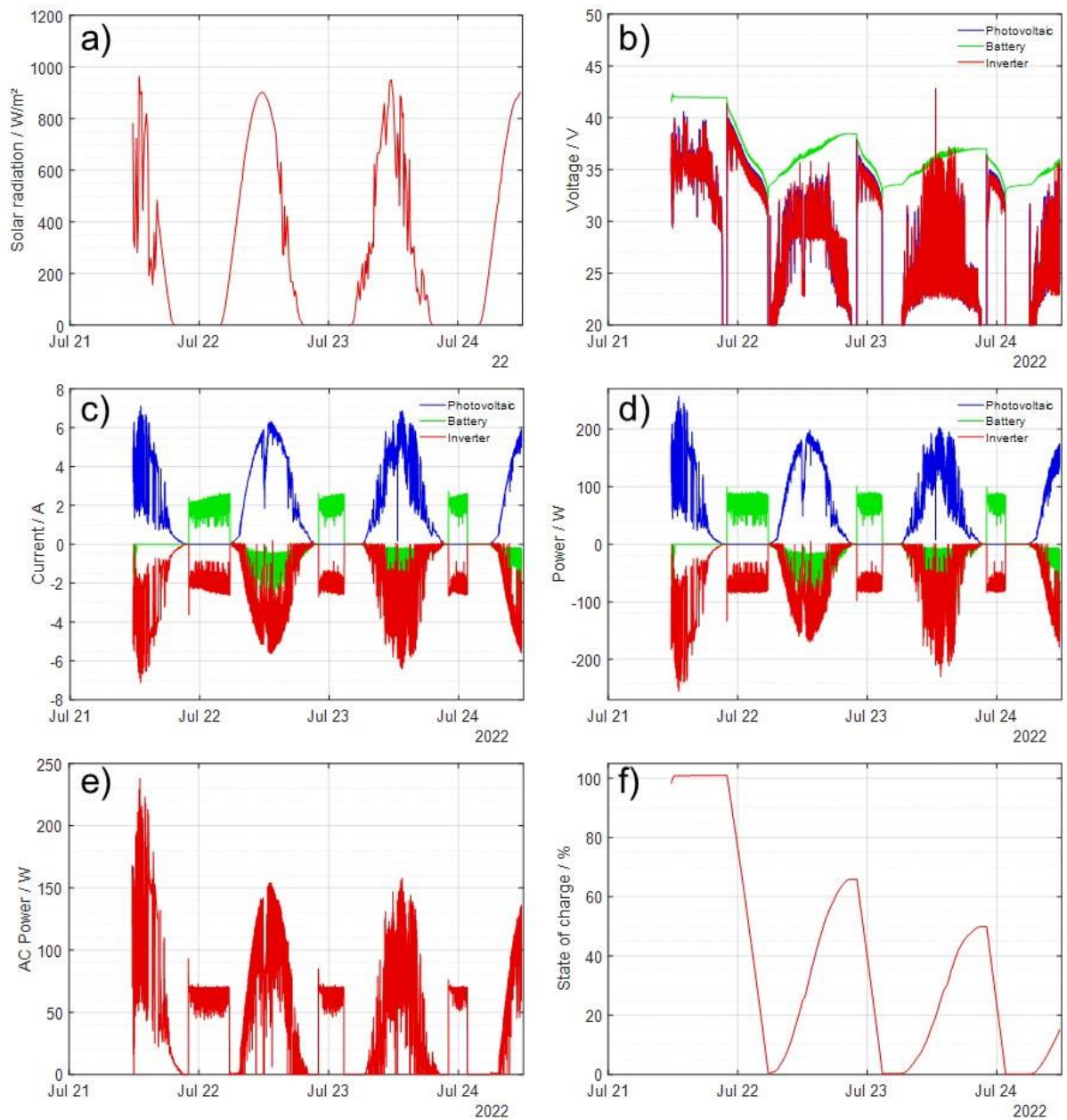


Abbildung 14: Verhalten des aktiven Hybridsystems während eines dreitägigen Betriebs. a) Sonneneinstrahlung, b) Spannung, c) Strom, d) DC-Leistung, e) AC-Leistung, f) Batterieladezustand. Die Ergebnisse zeigen die erfolgreiche Tag-Nacht-Lastverschiebung durch die Integration einer Batterie in das MikroPV-System. Abbildung nach Quelle [1].

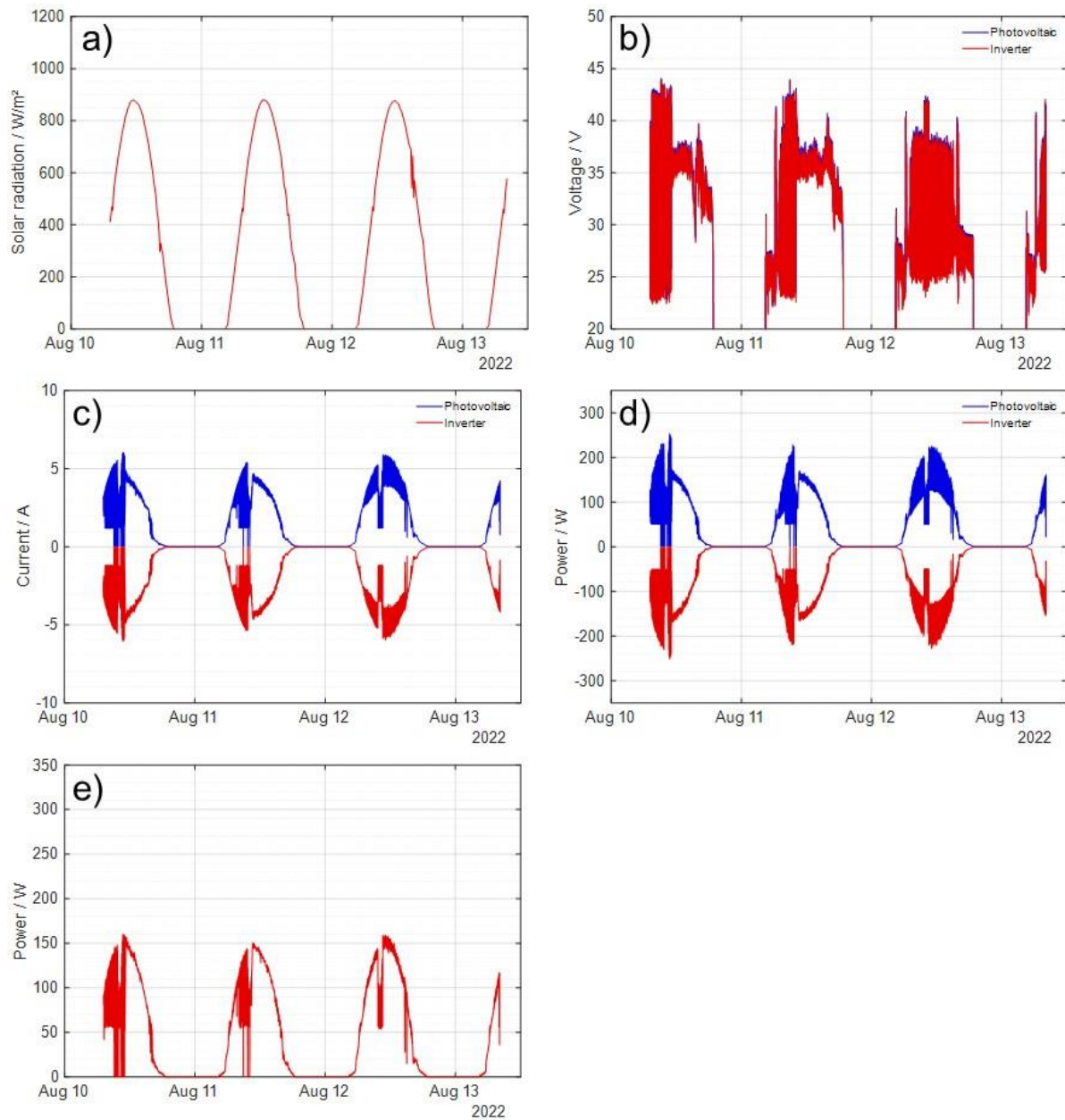


Abbildung 15: Verhalten des Referenzsystems ohne Batterie während des dreitägigen Betriebs. a) Sonneneinstrahlung, b) Spannung, c) Strom, d) Gleichstrom, e) Wechselstrom. Das System enthält keine Batterie und daher ist keine Tag-Nacht-Lastverschiebung möglich. Abbildung nach Quelle [1].

3.3.4 Wirkungsgrad

Für jedes System haben wir den Systemwirkungsgrad η_{System} als das Verhältnis zwischen der dem Wechselrichter am DC-Eingang zugeführten elektrischen Energie und der eingestrahltten Sonnenenergie berechnet gemäß

$$\eta_{\text{System}} = \frac{E_{\text{Inverter,DC}}}{E_{\text{Einstrahlung}}} = \frac{\int_0^t P_{\text{Inverter,DC}}(t) dt - E_{\text{Batterie}}(t_0) + E_{\text{Batterie}}(t)}{\int_0^t P_{\text{Einstrahlung}}(t) dt}$$

Wir korrigieren den Wirkungsgrad für den Energiegehalt der Batterie E_{Batterie} vor und nach dem Test. In dieser Berechnung ist der Wirkungsgrad der PV-Module enthalten, der Wirkungsgrad des Inverters wird jedoch nicht berücksichtigt. Unterschiede in der Flächenbestrahlungsstärke zwischen dem Einstrahlungsmesssystem und dem PV-Modul, die durch Ausrichtung und Neigung verursacht werden, werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Die Berechnung wird für jede Anlage wiederholt, einmal mit den gesamten Drei-Tages-Daten und einmal mit den Daten des Tages mit der höchsten Gesamtsonneneinstrahlung.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 zusammengefasst. Die solaren Einstrahlungswerte sind für den Fall der passiven Hybridisierung am niedrigsten. Daraus resultiert die ebenfalls niedrigste Einspeisung. Für die beiden anderen Fälle sind die Sonneneinstrahlungswerte ähnlich. Die Systemwirkungsgrade über die gesamten Testdauern wurden zu 6,95 %, 8,44 % und 7,99 % für das Passivhybrid-, das Aktivhybrid- bzw. das Referenzsystem ermittelt. Der geringere Wirkungsgrad des passiven Hybrids ergibt sich aus den Wärmeverlusten am Serienwiderstand. Der vergleichsweise höchste Wirkungsgrad des aktiven Hybrids zeigt die gute Funktion und die geringen Verluste des Ladereglers im Vergleich zu denen der Komponenten des passiven Hybridsystems. Die Zahlen belegen die Machbarkeit der beiden Hybridsysteme. Ein weiterer quantitativer Vergleich ist aufgrund der unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen schwierig.

Der elektrische Wirkungsgrad des Wechselrichters η_{Inverter} wurde durch den Vergleich des Verhältnisses zwischen der abgegebenen Wechselstromenergie und der zugeführten Gleichstromenergie berechnet nach

$$\eta_{\text{Inverter}} = \frac{\int_0^t P_{\text{Inverter,AC}}(t) dt}{\int_0^t P_{\text{Inverter,DC}}(t) dt}$$

Beide Größen sind in Abbildung 16 dargestellt, in der die DC-Eingangs- und AC-Ausgangsleistung des Inverters im Verlauf der dreitägigen Experimente aufgetragen sind. Tabelle 8 fasst die Ergebnisse zusammen. Die Drei-Tages-Wirkungsgrade wurden für das passive Hybridsystem, das aktive Hybridsystem und das Referenzsystem mit 90,7 %, 92,7 % bzw. 93,6 % ermittelt. Das Referenzsystem hat eindeutig den höchsten Wirkungsgrad. Dies ist wahrscheinlich auf die höhere Durchschnittsleistung während des Inverterbetriebs zurückzuführen, was zu einem günstigeren Betriebspunkt führt. Es ist zu beachten, dass der MikroPV-Inverter für den Einsatz ohne Batterie ausgelegt ist. Kombiniert man den dreitägigen Inverterwirkungsgrad mit den dreitägigen Systemwirkungsgraden aus Tabelle 7, so ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von Solarstrom zu Wechselstrom $\eta_{\text{System}} \cdot \eta_{\text{Inverter}}$ von 6,30 %, 7,82 % und 7,48 % für Passivhybrid, Aktivhybrid und das Referenzsystem.

Tabelle 7: Systemwirkungsgrade.

System	Solare Einstrahlung / kWh	Wechselrichter DC Energie / kWh	Wirkungsgrad / %
Referenz			
Gesamter Test	45.3	3.62	7.99
Bester Tag	14.8	1.17	7.91
Passivhybrid			
Gesamter Test	29.4	2.04	6.95
Bester Tag	10.5	0.61	5.80
Aktivhybrid			
Gesamter Test	40.8	3.45	8.44
Bester Tag	15.0	1.30	8.65

Tabelle 8: Wirkungsgrade des Wechselrichters.

System	Energie Eingang (DC) / kWh	Energie Ausgang (AC) / kWh	Wirkungsgrad / %
Referenz			
Gesamter Test	3.62	3.39	93.6
Bester Tag	1.17	1.10	93.6
Passivhybrid			
Gesamter Test	1.76	1.60	90.7
Bester Tag	0.61	0.56	91.2
Aktivhybrid			
Gesamter Test	3.91	3.62	92.7
Bester Tag	1.51	1.40	92.8

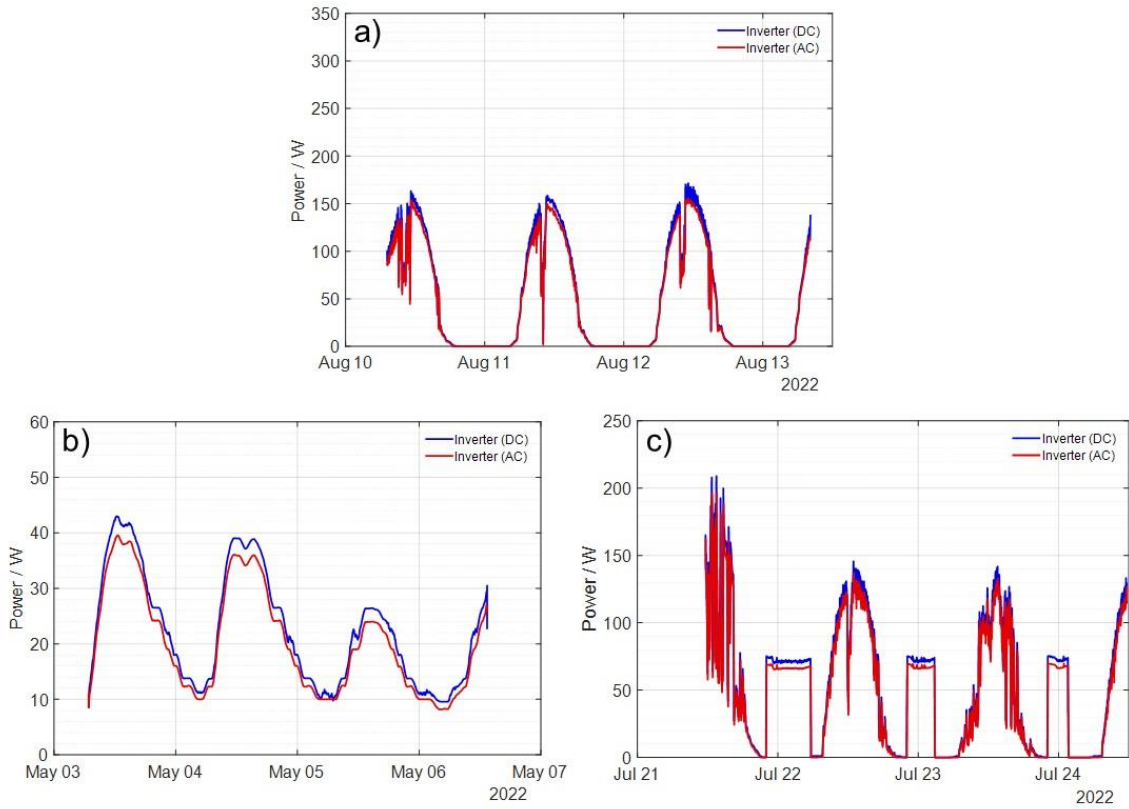


Abbildung 16: Vergleich der DC- und AC-Leistung des Wechselrichters während des dreitägigen Betriebs des a) Referenzsystems, b) passiven Hybridsystems, c) aktiven Hybridsystems. Abbildung nach Quelle [1].

4 Zusammenfassung und Fazit

MikroPV-Systeme haben das Potenzial, signifikant zu unserer Versorgung mit erneuerbaren Energien beizutragen, und zwar im Sinne einer dezentralen Bürgerenergiegewende: Die einfache Handhabung und die niedrigen absoluten Preise ermöglichen eine niedrige Zugangsschwelle auch für Bürger*innen ohne eigenes Wohneigentum. Im vorliegenden Projekt wurde untersucht, wie ein Batteriespeicher in ein MikroPV-System technisch integriert werden kann und was dies für Vorteile hinsichtlich PV-Eigenverbrauch und Wirtschaftlichkeit ergibt. Die Arbeiten fanden an der Hochschule Offenburg statt, mit signifikanten weiteren Beiträgen der badenova AG und unter Zusammenarbeit mit dem MikroPV-Hersteller BeON. Die Arbeiten fanden in drei Bereichen statt, (a) Simulative Bewertung und Auslegung von MikroPV-Batterie-Systemen, (b) Vorbereitung der Serienfertigung eines Montagesets, (c) Aufbau und Laborbetrieb von MikroPV-Batterie-Systemen.

In der simulativen Studie wurde der Jahresverlauf eines mit einem MikroPV-Batterie-System ausgestatteten Einfamilienhauses berechnet, und zwar in Abhängigkeit von PV-Größe, PV-Neigung, Batteriegröße und Energiemanagementstrategie. Hauptergebnis ist, dass der Eigenverbrauch eines MikroPV-Systems und damit der Autarkiegrad des Haushalts durch die Integration einer Batterie erwartungsgemäß erhöht werden können. Allerdings ist der Vorteil nur bei größeren MikroPV-Anlagen (ab zwei großen PV-Modulen) so hoch, dass sich Zusatzkosten der Batterie auch wirtschaftlich rentieren. Unter den simulierten Bedingungen wurde die Amortisationszeit (d.h. die Zeit, in der die Investitionskosten durch die eingesparten Energiekosten wieder eingeholt werden) für ein 300 Wp-System ohne Batterie auf rund fünf Jahre, für ein 300 Wp-System mit 500 Wh Batterie (z.B. E-Bike-Batterie) auf rund acht Jahre und für ein 600 Wp-System mit 500 Wh Batterie auf rund sieben Jahre ermittelt.

Weiterhin wurde ein universelles Montageset für MikroPV-Anlagen an Balkonen entwickelt. Es besteht aus Bausätzen für den oberen Handlauf, eine untere Klemmung, Modulhalter sowie Vertikalträger. Im Rahmen einer Produkt-Quantum-Analyse wurde ermittelt, wie das Set kostengünstig in Massenproduktion gefertigt werden kann. Bei einer Jahresproduktion von 100.000 Stück betragen die Kosten des Montagesets inklusive Kleinteile nur rund 30 Euro.

Der größte Anteil des Projekts war der Entwicklung, dem Aufbau und der Labordemonstration von zwei MikroPV-Batterie-Systemen gewidmet. Es wurden zwei unterschiedliche Systemarchitekturen entwickelt: Das so genannte Passivhybrid-System beruht auf einer passiven Parallelschaltung von Batterie und PV-Modulen. Das so genannte Aktivhybrid-System verwendet einen zusätzlichen Batterieladeregler. Beide Systemen wurden so ausgelegt, dass keine Modifikation der kommerziellen MikroPV-Komponenten nötig ist, d.h. die Batterie kann in diesen Systemen auch nachträglich eingebaut werden. Es kam eine Lithium-Ionen-Batterie eines E-Bikes zum Einsatz. Der Betrieb der so aufgebauten MikroPV-Systeme wurde über je drei Tage hinweg unter realen Bedingungen auf dem Dachlabor der Hochschule Offenburg demonstriert. Die Batterie konnte dabei jeweils tagsüber geladen und nachts in das Netz entladen werden. Die Wirkungsgrade (Sonne zu Hausnetz) wurden zu 6,3 %, 7,8 % und 7,5 % für Passivhybrid, Aktivhybrid und ein Referenzsystem ohne Batterie gemessen.

Im Projekt haben wir somit erfolgreich gezeigt, dass ein Batteriespeicher technisch in ein MikroPV-System integriert werden kann und dass dieser die gewünschte Tag-Nacht-Speicherung ermöglicht. Wir haben zudem aufgezeigt, unter welchen Bedingungen das System wirtschaftlich ist.

5 Ausblick

Die hier erreichten Projektergebnisse sind nur ein Zwischenstand auf dem Weg zum übergreifenden Ziel, MikroPV-Batterie-Systeme für den großflächigen Einsatz zu entwickeln. Die Einbindung einer Batterie wurde zwar im Laborbetrieb gezeigt. Für eine alltagstaugliche technische Realisierung sind allerdings noch mehrere Hürden zu nehmen:

- Die Algorithmen des Batteriereglers sollten weiterentwickelt und hinsichtlich einer kontinuierlichen Einspeisung optimiert werden.
- Die Erfüllung der Anforderungen an die Batteriesicherheit (z.B. Vermeidung von Überladung oder Überentladung) sollten verifiziert werden.
- Nur eine der beiden hier untersuchten kommerziellen Elektrofahrrad-Batterien ließ sich ohne zusätzliche Kommunikationsschnittstelle verwenden. Für eine Erhöhung der Flexibilität bezüglich verwendbarer Batterien sollten entsprechende Schnittstellen geschaffen werden.
- Die zusätzlichen Komponenten (Diode, Widerstand für Passivhybrid; Mikroelektronik, Schalter für Aktivhybrid) müssen in ein entsprechendes wetterfestes Gehäuse eingebracht werden.

Um die Wirtschaftlichkeit weiter zu erhöhen, bietet es sich an, beim Verbraucher ohnehin vorhandene Batterien einzusetzen, z.B. von Elektrofahrrädern oder Elektrogartengeräten. Dies erfordert eine hohe Flexibilität bezüglich Anschlüssen und Kommunikationsprotokollen. Als großer Vorteil ergäbe sich jedoch, dass eine doppelte Verwendung der Batterien möglich ist, was zusätzlich Ressourcen sparen würde.

6 Literaturzitate

1. R. Behmann, J. Phan, A. Root, M. Schmidt, and W. G. Bessler, "Integration of a lithium-ion battery in a micro-photovoltaic system: Passive versus active coupling architectures," *Solar Energy*, submitted (2022).
2. S. Joos, B. Weißhar, and W. G. Bessler, "Passive hybridization of a photovoltaic module with lithium-ion battery cells. A model-based analysis," *J. Power Sources* 348, 201–211 (2017).
3. B. Weißhar and W. G. Bessler, "Model-based lifetime prediction of an LFP/graphite lithium-ion battery in a stationary photovoltaic battery system," *Journal of Energy Storage* 14, 179–191 (2017).
4. K. Böhler, M. Wülker, and R. Behmann, "Wetterdaten der Hochschule Offenburg," <https://wetterstation.hs-offenburg.de/>.
5. N. Pflugradt and B. Platzer, "Verhaltensbasierter Lastprofilgenerator für Strom- und Warmwasser-Profil," *Proceedings of the 22. Symposium Thermische Solarenergie*, Bad Staffelstein, Germany (2012).
6. R. Bitterer and B. Schieferdecker, "Repräsentative VDEW-Lastprofile. VDEW Materialien, M-32/99," Frankfurt am Main (1999).
7. C. R. Birkel, M. R. Roberts, E. McTurk, P. G. Bruce, and D. A. Howey, "Degradation diagnostics for lithium ion cells," *J. Power Sources* 341, 373–386 (2017).
8. X. Feng, M. Ouyang, X. Liu, L. Lu, Y. Xia, and X. He, "Thermal runaway mechanism of lithium ion battery for electric vehicles. A review," *Energy Storage Materials* 10, 246–267 (2018).
9. C. Kupper, S. Spitznagel, H. Döring, M. A. Danzer, C. Gutiérrez, A. Kvasha, and W. G. Bessler, "Combined modeling and experimental study of the high-temperature behavior of a lithium-ion cell: differential scanning calorimetry, accelerating rate calorimetry and external short circuit," *Electrochimica Acta* 306, 209–219 (2019).

7 Anlage: Projekterkenntnisse

Darstellung drei wesentlicher Erkenntnisse aus dem Projekt.

(Je Punkt maximal 300 Zeichen.)

1.	Ein kommerzieller Lithium-Ionen-Batteriespeicher wurde erfolgreich in ein kommerzielles MikroPV-System integriert. Im Laborbetrieb wurde die Tag-Nacht-Speicherung und damit die Verkntinuierlichung der Versorgung mit regenerativen Energien demonstriert.
2.	Mit Hilfe von Simulationen eines Jahresverlaufs konnte gezeigt werden, dass der Eigenverbrauch von MikroPV-Systemen und der Autarkiegrad des Haushalts durch die Integration einer Batterie erhöht werden. Der Vorteil kommt insbesondere bei großen MikroPV-Systemen (zwei Module) zum Tragen.
3.	Ein universelles Montageset wurde entwickelt, welches auf über 70 % der Balkone eingesetzt werden kann. Mit Hilfe von massenproduktionstauglichen Fertigungsmethoden können die Kosten für das Montageset auf ein wirtschaftliches Niveau gesenkt werden.