

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

Batteriespeicher in Einfamilien- häusern in Verbindung mit der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen

Jan Ahmels, Hans-Peter Beck, Frank Eggert,
Bernd Engel, Jutta Geldermann, Maximilian Horn,
Hauke Loges, Tobias Lühn

Band 47



Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 47

© EFZN 2017

Das EFZN ist ein gemeinsames
wissenschaftliches Zentrum der
Universitäten:







Batteriespeicher in Einfamilienhäusern in Verbindung mit der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
Am Stollen 19A
38640 Goslar
Telefon: +49 5321 3816 8000
Telefax: +49 5321 3816 8009
<http://www.efzn.de>



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

1. Aufl. Göttingen : Cuvillier, 2017

© Cuvillier Verlag, Göttingen 2017
Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen
Telefon: 0551-54724-0
Telefax: 0551-54724-21
www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2017

Gedruckt auf säurefreiem Papier

ISBN 978-3-7369-9620-5
eISBN 978-3-7369-8620-6



Autorenteam

Maximilian Horn, M. Sc.

Institut für Psychologie, Psychologische Methodenlehre und Biopsychologie,
Technische Universität Braunschweig

Hauke Loges, M. Sc.

Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen (elenia),
Technische Universität Braunschweig

Dr. Tobias Lühn

Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, Professur für Produktion und Logistik,
Georg-August-Universität Göttingen

Projektkoordination und Ansprechpartner

Jan Ahmels, M.A.

Energie-Forschungszentrum der TU Clausthal (EFZ),
Technische Universität Clausthal

Am Stollen 19A
38640 Goslar

Telefon: 05321-3816 8077
E-Mail: jan.ahmels@efzn.de

Beteiligte Professoren

Prof. Dr. Jutta Geldermann

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und
Professur für Produktion und Logistik
Georg-August-Universität Göttingen

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und
Institut für Elektrische Energietechnik
Technische Universität Clausthal

Prof. Dr. Frank Eggert

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und
Institut für Psychologie,
Abteilung für Psychologische Methodenlehre und Biopsychologie
Technische Universität Braunschweig

Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und
Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen (elenia),
Fachgebiet Komponenten nachhaltiger Energiesysteme
Technische Universität Braunschweig



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VIII
1 Einleitung - Projektmotivation und Fragestellungen	1
2 Nutzung von PV-Speichern zur Erhöhung des Eigenverbrauchs	3
2.1 Batteriespeicher im Einfamilienhaushalt	3
2.1.1 Betriebsstrategien von PV-Speichern.....	4
2.1.2 Batterietechnologie	5
2.1.3 Kennzahlen für PV-Speicher.....	7
2.1.4 Lebensdauer von PV-Speicher.....	8
2.2 Erstellung von Profilgeneratoren auf Basis der aufgenommenen Messwerte.....	9
2.2.1 Haushaltsprofilgenerator.....	10
2.2.2 Photovoltaikgenerator.....	12
2.2.3 Wärmepumpengenerator.....	14
2.3 Ergebnisse der Energieflussberechnung	15
2.4 Zwischenfazit.....	21
3 Wirtschaftlichkeit dezentraler Batteriespeichersysteme in Verbindung mit der Stromerzeugung aus PV-Anlagen	22
3.1 Netzparität	23
3.2 Methode des internen Zinssatzes zur ökonomischen Bewertung von PV-Speichersystemen.....	24
3.3 Inputparameter für die Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	30
3.3.1 Szenario 2016.....	31
3.3.2 Szenario 2019.....	35
3.4 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse	38
3.4.1 Szenario 2016.....	38
3.4.2 Szenario 2019.....	46
3.5 Zwischenfazit.....	51



4	Akzeptanz von Batteriespeichern.....	54
4.1	Die Akzeptanz eines Batteriespeichers aus verhaltenswissenschaftlicher Perspektive.....	54
4.2	Methode	55
4.2.1	Stichprobengewinnung und -beschreibung.....	55
4.2.2	Durchführung der Untersuchung.....	56
4.2.3	Statistische Auswertung der Daten	57
4.3	Ergebnisse.....	58
4.4	Zwischenfazit.....	62
5	Zusammenfassung.....	64
6	Literaturverzeichnis	66

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Energieflüsse für PV-Speichersysteme (AC-Anschlusskonzept).....	4
Abbildung 2-2:	Tagesverlauf eines synthetischen Haushaltslastprofils	12
Abbildung 2-3:	Verlauf eines synthetischen PV-Erzeugungsprofils für einen beispielhaften Sommer- und Wintertag.....	13
Abbildung 2-4:	Tagesprofil verschiedener synthetischer Wärmepumpenprofile..	14
Abbildung 2-5:	Darstellung bei Nutzung einer 8 kW _p PV-Anlage und eines 3 kWh Speichers im 4-Personenhaushalt.....	16
Abbildung 2-6:	EVQ und AQ bei einem jährlichen Stromverbrauch von 3.900 kWh.....	17
Abbildung 2-7:	EVQ und AQ bei einem jährlichen Stromverbrauch von 6.300 kWh.....	18
Abbildung 2-8:	Ladebeginn nach Uhrzeit.....	18
Abbildung 2-9:	Änderung der EVQ bei Nutzung eines Elektrofahrzeugs in einem Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 6.300 kWh .	19
Abbildung 2-10:	Änderung der AQ bei Nutzung eines Elektrofahrzeugs in einem Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 6.300 kWh .	19
Abbildung 2-11:	Änderung der EVQ bei Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe in einem Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 6.300 kWh.....	20
Abbildung 2-12:	Änderung der AQ bei Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe in einem Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 6.300 kWh.....	21
Abbildung 3-1:	Last- und Zahlungsflüsse beim freien Speicherbetrieb im Szenario 2016.....	23
Abbildung 3-2:	Entwicklung des Strompreises für private Haushalte und der Einspeisevergütung für kleine PV-Anlagen (≤ 10 kW _p).....	24
Abbildung 3-3:	Funktionsschema der Kapitalwertmethode.....	25
Abbildung 3-4:	Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersysteme	31
Abbildung 3-5:	Durchschnittlicher Endverbraucherpreis für schlüsselfertige PV-Anlagen bis 100 kW _p , ohne USt.....	32

Abbildung 3-6:	Spezifische Anschaffungspreise für blei- und lithiumbasierte Batteriespeichersysteme (AC bzw. DC-Koppelung) inkl. Wechselrichter ohne einmalige Installationskosten, ohne USt (Stand 06/2015).....	33
Abbildung 3-7:	Prognose der Endverbraucherpreise für lithiumbasierte Batteriespeichersysteme (Zeitraum 2015 bis 2045).....	34
Abbildung 3-8:	Maximal förderfähige Kombinationen aus Speicherkapazität und PV-Anlagenleistung nach dem KfW-Förderprogramm 275.....	39
Abbildung 3-9:	Jährliche Abregelungsverluste bei einer Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt in Höhe von 50 % der PV-Anlagenleistung in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße und der Batteriespeicherkapazität	41
Abbildung 3-10:	Einfluss der KfW-Förderung, der Zyklfestigkeit, des Systemwirkungsgrades und des Strompreisanstiegs auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen im Szenario 2016 (Teil 1)	42
Abbildung 3-11:	Einfluss der KfW-Förderung, der Zyklfestigkeit, des Systemwirkungsgrades und des Strompreisanstiegs auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen im Szenario 2016 (Teil 2)	43
Abbildung 3-12:	Einfluss der Elektrofahrzeug-Nutzung auf die Wirtschaftlichkeit des untersuchten Eigenverbrauchssystems im Szenario 2016	45
Abbildung 3-13:	Interner Zinssatz in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und der PV-Peakleistung für die untersuchten Szenarien	48
Abbildung 3-14:	Interner Zinssatz für verschiedene Systemkonfigurationen	49
Abbildung 3-15:	Vergleich des internen Zinssatzes der PV-Speichersysteme in den untersuchten Szenarien für verschiedene Fahrleistungen und Haushaltsstromverbräuche.....	50
Abbildung 4-1:	Verteilung und Kennwerte der drei Untergruppen	56
Abbildung 4-2:	Mittlere Ränge der Kaufanreize im Gruppenvergleich.....	58
Abbildung 4-3:	Boxplots zur Rangplatzierung des Kaufanreizes Umweltschutz ..	59



Abbildung 4-4:	Boxplots zur Rangplatzierung des Kaufanreizes Sicherheit bei Stromausfall	59
Abbildung 4-5:	Boxplots zur Rangplatzierung des Kaufanreizes Technisches Interesse.....	60
Abbildung 4-6:	Boxplots zur Rangplatzierung des Kaufanreizes Finanzieller Gewinn.....	61
Abbildung 4-7:	Boxplots zur Rangplatzierung des Kaufanreizes Unabhängigkeit	61
Abbildung 4-8:	Mittlere Ränge der Barrieren im Gruppenvergleich.....	62
Abbildung 4-9:	Mittlere Einschätzung der Kaufbereitschaft im Gruppenvergleich	63



Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Jährlicher Stromverbrauch (Angaben in kWh) privater Haushalte mit elektrischer Warmwasserbereitung	10
Tabelle 2-2:	Ausstattung mit Elektrogeräten pro Personen im Haushalt in Deutschland	11
Tabelle 3-1:	Legende zur Berechnung des Kapitalwerts	27
Tabelle 3-2:	Ökonomische Parameter für die Wirtschaftlichkeitsanalyse	37
Tabelle 3-3:	Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen.....	52



1 Einleitung - Projektmotivation und Fragestellungen

(Jan Ahmels, M.A., Energie-Forschungszentrum der TU Clausthal (EFZ), Technische Universität Clausthal)

Im Verbundprojekt „e-home Energieprojekt 2020“ des Verteilnetzbetreibers Avacon AG und des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN) werden die Herausforderungen an das Niederspannungsnetz und die Integration neuer Netzelemente im Zuge der Energiewende untersucht. Die Projektlaufzeit beträgt fünf Jahre (07/2011 bis 06/2016). Zur detaillierten Analyse werden dazu von der Avacon AG in zwei Gemeinden bei Bremen (Syke und Weyhe) insgesamt 32 private Haushalte mit neuen Technologien ausgestattet, die voraussichtlich in Zukunft in vielen Haushalte zu finden werden sein. Dazu gehören neben Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) und Smart Metern auch Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher und elektrischen Wärmepumpen.

Wissenschaftlich begleitet wird das Projekt vom EFZN. Hierfür haben sich sechs Lehrstühle in einem transdisziplinären Projektteam zusammengeschlossen. Die folgenden Bereiche stellen die drei Schwerpunkte im Projekt dar:

- regelbarer Ortsnetztransformator (Technologie und Einsatzpotential),
- Kunde (Nutzerverhalten, Akzeptanz und Zufriedenheit) und
- Batteriespeicher (Auswirkungen auf die Netzaufgabe, Photovoltaik-Eigenverbrauch).

Zu Beginn der e-home Forschungsarbeiten standen technische Fragestellungen im Vordergrund. Induziert wurde dies durch den starken Zubau bei den solaren Erzeugungskapazitäten, die zwischen den Jahren 2010 und 2012 mehr als sieben GW pro Jahr betragen (BSW 2017). Während darunter auch Freiflächenanlagen waren, fand der Großteil des Zubaus jedoch als Aufdachanlagen im kleinen bis mittleren Anlagen-segment statt. Diese Anlagen werden auf der Niederspannungsebene an das Stromnetz angeschlossen. Vor diesem Hintergrund startete das e-home Projekt mit den Rückwirkungen der neuen Netzelemente und der zusätzlichen Stromverbraucher auf das Niederspannungsnetz (siehe Becker et al. (2014)). Zusätzlich zu den PV-Anlagen wurden auch die Auswirkungen von Elektrofahrzeugen sowie Smart Metern in dieser Projektphase analysiert.

In der zweiten Phase standen die Querschnittsthemen „Kunde“ und „Batteriespeicher“ im Vordergrund. In Zusammenarbeit mit der Avacon AG wurden die aus den Haushalten vorliegenden Energieflussdaten näher analysiert. Zudem stand mit dem Batteriespeicher eine weitere Technologie zur Verfügung, für die zukünftig ein hohes Verbreitungspotential prognostiziert wird. Neben dem grundsätzlichen Verständnis

über die Lastströme im Haushalt zwischen PV-Anlage, Batteriespeicher und den Verbrauchern, wurden die Daten als Grundlage für die zu erstellende Simulation genutzt. In dieser Berechnung wurden dann für unterschiedliche Anlagenkonfigurationen die Eigenverbrauchs- und Autarkiequoten verglichen.

Die zukünftigen Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von PV-Speichersystemen (bspw. Batteriespeicherpreise, PV-Vergütungssatz) sind nur schwer zu prognostizieren. Daher wurden bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen verschiedene Entwicklungspfade durch Szenarien berücksichtigt. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass sich bereits im Jahr 2016 mit Investitionen in kleine PV-Speichersysteme eine positive (kleine) Rendite erzielen lässt. Bei zukünftig sinkenden Batteriespeicherpreisen und steigenden Strombezugspreisen lassen sich Speicher zunehmend wirtschaftlich betreiben.

Um die Sichtweise der Endkunden auf die beschriebene Thematik näher zu verstehen und Präferenzen festzustellen, wurde eine Umfrage durchgeführt. Diese adressiert nicht nur die Projektteilnehmer, sondern es wurden auch externe Personen angesprochen. Durch den Vergleich der Ergebnisse aus den beiden Gruppen sind Rückschlüsse auf die Motivation und das Interesse an Batteriespeichern möglich.

Im Kapitel 2 werden unterschiedliche Profilgeneratoren vorgestellt, die Energieflussdaten synthetisch erzeugen. Diese Daten werden im weiteren Verlauf des Kapitels für verschiedene Betriebsstrategien genutzt, die mit einem Batteriespeicher möglich sind. Anhand der Parameter Eigenverbrauchs- und Autarkiequote werden die Ergebnisse der verschiedenen Betriebsstrategien verglichen. Anschließend folgt in Kapitel 3 eine wirtschaftliche Betrachtung von PV-Anlagen und Batteriespeichersystemen. Anhand von Prognosen für die Parameter Anschaffungspreis des Batteriesystems, PV-Einspeisevergütung und Strompreis werden die verschiedenen Systemkombinationen bewertet. Auch der Einfluss eines Elektrofahrzeugs sowie elektrischer Wärmepumpen auf die Rentabilität wird berechnet. Vor dem Hintergrund der steigenden Rentabilität von Batteriespeichersystemen werden anschließend in Kapitel 4 die Anreize untersucht, die zum Kauf eines Batteriespeichersystems führen. Hierbei wird in der Befragung zwischen Personen, die bereits einen Speicher besitzen und Personen ohne Speicher differenziert. Die unterschiedlichen Kaufmotive werden abgefragt und danach in eine Rangordnung gesetzt. Darauf aufbauend werden Methoden zur Steigerung des Batteriespeicherabsatzes genannt, die die untersuchten Anreize aufgreifen.

2 Nutzung von PV-Speichern zur Erhöhung des Eigenverbrauchs

(Hauke Loges, M.Sc., Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen (elenia), Technische Universität Braunschweig)

In diesem Kapitel wird die Erhöhung des Eigenverbrauchs (EVQ) durch die Nutzung von PV-Speichern beschrieben. Dazu wird zunächst die mögliche Einbindung von PV-Speichern in den Haushalt beschrieben. Ebenso werden wesentliche Unterschiede bei den Technologien und den Betriebsstrategien sowie gängige Kennzahlen vorgestellt. Anschließend wird die Entwicklung von Profilvergeneratoren beschrieben, mit deren Hilfe es möglich ist, umfangreiche Lastflussrechnungen durchzuführen. Dadurch können Kenngrößen wie die Autarkiequote (AQ) oder die Eigenverbrauchsquote (EVQ) (siehe Abschnitt 2.1.4) für Einfamilienhaushalte in Kombination mit unterschiedlichen Speichern und PV-Anlagen berechnet werden.

2.1 Batteriespeicher im Einfamilienhaushalt

PV-Speichersysteme stellen die Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern dar. Durch die PV-Anlage wird solare Strahlungsenergie in elektrische Energie umgewandelt. Das Batteriesystem ermöglicht die Speicherung von elektrischer Energie durch temporäre Umwandlung in chemische Energie. Dadurch kann ein zeitlich verschobener Verbrauch der erzeugten PV-Energie stattfinden.

Haushaltsinterne elektrische Verbraucher benötigen für den Betrieb Wechselstrom (AC). Daher muss der vom PV- oder Batteriesystem bereitgestellte Gleichstrom (DC) mit Hilfe von Wechselrichtern umgewandelt werden. Daraus ergeben sich verschiedene Möglichkeiten bzgl. der Verschaltung der einzelnen Komponenten und des Systemaufbaus. Grundsätzlich ist dabei zwischen AC- und DC-Anschlusskonzepten zu unterscheiden. Für das AC-Anschlusskonzept, das eine sofortige Umwandlung des erzeugten Gleichstroms in Wechselstrom vorsieht, sprechen in erster Linie die geringe Komplexität im Falle einer Nachrüstung des Batteriesystems. Für das Laden der Batterie ist hingegen ein zusätzlicher Umwandlungsprozess notwendig, da Batterien nur mit Gleichstrom geladen werden können. Nach der Zwischenspeicherung muss eine erneute Umwandlung stattfinden, um die Haushaltsverbraucher versorgen zu können. Jeder Umwandlungsschritt ist dabei verlustbehaftet (Loges und Engel 2016).

Die Abbildung 2-1 stellt die vereinfachten Energieflüsse für ein AC-Anschlusskonzept schematisch dar. Der durch die PV-Anlage erzeugte Gleichstrom wird vom PV-Wechselrichter in Wechselstrom umgerichtet (E_{PV}) und kann anschließend dem Batteriespei-

cher, dem öffentlichen Stromnetz oder den haushaltsinternen Verbrauchern zugeführt werden. Die in das Stromnetz eingespeisten Energiemengen (E_{NE}) können ggf. durch technisch oder vertraglich geregelte Bedingungen bzgl. der maximalen Einspeiseleistung limitiert werden. Unter einer maximalen Einspeiseleistung versteht man hier die Reduzierung der tatsächlich möglichen Einspeisung der PV-Anlage in das Netz. Dies kann u.a. durch vertragliche Regelungen notwendig sein. Daraus können energetische Abregelungsverluste (E_{AV}) resultieren. Um den haushaltsinternen elektrischen Energiebedarf (E_{HH}) zu decken, kann Energie aus dem Stromnetz (E_{NB}), der PV-Anlage (E_{PV}) oder aus dem Batteriespeicher bezogen werden.

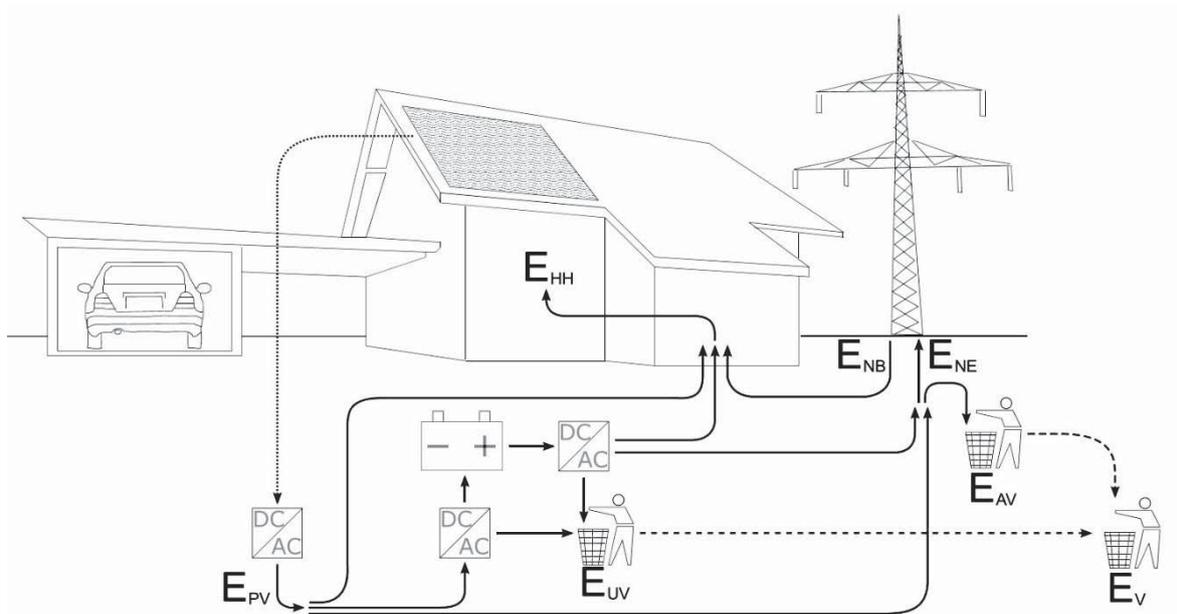


Abbildung 2-1: Energieflüsse für PV-Speichersysteme (AC-Anschlusskonzept) (Loges und Engel 2016)

Die mit dem zusätzlichen Umwandlungsprozess zum Laden der Batterie verbundenen Verluste können durch den Anschluss nach dem DC-Konzept vermieden werden. Der aus der PV-Anlage stammende Gleichstrom kann dem Batteriesystem direkt (bzw. mittels eines DC/DC-Stellers) zugeführt werden. Es ist somit nur eine einfache Umwandlung notwendig, um die Energie letztlich im Haushalt nutzen zu können.

2.1.1 Betriebsstrategien von PV-Speichern

Um die Netzbelastungen zu reduzieren und die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen zu steigern, können verschiedene Betriebsstrategien genutzt werden. Diese werden im Folgenden kurz erläutert.

Freie Einspeisung bzw. Maximierung des Eigenverbrauchs

Durch die steigende Differenz von Einspeisevergütung und Strombezugspreis versucht der Anlagenbetreiber in der Regel selbst erzeugten Strom auch selbst zu nutzen. Daher wird nur überschüssige PV-Energie in das Stromnetz eingespeist und der Eigenverbrauch bzw. die Zwischenspeicherung in der Batterie gegenüber der Netzeinspeisung priorisiert. Eine nicht gedeckelte Einspeiseleistung ermöglicht die Netzeinspeisung der gesamten Energieüberschüsse.

Bei Netzen mit einer hohen PV-Durchdringung kann es aufgrund der in der Regel gleichzeitig auftretenden Mittagsspitze zu Stabilitätsproblemen kommen. Auch durch den Einsatz von Batteriespeichern kann eine Netzüberlastung nur bedingt verhindert werden, da der maximale Ladezustand der Batterie häufig bereits am Vormittag erreicht wird und Einspeisespitzen zur Mittagszeit weiterhin in das Netz eingespeist werden müssen. Damit werden durch Batteriespeicher, die ausschließlich zur Maximierung des Eigenverbrauchsanteils eingesetzt werden, keine netzentlastenden Effekte erreicht.

Limitierte Einspeisung

Die Limitierung der maximalen Einspeiseleistung der PV-Anlage kann hingegen die Belastung des Stromnetzes reduzieren. Für den Anlagenbetreiber resultieren daraus allerdings Einschränkungen bei überschüssig erzeugter PV-Energie, da Überschüsse nur bis zum Erreichen des definierten Maximalwerts eingespeist werden. Eine Überschreitung der maximalen Einspeiseleistung muss ggf. durch Abregelung des PV-Systems verhindert werden, sofern der PV-Speicher ebenfalls vollständig geladen ist. Daraus können finanzielle Nachteile resultieren, da die Abregelungsverluste nicht vergütet werden.

2.1.2 Batterietechnologie

Im Folgenden werden ausschließlich Blei- und Lithium-Ionen-Batterien vorgestellt, da diese im stationären Bereich fast ausschließlich Verwendung finden (Fuhs und Ali-Oettinger 2012). Bei Blei- und Lithium-Ionen-Zellen handelt es sich um sekundäre galvanische Zellen, sog. Akkumulatoren, welche im Gegensatz zu den primären wieder aufgeladen werden können. Die Energieumwandlung findet über Redox-Reaktionen statt. Aufgrund der unterschiedlichen Potenziale bei denen die Reaktionen ablaufen, entsteht eine bestimmte Spannung zwischen den Elektroden innerhalb der Zelle. Die Nennspannung ist maßgeblich durch die an der Reaktion beteiligten Materialien bestimmt (Kaltschmitt et al. 2014).

Eine Zelle eines Blei-Akkus besteht aus einem säurefesten Gehäuse und zwei Bleielektroden sowie verdünnter Schwefelsäure (H_2SO_4) als Elektrolyt. Es wird zwischen Blei-

Säure- und Blei-Gel-Akkumulatoren unterschieden. Bei den klassischen Blei-Säure-Akkumulatoren liegt der Elektrolyt in flüssiger Form vor, wodurch die sogenannte Gassing zustande kommt. Dabei bildet sich beim Laden aus dem enthaltenen Wasser im Bereich der Ladeendspannung hoch explosives Knallgas (Gemisch aus gasförmigem Sauerstoff und Wasserstoff). Somit sollten Blei-Säure-Batterien aus Sicherheitsgründen nicht im Wohnraum aufgestellt werden. Wegen des entweichenden Knallgases muss regelmäßig Wasser im Gehäusedeckel nachgefüllt werden (Kaltschmitt et al. 2014). In Blei-Gel-Akkus liegt das Elektrolyt hingegen nicht in flüssiger Form, sondern „eingedickt“ in einem Gel vor. Das Gehäuse ist hier fest verschlossen. Entstehender Sauerstoff diffundiert nun direkt über Mikrorisse im Gel zur negativen Elektrode und rekombiniert dort. Gleichzeitig bildet sich nur sehr wenig Wasserstoff, der durch Überdruckventile entweichen kann. Aufgrund des gelförmigen Elektrolyts kann es nicht zu einer inhomogenen Säureverteilung bzw. Säureschichtung kommen. Daher werden fast ausschließlich Blei-Gel-Batterien zur Speicherung von Solarstrom eingesetzt (Wosnitzer und Hilgers 2012).

Blei-Säure Batterien haben sich seit vielen Jahrzehnten in der Kfz-Technik bewährt und dementsprechend ist ihre Technologie bereits sehr ausgereift. Auch als Notstromlösungen werden Batterien auf Bleibasis seit langer Zeit eingesetzt. Bei diesem Batterietyp konnten somit in den vergangenen Jahrzehnten viele Erfahrungswerte über Lebensdauer, zulässige Entladetiefe und mögliche Anzahl an Vollzyklen gesammelt werden. Wesentliche Nachteile der Bleibatterien sind eine geringe Entladetiefe sowie eine geringe Energiedichte.

Lithium-Ionen-Batterien sind vor allem in mobilen/portablen Geräten (bspw. Laptop, Handy) stark verbreitet. Die Elektroden befinden sich in einem ionenleitfähigen Elektrolyt. Durch eine poröse Membran sind sie voneinander isoliert. Lithium (Li) liegt in einer Li-Ionen-Zelle nicht in metallischer Form vor, sondern wird in sogenannten Wirtsmaterialien in den Elektroden (zumeist in der Anode) integriert (Kaltschmitt et al. 2014). Während des Lade- und Entladevorgangs wandern Li-Ionen zwischen den Elektroden hin und her. Beim Entladen geben Li-Atome jeweils ein Elektron an der Anode ab. Die Elektronen fließen nun über den externen Stromkreis zur Kathode, während die übrig gebliebenen Li-Ionen durch den Elektrolyten zur Kathode gelangen. Beim Laden wird dieser Vorgang umgekehrt. An der Kathode nehmen nun stark ionisierte Übergangsmetall-Ionen die Elektronen auf, die je nach Batterietyp variieren. Im entladenen Zustand liegt das Li weiterhin in ionisierter Form an der positiven Elektrode vor. Folglich wird hier die Energie an der negativen Elektrode in Li-Atomen und an der positiven Elektrode zumeist in Übergangsmetall-Ionen gespeichert (Korthauer 2013). Durch die Wahl unterschiedlicher Anoden- und Kathodenmaterialien sowie eines geeigneten Elektrolyten lassen sich Eigenschaften wie Spannung, Energiedichte oder die Leistungsdichte der Batterie beeinflussen. Durch die Wahl der Materialien lässt sich ebenfalls die Lebensdauer oder auch die Sicherheit im Betrieb beeinflussen.

Das klassische Anodenmaterial ist Kohlenstoff in Form von Graphit, da es als sicher gilt und eine hohe Reversibilität der chemischen Reaktion aufweist. Problematisch ist hier die begrenzte Lebensdauer, welche durch die Ausbildung einer sog. SEI-Schicht (Solid Electrolyte Interface) hervorgerufen wird. Hier reagiert der Elektrolyt mit dem Anodenmaterial, sodass sich eine Schicht auf der Anode bildet, die immer weiter anwächst. Aus diesem Grund muss die Zusammensetzung des Elektrolyts genau abgestimmt werden, um die Bildung der SEI-Schicht soweit wie möglich einzuschränken. Li-Ionen-Zellen mit einer Graphitanode erreichen je nach Auslegung eine Zellspannung von 3,3 V bis 3,7 V und eine Energiedichte von 110 Wh/kg bis 180 Wh/kg (Korthauer 2013).

Eine Alternative zum Graphit ist Titanat, welches schwerer ist und ein geringeres Zellpotenzial (1,7 V bis 2,3 V) besitzt. Vorteilhaft ist jedoch, dass dieses Material keine SEI-Schicht ausbildet und nur eine schwache Volumenausdehnung zeigt, was eine lange Lebensdauer zur Folge hat. Außerdem ergeben sich hohe Leistungen, da die Potenziale von Titanat und Lithium weit auseinander liegen. Die Energiedichte solcher Zellen beträgt rund 70 Wh/kg (Kaltschmitt et al. 2014). Die technischen Gesichtspunkte lassen die Li-Ionen-Batterien gegenüber den Blei-Akkus vorteilhaft erscheinen. Lithium-Akkus bieten im Vergleich einen höheren Wirkungsgrad, bessere Zyklenfestigkeit und damit einhergehend eine höhere Lebensdauer. Außerdem ist eine deutlich tiefere Entladung möglich. Dennoch gibt es höhere Sicherheitsrisiken im Betrieb und aktuell schlechte Recyclingmöglichkeiten.

2.1.3 Kennzahlen für PV-Speicher

Das Betriebsverhalten von PV-Speichersystemen kann durch technische Kennzahlen charakterisiert werden. Dadurch können Vor- und Nachteile von unterschiedlichen Konfigurationen, Dimensionierungen und Betriebsstrategien identifiziert werden. Die Bewertung und der Vergleich von PV-Speichern sind bislang kompliziert, da es noch keine einheitlichen Datenblätter sowie kein Testverfahren zur Wirkungsgradbestimmung gibt und die unterschiedlichen Technologien diverse Vor- und Nachteile haben. Zu den wichtigsten Kennzahlen gehören:

- Nennkapazität
- Entladetiefe
- nutzbare Kapazität
- Zyklenlebensdauer
- maximale Entladeleistung
- C-Rate
- Systemwirkungsgrad

Nennkapazität: Die Nennkapazität beschreibt die Energiemenge, die insgesamt in den Batterien gespeichert werden kann.

Entladetiefe: PV-Speicher weisen unterschiedliche Entladetiefen auf. Diese variieren je nach Batterietyp zwischen 20 % und 100 %. Deswegen kann bei einem Entladevorgang nur dieser Teil der gespeicherten Energie entnommen werden.

Nutzbare Kapazität: Die Nutzkapazität gibt an, welche Energiemenge den Batterien tatsächlich zugeführt bzw. entnommen werden kann. Somit ist die Nutzkapazität von der Nennkapazität und dem zulässigen minimalen Ladezustand abhängig. Die nutzbare Kapazität ergibt sich aus der Multiplikation von Nennkapazität und Entladetiefe. Sie gibt an, wie viel Kilowattstunden tatsächlich innerhalb eines Vollzyklus gespeichert und entnommen werden können.

Zykluslebensdauer: Die Zykluslebensdauer gibt die Anzahl möglicher Vollzyklen wieder. Bei Erreichen der Zykluslebensdauer hat die Batterie laut Definition noch eine (Rest-)Kapazität von 80 % ihrer ursprünglichen Nennkapazität.

Maximale Lade-/ Entladeleistung, C-Rate: Große technische Geräte benötigen kurzzeitig viel Strom und erzeugen damit so genannte Lastspitzen. Ob diese Lastspitzen mit dem Batteriespeicher vollständig abgedeckt werden können, lässt sich an der maximalen Entladeleistung ablesen. Wie schnell die Solarbatterie dabei im Verhältnis zur Speicherkapazität entladen wird, gibt die C-Rate an. Entlädt sich ein Batteriespeicher binnen einer Stunde völlig, so liegt der Wert bei 1 C. Wie schnell der Batteriespeicher anschließend wieder aufgeladen werden kann, gibt im Umkehrschluss die maximale Ladeleistung an.

Systemwirkungsgrad: Batteriespeicher sind elektrochemische Speicher und werden über elektronische Komponenten (Laderegler/ Batteriewechselrichter) gesteuert. Aus diesem Grund ergeben sich wie bei allen technischen Anlagen Leistungsverluste von einigen Prozentpunkten. Die Herstellerangaben zum Systemwirkungsgrad eines PV-Speichers sind bis dato noch uneinheitlich (Loges und Engel 2016). Entscheidend ist, dass sowohl der Zykluswirkungsgrad des Akkus als auch die Teilwirkungsgrade der verschiedenen elektronischen Komponenten zum Systemwirkungsgrad hinzugezählt werden. Für die später folgenden Simulationen wurde ein Systemwirkungsgrad von ca. 75 % angenommen.

2.1.4 Lebensdauer von PV-Speicher

Dem Batteriespeicher können elektrische Energiemengen zugeführt werden, bis der vom Batterieladeregler überwachte Ladezustand den Maximalwert erreicht. Beim Entladen kann die Unterschreitung des minimalen Ladezustands negative Auswirkungen auf die Nutzungsdauer der Batterien haben. Die Nutzungsdauer von Batterien wird als kalendarische oder zyklusbezogene Lebensdauer angegeben. Die zyklusbezogene Lebensdauer wird durch die Anzahl der möglichen Vollzyklen definiert. Ein Vollzyklus wird erreicht, wenn die Energiemenge, die der Nennkapazität entspricht, umgeschlagen wird (Saft 2014).

In Blei-Säure-Batterien finden verschiedene Alterungsmechanismen statt. Zum einen tritt bei hohen Spannungen und damit auch hohen Ladezuständen verstärkt irreversible Korrosion der positiven Elektrode auf. Hinzu kommt das Phänomen der Säureschichtung, wobei konzentrierte Schwefelsäure bei jedem Ladevorgang erzeugt wird. Diese hat eine höhere spezifische Dichte als verdünnte Schwefelsäure, was dazu führt, dass sie sich am unteren Rand des Zellgefäßes ablagert. Folglich gerät der elektrochemische Prozess aus dem Gleichgewicht, da im oberen Teil der Zelle nun das Wasser überwiegt und im unteren Teil die Säure. Aktive Ladungsfläche geht verloren und es kommt zu Leistungseinbrüchen. Dieser Alterungsvorgang wird durch tiefe Ladezustände noch weiter beschleunigt (Solarlink GmbH 2003).

In VDE (2015) wurden simulativ jeweils 100 unterschiedliche Haushaltsprofile für drei verschiedene Haushaltsgrößen untersucht. Die Profile wurden dabei einmal mit einer 4 kW_p und mit einmal mit einer 8 kW_p PV-Anlage bei unterschiedlichen Speicherkapazitäten kombiniert. Beispielsweise ergibt sich in einem 4-Personenhaushalt mit einer PV-Speicherkombination mit einer 8 kW_p PV-Anlage und einer Batterie mit 3 kWh Batteriekapazität eine mittlere Zyklenzahl pro Jahr von 350. Abhängig vom Haushaltsprofil treten hier Schwankungen von ca. 25 Zyklen pro Jahr auf. Die Zyklenzahl sinkt durch eine Erhöhung der Batteriekapazität und steigt durch eine Vergrößerung der PV-Anlagenleistung. Bei einer Erhöhung der PV-Anlagenleistung wird der Energiedurchsatz (insbesondere im Winter und in den Übergangsjahreszeiten) erhöht. Das führt zu einem Anstieg der Zyklenzahl. Wird die Speicherkapazität erhöht, führt dies im Gegensatz dazu, dass der Speicher im Winter und zur Übergangszeit nicht bis zu seiner maximalen Kapazität geladen werden kann und somit kein Vollzyklus pro Tag erreicht wird. Werden sehr kleine Speicher eingesetzt, können über 365 Zyklen pro Jahr auftreten (also mehr als ein Zyklus pro Tag). Zurückzuführen ist dies auf sehr wechselhafte Tage, an denen die Batterie durchaus mehrmals pro Tag (zumindest teilweise) be- und entladen werden kann. Die Zyklenzahl lässt jedoch nicht alleine auf die Lebensdauer des Batteriespeichers schließen. Hierbei muss ebenfalls die sogenannte kalendarische Lebensdauer berücksichtigt werden.

2.2 Erstellung von Profilgeneratoren auf Basis der aufgenommenen Messwerte

Gemessene Haushaltlast- oder Photovoltaikeinspeiseprofile (PV-Profile) sind in der Praxis aufgrund von aufwändigen und langwierigen Messungen eher selten zu finden. Im e-home Projekt wurden hingegen genau diese Messungen über einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren durchgeführt. Neben der messtechnischen Erfassung der gesamten Haushaltlast, wurden auch die Einzelkomponenten „Klimaanlage“, „Elektrofahrzeug“ und „PV-Anlage“ hochaufgelöst aufgezeichnet. Da aber auch diese Messung auf 32 Profile begrenzt ist, wurden die gemessenen Profile als Grundlage ver-

wendet, um sogenannte Profilgeneratoren zu entwickeln und zu validieren. Die entstandenen Profile sind sehr realitätsnah und zugleich robust im Hinblick auf mögliche Messfehler. Ein simuliertes Jahresprofil in einminütiger Auflösung kann zudem in weniger als einer Minute erzeugt werden. Es ist also deutlich ressourceneffizienter als eine langwierige Messung. Dadurch kann auf eine hohe Anzahl an Profilen zugegriffen werden und mit Hilfe dieser Profile sehr umfangreiche Untersuchungen für differenzierte Fragestellungen durchgeführt werden. In diesem Fall wurden die Daten genutzt, um ein entwickeltes Speichermodell mit Input zu versorgen.

2.2.1 Haushaltsprofilgenerator

Abhängig von den im Haushalt wohnenden Personen kann mit Hilfe des im Folgenden beschriebenen Generators ein konventionelles Lastprofil für einen privaten Haushalt (im Weiteren als Haushaltsprofil bezeichnet) in 1-minütiger Auflösung generiert werden.

Um ein Haushaltsprofil möglichst exakt abbilden zu können, müssen viele unterschiedliche Haushaltsverbraucher betrachtet werden. Als Basis für die Simulation dient eine Datenerhebung der Energieagentur NRW, die die Anteile und die Verbrauchswerte von unterschiedlichen Verbrauchsbereichen in 1- bis 6-Personenhaushalten erfasst (Energieagentur.NRW 2015). Die Tabelle 2-1 zeigt die entsprechende Übersicht. Dargestellt sind die durchschnittlichen Verbrauchswerte pro Jahr in Kilowattstunden der Bereiche in Abhängigkeit der Haushaltsgröße.

Tabelle 2-1: Jährlicher Stromverbrauch (Angaben in kWh) privater Haushalte mit elektrischer Warmwasserbereitung (Energieagentur.NRW 2015)

Bereich	Anteil in %	1-Pers.	2-Pers.	3-Pers.	4-Pers.	5-Pers.	6-Pers.
Büro	12,9	346,7	419,1	531,3	608,7	703,3	826,6
TV/Audio	11,9	290,6	407,6	542,8	568,6	630,4	729,1
Warmwasser	11,9	316,1	428,6	516,0	544,2	632,1	708,8
Kühlen	10,4	337,3	393,0	430,7	454,4	472,7	521,0
Licht	9,7	228,8	296,7	375,2	474,1	637,7	642,9
Kochen	9,0	177,8	334,4	392,5	467,6	509,2	552,6
Diverses	7,2	163,4	218,1	293,6	348,4	481,1	481,0
Trocknen	6,6	55,9	152,8	282,8	409,6	524,7	595,2
Spülen	5,1	55,7	142,2	225,3	307,8	372,5	415,2
Waschen	4,9	88,9	137,5	202,2	258,8	330,4	379,7
Gefrieren	4,5	54,8	147,5	200,0	246,6	293,0	340,9
Sonstiges	6	73,1	196,7	266,7	328,8	390,7	454,5
Summe	100	2.189	3.275	3.992	5.017	5.978	6.648

Ergänzt wird diese Datenerhebung durch die Projektergebnisse der Erhebung des Leibniz-Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI) zum privaten Energieverbrauch deutscher Haushalte (RWI und forsa 2010). In dieser Datenerhebung wurde die Ausstattung an elektrischen Geräten für unterschiedliche Haushaltsgrößen bestimmt. In Tabelle 2-2 wird die Anzahl der Geräte pro 100 Haushalte angegeben. Ein 1-Personenhaushalt besitzt so bspw. durchschnittlich 1,1 Kühlschränke.

Tabelle 2-2: Ausstattung mit Elektrogeräten pro Personen im Haushalt in Deutschland (RWI und forsa 2010)

	1-Pers.	2-Pers.	3-Pers.	4-Pers.	>4-Pers.
Kühl- u. Gefrierkombinationen	110	141	135	147	192
Gefrierschrank/ -truhe	30	67	70	75	87
Mikrowelle	71	76	88	82	88
Spülmaschine	58	83	88	96	98
Waschmaschine	88	95	100	98	100
Wäschetrockner	27	48	61	79	79
Fernseher	129	170	197	210	223
Computer	141	166	208	255	286
DVD	132	126	168	168	174

Kombiniert man die Ergebnisse der Tabelle 2-1 mit den Erkenntnissen der Tabelle 2-2 so lässt sich daraus der spezifische Energiebedarf je Gerät bestimmen. Der spezifische Energiebedarf bezeichnet einen durchschnittlichen Energieverbrauch pro Jahr, den das entsprechende Elektrogerät verursacht. Ergänzend zum pro Gerät errechneten (Jahres-)Energiebedarf wird für eine exakte Simulation noch die durchschnittliche Nutzungsdauer der Geräte benötigt. Kühl- und Gefriergeräte sind beispielsweise in der Regel das gesamte Jahr (modulierend) im Betrieb (RWI und forsa 2010). Die Nutzungsdauer der Unterhaltungselektronik beträgt bei Computern ca. 1.716 h und bei Fernsehgeräten ca. 1.526 h. Weiterhin kann man von durchschnittlich 136 Spülgängen des Geschirrspülers sowie 164 Waschvorgängen pro Waschmaschine ausgehen. Die Abbildung 2-2 zeigt ein Haushaltsprofil an einem beispielhaften Tag für einen 4-Personenhaushalt, das mittels des oben beschriebenen Vorgehens erzeugt wurde.

Deutlich erkennbar ist die typische „zappelnde“ Grundlast, die in erster Linie durch Kühlgeräte sowie durch diverse Standby-Geräte verursacht wird. Am Abend steigt die Grundlast deutlich an (bspw. Fernsehgeräte). Zudem treten über den Tag verteilt mehrere Leistungsspitzen auf, die bspw. durch Waschmaschine, Trockner oder Herd verursacht werden (Bunk et al. 2014).

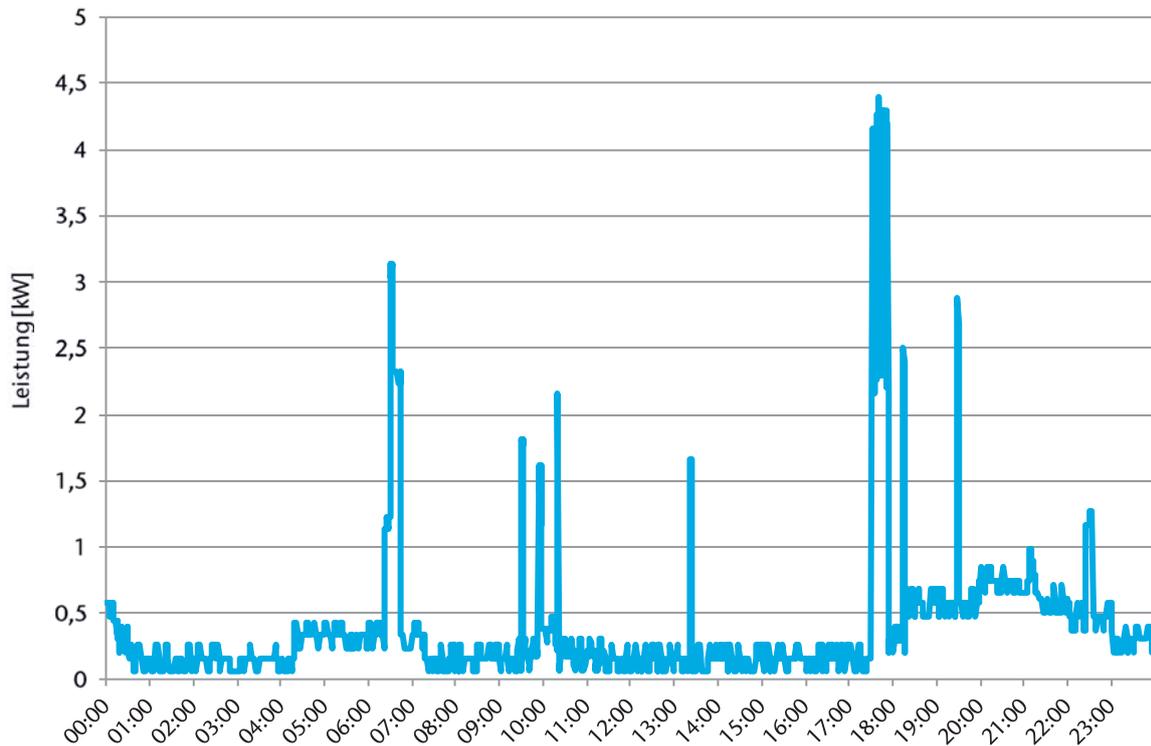


Abbildung 2-2: Tagesverlauf eines synthetischen Haushaltslastprofils

2.2.2 Photovoltaikgenerator

In einem ersten Schritt wurde ein Simulationsmodell erstellt, das als strukturelle Grundlage für die weitere Umsetzung dient. Darauf basierend wurde eine grafische Benutzeroberfläche entwickelt, mit der sowohl für einzelne Tage als auch für ein ganzes Jahr Einspeiseprofile einer PV-Anlage erstellt werden können.

Zur mathematischen Bestimmung des Einspeiseprofiles sind zunächst mehrere Zwischenschritte durchgeführt worden:

- Berechnung der Strahlung auf eine PV-Anlage mit definiertem Aufstellwinkel γ_A und Azimut-Winkel α_A
- Berechnung des Sonnenstands unter Berücksichtigung der geografischen Positionsdaten nach Länge λ_B und Breite φ , des Monats und der Tageszeit
- Berechnung der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche aufgeschlüsselt nach direkter und diffuser Strahlung

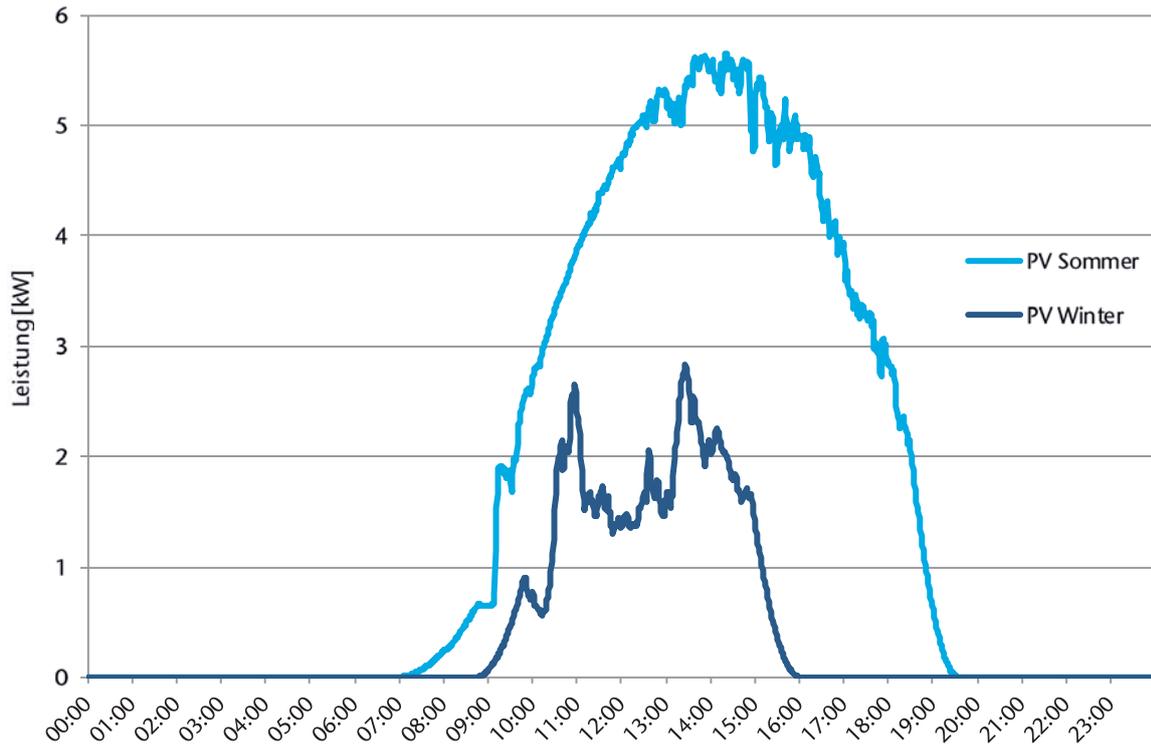


Abbildung 2-3: Verlauf eines synthetischen PV-Erzeugungsprofils für einen beispielhaften Sommer- und Wintertag

Die Abbildung 2-3 zeigt die simulierten (Tages-)Profile exemplarisch für einen Sommer- und einen Wintertag.

Eine abschließend durchgeführte Validierung des Programmes weist eine hohe Übereinstimmung mit den zugehörigen Referenzkriterien auf. So konnte für die kumulierte Erzeugung einer PV-Anlage über ein Jahr zunächst der typische „S“-förmige Verlauf des Graphen nachgewiesen werden. In den Wintermonaten (Anfang und Ende des Jahres) ist der Graph folglich deutlich flacher als in den sonnenstarken Übergangs- und Sommermonaten in der Mitte des Jahres. Trägt man die kumulierte Erzeugung (im Januar beginnend) auf, so erhält man also zunächst eine sehr flache Kurve (geringe Erzeugung), die dann zunehmend steiler wird (hohe Erzeugung im Sommer), ehe sie ab Herbst wieder abflacht. Weiterhin liegt die Jahreserzeugung für eine nach Süden ausgerichtete Anlage in Braunschweig in dem aus der Literatur angegebenen Bereich zwischen 900 und 1000 kWh pro kW_p. Dabei konnte auch der zu erwartende, höhere Ertrag für eine Anlage im Süden Deutschlands bestätigt werden. Die Untersuchung in Form einer Optimierung der Anlagenausrichtung lieferte ebenfalls eine Übereinstimmung mit den aus der Literatur entnommenen Referenzwerten, die eine Südausrichtung (Azimut=0°) der Anlage bei einer 35° Neigung empfiehlt. Im direkten Vergleich zu realen Aufzeichnungen einer PV-Anlage wiesen die synthetischen Profile ebenfalls eine starke Übereinstimmung mit dem Kurvenverlauf auf.

2.2.3 Wärmepumpengenerator

Vor dem Hintergrund des hohen und weiterhin wachsenden Energieverbrauchs, der begrenzten Reserven fossiler Energieträger und der steigenden Zahl von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, haben Energieeinsparungen und der Einsatz regenerativer Energien in Gebäuden in den letzten Jahren erheblich an Bedeutung gewonnen. Dennoch verwenden heutzutage die meisten Heizungsanlagen fossile Energieträger zur Wärmebereitstellung. Eine mögliche Technologie, die im Zuge dieses Kontextes an Bedeutung gewinnt, stellt die elektrische Wärmepumpe dar. Findet die Wärmepumpe flächendeckend Einsatz in der Warmwasser- und Raumwärmeversorgung, so ist die Technologie auch für Netzbetreiber aufgrund der zu erwartenden Steigerung des elektrischen Verbrauchs von Bedeutung.

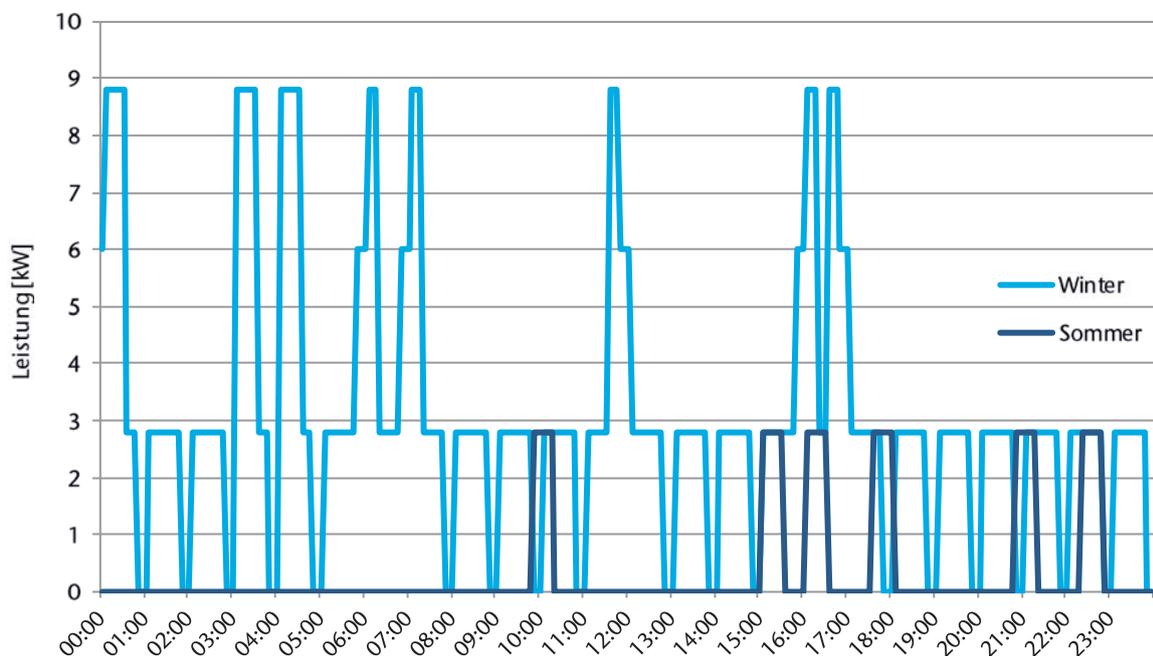


Abbildung 2-4: Tagesprofil verschiedener synthetischer Wärmepumpenprofile

Nachfolgend wird ein Tool zur Erzeugung von elektrischen Lastprofilen zur Nachbildung des Netzverhaltens von elektrischen Wärmepumpen vorgestellt. Das Tool wurde in Bunk et al. (2015) entwickelt und wird dort ausführlich beschrieben. Das Simulationstool zur Generierung von Lastprofilen für Wärmepumpenanlagen benötigt als Input ein Jahres-Temperaturprofil und einen dazugehörigen Tagesmittelwert. Neben der Vorgabe eines Temperaturprofils kann im Anschluss über eine Eingabemaske die Fläche des Wohnhauses angegeben werden. Die Wohnfläche kann dabei beliebige Werte im Intervall von $[50 \text{ m}^2 - 350 \text{ m}^2]$ annehmen. Das Tool wertet die Eingabe aus und ordnet eine Referenzanlage zu. Nach Zuordnung einer Referenzanlage wird im nächsten Schritt eine exponentielle Verbrauchskurve für die entsprechende Anlage erzeugt. Der Verbrauch ist gerade an kalten Wintertagen, an denen

normalerweise viel Wärme benötigt wird, vergleichsweise hoch. Der Verbrauch der Anlage an warmen Sommertagen ist hingegen relativ gering.

Die Abbildung 2-4 zeigt je ein Lastprofil einer elektrischen Wärmepumpe für einen kalten (ca. -10°C im Tagesmittel) und einen warmen (ca. 25°C im Tagesmittel) Tag. Zusätzlich zum modulierenden Verdichterbetrieb wird an kalten Tagen eine modulierende Heizpatrone hinzugezogen.

2.3 Ergebnisse der Energieflussberechnung

Hochaufgelöste Datensätze und aktuelle Angaben bzgl. der Eigenschaften der Komponenten sind notwendig, um realistische Simulationen und Bewertungen durchführen zu können. Die Erzeugungsprofile des PV-Systems weisen ebenso wie die gebäudeinternen Verbräuche eine zeitliche Auflösung von $\Delta t = 1$ min auf (vgl. Abschnitt 2.2) und sind auf eine Nennleistung von 1 kW_p normiert. Ausrichtung, Neigung und das standortspezifische Strahlungsangebot werden berücksichtigt.

Während gebäudeinterne Verbräuche ebenfalls mit einer Auflösung von $\Delta t = 1$ min angegeben werden, weisen die Verbrauchsprofile der Elektrofahrzeuge und der elektrischen Wärmepumpe abweichende zeitliche Auflösungen von $\Delta t = 15$ min bzw. $\Delta t = 5$ min auf. Variierende Haushaltsgrößen und mögliche Nutzungsszenarien des Elektrofahrzeugs und der Wärmepumpe können durch angepasste Verbrauchsprofile berücksichtigt werden. Die Nennleistung des PV-Systems und die Nennkapazität der Batterien werden in dem Intervall von 0 kW_p bis 10 kW_p bzw. 0 kWh bis 10 kWh mit einer Schrittweite von 1 kW_p bzw. 1 kWh variiert. Insgesamt werden so 100 Varianten bzgl. der Kombination von PV-Systemen und Batteriespeichern betrachtet. Die jährlich vom PV-System bereitgestellte Energiemenge beträgt ca. 920 kWh/kW_p . Dem gegenüber steht der jährliche Energiebedarf von ca. 3.900 kWh bzw. 6.700 kWh , der den haushaltsinternen elektrischen Verbrauchern zuzuordnen ist. Als Ergebnis liefert die Simulation die Autarkiequote (AQ) sowie die Eigenverbrauchsquote (EVQ).

Die Abbildung 2-5 zeigt den Füllstandsverlauf eines 3-kWh Speichers in Kombination mit einer 8 kW_p PV-Anlage über einen exemplarisch gewählten Tag. Die Batterie erreicht bereits um 10 Uhr morgens ihre maximale Kapazität. Der Mittagspeak der PV-Anlage wird folglich vollständig in das öffentliche Netz eingespeist. Am Abend mit abklingender PV-Erzeugung entlädt sich der Speicher und versorgt den Haushalt mit der nötigen Energie.

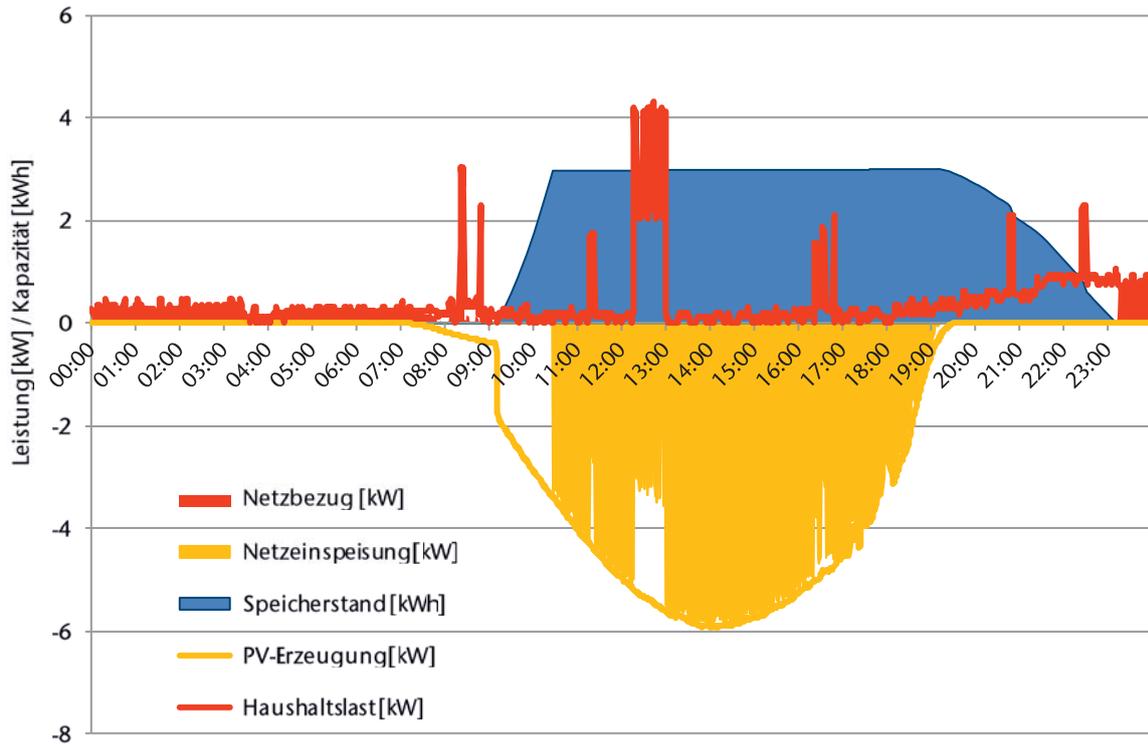


Abbildung 2-5: Darstellung bei Nutzung einer 8 kW_p PV-Anlage und eines 3 kWh Speichers im 4-Personenhaushalt

Die zentralen Parameter zur Beurteilung einer PV-Anlage in Verbindung mit einem Stromspeicher sind die erzielten AQ und EVQ.

Autarkiequote

Der Grad der energetischen Selbstversorgung wird als Autarkiequote beschrieben. Es wird das Verhältnis der dezentral erzeugten und verbrauchten Energie und dem haushaltsinternen elektrischen Energiebedarf (E_{HH}) berechnet und als Prozentwert angegeben. Die Differenz aus haushaltsinternem elektrischen Energiebedarf (E_{HH}) und der aus dem öffentlichen Stromnetz bezogenen Energie (E_{NB}) beschreibt die dezentral erzeugte und verbrauchte Energie (=Eigenverbrauch).

$$AQ = \frac{E_{HH} - E_{NB}}{E_{HH}} \cdot 100$$

Mit steigender PV-Leistung und ebenso mit steigender Speicherkapazität nimmt die AQ grundsätzlich zu. Während der Sommermonate wird besonders viel Strom durch die PV-Anlage produziert, daher ist die Quote hier deutlich höher als im Winter, wenn durch schwächere Strahlung weniger Strom produziert wird. Die AQ läuft allerdings in eine Art Sättigung (siehe Abbildung 2-6), da die Überbrückung der sonnenschwachen Wintermonate nur mit einem sehr großen (im Megawattbereich) Speicher möglich wäre, der die Energie aus dem Sommer bis in den Winter hinein speichert.

Eigenverbrauchsquote

Die EVQ gibt den Grad der Eigennutzung der durch das PV-System bereitgestellten Energie an. Es wird der Prozentwert des Verhältnisses der durch Eigenverbrauch genutzten PV-Energie und der vom PV-System bereitgestellten Energie (E_{PV}) berechnet. Der Anteil der PV-Energie, der den haushaltsinternen Verbrauchern zugeführt wird, ergibt sich aus der Differenz der bereitgestellten (E_{PV}) und eingespeisten PV-Energie (E_{NE}).

$$EVQ = \frac{E_{PV} - E_{NE}}{E_{PV}} \cdot 100$$

Mit steigender Solarleistung nimmt die EVQ grundsätzlich ab, da die erzeugte Energie den Eigenbedarf übersteigt. Während der Sommermonate wird besonders viel Strom durch die PV-Anlage produziert, daher sind die Quoten geringer als im Winter, wenn durch schwächere Strahlung weniger Strom produziert wird.

Eigenverbrauch und Autarkie werden in besonderem Maße dadurch beeinflusst, zu welcher Tageszeit der größte Strombedarf in einem Haushalt besteht. Ist dies vorwiegend tagsüber der Fall, werden höhere Werte erreicht, als wenn hauptsächlich morgens und abends Strom verbraucht wird. Die beiden Größen ergeben sich aus dem Zusammenspiel von installierter Leistung, dem jährlichen Strombedarf und dem Nutzungsverhalten. In jedem Fall hat ein Stromspeicher immer einen positiven Effekt auf beide Kennzahlen.

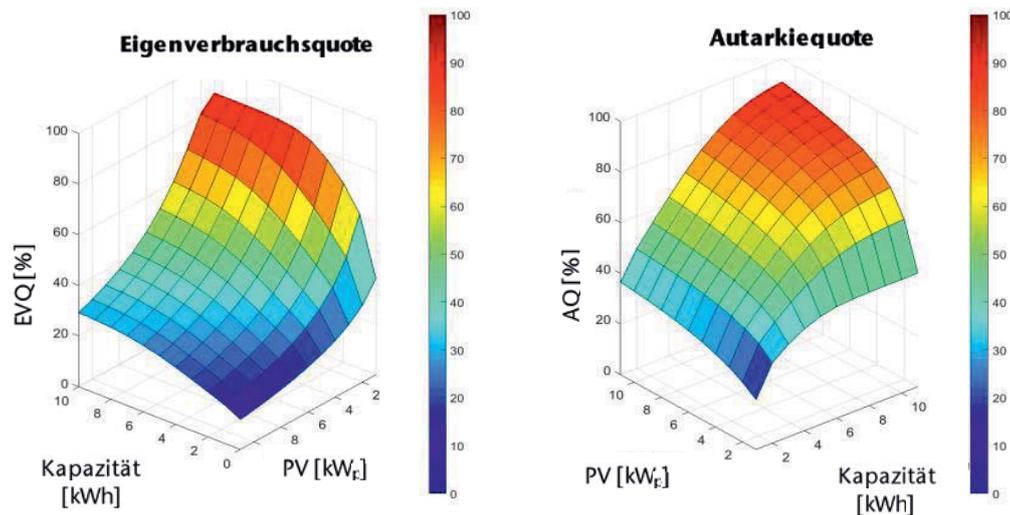


Abbildung 2-6: EVQ und AQ bei einem jährlichen Stromverbrauch von 3.900 kWh

Die Abbildung 2-6 links zeigt die erzielbaren EVQ für einen Haushalt mit ca. 3.900 kWh Jahresenergiebedarf für verschiedene Kombinationen aus PV-Peakleistung und Speicherkapazität. Kombiniert werden hier unterschiedliche PV-Anlagengrößen

(1-10 kW_p) und Speicherkapazitäten (0-10 kWh). Sehr kleine PV-Anlagen kombiniert mit großen Speichern ermöglichen EVQ von über 90 %. Mit einer 10 kW_p PV-Anlage kombiniert mit einem 10 kWh Speicher lässt sich eine EVQ von ca. 30 % erzielen.

Der rechte Teil der Abbildung stellt die erzielbaren AQ dar. Mit der Kombination einer 10 kW_p PV-Anlage und einem 10 kWh Speicher lässt sich eine AQ von ca. 90 % erzielen. Ohne Speicher liegt die AQ hingegen zwischen 10 % und 30 %.

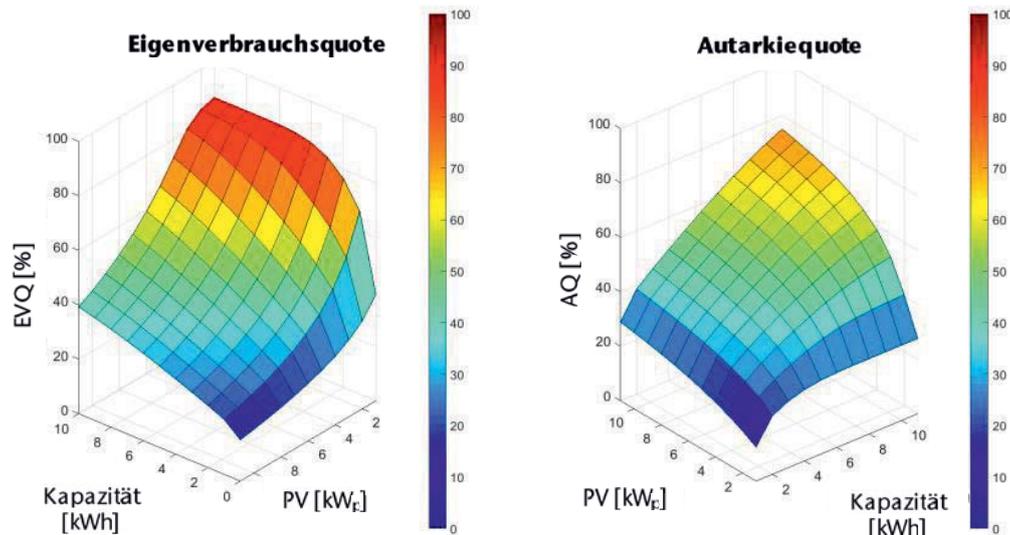


Abbildung 2-7: EVQ und AQ bei einem jährlichen Stromverbrauch von 6.300 kWh

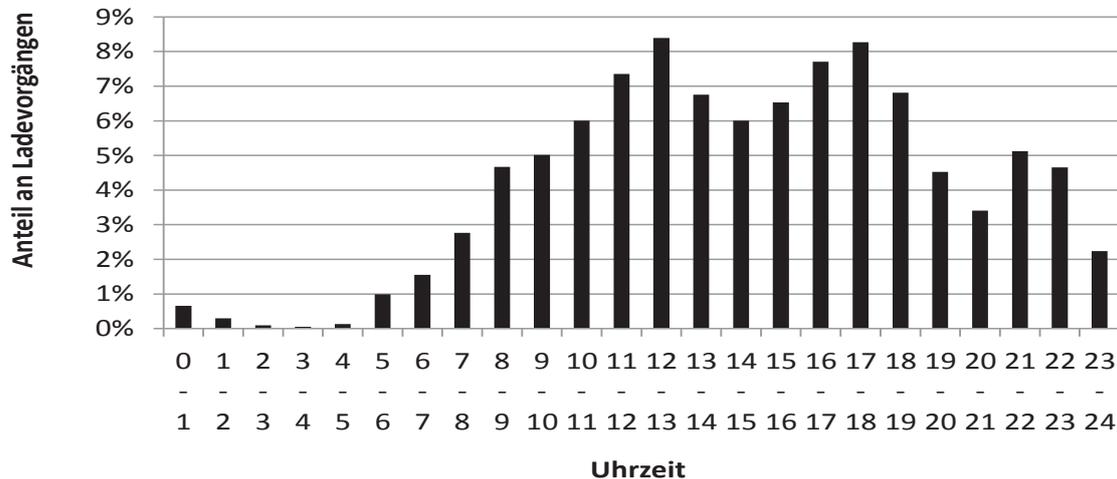


Abbildung 2-8: Ladebeginn nach Uhrzeit

Die Abbildung 2-7 stellt die eben beschriebenen Quoten für einen größeren Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 6.300 kWh dar. Erhöht sich der Haushaltsverbrauch, so lässt sich eine Erhöhung der EVQ bei gleichzeitiger Reduzierung der AQ beobachten.

Die e-home Haushalte besitzen zusätzlich ein Elektrofahrzeug. Die Verteilung der Ladevorgänge am Hausanschluss ist in Abbildung 2-8 dargestellt. Dargestellt ist der Ladebeginn von 10.000 Ladegängen zwischen Juli 2012 und November 2014. Neben dem erwarteten Peak am Abend (Laden nach Feierabend) ist ebenfalls ein Peak zur Mittagszeit zu erkennen. Eine Ladung innerhalb der normalen PV-Erzeugung erhöht den Eigenverbrauch signifikant. Die Auswirkung der unterschiedlich starken Nutzung von Elektrofahrzeugen (=unterschiedliche Fahrleistung) wird in den folgenden Abbildungen verdeutlicht. Die Fahrzeuge werden in dieser Simulation ausschließlich am Hausanschluss geladen. Wie zu erwarten ist, kann mit zunehmender Fahrleistung mehr Energie direkt verbraucht werden. Die EVQ steigt folglich durch Nutzung eines Elektrofahrzeugs und dem daraus resultierenden Ladeverhalten.

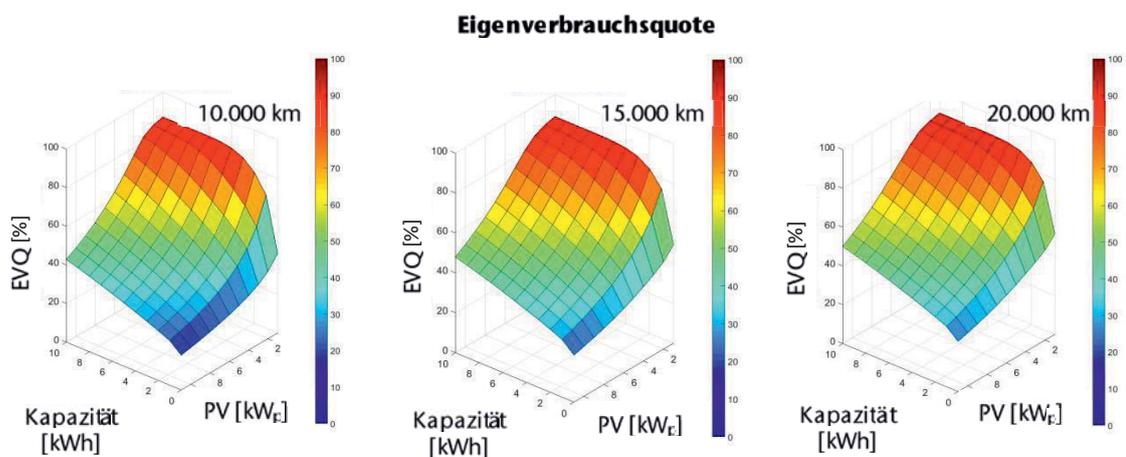


Abbildung 2-9: Änderung der EVQ bei Nutzung eines Elektrofahrzeugs in einem Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 6.300 kWh

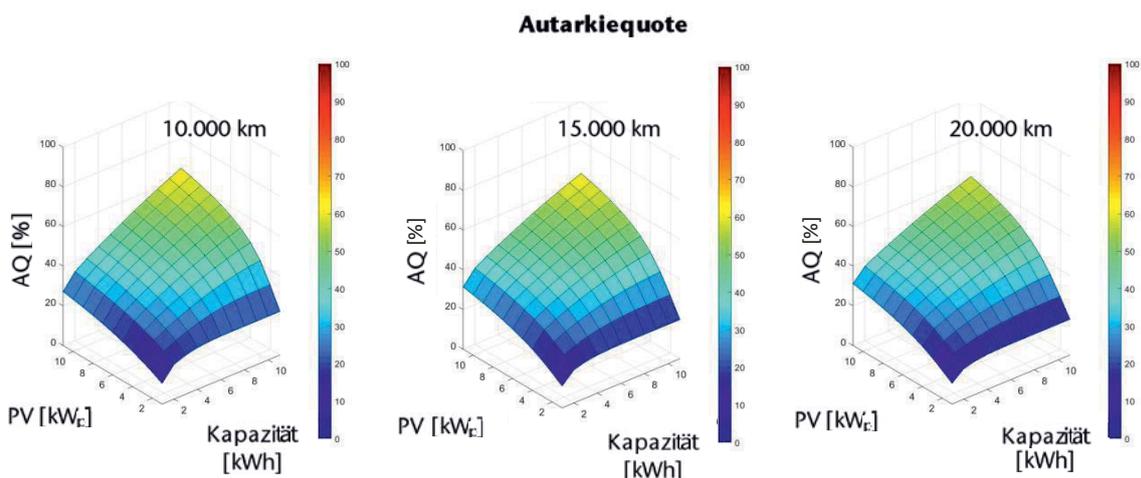


Abbildung 2-10: Änderung der AQ bei Nutzung eines Elektrofahrzeugs in einem Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 6.300 kWh

Die AQ hingegen fällt mit steigender Fahrleistung ab. Zurückzuführen ist dies auf die damit verbundene Erhöhung des Stromverbrauchs. Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 2-10 dargestellt.

Ergänzt man die konventionellen Haushalte mit einer elektrischen Wärmepumpe (anstatt der Elektrofahrzeuge), ergeben sich grundsätzlich die gleichen Wirkzusammenhänge wie bei den zuvor gezeigten Abbildungen mit Elektrofahrzeugen: Die EVQ steigt, die AQ sinkt. Für weitere Untersuchungen wurden zwei verschiedene elektrische Wärmepumpen simuliert. Bei der ersten Wärmepumpe wurde ein Haushalt mit einem jährlichen thermischen Verbrauch von 15.000 kWh_{th} angenommen, bei der zweiten wurde ein jährlicher Verbrauch von 35.000 kWh_{th} angenommen. Die AQ und EVQ dazu sind in Abbildung 2-11 und Abbildung 2-12 dargestellt.

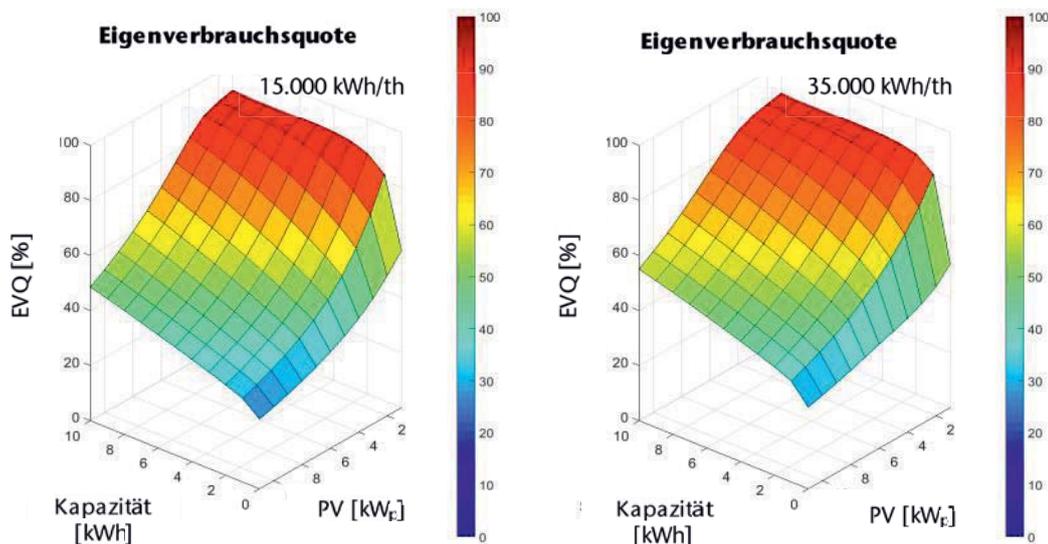


Abbildung 2-11: Änderung der EVQ bei Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe in einem Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 6.300 kWh

Analog zur Simulation mit den Elektrofahrzeugen ist auch hier zu erkennen, dass sich der Eigenverbrauch bei Integration eines zusätzlichen Verbrauchers erhöht. Eine Erhöhung der EVQ und eine Verminderung der AQ sind die Folge.

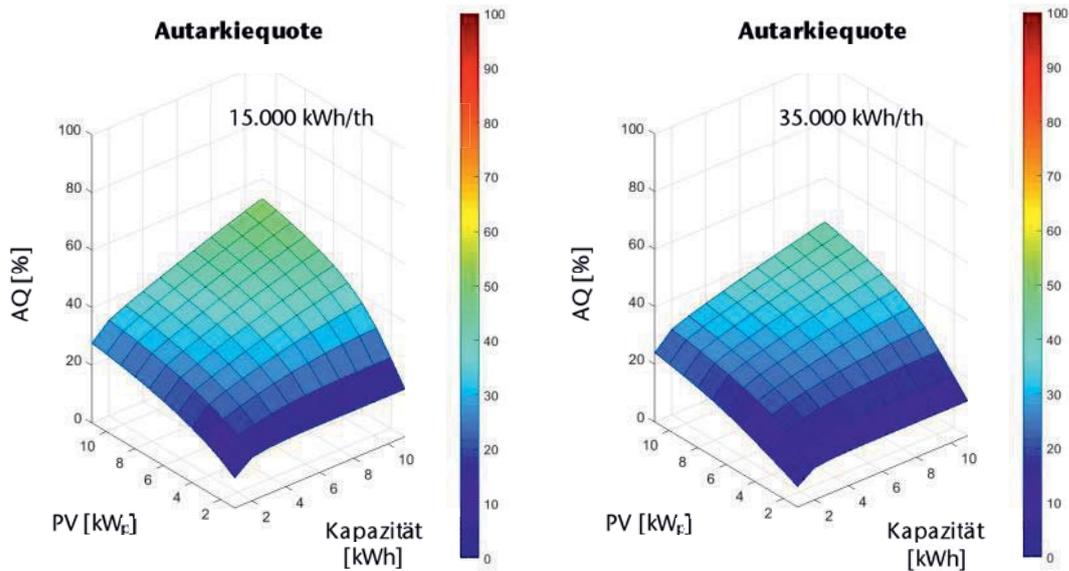


Abbildung 2-12: Änderung der AQ bei Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe in einem Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 6.300 kWh

2.4 Zwischenfazit

In diesem Kapitel wurde die grundsätzliche Nutzung eines PV-Speichers in Verbindung mit einer PV-Anlage im Einfamilienhaushalt zur Steigerung des Eigenverbrauchs erläutert. Dazu wurden anfangs verschiedene Betriebsstrategien und Technologien vorgestellt, die in der Praxis Anwendung finden. Darauf aufbauend wurden relevante Kennzahlen von PV-Speichern sowie die Lebensdauer der Systeme betrachtet.

Im zweiten Teil des Kapitels wurden drei unterschiedliche Profilergeneratoren vorgestellt. Mit diesen ist es möglich, synthetische Profile für die Komponenten Haushalt, PV-Anlage sowie für eine elektrische Wärmepumpe zu erstellen. Dies war notwendig, um am Ende eine belastbare Energieflussberechnung durchführen zu können, die über eine gewisse Robustheit hinsichtlich der Schwankungen im Haushaltsbedarf oder bei der PV-Anlagengröße verfügt.

In den Energieflussberechnungen wurden abschließend die Auswirkungen der Erhöhung des Haushaltsbedarfs auf den Eigenverbrauch anhand der AQ und EVQ erläutert. Die Erhöhung des Haushaltverbrauchs wurde neben einer einfachen Erhöhung des Stromverbrauchs auch durch Integration von Elektrofahrzeugen mit unterschiedlicher Fahrleistung und von elektrischen Wärmepumpen abgebildet.

3 Wirtschaftlichkeit dezentraler Batteriespeichersysteme in Verbindung mit der Stromerzeugung aus PV-Anlagen

(Dr. Tobias Lühn, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, Professur für Produktion und Logistik, Georg-August-Universität Göttingen)

Im vorliegenden Abschnitt wird auf Grundlage der Simulationsberechnungen aus Abschnitt 2 die Wirtschaftlichkeit dezentraler PV-Speichersystem mithilfe der Methode des internen Zinssatzes für das Jahr 2016 und das Jahr 2019 analysiert. Die Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb eines Batteriespeichersystems in privaten Haushalten mit Stromerzeugung aus PV-Anlagen war das Erreichen der Netzparität¹ im Jahr 2012. Daher wird zunächst die Entwicklung des Strombezugspreises und der PV-Einspeisevergütung für kleine PV-Anlagen ($\leq 10 \text{ kW}_p$) dargestellt. Als Methode zur Wirtschaftlichkeitsbewertung von PV-Speichersystemen wird in Abschnitt 3.2 der interne Zinssatz vorgestellt. Die ökonomischen Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsanalysen werden anschließend in Abschnitt 3.3 sowohl für das Jahr 2016 als auch für das Jahr 2019 bestimmt. Für das Jahr 2016 können diese mithilfe von Ist-Daten aus Literaturrecherchen und Datenbankauswertungen festgelegt werden. Demgegenüber sind die zukünftigen Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen nur schwierig abzuschätzen und unterliegen hohen Unsicherheiten. Daher werden für das Jahr 2019 drei Szenarien definiert, die die möglichen Entwicklungen der ökonomischen Inputparameter (bspw. Batteriespeicherpreis) abbilden. In Abschnitt 3.4 wird für den freien Speicherbetrieb die Wirtschaftlichkeit von PV-stand-alone Anlagen und PV-Speichersystemen berechnet. Auf Grundlage der entwickelten Szenarien werden die Wirtschaftlichkeitsberechnungen sowohl für das Jahr 2016 als auch für das Jahr 2019 durchgeführt. Der Einfluss wesentlicher technischer und ökonomischer Inputparameter (bspw. Zyklusfestigkeit, Strompreisanstieg) auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen wird analysiert, indem diese innerhalb sinnvoller Bandbreiten variiert werden. Der Abschnitt endet mit einem kurzen Zwischenfazit zur Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen.

¹ In diesem Kontext wird unter Netzparität der Zustand gleicher Strombezugskosten privater Haushalte und PV-Einspeisevergütungen für kleine PV-Anlagen ($\leq 10 \text{ kW}_p$) verstanden.

3.1 Netzparität

Um die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen bewerten zu können, müssen zunächst die relevanten Zahlungsflüsse identifiziert werden. Zum einen sind die Investitionen in die PV-Anlage und in das Batteriespeichersystem sowie deren jährlichen Betriebskosten zu berücksichtigen. Zum anderen sind die Zahlungsflüsse einzubeziehen, die mit den Energieflüssen zwischen den Systemkomponenten verbunden sind. Sowohl der Netzbezug als auch die Netzeinspeisung verursachen Zahlungsflüsse (siehe Abbildung 3-1). Für den Netzbezug muss der Haushalt den Strombezugspreis an den jeweiligen Energieversorger entrichten. Für die Netzeinspeisung erhält er vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber den PV-Einspeisevergütungssatz.

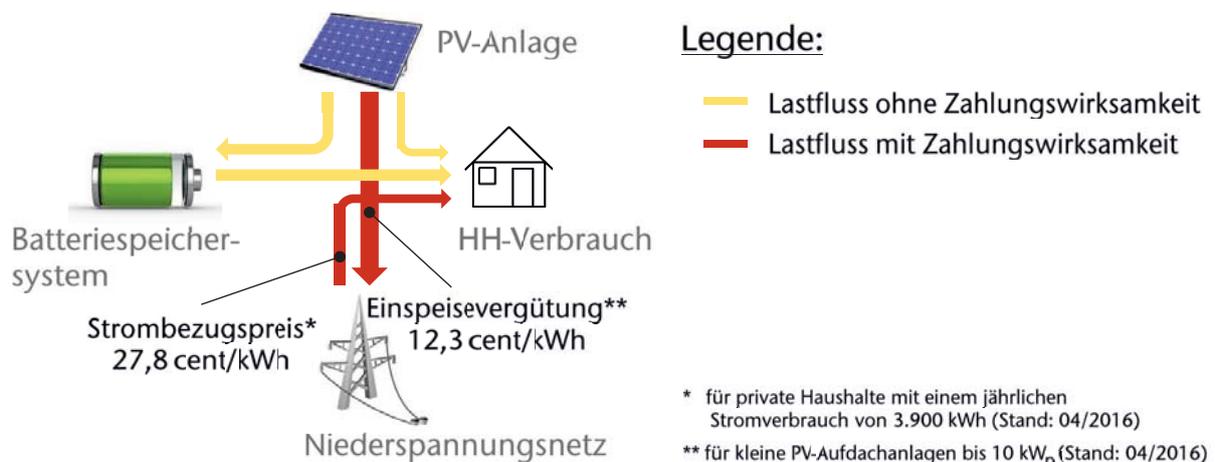


Abbildung 3-1: Last- und Zahlungsflüsse beim freien Speicherbetrieb im Szenario 2016

Die durchschnittlichen Anschaffungspreise für Aufdach-PV-Anlagen bis 100 kW_p haben sich zwischen 2009 und 2016 von 4.100 €/kW_p auf 1.130 €/kW_p reduziert (Photovoltaik Zentrum 2015). Im gleichen Zeitraum ist der PV-Einspeisevergütungssatz für kleine PV-Anlagen (≤ 10 kW_p) von 0,430 €/kWh auf 0,123 €/kWh gesunken, um eine Überförderung der PV zu vermeiden (BNetzA 2016). Demgegenüber ist der durchschnittliche Strompreis für private Haushalte in diesem Zeitraum von 0,214 €/kWh auf 0,277 €/kWh gestiegen (BMW i 2015; Verivox 2016). Eine grundlegende Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb eines Batteriespeichersystems in privaten Haushalten mit Stromerzeugung aus PV-Anlagen war der Zustand eines gleichen Strombezugspreises privater Haushalte und des PV-Einspeisevergütungssatzes für kleine PV-Anlagen (≤ 10 kW_p). Diese sogenannte Netzparität² lag erstmals im Jahre 2012 vor (siehe Abbildung 3-2). Seitdem haben Anlagenbetreiber einen finanziellen Anreiz den eigenerzeugten Strom selbst zu nutzen. Fallende PV-Anlagenpreise,

² Davon abweichend wird im allgemeinen Sprachgebrauch unter Netzparität der Zustand gleicher Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien und dem Strompreis konventioneller Energien verstanden.

sinkende Einspeisevergütungen und steigende Endverbraucherpreise erhöhen den Anreiz für private Haushalte, den Eigenverbrauch zu erhöhen. Dem Eigenverbrauch sind dabei natürliche Grenzen gesetzt, da PV-Erzeugung und Stromverbrauch zeitgleich auftreten müssen. Dezentrale Batteriespeichersysteme können nach Abschnitt 2 den Netzbezug privater Haushalte deutlich reduzieren, indem sie Solarüberschüsse in den Mittagsstunden aufnehmen und diese in den Abendstunden zur Lastdeckung abgeben. Durch die verminderten Strombezugskosten leisten Speicher somit einen Beitrag zur wirtschaftlichen Nutzung der PV.

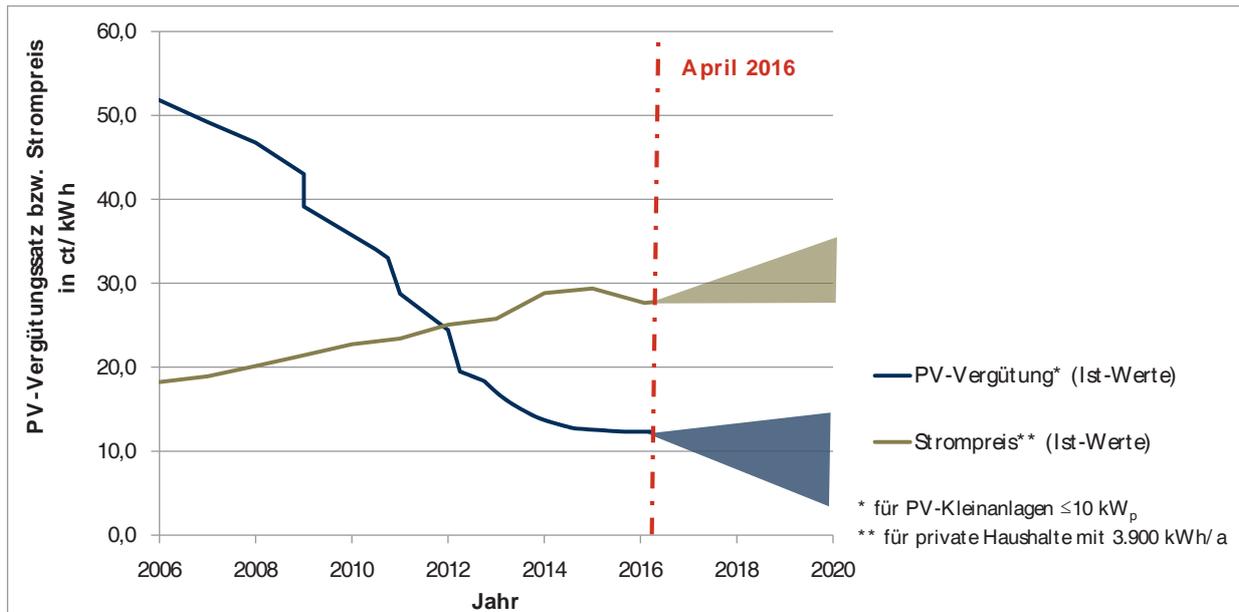


Abbildung 3-2: Entwicklung des Strompreises für private Haushalte und der Einspeisevergütung für kleine PV-Anlagen ($\leq 10 \text{ kW}_p$). Eigene Darstellung in Anlehnung an (BMWi 2015; SFV 2017; Verivox 2016)

3.2 Methode des internen Zinssatzes zur ökonomischen Bewertung von PV-Speichersystemen

Zur Vorteilhaftigkeitsbeurteilung von Investitionen in Batteriespeichersysteme wird die Methode des internen Zinssatzes verwendet. Nach Götze (2014) liegt der Vorteil der dynamischen Modelle darin, dass die Ein- und Auszahlungen in ihrem Zeitablauf berücksichtigt werden. Damit werden in dynamischen Modellen im Gegensatz zu den statischen Modellen explizit mehrere Perioden in die Betrachtung mit einbezogen (Heinhold 1999). Der Wert der Ein- und Auszahlungen hängt von dem Zeitpunkt der Realisierung ab (Zeitpräferenz). Ein Geldbetrag ist aus heutiger Sicht umso weniger wert, je später er verbucht wird. Auf der Kapitalangebotsseite sind Sparer bereit, auf eine Einheit Gegenwartskonsum zu verzichten, wenn sie in der kommenden Periode dadurch $(1+q_s)$ Einheiten konsumieren können. Der Faktor q_s wird daher auch als Grenzrate der Substitution des gegenwärtigen gegenüber dem zukünftigen Konsum

bezeichnet (Erdmann und Zweifel 2008). Auf der Kapitalnachfrageseite werden Investoren ihre Investitionen ausweiten, solange die Rendite der Investitionen oberhalb des Marktzins liegt.

Bei Vorliegen eines vollkommenen Kapitalmarktes kann zur Vorteilhaftigkeitsbeurteilung die Methode des internen Zinssatzes angewendet werden. Die Annahme eines vollkommenen Kapitalmarktes bedeutet, dass finanzielle Mittel in beliebiger Höhe mit einem einheitlichen Zinssatz sowohl aufgenommen als auch angelegt werden können (Götze 2014).

Als **Kapitalwert** (Net Present Value, NPV) wird die Summe aller auf einen Zeitpunkt ab- bzw. aufgezinsten Ein- und Auszahlungen, die durch die Realisation eines Investitionsobjektes verursacht werden, bezeichnet. Die Nettozahlungen der einzelnen Zeitpunkte als Differenz aus Ein- und Auszahlungen werden auf den Zeitpunkt $t=0$ abgezinst (vgl. Abbildung 3-3). Die Investition für die Errichtung der PV-Anlage mit einem stationären Batteriespeichersystem ist absolut vorteilhaft, falls der Kapitalwert der entsprechenden Investition größer als null ist (Busse von Colbe und Laßmann 1991).

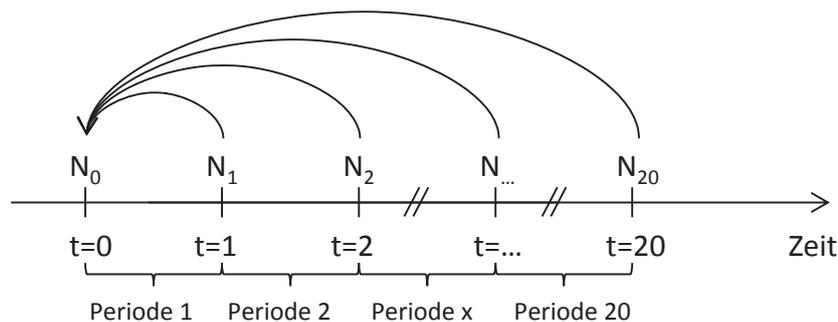


Abbildung 3-3: Funktionsschema der Kapitalwertmethode (Götze 2014)

Der **interne Zinssatz** ist der Zinssatz, der einen Kapitalwert von null erzielt (Ter Horst 1980). Damit stellt der interne Zinssatz die Verzinsung des in der Investition gebundenen Kapitals dar (Blohm et al. 2012). Bei dieser Methode werden die Verzinsung des gebundenen Kapitals mit den Kosten der Fremdfinanzierung bzw. der Rendite einer Alternativanlage verglichen. Damit ist eine Investition absolut vorteilhaft, wenn der interne Zinssatz der Investition größer ist als die Mindestverzinsung (Götze 2014). In der vorliegenden Studie soll neben der absoluten Vorteilhaftigkeit der Investition in ein PV-Speichersystem die relative Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher PV-Speichersysteme analysiert werden. Sinnvolle Aussagen über die Vorteilhaftigkeit einer Investition können mit der internen Zinssatz Methode nur bei isoliert durchführbaren Investitionen getätigt werden. Bei isoliert durchführbaren Investitionen werden die Einzahlungsüberschüsse während des gesamten Betrachtungszeitraums zur Amortisation und Verzinsung des gebundenen Kapitals verwendet. Dadurch kann die Investition „isoliert durchgeführt“ werden und ist unabhängig von der Wiederanlageprämisse.

Die Zahlungsreihe weist dann nur einen Vorzeichenwechsel auf und es existiert ein eindeutiger Zinssatz, bei dem der Kapitalwert null wird.

Bei einigen PV-Speichersystemen muss das Batteriespeichersystem innerhalb des Betrachtungszeitraums ersetzt werden, sodass es sich unter Umständen um eine zusammengesetzte Investition handeln kann. Zusammengesetzte Investitionen können mehrere interne Zinssätze aufweisen, die sich ökonomisch nicht sinnvoll interpretieren lassen. Bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse in Abschnitt 3.4 handelt es sich bei allen Investitionen um isoliert durchführbare Investitionen, da der mit dem internen Zinssatz diskontierte Zahlungssaldo (Vermögenswert) zu keinem Zeitpunkt positiv ist (Legenhausen 2013). Der in den einzelnen Perioden entstehende Einnahmeüberschuss (Einnahmen abzüglich der Zinsen auf das gebundene Kapital) wird somit ausschließlich zur Verzinsung und zur Amortisation des eingesetzten Kapitals verwendet. Damit werden Einnahmeüberschüsse nicht zum internen Zinssatz angelegt und es muss keine Wiederanlageprämisse getroffen werden.

Alle Ein- und Auszahlungen, die durch die Investition in ein PV-Speichersystem verursacht werden, werden im Folgenden nominal berechnet, d.h. es wird keine Inflationsbereinigung durchgeführt. Als Bezugspunkt wird ein privater Haushalt ohne PV-Anlage und Speicher gewählt. Die Ein- und Auszahlungen bei der Investition in ein PV-Speichersystem setzen sich aus den folgenden Bestandteilen zusammen:

$ \begin{aligned} & \text{Kapitalwert} = \\ & - (P_{PV} \cdot p_{PV,t=0} + W_{Batt} \cdot p_{Batt,t=0} + P_{Inst}) \cdot (1 + UST) \\ & + \sum_{t=1}^T x_{EV} \cdot p_{Strom} \cdot \left(1 + \frac{\Delta p_t}{p_0}\right)^t \cdot (1 - d)^t \cdot (1 + q)^{-t} \\ & + \sum_{t=1}^T x_{NE} \cdot e_{PV} \cdot (1 - d)^t \cdot (1 + q)^{-t} \\ & - \sum_{t=1}^T (A_{PVVers} + A_{Zähler} + P_{PV} \cdot a_{PV,Wart}) \cdot (1 + i_{Inf})^t \cdot (1 + q)^{-t} \\ & - \sum_{t=1}^T W_{Batt} \cdot p_{Batt,t} \cdot b \cdot (1 + UST) \cdot (1 + q)^{-t} \\ & + W_{Batt} \cdot p_{Batt,T} \cdot \frac{\sum_{t=1}^T Z_t}{Z_{max}} \cdot (1 + q)^{-T} \end{aligned} $	<p>Anschaffungsauszahlungen</p> <p>Einsparungen beim Strombezug</p> <p>PV-Einspeisevergütung</p> <p>Laufende Auszahlungen</p> <p>Ersatzinvestition für Batteriespeicher</p> <p>Liquidationserlös</p>
---	--

Dabei bedeuten:

Tabelle 3-1: Legende zur Berechnung des Kapitalwerts

Parameter	Bedeutung	Parameter	Bedeutung
t	Zeitindex	q	Kapitalzinssatz
T	Betrachtungszeitraum	x_{NE}	Jährliche PV-Netzeinspeisung [kWh]
$P_{PV,max}$	Peakleistung der PV-Anlage [kW_p]	e_{PV}	PV-Einspeisevergütungssatz (exkl. USt) [€/kWh]
p_{PV}	Spezifischer Preis für schlüsselfertige PV-Anlage [€/kW _p]	b	Binärvariable (Ersatz des Batteriespeichersystems notwendig: ja/nein)
W_{Batt}	Nutzbare Speicherkapazität [kWh]	$A_{PV,vers}$	PV-Versicherungsprämie (inkl. USt) [€/a]
p_{Batt}	Spezifischer Preis für das Batteriespeichersystem [€/kWh]	$A_{Zähler}$	Jährliche Zählermiete (inkl. USt) [€/a]
P_{Inst}	Einmalige Installationskosten für das Batteriespeichersystem [€]	$a_{PV,wart}$	Spezifische jährliche Wartungskosten für PV-Anlage (inkl. USt) €/kW _p ·a]
x_{EV}	Eigenverbrauch unter Berücksichtigung der Batteriespeicher-verluste [kWh]	i_{Inf}	Allgemeine Inflationsrate
p_{Strom}	Strompreis (inkl. USt) in t=0 [€/kWh]	Z_t	Jährliche Anzahl an Vollzyklen in t
$\frac{\Delta p_t}{p_0}$	Jährliche Strompreissteigerung	Z_{max}	Zyklusfestigkeit
d	Jährliche Abnahme der PV-Erzeugung	USt	Umsatzsteuersatz

Anschaffungsauszahlungen: Die Anschaffungsauszahlungen in $t = 0$ setzen sich aus den Anschaffungspreisen für die schlüsselfertige PV-Anlage $p_{PV,t=0}$, das Batteriespeichersystem inkl. Wechselrichter $p_{Batt,t=0}$ und die einmaligen Installationskosten für das Batteriespeichersystem P_{Inst} zusammen.

Einsparungen beim Strombezug: Nach Abschnitt 2 kann durch die Integration eines Batteriespeichersystems die AQ deutlich erhöht werden, sodass der Strombezug aus dem öffentlichen Netz reduziert werden kann. Dies führt zu verringerten Strombezugskosten. Die Differenz zwischen den Strombezugskosten ohne PV-Speichersystem und mit PV-Speichersystem wird als „Einnahme“ verbucht.

PV-Einspeisevergütung: Neben den vermiedenen Strombezugskosten werden die jährlichen PV-Einspeisevergütungen berücksichtigt. Die Einspeisevergütungen sind nach dem EEG 2017 für einen Zeitraum von 20 Jahren festgesetzt. In den zurückliegenden Jahren ist der PV-Einspeisevergütungssatz nach Abbildung 3-2 kontinuierlich gesunken. Im Jahr 2016 lag er für PV-Anlagen bis 10 kW_p bei $e=0,1231$ €/kWh (Stand: April 2016).

Laufende Auszahlungen: Als jährliche Auszahlungen werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten für die PV-Anlage, die Zählermiete und die Kosten für die PV-Versicherung berücksichtigt. PV-Versicherungen sichern neben den Risiken durch Feuer, Sturm und Hagel auch Tierverbiss, Erdbeben, Vandalismus, Schneedruck oder

Diebstahl ab. Darüber hinaus werden etwaige Ertragsausfälle durch die PV-Versicherung abgedeckt. Bei Neuabschluss einer Solarversicherung sollte darauf geachtet werden, dass diese auch das Batteriespeichersystem umfasst (Photovoltaikversicherung 24 2016). Die Zählermiete wird an den verantwortlichen Messstellenbetreiber jährlich entrichtet (Avacon AG 2016). Die Kosten der Wartungsverträge werden entweder durch eine Pauschale abgerechnet oder durch den Abschluss eines Wartungsvertrages mit spezifischen Kostensätzen nach der Peakleistung der PV-Anlage (inkl. USt) (Solaranlagen Portal 2016). Bei langfristigen Investitionen muss die erwartete Inflation berücksichtigt werden. Bei der obigen Berechnung des Kapitalwerts werden alle Ein- und Auszahlungen nominal angegeben und eine mittlere jährliche Inflationsrate von 2 % zugrunde gelegt.

Ersatzinvestition für Batteriespeicher: Das Batteriespeichersystem muss gegebenenfalls innerhalb des Betrachtungszeitraums ersetzt werden, wenn die maximale Zyklendifestigkeit erreicht wurde. Der Zeitpunkt für den notwendigen Ersatz des Batteriespeichers ergibt sich durch die Division der Zyklendifestigkeit und der jährlichen Zyklenanzahl. In den nächsten Jahren ist mit weiteren Kostendegressionen bei Batteriespeichersystemen zu rechnen. Daher werden Annahmen über zukünftig zu erzielende jährlichen Kostendegressionen für Batteriespeichersysteme (hier: 10/20/30 %) getroffen (siehe Abbildung 3-7 auf Seite 34).

Liquidationserlös: Am Ende des Betrachtungszeitraums wird der Endwert des Batteriespeichersystems berücksichtigt. Insbesondere bei einem Ersatz des Batteriespeichersystems kurz vor Ende des Betrachtungszeitraums ist der Endwert des Batteriespeichersystems nicht vernachlässigbar. Der Liquidationserlös wird berechnet, indem die zuvor genannte Kostendegression und die noch verfügbare Zyklenanzahl des Batteriespeichers bis zum End of Life berücksichtigt werden.

Umgang mit Steuern: Die oben angegebene Formel zur Berechnung des Kapitalwerts bezieht sich auf einen vollkommenen Finanzmarkt. In der Realität sind Risiken, Transaktionskosten und Einkommens- und Gewinnsteuern zu beachten (Erdmann und Zweifel 2008). Steuern wie die Gewerbesteuer und die Einkommenssteuer sollen im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt werden. Die Auswirkungen von Steuern werden durch die vorgenommene Abschreibungsmethode, die zu erwartenden Einnahmen und der Anwendung der Kleinunternehmerregelung nach § 19 Umsatzsteuergesetz bzw. der Regelbesteuerung beeinflusst (Bayerisches Landesamt für Steuern 2013). Betreiber von PV-Anlagen verzichten regelmäßig auf die Kleinunternehmerregelung und wählen die Regelbesteuerung, damit Ihnen die vom Händler in Rechnung gestellte Umsatzsteuer vom Finanzamt erstattet wird. Die genauen Zahlungswirksamkeiten der gewählten Besteuerungsoption sind sehr stark von steuerrechtlichen Eigenschaften des Anlagenbetreibers abhängig, sodass eine Berücksichtigung bei den Wirtschaftlichkeitsanalysen nicht vorgenommen werden kann. Daher wird bei den obigen Anschaffungsauszahlungen die Umsatzsteuer *UST* nicht abgezogen. Im

individuellen Fall kann daher die Wirtschaftlichkeit eines PV-Speichersystems geringfügig höher als in den vorgenommenen Berechnungen sein.

Betrachtungszeitraum: Die Laufzeit der Investitionen ergibt sich im Allgemeinen durch die Nutzungsdauer des Investitionsobjektes. Die Nutzungsdauer kann durch gebrauchts- und zeitablaufbedingten Verschleiß begrenzt sein. Die Einspeisevergütungen werden nach § 25 EEG 2017 für eine Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres gezahlt. Die Einnahmen aus dem Verkauf des PV-Stroms bspw. an der Strombörse nach Auslaufen der EEG-Vergütung können nur schwer prognostiziert werden. Daher wird die Nutzungsdauer für die Berechnung des internen Zinssatzes auf 20 Jahre festgelegt. Die Begrenzung der Nutzungsdauer auf 20 Jahre hat nur geringe Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeitsanalyse, da aufgrund des Abzinsungsfaktors die jährlichen Nettozahlungen nach 20 Jahren nur noch geringe Veränderungen des Kapitalwerts verursachen. Der Betrachtungszeitraum T wird folglich auf 20 Jahre festgesetzt.

Mindestverzinsung: Der interne Zinssatz ist der Zinssatz, bei dem der Kapitalwert null ist. Um die Vorteilhaftigkeit einer Investition beurteilen zu können, muss dieser mit der geforderten Mindestverzinsung verglichen werden. Eine Investition ist dann vorteilhaft, wenn der interne Zinssatz über der geforderten Mindestverzinsung liegt (Götze 2014). Die Bestimmung der Mindestverzinsung sollte sorgfältig und möglichst objektiv durchgeführt werden (Khatib 2014). Wird die Finanzierung des Investitionsprojekts ausschließlich fremdfinanziert, kann die Mindestverzinsung bestimmt werden, indem der Zinssatz für erstklassige Kreditnehmer als Grundlage genommen wird und an die Gegebenheiten des zu untersuchenden Investitionsobjekts angepasst wird. Dazu kann der Zinssatz für langfristige sichere Staatsanleihen als Grundlage herangezogen werden (Born 2003). Für die Bereitstellung von Fremdkapital stehen im Wesentlichen kommerzielle Banken und Förderbanken zur Verfügung, die sich auf die Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten spezialisiert haben. Vielfach können hier niedrigere, subventionierte Zinssätze in Anspruch genommen werden, die beispielweise die Weiterentwicklung innovativer Technologien bis zur Marktreife unterstützen (Ohls und Moslener 2015). Außerdem bieten Einzelkredite dieser Banken zumeist einen festen Zinssatz über die gesamte Laufzeit, was die Ermittlung der Mindestverzinsung deutlich vereinfacht (Thumfart 2015).

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) unterstützt mit der Förderrichtlinie 275 durch zinsgünstige Kredite und Tilgungszuschüsse die Markt- und Technologieentwicklung von Batteriespeichersystemen (KfW 2016). Die genauen Förderbedingungen und -höhen werden in Abschnitt 3.4.1 ausführlich beschrieben. Mit der KfW-Förderung sollen die Hürden der Marktfinanzierung, wie etwa technische Unreife, überbrückt werden. Die KfW vergibt keine Kredite direkt an den Kreditnehmer, sondern die Prüfung der Bonität und der Investitionsvorhaben wird durch die Hausbank

(bspw. Sparkasse, Volksbank oder Geschäftsbanken) vorgenommen. Nach der Bewilligung des Kredites wird der Kreditbetrag über die Hausbank an die Kunden weitergeleitet. Mit dem KfW-Programm 275 „Erneuerbare Energien - Speicher“ wird zum einen ein Tilgungszuschuss für die Anschaffung eines Batteriespeichersystems gewährt. Zum anderen können bis zu 100 % der förderfähigen Nettoinvestitionen mit einem effektiven Jahreszins ab 1,9 % mit einer Zinsbindung von bis zu 20 Jahre finanziert werden. Der Zinssatz wird nach der individuellen Bonität des Kreditnehmers und der werthaltigen Besicherung des Kredites in Gesprächen mit der Hausbank festgelegt. Bei den folgenden Wirtschaftlichkeitsanalysen wird davon ausgegangen, dass der Kreditnehmer über eine befriedigende Bonität und eine werthaltige Besicherung zwischen 40 % und 70 % der Nettoinvestitionssumme verfügt. Die Mindestverzinsung wird nach dem KfW-Programm 275 „Erneuerbare Energien - Speicher“ auf $q=3,7$ % für die gesamte Nutzungsdauer von 20 Jahren festgesetzt. In der Realität werden sich für viele private Haushalte abweichende Zinssätze ergeben.

3.3 Inputparameter für die Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen wird durch eine Vielzahl von Parametern beeinflusst (siehe Abbildung 3-4). Neben den technischen und ökonomischen Parameter für die beiden Hauptkomponenten eines PV-Speichersystems, PV-Anlage und Batteriespeichersystem, müssen die Eigenschaften des zu analysierenden Haushaltes erfasst und bewertet werden. Darüber hinaus sind die finanziellen Rahmenbedingungen für eine Investition in ein PV-Speichersystem zu berücksichtigen. Die durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalysen basieren auf der vorherigen energetischen Bewertung eines 3-Personen Haushaltes mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.900 kWh aus Abschnitt 2.2. Dabei werden die Peakleistung der PV-Anlage zwischen 2 kW_p und 12 kW_p und die nutzbare Speicherkapazität zwischen 0 kWh und 10 kWh variiert. Die technischen Inputparameter sowie die verwendeten Last- und Erzeugungsprofile können ebenfalls Abschnitt 2 entnommen werden.

Bei den ökonomischen Inputparametern haben die durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalysen gezeigt, dass die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen maßgeblich durch die Anschaffungspreise für die PV-Anlage, das Batteriespeichersystem und die Differenz zwischen Strompreis und PV-Einspeisevergütung beeinflusst wird. Daher werden diese Inputparameter für das Szenario 2016 und 2019 bestimmt. Eine Übersicht über die verwendeten Inputparameter findet sich in Tabelle 3-2 auf Seite 37.

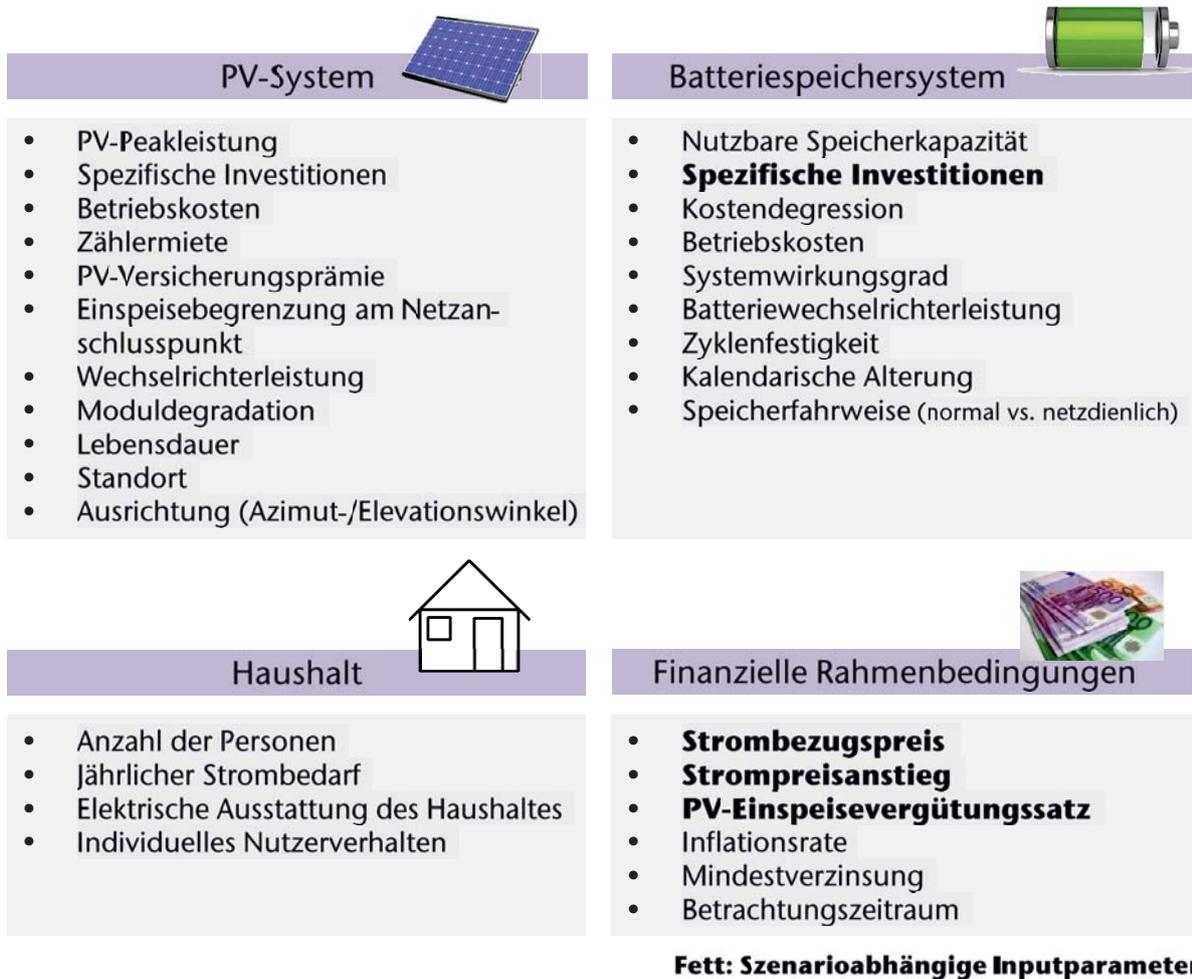


Abbildung 3-4: Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersysteme

3.3.1 Szenario 2016

Im Szenario 2016 werden Ist-Daten herangezogen, indem marktübliche Anschaffungspreise für PV-Systeme und Batteriespeichersysteme, der durchschnittliche Strompreis und der PV-Einspeisevergütungssatz aus 2016 verwendet werden. Der zukünftige Strompreisanstieg muss dagegen prognostiziert werden.

Anschaffungspreis für die PV-Anlage: In den zurückliegenden Jahren sind die Preise für PV-Anlagen deutlich gesunken. Abbildung 3-5 zeigt die durchschnittlichen Nettopreise für schlüsselfertige PV-Anlagen bis 100 kW_p zwischen 2009 und 2015 (blaue Linie). Diese Preise werden seit 2009 monatlich von Photovoltaik Zentrum (2015) unter bis zu 300 Solaranlagenbetreibern in einer Onlineumfrage erhoben. Die Anschaffungspreise sind zwischen 2009 und 2015 um 67 % gefallen. Um die zukünftigen Anschaffungspreise für schlüsselfertige PV-Anlagen zu prognostizieren, wird eine Fortschreibung der Anschaffungspreise mithilfe des Erfahrungskurvenkonzeptes vorgenommen. Nach Coenenberg et al. (2012) beschreibt die Erfahrungskurve den Zusammenhang zwischen der im Zeitablauf kumulierten Produktionsmenge eines Produkts und den realen Stückkosten. Die Analyse der historischen Anschaffungspreise und die

kumulierte weltweite PV-Erzeugungsleistung ergeben eine Lernrate von 73,2 %. Demnach sanken die realen Stückkosten für PV-Anlagen bei Verdoppelung der kumulierten weltweiten Erzeugungsleistung um 26,8 %. Abbildung 3-5 zeigt die Erfahrungskurve zwischen 2009 und 2020 (rote Linie) unter der Annahme, dass der jetzige weltweite PV-Zubau von 3,1 GW/Monat in den nächsten Jahren kontinuierlich fortgeschrieben wird. Dabei handelt es sich um eine konservative Schätzung, da in den nächsten Jahren mit einem verstärkten weltweiten Ausbau der PV zu rechnen ist. Für das Jahr 2016 ergibt sich ein Anschaffungspreis für PV-Kleinanlagen bis 100 kW_p von 1.130 €/kW_p.

$$K_n = K_0 \cdot X_n^{-b}$$

- mit: n n-te produzierte Einheit
 K_n Kosten der n-ten Einheit [€/kW_p]
 $b = \frac{-\ln L}{\ln 2} = 0,4485$ Degressionsfaktor mit L: Lernrate
 $K_0 = 12.792$ €/kW_p Kosten der Nullserie [€/kW_p]
 X_n Kumulierte Produktionsmenge

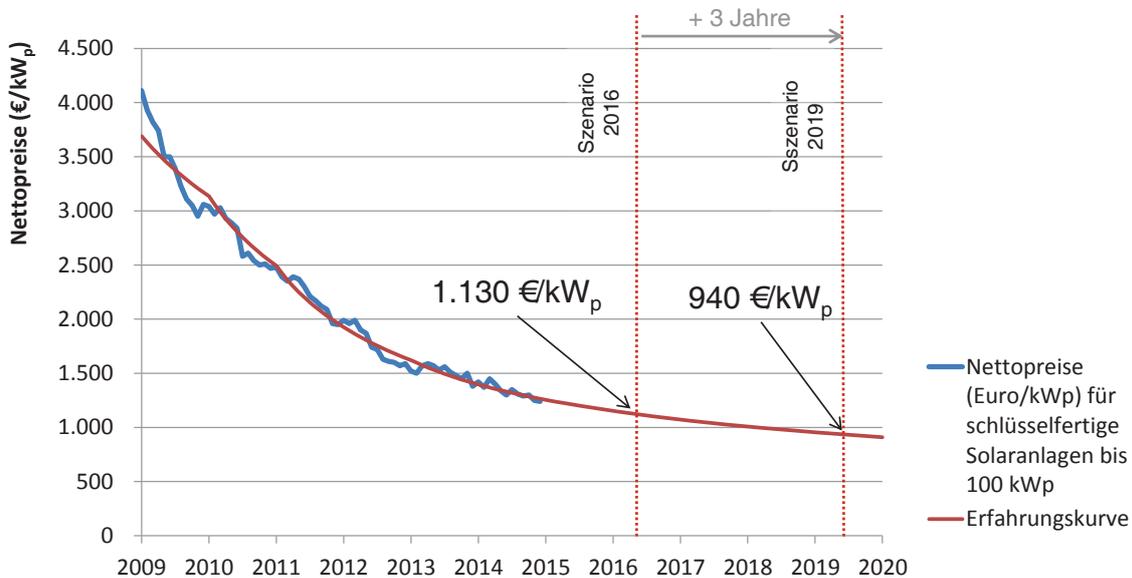


Abbildung 3-5: Durchschnittlicher Endverbraucherpreis für schlüsselfertige PV-Anlagen bis 100 kW_p, ohne USt. Quelle: Eigene Auswertung nach Photovoltaik Zentrum (2015).

Anschaffungspreis für das Batteriespeichersystem: Der Markt für kleine Batteriespeichersysteme ist relativ jung, sodass die spezifischen Anschaffungspreise (€/kWh) zwischen verschiedenen Herstellern im Jahr 2015 sehr stark variierten. In der in dieser Arbeit durchgeführten Marktanalyse werden von der Produktdatenbank von pv ma-

gazine (2015) Informationen über 29 bleibasierten und 82 lithiumbasierten Batteriespeichersystemen mit einer nutzbaren Speicherkapazität von bis zu 10 kWh abgefragt, die in Ein- und kleinen Mehrfamilienhäusern sowie kleinen Gewerbebetrieben eingesetzt werden können. Abbildung 3-6 zeigt die Anschaffungskosten für diese Batteriespeichersysteme (Stand 06/2015).

Aufgrund der unterschiedlichen Fähigkeit zur Tiefenentladung ist von der Bruttospeicherkapazität nur ein Teil nutzbar. Die spezifischen Anschaffungspreise aus Abbildung 3-6 beziehen sich daher auf die nutzbare Speicherkapazität. Die Angaben zu den spezifischen Anschaffungspreisen beinhalten die Ausgaben für das Batteriespeichersystem mit Wechselrichter. Bei den angegebenen Preisen handelt es sich um Nettopreise.

Für die spezifischen Anschaffungspreise für bleibasierte Batteriespeichersysteme mit Wechselrichter lag der Median im Jahr 2015 bei $p_{Batt} = 1.600 \text{ €/kWh}$. Die spezifischen Anschaffungspreise für lithiumbasierte Batteriespeichersysteme mit Wechselrichter betragen $p_{Batt} = 2.150 \text{ €/kWh}$ und waren damit deutlich oberhalb der Anschaffungspreise für bleibasierte Batteriespeicher. Bei den folgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen sollen als PV-Speicher lithiumbasierte Batteriespeichersysteme verwendet werden. Lithiumbasierte Batterien eignen sich nach Abschnitt 2 besonders für den Einsatz als dezentraler Batteriespeicher zur Speicherung von Solarüberschüssen.

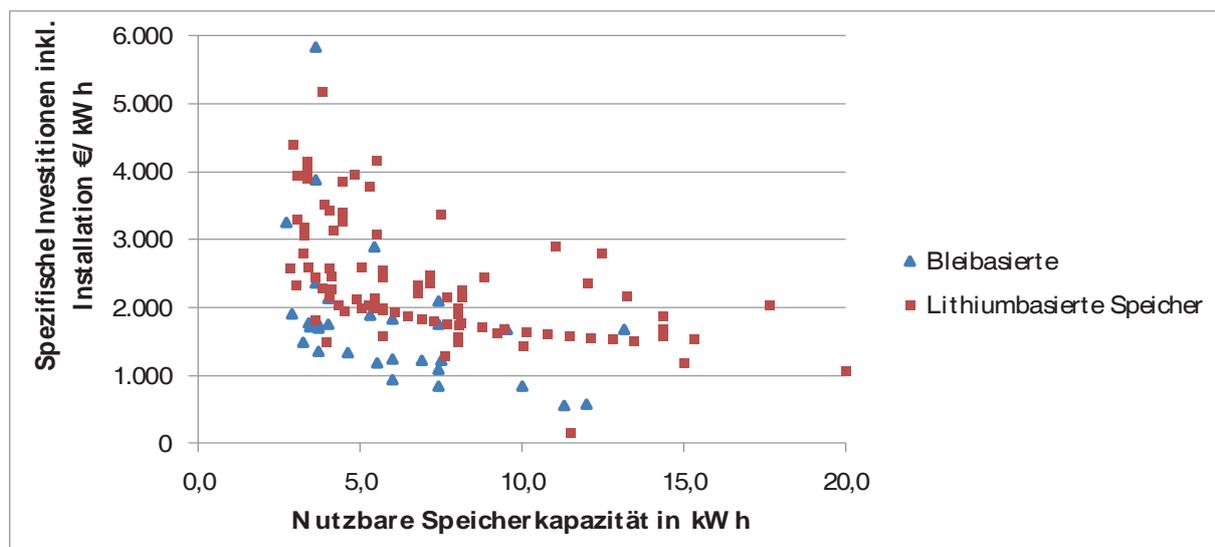


Abbildung 3-6: Spezifische Anschaffungspreise für blei- und lithiumbasierte Batteriespeichersysteme (AC bzw. DC-Koppelung) inkl. Wechselrichter ohne einmalige Installationskosten, ohne USt (Stand 06/2015) Quelle: Eigene Auswertung nach pv magazine (2015)

In Sauer et al. (2015) sind die durchschnittlichen Anschaffungspreise für lithiumbasierte Batteriespeichersysteme im Jahr 2015 mit $p_{Batt} = 2.100 \text{ €/kWh}$ angegeben und bestätigen damit die eigene Marktanalyse. Die spezifischen Anschaffungspreise für Batteriespeichersysteme verringerten sich in den Jahren 2013 bis 2015 jährlich um

20 %. Die durchschnittlichen Installationskosten für die Integration des Batteriespeichersystems lagen bei $P_{Inst} = 1.300 \text{ €}$ (Sauer et al. 2015). Bei einer jährlichen Kostendegression von 20 % liegt der Anschaffungspreis im Jahr 2016 bei $p_{Batt} = 1.700 \text{ €/kWh}$. Die Preise für die Erstanschaffung und den Ersatz des Batteriespeichers können Abbildung 3-7 entnommen werden.

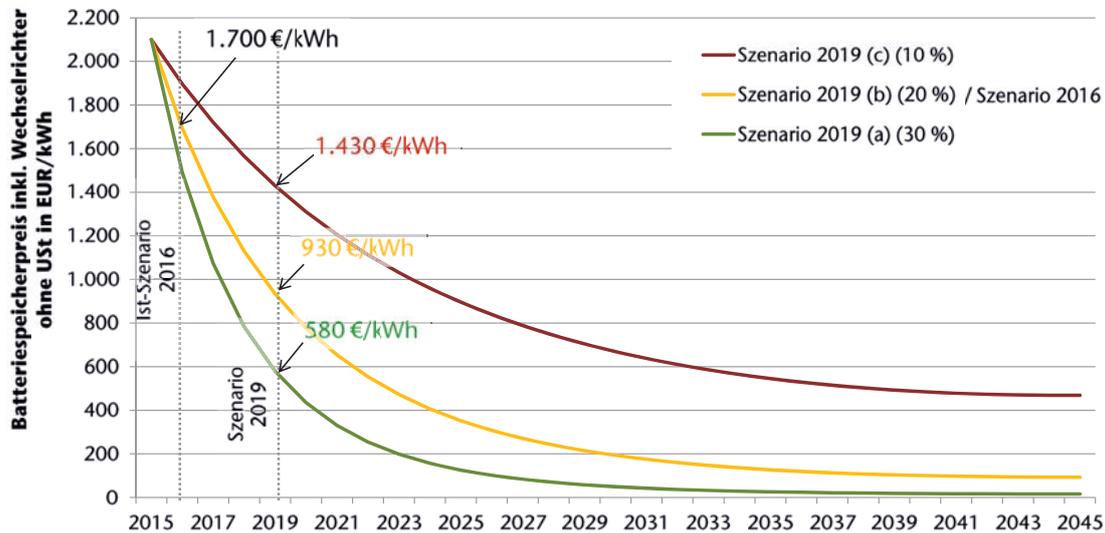


Abbildung 3-7: Prognose der Endverbraucherpreise für lithiumbasierte Batteriespeichersysteme (Zeitraum 2015 bis 2045)

PV-Einspeisevergütungssatz: Dem Szenario 2016 wird der gültige PV-Vergütungssatz für Kleinanlagen $\leq 10 \text{ kW}_p$ zugrunde gelegt. Dieser liegt im Jahr 2016 bei $e_{PV} = 0,123 \text{ €/kWh}$ (BNetzA 2016).

Einspeisebegrenzung am Netzanschlusspunkt: Seit dem EEG 2012 besteht für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie nach EEG 2017 § 9 Abs. 2 Nr. 2a entweder die Pflicht zur Einrichtung einer Kommunikationsinfrastruktur oder nach EEG 2017 § 9 Abs. 2 Nr. 2 b zur statischen Wirkleistungsbegrenzung auf 70 % der installierten PV-Peakleistung am Netzanschlusspunkt. Bei den Simulationsberechnungen aus Abschnitt 2 wurde keine Einspeisebegrenzung am Netzanschlusspunkt vorgenommen. Daher wird, außer bei Berücksichtigung der KfW-Förderung, keine Einspeisebegrenzung am Netzanschlusspunkt vorgenommen.

Strompreisanstieg: Der Strompreisanstieg wird im Szenario 2016 auf 2 % festgesetzt. Zwar ist der durchschnittliche Strompreis privater Haushalte zwischen der Einführung des EEGs im Jahr 2000 und 2014 von $p_{Strom} = 0,1492 \text{ €/kWh}$ auf $p_{Strom} = 0,2937 \text{ €/kWh}$ gestiegen, was einem durchschnittlichen jährlichen Strompreisanstieg von rund 5 % entspricht (BMWi 2015). Jedoch kann ein Großteil des Strompreisanstiegs auf die Erhöhung der EEG-Umlage zurückgeführt werden. Die Großhandelspreise für Strom sind seit 2010 tendenziell rückläufig (Statistika 2017). Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien und die hohen Einspeisevergütungssätze haben in den vergangenen Jahren zu einer Erhöhung der EEG-Umlage geführt.

In den nächsten Jahren ist mit einer gleichbleibenden oder nur leicht steigenden EEG-Umlage zu rechnen. Seit Einführung des EEG 2014 hat sich der Ausbau von PV und Biomasse zur Stromerzeugung stark reduziert. Diese beiden Stromerzeugungstechnologien verursachten im Jahr 2013 aufgrund der hohen Einspeisevergütungssätze der Vergangenheit 46 % der EEG-Umlage (Öko-Institut e.V. 2013), während die Förderung der Windkraft-Onshore nur 12 % der EEG-Umlage verursachte. Der langsamere Ausbau von PV und Biomasse entlastet in den nächsten Jahren die EEG-Umlage. Des Weiteren werden im Jahr 2021 erstmals erneuerbare Energieanlagen aufgrund der Förderdauer von 20 Jahren aus der EEG-Förderung fallen. Dabei handelt es sich um Altanlagen mit sehr hohen Einspeisevergütungssätzen, sodass der Wegfall der Förderung dieser Altanlagen ebenso zu einer spürbaren Entlastung der EEG-Umlage führen wird. Aufgrund der weiter fallenden Großhandelspreise und der gleichbleibenden bis leicht steigenden EEG-Umlage dürften die Strompreise in den nächsten Jahren eher moderat steigen. Um die Auswirkungen möglicher Strompreisanstiege auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen zu untersuchen, wird dieser Parameter in Abschnitt 3.4.1 variiert.

3.3.2 Szenario 2019

Die zukünftigen Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen sind nur schwer abzuschätzen und unterliegen hohen Unsicherheiten. Daher werden für das Jahr 2019 drei Szenarien definiert: Szenario 2019 (a), Szenario 2019 (b) und Szenario 2019 (c). Die Szenarien unterscheiden sich in der Annahme für die folgenden Eingangsgrößen der Wirtschaftlichkeitsberechnungen:

- die Anschaffungspreise von Batteriespeichersystemen,
- dem PV-Einspeisevergütungssatz
- und dem Endkundenstrompreis.

Die Eingangsgrößen sind in den drei Szenarien so gewählt, dass die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen im Szenario 2019 (a) hoch, im Szenario 2019 (b) mittel und im Szenario 2019 (c) niedrig ist. Die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern wird maßgeblich durch die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Endkundenstrompreis beeinflusst. Je höher diese Differenz ist, desto höher ist der finanzielle Anreiz für einen privaten Haushalt, seinen eigenerzeugten Strom selbst zu verbrauchen. Zur Erhöhung der EVQ eignet sich nach Abschnitt 2 besonders die Integration eines Batteriespeichersystems. Ebenso erhöhen sinkende Anschaffungspreise für Batteriespeichersysteme die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen.

Anschaffungspreis für die PV-Anlage: Auf Grundlage der Fortschreibung der Erfahrungskurve für schlüsselfertige PV-Kleinanlagen nach Abbildung 3-5 ergibt sich für das Jahr 2019 ein Endkundenpreis (netto) in Höhe von $p_{PV} = 940 \text{ €/kW}_p$.

Anschaffungspreis für das Batteriespeichersystem: Für die Szenarien 2019 müssen Annahmen bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Batteriespeicherpreise getroffen werden. Die zukünftige Entwicklung der Anschaffungspreise für Batteriespeichersysteme ist schwer zu prognostizieren und unterliegt hohen Unsicherheiten. Um mögliche Entwicklungen dieser Größe abbilden zu können, werden in den Szenarien 2019 unterschiedliche jährliche Kostendegressionssätze angenommen:

- Szenario 2019 (a): 30 % jährliche Kostendegression
- Szenario 2019 (b): 20 % jährliche Kostendegression
- Szenario 2019 (c): 10 % jährliche Kostendegression

Die hohen jährlichen Kostendegressionen werden über einen längeren Zeitraum nicht zu erzielen sein. Daher verringert sich in allen drei Szenarien die jährliche Kostendegression linear über den Zeitraum von 30 Jahren, sodass am Ende des Betrachtungszeitraums nach 2045 keine Kostendegressionen mehr erzielt werden. Abbildung 3-7 auf Seite 34 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherpreise für lithiumbasierte Batteriespeichersysteme in den drei Szenarien 2019.

PV-Einspeisevergütungssatz: Die Entwicklung der PV-Einspeisevergütung ist in § 31 EEG 2014 festgeschrieben. Im Szenario 2019 (b) wird angenommen, dass der im EEG 2014 vorgeschriebene Zielkorridor für den jährlichen PV-Zubau in Höhe von 2,4 GW bis 2,6 GW eingehalten wird. Bewegt sich der jährliche PV-Zubau innerhalb dieses Zielkorridors, verringert sich der PV-Einspeisevergütungssatz monatlich um 0,5 % (Basisdegression). Liegt der jährliche PV-Zubau unterhalb des festgelegten Zubaukorridors bei 1,0 GW bis 1,5 GW, verändert sich der PV-Einspeisevergütungssatz nicht (Szenario 2019 (c)). Liegt der jährliche PV-Zubau oberhalb des festgelegten Zubaukorridors bei 3,5 GW bis 4,5 GW, erhöht sich die monatliche Degression des Einspeisevergütungssatzes auf 1,9 % (Szenario 2019 (a)). Entsprechend der angenommenen monatlichen Degressionssätze berechnen sich die PV-Einspeisevergütungssätze zu $e_{PV} = 0,062$ €/kWh im Szenario 2019 (a), $e_{PV} = 0,103$ €/kWh im Szenario 2019 (b) und $e_{PV} = 0,123$ €/kWh im Szenario 2019 (c).

Einspeisebegrenzung am Netzanschlusspunkt: Wie im Szenario 2016 wird keine Einspeisebegrenzung am Netzanschlusspunkt vorgenommen.

Strompreisanstieg: Der jährliche Strompreisanstieg wird im Szenario 2019 (b) auf $\frac{\Delta p_t}{p_0} = 2$ % festgesetzt. Dagegen werden im Szenario 2019 (c) ein jährlicher Strompreisanstieg in Höhe von $\frac{\Delta p_t}{p_0} = 1$ % und im Szenario 2019 (a) ein jährlicher Strompreisanstieg in Höhe von $\frac{\Delta p_t}{p_0} = 3$ % angenommen.

Tabelle 3-2: Ökonomische Parameter für die Wirtschaftlichkeitsanalyse

	Inputparameter	Einheit	Szenario 2016	Szenario 2019 (a)	Szenario 2019 (b)	Szenario 2019 (c)
PV-Anlage	PV-Modulpreis	€/kW _p	1.130		940	
	PV-Versicherungsprämie	€/a		70		
	Zählermiete	€/a		40		
	Wartung/Instandhaltung	€/(kW _p ·a)		10		
Batteriespeichersystem	PV-Einspeisevergütung*	€/kWh	0,123	0,062	0,103	0,123
	Batteriespeicherpreis	€/kWh	1.700	580	930	1.430
	Einmalige Installationskosten	€		1.330		
	Wartung- und Instandhaltung	€/kWh		0		
Allgemeine Parameter	Mehrwertsteuersatz	%		19		
	Strompreis**	€/kWh	0,278	0,303	0,295	0,286
	Strompreisanstieg	%/a	2,0	3,0	2,0	1,0
	Allgemeine Inflationsrate	%/a		2,0		
	Betrachtungszeitraum	a		20		

* Für PV-Kleinanlagen ≤ 10 kW_p ** Für private Haushalte mit 3.900 kWh/a

3.4 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalysen für die zuvor entwickelten Szenarien dargestellt. Dabei werden wirtschaftlich sinnvolle Systemkonfigurationen und der Einfluss einzelner technischer sowie ökonomischer Parameter auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Speichersysteme bestimmt.

3.4.1 Szenario 2016

Wirtschaftlichkeit eines PV-Speichersystems ohne Nutzung eines Elektrofahrzeugs oder einer elektrischen Wärmepumpe

Hohe Renditen von bis zu 6 % werden bei Investitionen in PV-stand-alone Anlagen realisiert (siehe Abbildung 3-9). Diese Investitionen sind vorteilhaft, da die erzielbare Rendite oberhalb der Mindestverzinsung von 3,7 % liegt. Positive Renditen mit Batteriespeichersystemen können nur bei kleinen bis mittleren Speicherkapazitäten in Kombination mit großen PV-Anlagen erzielt werden. Der interne Zinssatz liegt für alle Investitionen in PV-Speichersysteme unterhalb der Mindestverzinsung. Daher sind Investitionen in PV-Speichersysteme nicht vorteilhaft. Investitionen in PV-Speichersysteme mit nutzbaren Speicherkapazitäten von mehr als 8 kWh können auch mit großen PV-Peakleistungen keine positiven Renditen erreichen. PV-stand-alone Anlagen erzielen deutlich höhere Renditen als Systeme mit Speicher.

Einfluss der KfW-Förderrichtlinie 275 auf die Wirtschaftlichkeit des PV-Speichersystems

Anlagenbetreiber von Batteriespeichersystemen können bei der KfW über das Förderprogramm 275 „Erneuerbare Energien - Speicher“ einen zinsgünstigen Kredit über 100 % der förderfähigen Nettoinvestitionen beantragen (KfW 2016). Für die Integration eines neuen Batteriespeichersystems in Kombination mit einer bestehenden oder neuen PV-Anlage wird neben der Bereitstellung eines zinsgünstigen Kredits ein Tilgungszuschuss zu den getätigten Investitionen in das Batteriespeichersystem geleistet. Die installierte Leistung der PV-Anlage, die mit dem Batteriespeichersystem verbunden wird, darf 30 kW_p nicht überschreiten. Es werden sowohl Nachrüstungen³ von nach dem 31.12.2012 in Betrieb genommenen PV-Anlagen mit Batteriespeichersystemen als auch Neuanlagen gefördert. Die Förderung des Batteriespeichersystems wird auf die PV-Peakleistung bezogen. Je nach Datum der Antragseinreichung wird ein gewisser Anteil der Anschaffungskosten $x_{\text{Tilgungssatz}}$ von der KfW getilgt. Der Tilgungssatz betrug zwischen dem 01.03.2016 und 30.06.2016 $x_{\text{Tilgungssatz}} = 25$ % der förderfähigen Kosten und der maximale Fördersatz ergab sich damit zu

³ Um eine Nachrüstung handelt es sich, wenn zwischen Inbetriebnahme der PV-Anlage und Batteriespeichersystem mehr als sechs Monate liegen.

$2.000 \text{ €/kW}_p \cdot 0,25 = 500 \text{ €/kW}_p$. Danach reduziert sich der Tilgungssatz und damit der maximale Fördersatz schrittweise bis zum Programmende am 31.12.2018 auf 10 % bzw. 200 €/kW_p . Bei der Neuerrichtung einer PV-Anlage mit einem stationären Batteriespeichersystem werden die Anschaffungskosten der PV-Anlage pauschal mit 1.600 €/kW_p in Abzug gebracht, um die Kosten des Batteriespeichersystems zu ermitteln. Der Tilgungszuschuss bei Neuerrichtung einer PV-Anlage mit einem stationären Batteriespeicher berechnet sich zu:

$$\text{Tilgungszuschuss} = P_{PV,max} \cdot x_{\text{Tilgungssatz}} \cdot \min \left(\frac{I - C_{PV} \cdot P_{PV,max}}{P_{PV,max}}, 2000 \frac{\text{€}}{\text{kW}_p} \right)$$

$$I = P_{PV,max} \cdot p_{PV,t=0} + W_{Batt} \cdot p_{Batt,t=0}$$

mit

- I: Gesamte Investitionen in das PV-Speichersystem (ohne USt)
- $x_{\text{Tilgungssatz}}$: Prozentsatz der förderfähigen Kosten
- $P_{PV,max}$: Peakleistung der installierten PV-Anlage in kW_p
- C_{PV} : Spezifischer Anschaffungspreis für eine schlüsselfertige PV-Anlage laut KfW-Förderrichtlinie 275 (1.600 €/kW_p)

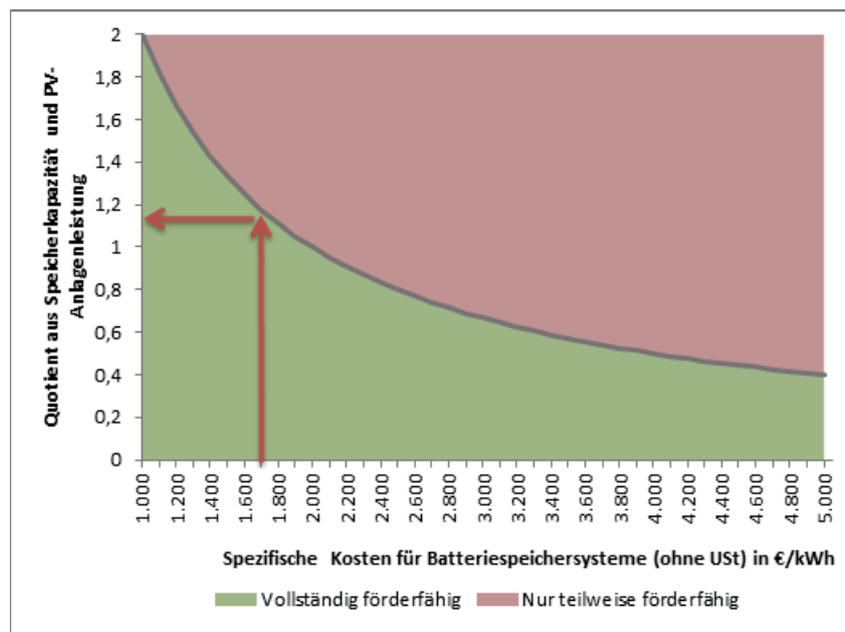


Abbildung 3-8: Maximal förderfähige Kombinationen aus Speicherkapazität und PV-Anlagenleistung nach dem KfW-Förderprogramm 275

Durch die Deckelung der Tilgung auf die spezifischen förderfähigen Kosten wird ein finanzieller Anreiz gesetzt, den Quotient aus Speicherkapazität und PV-Anlagenleistung nicht zu groß zu wählen. Abbildung 3-8 zeigt den maximalen Quotienten aus Speicherkapazität und PV-Peakleistung in Abhängigkeit der spezifischen Anschaf-

fungspreise für Batteriespeichersysteme (ohne USt), bei dem die maximalen förderfähigen Kosten nicht überschritten (grüne Fläche) bzw. überschritten werden (rote Fläche).

Bei den durchschnittlichen spezifischen Kosten für lithiumbasierte Batteriespeichersysteme im Jahr 2016 von $p_{Batt} = 1.700 \text{ €/kWh}$ (ohne USt) liegt der Quotient aus Speicherkapazität und Anlagenleistung, bei dem die maximale förderfähigen Kosten erreicht werden, bei $1,17 \text{ kWh/kW}_p$. Bei der Installation einer 8 kW_p PV-Anlage kann beispielsweise ein Batteriespeichersystem mit einer Speicherkapazität in Höhe von 10 kWh integriert werden, ohne auf einen Teil des Tilgungszuschusses aufgrund der Deckelung verzichten zu müssen.

Um die KfW-Förderung zu erhalten, muss die maximale Leistungsabgabe der PV-Anlage am Netzanschlusspunkt auf 50% der installierten Leistung begrenzt werden. Daraus resultieren Verluste infolge der Abregelung der PV-Anlage. Die Höhe der Abregelungsverluste ist maßgeblich von der Systemkonfiguration und der Betriebsweise des Speichers abhängig. Größere PV-Anlagen führen zu höheren Abregelungsverlusten. Demgegenüber können mit höheren Speicherkapazitäten die Abregelungsverluste reduziert werden. Batteriespeichersysteme werden jedoch meist im freien Speicherbetrieb zur Eigenverbrauchsmaximierung betrieben. Beim freien Speicherbetrieb können die Abregelungsverluste durch höhere Speicherkapazitäten nur geringfügig reduziert werden, da auch größere Batteriespeichersysteme bereits vor den Erzeugungsspitzen am Mittag vollständig geladen sind und der überschüssige PV-Strom zu diesen Zeiten in das öffentliche Netz eingespeist werden muss (siehe Abschnitt 2). Abbildung 3-9 zeigt für die verschiedenen Kombinationen aus PV-Peakleistungen und Speicherkapazitäten die jährlichen Abregelungsverluste. Die Abregelungsverluste steigen mit größeren PV-Anlagen. Die Einbindung eines Speichers kann diese Abregelungsverluste beim freien Speicherbetrieb nur bei kleinen PV-Anlagen reduzieren. Die höheren Abregelungsverluste durch die Einspeisebegrenzung führen zu geringeren Einnahmen bei der PV-Einspeisevergütung. Der Rückgang der Einnahmen durch die Einspeisebegrenzung liegen bei einem PV-Einspeisevergütungssatz von $0,123 \text{ €/kWh}$ (Stand: April 2016) je nach Systemkonfiguration bei bis zu 90 € pro Jahr.

Die Inanspruchnahme der KfW-Förderung erhöht die Renditen bei PV-Speichersystemen nur geringfügig ($< 1 \%$), da der finanzielle Vorteil des Tilgungszuschusses, insbesondere bei großen PV-Anlagen, durch die sinkenden Einnahmen bei der PV-Einspeisevergütung infolge der Einspeisebegrenzung aufgehoben wird (siehe Abbildung 3-9). Zukünftig sinkt der Prozentsatz der förderfähigen Kosten weiter ab. Der finanzielle Nachteil durch die entgangenen Einnahmen bei der PV-Einspeisevergütung wird dann bei PV-Speichersystemen mit großen PV-Anlagen höher als die finanziellen Vorteile durch den Tilgungszuschuss sein. Bei diesen Systemen sollte von einer Inanspruchnahme der KfW-Förderung abgeraten werden.

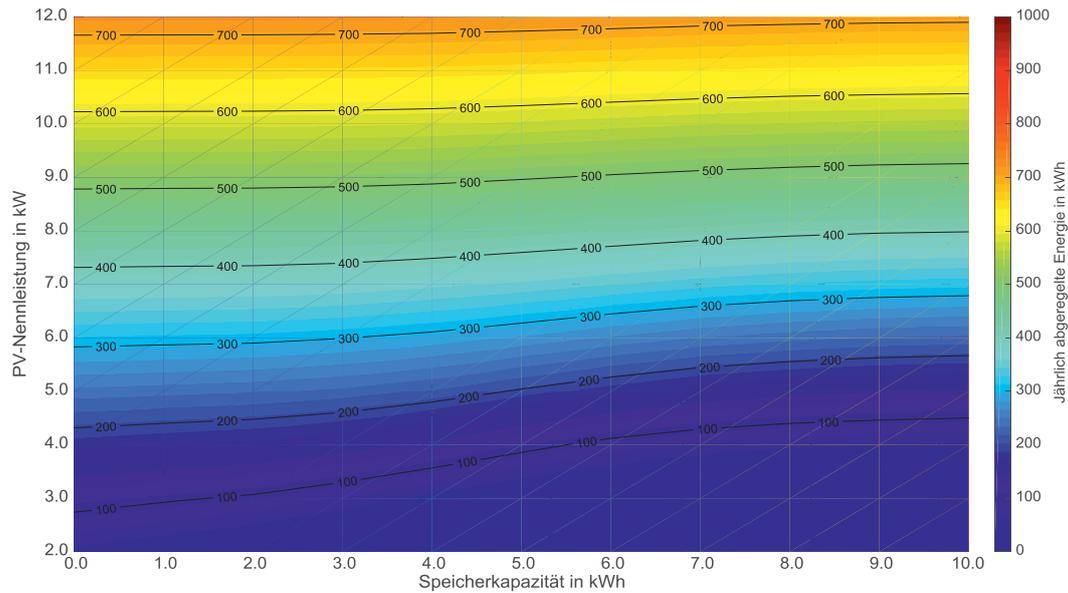


Abbildung 3-9: Jährliche Abregelungsverluste bei einer Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt in Höhe von 50 % der PV-Anlagenleistung in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße und der Batteriespeicherkapazität

Einfluss der Zyklenfestigkeit auf die Wirtschaftlichkeit des PV-Speichersystems

Die am Markt erhältlichen lithiumbasierten Batteriespeichersysteme haben im Jahr 2016 durchschnittlich eine Zyklenfestigkeit von 5.000 (VDE 2015). Insbesondere PV-Speichersysteme mit großen PV-Anlagen und kleinen Batteriespeichersystemen führen zu einer hohen jährlichen Zyklenanzahl. Bei diesen muss innerhalb des Betrachtungszeitraumes die Batterie ersetzt werden. Daher erhöht sich die erzielbare Rendite bei diesen Systemen durch eine höhere Zyklenfestigkeit deutlich (siehe Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11). Dagegen bleibt bei PV-Speichersystemen mit kleinen PV-Anlagen die Rendite durch eine höhere Zyklenfestigkeit unverändert.

Einfluss des Systemwirkungsgrades auf die Wirtschaftlichkeit des PV-Speichersystems

Der Systemwirkungsgrad beschreibt das Verhältnis des Energieoutputs zum Energieinput. Der Systemwirkungsgrad umfasst den Stromverbrauch des Batteriemanagementsystems, die Selbstentladung und den Wirkungsgrad des Wechselrichters. Um den Einfluss des Systemwirkungsgrades auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen zu analysieren, wird dieser auf den maximalen Wert von 100 % gesetzt. Batteriespeichersysteme erreichen im Jahr 2016 nach Abschnitt 2 Systemwirkungsgrade von ca. 75 %. Die Renditen von PV-Speichersystemen können durch die Annahme eines Systemwirkungsgrades von 100 % nur geringfügig erhöht werden (siehe Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11). Daraus lässt sich schließen, dass aus rein ökonomischer Sicht der Erhöhung der Zyklenfestigkeit eine höhere Bedeutung zukommt als der Erhöhung des Systemwirkungsgrades.

Einfluss des Strompreisanstiegs auf die Wirtschaftlichkeit des PV-Speichersystems

Der zukünftige Strompreisanstieg hat deutliche Auswirkungen sowohl auf die Rendite einer PV-stand-alone Anlage als auch auf die Rendite eines PV-Speichersystems (siehe Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11). Das PV-Speichersystem reduziert den Netzbezug, indem eigenerzeugter Strom zur Deckung der Stromnachfrage genutzt wird. Werden höhere Strompreisanstiege angenommen, erhöhen sich die vermiedenen Strombezugskosten und die Rendite des PV-Speichersystems steigt. Im Szenario 2016 wird ein jährlicher Strompreisanstieg von 2 % angenommen. Ergibt sich zukünftig ein Strompreisanstieg von 6 %, steigt die zu erzielende Rendite sowohl für PV-Speichersysteme als auch für PV-stand-alone Anlagen deutlich an. Der Einfluss des Strompreisanstiegs auf die Rendite sowohl von PV-Speichersystemen als auch von PV-stand-alone Anlagen ist als hoch einzuschätzen.

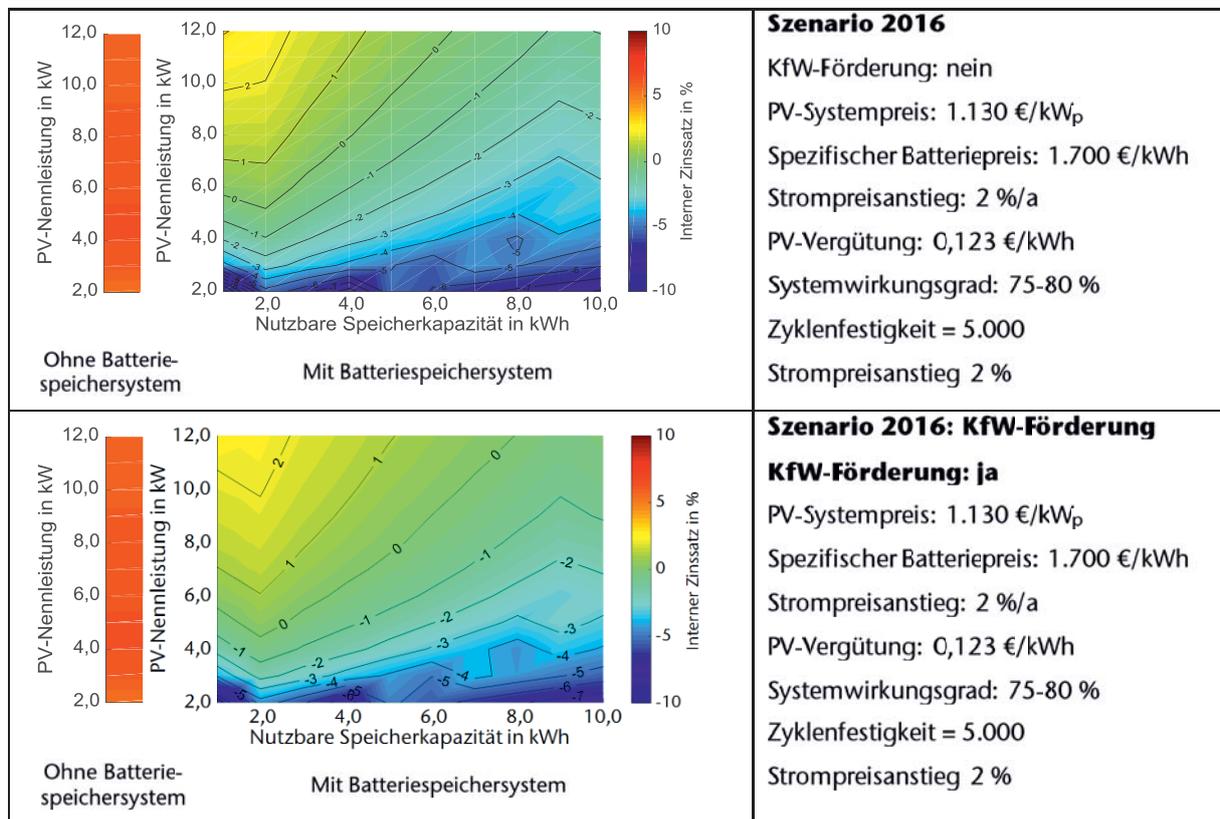


Abbildung 3-10: Einfluss der KfW-Förderung, der Zyklusfestigkeit, des Systemwirkungsgrades und des Strompreisanstiegs auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen im Szenario 2016 (Teil 1)

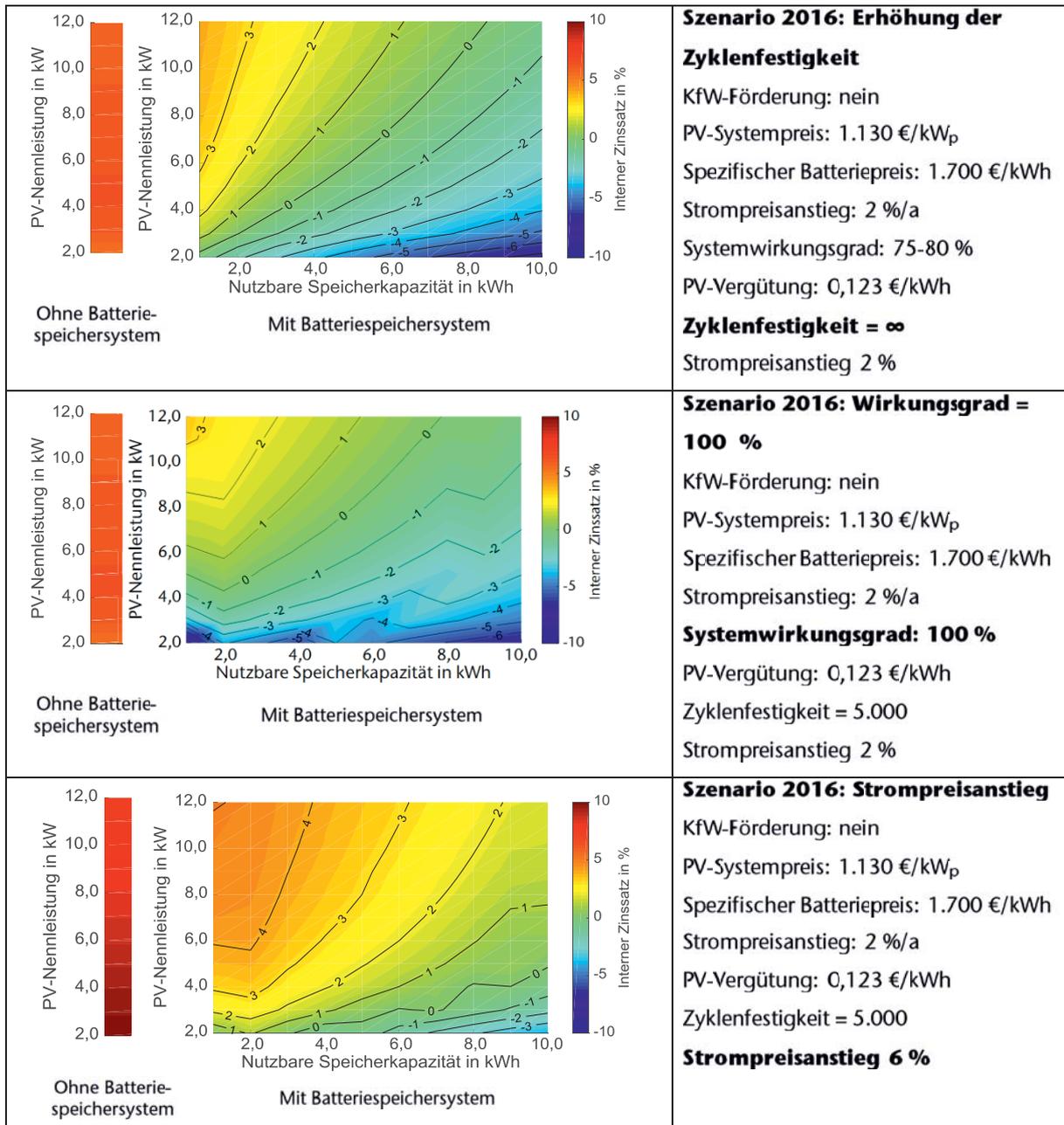


Abbildung 3-11: Einfluss der KfW-Förderung, der Zyklusfestigkeit, des Systemwirkungsgrades und des Strompreisanstiegs auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen im Szenario 2016 (Teil 2)

Einfluss der Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe auf die Wirtschaftlichkeit des PV-Speichersystems

Als weitere moderne Lasttechnologie können elektrische Wärmepumpen zur Deckung des Wärmebedarfes inkl. des Warmwassers genutzt werden (siehe Abschnitt 2). Die Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe erhöht wie die Nutzung eines Elektrofahrzeugs⁴ die Gesamtstromnachfrage des Haushaltes. Ein geringer Anteil des Stroms für den Betrieb der elektrischen Wärmepumpe kann direkt durch die zeitgleiche

⁴ Bei Ladung des Elektrofahrzeugs an der hauseigenen Steckdose.

Stromerzeugung der PV-Anlage gedeckt werden. PV-Erzeugung und Verbrauch der elektrischen Wärmepumpe korrelieren im Jahresverlauf nur geringfügig. In den Sommermonaten treten hohe Erträge der PV-Anlage auf, in denen aufgrund des geringen Wärmebedarfs der Stromverbrauch der elektrischen Wärmepumpe sehr niedrig ist. Demgegenüber verbraucht die elektrische Wärmepumpe viel Strom in den kalten Wintermonaten, in denen die Stromerzeugung der PV-Anlage gering ist. Diese saisonalen Unterschiede zwischen der Stromerzeugung der PV-Anlage und dem Stromverbrauch der elektrischen Wärmepumpe können durch einen Batteriespeicher nicht ausgeglichen werden. Die tageszeitlichen Unterschiede können z. T. durch einen Batteriespeicher ausgeglichen werden, indem zwischengespeicherter PV-Strom aus den Mittagstunden in den Abend- und Nachtstunden zum Betrieb der elektrischen Wärmepumpe genutzt wird. Dabei wird beim Haushalt mit dem niedrigen jährlichen Haushaltsverbrauch von 3.900 kWh ein jährlicher Wärmebedarf inkl. Warmwasser von 15.600 kWh angenommen. Davon werden rund 3.000 kWh für die Warmwasserbereitstellung genutzt. Demgegenüber wird beim Haushalt mit dem hohen jährlichen Haushaltsverbrauch von 6.400 kWh ein jährlicher Wärmebedarf inkl. Warmwasser von 35.000 kWh angenommen. Davon werden wiederum rund 3.000 kWh für die Warmwasserbereitstellung verwendet.

Nach Abbildung 3-14 kann die Rendite des PV-Speichersystems durch die Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe deutlich erhöht werden. Nach wie vor sollten große PV-Anlagen mit kleinen bis mittleren Speichern kombiniert werden, um eine positive Rendite zu erzielen. Mit der gleichzeitigen Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe und eines Elektrofahrzeugs können Renditen von bis zu 5 % erzielt werden.

Einfluss der Elektrofahrzeug-Nutzung auf die Wirtschaftlichkeit des PV-Speichersystems
Durch die Elektrofahrzeug-Nutzung kann zum einen der direkte Verbrauch des zeitgleich erzeugten PV-Stroms gesteigert werden. Zum anderen kann zwischengespeicherter PV-Strom in den Abendstunden zur Ladung des Elektrofahrzeugs genutzt werden, sodass insbesondere in den Sommermonaten am Folgetag mehr Speicherkapazität zur erneuten Ladung des dezentralen Batteriespeichers zur Verfügung steht. Die Abbildung 3-12 zeigt die Rendite der PV-Speichersysteme für das Szenario 2016 in Abhängigkeit unterschiedlicher jährlicher Fahrleistungen des Elektrofahrzeugs. Mit steigender jährlicher Fahrleistung vergrößert sich der Bereich, in dem Renditen von über 2 % erzielt werden. Die höchsten Renditen weisen nach wie vor PV-Speichersysteme mit großen PV-Anlagen und kleinen Batteriespeichern auf.

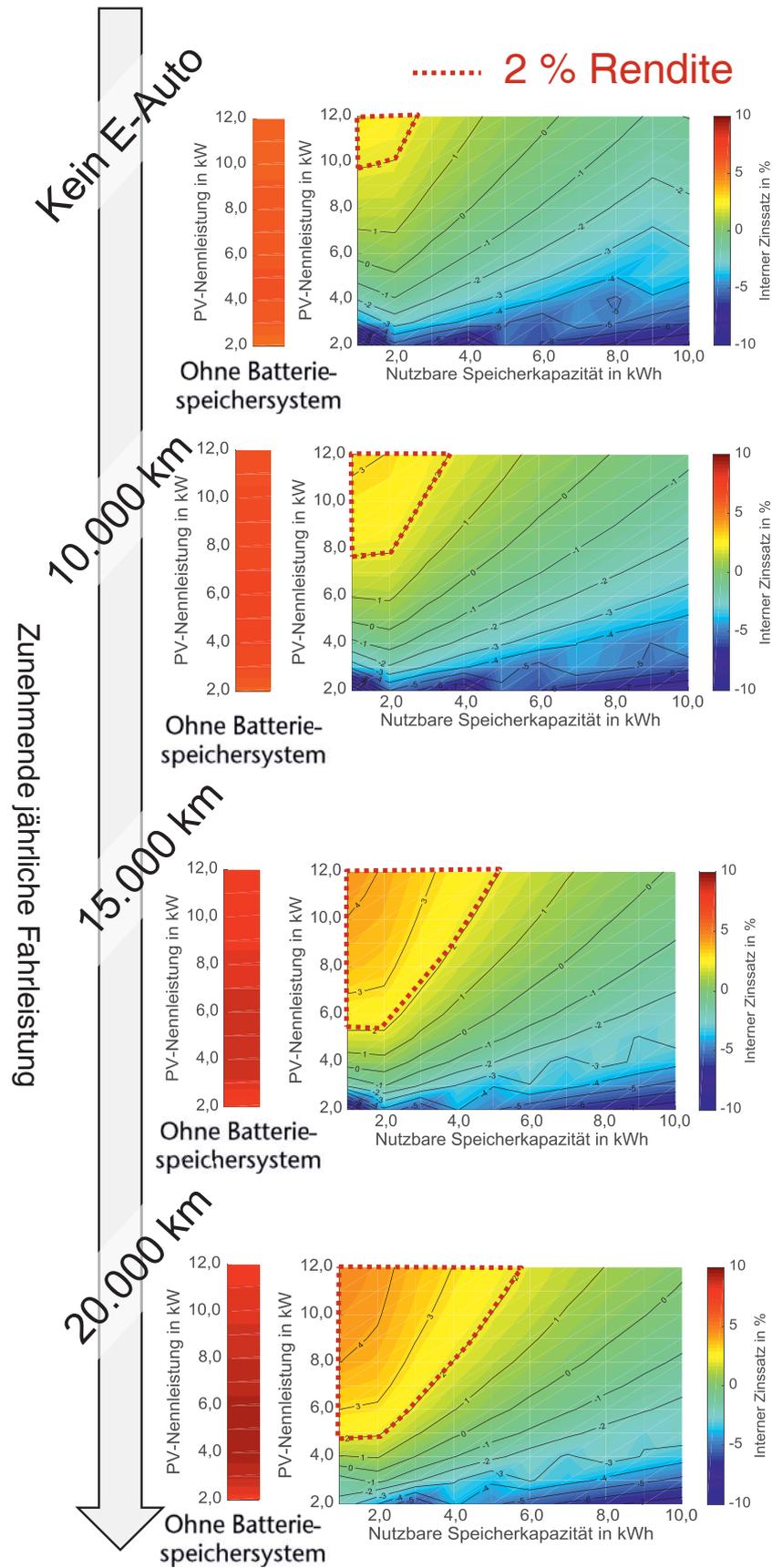


Abbildung 3-12: Einfluss der Elektrofahrzeug-Nutzung auf die Wirtschaftlichkeit des untersuchten Eigenverbrauchssystems im Szenario 2016

Zusammenfassung der Ergebnisse für das Szenario 2016

Abbildung 3-15 auf Seite 50 zeigt die erzielbaren Renditen der unterschiedlichen Systemkombinationen für die verschiedenen Szenarien, für verschiedene jährliche Fahrleistungen des Elektrofahrzeugs und für verschiedene Lastprofile. Dabei wird die PV-Anlagengröße zwischen 2 kW_p und 12 kW_p und die Speicherkapazität des Batteriesystems zwischen 1 kWh und 10 kWh variiert. Die hohe Streuung der Ergebnisse zeigt, dass die geeignete Kombination aus PV-Anlagengröße und Batteriespeichergröße deutlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen hat. Höhere Renditen sind zum einen durch eine höhere Fahrleistung und zum anderen durch einen höheren Stromverbrauch des Haushaltes erzielbar. Die bisherigen Wirtschaftlichkeitsanalysen basierten auf einem Lastprofil eines typischen 3-Personen Haushaltes mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.900 kWh (grüne Balken). In Abbildung 3-15 sind darüber hinaus die Renditen der PV-Speichersysteme für Haushalte mit einem jährlichen Stromverbrauch von 6.400 kWh (rote Balken) dargestellt. Die Erhöhung des jährlichen Stromverbrauches resultiert in höheren vermiedenen Strombezugskosten, indem mehr eigenerzeugter (zwischen gespeichert) PV-Strom zur Deckung des Strombedarfes genutzt werden kann. Dies erhöht die Rendite des PV-Speichersystems. Des Weiteren ist zu erkennen, dass bei einem hohen Stromverbrauch jährliche Fahrleistungen des Elektrofahrzeugs über 15.000 km nur noch zu geringen Steigerungen der Wirtschaftlichkeit eines PV-Speichersystems führen (Punkt 1 in Abbildung 3-15). Umgekehrt kann bei hohen jährlichen Fahrleistungen des Elektrofahrzeugs (> 15.000 km/a) die Wirtschaftlichkeit eines PV-Speichersystems durch einen höheren jährlichen Stromverbrauch ebenfalls nur geringfügig erhöht werden (Punkt 2 in Abbildung 3-15).

3.4.2 Szenario 2019

Szenario 2019 (a)

In diesem Szenario wird mit 0,062 €/kWh ein sehr niedriger PV-Einspeisevergütungssatz angenommen, sodass Systeme mit hohen EVQ besonders wirtschaftlich sind (siehe Abbildung 3-13). Hohe EVQ können bei kleinen PV-stand-alone Anlagen und bei kleinen bis mittleren PV-Anlagen mit Batteriespeichersystemen erzielt werden. Daher ergeben sich bei diesen Systemkombinationen die höchsten Renditen. Erstmals können höhere Renditen mit Batteriespeichersystem als ohne Batteriespeichersystem realisiert werden. Während Investitionen in PV-Speichersysteme mit mittleren PV-Anlagen und kleinen Speichern vorteilhaft sind, sind Investitionen in große Stand-alone PV-Anlagen nicht vorteilhaft.

Szenario 2019 (b)

Hohe Renditen lassen sich bei PV-stand-alone Anlagen und bei mittleren bis großen PV-Anlagen mit kleinen Batteriespeichersystemen realisieren (siehe Abbildung 3-13). Aufgrund der niedrigeren Anschaffungspreise für die Batteriespeichersysteme erzielen

PV-Speichersysteme höhere Renditen als im Szenario 2016. Bei nahezu allen betrachteten Systemkombinationen können positive Renditen erzielt werden. PV-stand-alone Anlagen weisen nach wie vor deutlich höhere Renditen als Systeme mit Speichern auf.

Szenario 2019 (c)

Dieses Szenario führt zu einer ähnlichen Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen wie im Szenario 2016 (siehe Abbildung 3-13). Jedoch führen der unveränderte PV-Einspeisevergütungssatz und die gesunkenen Anschaffungspreise für die PV-Anlage und das Batteriespeichersystem zu höheren Renditen. Unter den PV-Speichersystemen werden die höchsten Renditen bei Systemen mit großen PV-Anlagen und kleinen Batteriespeichersystemen erzielt. Bei diesen können Renditen von bis zu 4 % erzielt werden. Damit sind diese Investitionen vorteilhaft.

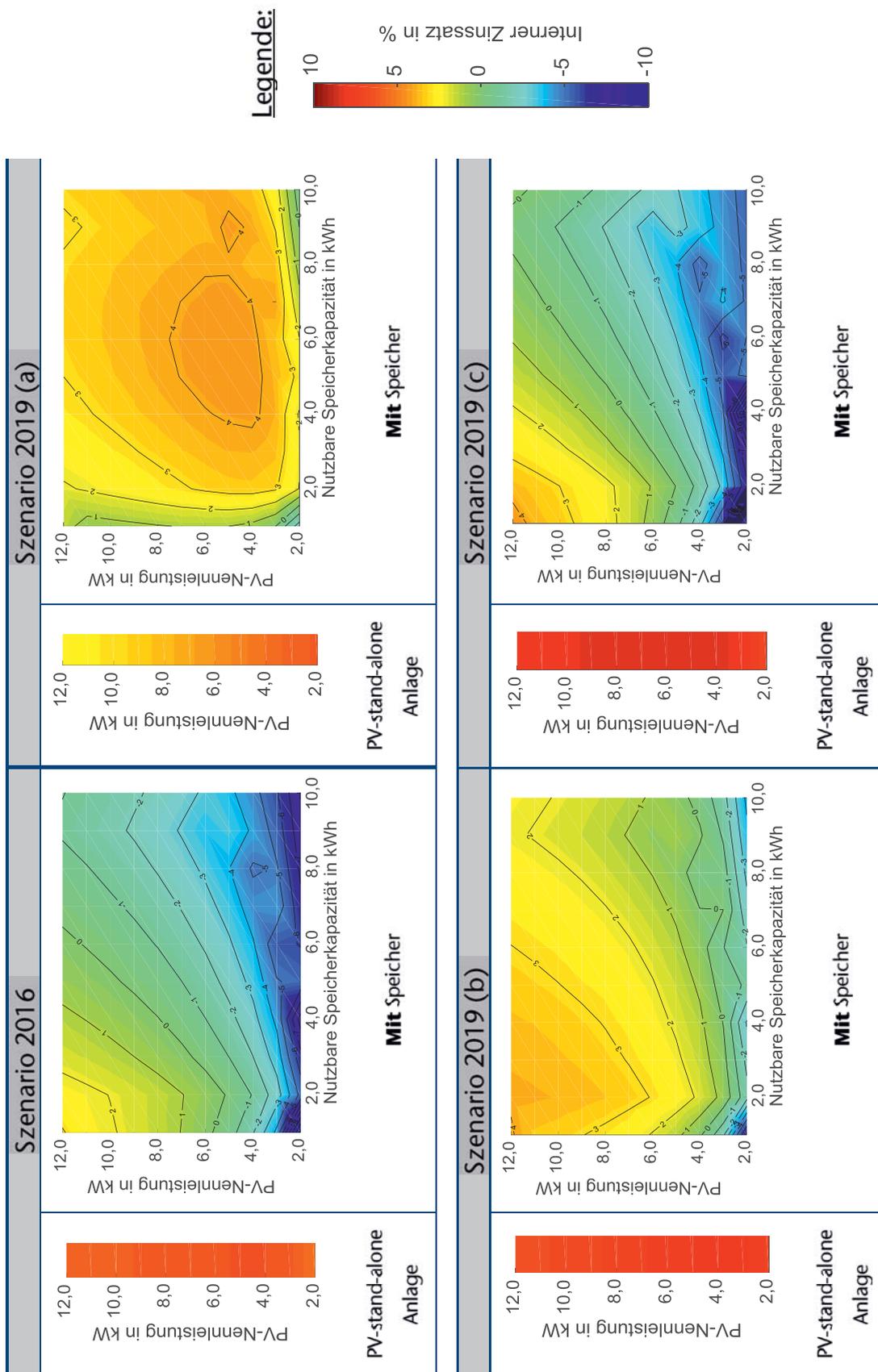
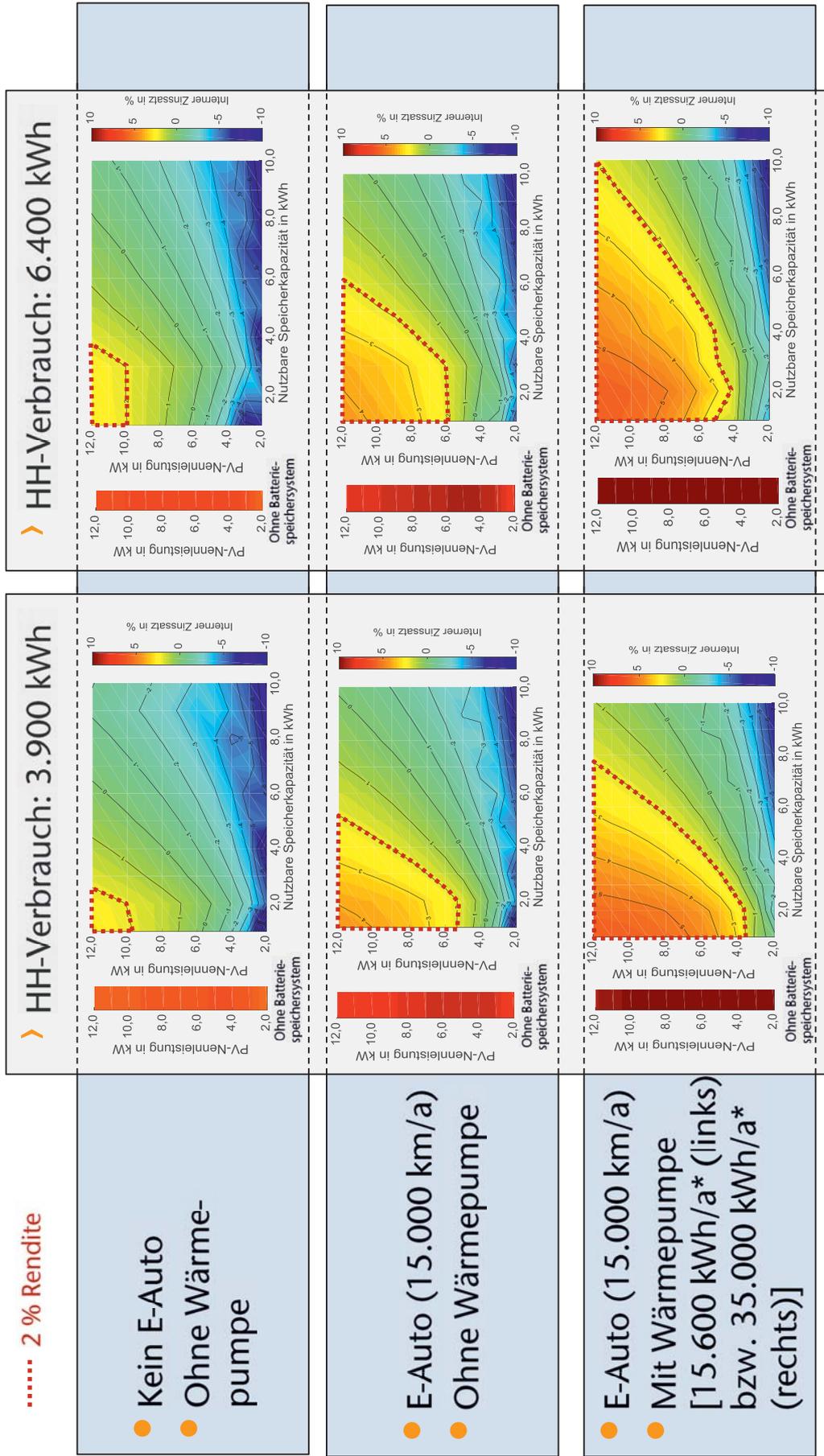


Abbildung 3-13: Interner Zinssatz in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und der PV-Peakleistung für die untersuchten Szenarien



* Wärmebedarf inkl. Warmwasser

Abbildung 3-14: Interner Zinssatz für verschiedene Systemkonfigurationen

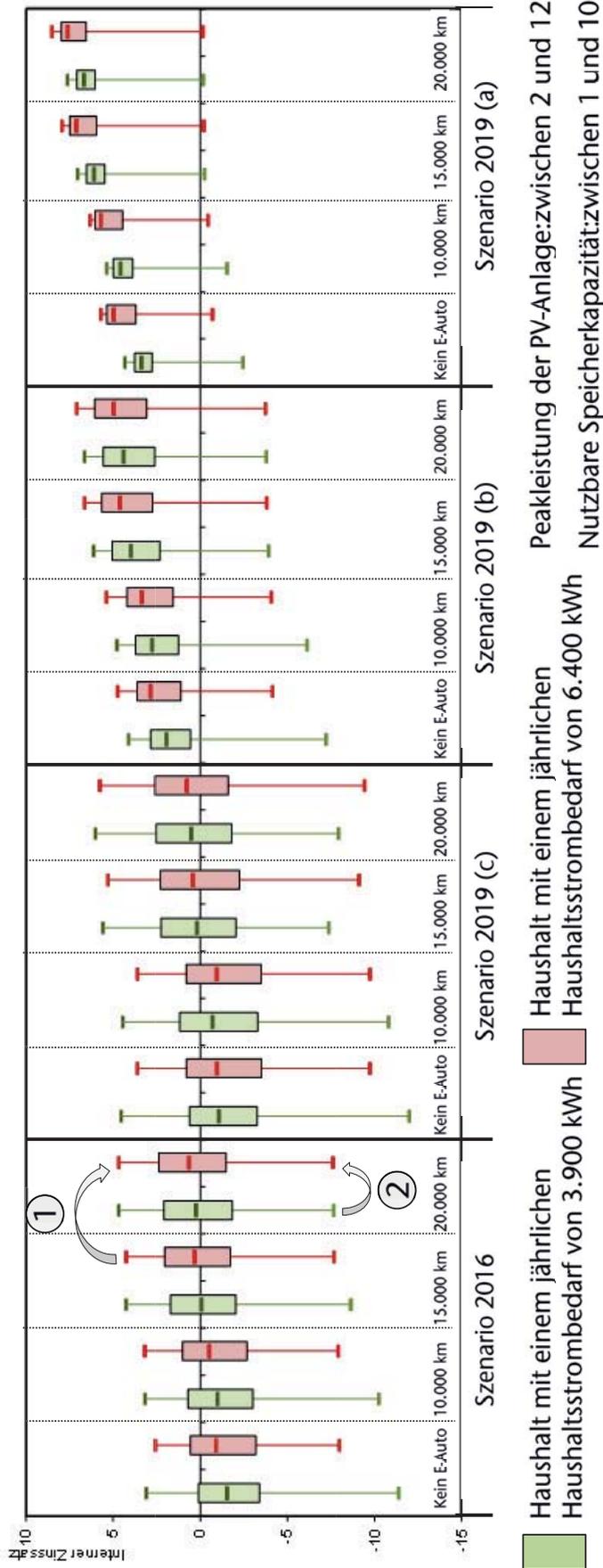


Abbildung 3-15: Vergleich des internen Zinssatzes der PV-Speichersysteme in den untersuchten Szenarien für verschiedene Fahrleistungen und Haushaltsstromverbräuche

3.5 Zwischenfazit

In der vorliegenden Studie wurde die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen mit und ohne Batteriespeichersystem auf der Grundlage der Simulationsberechnungen aus Abschnitt 2 untersucht. Dabei wurde der interne Zinssatz der Investition in PV-Speichersysteme unterschiedlicher Kombinationen aus PV-Anlagengröße und Speicherkapazität des Batteriespeichers berechnet. Zunächst wurde die Wirtschaftlichkeitsanalyse für einen typischen 3-Personen Haushalt mit einer jährlichen Stromnachfrage von 3.900 kWh durchgeführt. Demnach weisen bereits im Jahr 2016 Investitionen in einzelne PV-Speichersysteme mit Batteriespeichern positive Renditen auf. Dabei sind große PV-Peakleistungen mit kleinen Speicherkapazitäten zu kombinieren. Die Renditen von PV-Speichersystemen liegen grundsätzlich unterhalb der Renditen von PV-stand-alone Anlagen.

Darüber hinaus wurde der Einfluss der KfW-Förderung, der Zyklusfestigkeit des Batteriespeichers und des angenommenen Strompreisanstiegs auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen analysiert. Die KfW-Förderung erhöht die Renditen von PV-Speichersystemen nur geringfügig, da die finanziellen Vorteile aufgrund des Tilgungszuschusses durch die finanziellen Nachteile aufgrund der schärferen Einspeisebegrenzung kompensiert werden. Bei zukünftig sinkenden Prozentsätzen der förderfähigen Kosten dürfte die Inanspruchnahme der KfW-Förderung die erzielbare Rendite, insbesondere bei PV-Speichersystemen mit großen PV-Anlagen, verringern. Demgegenüber führt eine höhere Zyklusfestigkeit von Batteriespeichersystemen bei großen PV-Anlagen in Kombination mit kleinen Speichern zu einer deutlichen Erhöhung der Rendite. Höhere Systemwirkungsgrade bei Speichern führen nur zu einer geringen Erhöhung der Rendite, sodass aus ökonomischer Sicht der Erhöhung der Zyklusfestigkeit eine höhere Bedeutung zukommt. Der jährliche Strompreisanstieg hat einen deutlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen. Die Renditen sowohl von PV-Speichersystemen als auch von PV-stand-alone Anlagen steigen bei einem höheren Strompreisanstieg, da durch das PV-Speichersystem höhere Kostenersparnisse beim Strombezug erzielt werden können.

Neben dem Strompreisanstieg haben die Anschaffungspreise für Batteriespeichersysteme und die Höhe des PV-Einspeisevergütungssatzes Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen. Sinkt der Anschaffungspreis von Batteriespeichersystemen, erhöht sich die zu erzielende Rendite und größere Speicherkapazitäten können mit positiven Renditen betrieben werden. Bei der Reduzierung des PV-Einspeisevergütungssatzes sinkt die Rendite aller PV-Speichersysteme. Mit Netzeinspeisungen lassen sich bei sinkenden PV-Einspeisevergütungssätzen geringere Einnahmen erzielen, sodass Systeme mit hohen EVQ die höchsten Renditen aufweisen. Hohe EVQ weisen PV-stand-alone Anlagen mit kleinen PV-Peakleistungen und Systeme mit Speichern auf.

Des Weiteren kann die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen durch die Nutzung weiterer Lasttechnologien wie bspw. eines Elektrofahrzeugs oder einer elektrischen Wärmepumpe erhöht werden. Die Nutzung eines Elektrofahrzeugs mit einer jährlichen Fahrleistung von bis zu 15.000 km erhöht die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen deutlich. Bei höheren Fahrleistungen sind nur noch geringe Steigerungen der Rendite realisierbar.

Ebenso kann die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen durch die Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe erhöht werden. Der höhere Gesamtstromverbrauch führt zu größeren Einsparungen beim Strombezug und erhöht die Rendite des PV-Speichersystems. Einen ähnlichen Effekt hat die Erhöhung der Haushaltsstromnachfrage. Die beschriebenen Einzeleffekte (Nutzung eines Elektrofahrzeugs, Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe, höherer Haushaltsstromverbrauch) bedingen sich gegenseitig, sodass bei gleichzeitigem Auftreten der Gesamteffekt abgeschwächt wird. Bspw. führt die Nutzung eines Elektrofahrzeugs bei hohem Haushaltsstromverbrauch zu einer geringeren Erhöhung der Rendite als die Addition der Einzeleffekte. Die Tabelle 3-3 gibt eine Übersicht über die Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen.

Tabelle 3-3: Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen

		Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen
Technische Parameter	Zyklusfestigkeit ↗	positiv (hoch)
	Systemwirkungsgrad ↗	positiv (gering)
Ökonomische Parameter	Anschaffungspreis des Batteriespeichersystems ↘	positiv (hoch), Verschiebung zu größeren Speicherkapazitäten
	PV-Einspeisevergütung ↘	positiv (hoch), Verschiebung zu kleineren PV-Anlagen
	Strompreis ↗	positiv (hoch)
Nutzung eines Elektrofahrzeugs		positiv (hoch)
Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe		positiv (hoch)

Neben der Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen im Jahr 2016 wurde deren Wirtschaftlichkeit für das Jahr 2019 berechnet. Die zuvor genannten wesentlichen Einflussparameter (Anschaffungspreis für das Batteriespeichersystem, Höhe des PV-Einspeisevergütungssatzes, Strompreisanstieg) sind schwer prognostizierbar. Daher wurden für das Jahr 2019 drei Szenarien gebildet, die mögliche Entwicklungen der Einflussparameter abbilden. In allen drei Szenarien weisen Investitionen in PV-Speichersysteme positive Renditen auf. Jedoch erzielen in der Regel PV-stand-alone Anlagen nach wie vor höhere Renditen als Systeme mit Speichern. Nur bei stark sinkenden Anschaffungspreisen für Batteriespeichersysteme und stark sinkenden PV-Einspeisevergütungssätzen können Systeme mit Speicher höhere Renditen als PV-stand-alone Anlagen erzielen.



Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass bereits im Jahr 2016 PV-Speichersysteme mit kleinen Batteriespeichersystemen wirtschaftlich zu betreiben sind. Die zu erzielenden Renditen werden in den nächsten Jahren aufgrund sinkender Anschaffungspreise für Batteriespeichersysteme steigen. Dennoch werden voraussichtlich weiterhin PV-stand-alone Anlagen höhere Renditen als PV-Speichersysteme erzielen können.

4 Akzeptanz von Batteriespeichern

(Maximilian Horn, M.Sc., Institut für Psychologie, Psychologische Methodenlehre und Biopsychologie, Technische Universität Braunschweig)

4.1 Die Akzeptanz eines Batteriespeichers aus verhaltenswissenschaftlicher Perspektive

Der vorherige Abschnitt 3 zeigt, dass Batteriespeicher sich unter spezifischen Bedingungen in Zukunft zunehmend ökonomisch betreiben lassen. Somit wäre aus der klassischen Perspektive des Homo Oeconomicus (vgl. u.a. Kirchgässner 2008), die lange Jahre die Wirtschaftswissenschaften dominiert hat, zu erwarten, dass eine Vielzahl von Menschen einen Batteriespeicher nach einer rationalen Kosten-Nutzen-Kalkulation als ökonomisch sinnvoll erachten und in der Folge eine Anschaffung tätigen müssten. Die Verhaltenswissenschaft, welche unter dem Schlagwort der Behavioral Economics (bspw. Beck 2014) Einzug in ökonomische Theorien erhalten hat, zweifelt jedoch einerseits daran, dass menschliches Verhalten von rein wirtschaftlichen Prinzipien gesteuert wird und stellt andererseits in Frage, dass Entscheidungen ausschließlich rational getroffen werden. Ein Beleg hierfür ist, dass Batteriespeicher auch in der Vergangenheit von Menschen gekauft wurden, obwohl die Anschaffung ein finanzielles Verlustgeschäft darstellte.

Die verhaltenswissenschaftliche Perspektive, welche den theoretischen Rahmen dieser Studie darstellt, geht davon aus, dass alle Konsequenzen, die auf ein Verhalten, wie dem Kaufverhalten eines Batteriespeichers, folgen können, subjektiv wahrgenommen, intern gewichtet und miteinander verrechnet werden. Die Konsequenzkomponente kann monetäre Konsequenzen einbeziehen, ist jedoch deutlich weiter gefasst. So können zum Beispiel auch status- oder komfortorientierte Konsequenzen das Verhalten bestimmen. Schlussendlich wird dasjenige Verhalten unter mehreren Verhaltensalternativen gezeigt, welches den höchsten subjektiven Wert für das Individuum aufweist. Einerseits können bei der subjektiven Wahrnehmung der Reize und Konsequenzen Verzerrungen auftreten, wie die Konsumentenpsychologie empirisch nachweisen konnte (für einen Überblick, siehe Felser 2015). Andererseits unterscheiden sich Menschen danach, wie sie Konsequenzen gewichten. Die Verhaltenswissenschaft geht davon aus, dass interindividuelle Unterschiede in der Gewichtung durch Unterschiede in der individuellen Lerngeschichte und den kontextuellen Randbedingungen begründet sind.

Aktuell existieren nur wenige Studien, die sich mit der Motivation für und den Barrieren gegen den Kauf von Batteriespeichern beschäftigen. Anreize und Barrieren zu ken-

nen ist jedoch eine wesentliche Voraussetzung, um geeignete Interventionen zu entwickeln, welche eine höhere Marktdurchdringung von Batteriespeichern ermöglichen. Im verhaltenswissenschaftlichen Duktus sind Kaufanreize Stimuli, die auf positive Konsequenzen des Kaufverhaltens hindeuten. Barrieren signalisieren hingegen negative Konsequenzen. Folgt man den Befragungsdaten aus der Speichermonitoring-Studie der RWTH Aachen (Sauer et al. 2015), so nennen heutige Speicherbesitzer vor allem die Absicherung gegen steigende Strompreise, ein Interesse an der neuen Technologie sowie den Wunsch, einen persönlichen Beitrag zur Energiewende zu leisten, als Hauptgründe für die Anschaffung eines Batteriespeichers. Zweitrangig sind Gründe wie eine Absicherung gegen mögliche Stromausfälle oder der Wegfall der Einspeisevergütung für PV-Anlagen.

Es wird angenommen, dass die Präferenzordnung der Motive und Barrieren durch die Lernerfahrung der Personen mit Batteriespeichern beeinflusst wird. Die Relevanz der Lernerfahrung mit innovativen Technologien für die Bewertung der Konsequenzen wurde beispielsweise im Kontext der Elektromobilität deutlich. So zeigen Forschungsergebnisse, dass sich die Wahrnehmung der Konsequenzen nach einer Fahrerfahrung verändert (Bühler et al. 2014). Auf Basis dieser Erkenntnisse kann die Annahme abgeleitet werden, dass Personen, die eigene Lernerfahrungen aufweisen, indem sie Besitzer eines Batteriespeichers sind, sich von Personen unterscheiden, die bis dato keinen Batteriespeicher angeschafft haben. Um diese zweite Gruppe weiter zu differenzieren, können kontextuelle Randbedingungen in die Betrachtung mit einbezogen werden. Eine kontextuelle Randbedingung stellt der Besitz einer Solaranlage dar. Hieraus ergeben sich zwei weitere Gruppen, die bzgl. der Anreize und Barrieren verglichen werden können: die Gruppe der Solaranlagenbesitzer ohne Batteriespeicher sowie die Gruppe der Unerfahrenen, die weder eine Solaranlage noch einen Batteriespeicher besitzt.

4.2 Methode

Im Folgenden werden die Stichprobe und die Durchführung der Untersuchung beschrieben sowie das Vorgehen bei der statistischen Auswertung erläutert.

4.2.1 Stichprobengewinnung und -beschreibung

Für die vorliegende Online-Erhebung wurden insgesamt 113 Personen rekrutiert. Die Teilnehmenden wurden durch Links in drei PV-Anlagenforen und durch die Weiterleitung des Links per E-Mail über die Mitarbeiter-Verteiler der TU Braunschweig und des EFZN für die Befragung gewonnen. Als Anreiz für die Teilnahme wurden unter allen Befragten fünf Amazon-Gutscheine im Wert von je 20 Euro verlost.

Unter den Befragten waren 101 (89,4 %) Männer und 12 (10,6 %) Frauen. Das mittlere Alter der Befragten betrug 41,29 Jahre ($SD = 13,21$). Basierend auf den vorherigen Erfahrungen mit Solaranlagen und Batteriespeichern, wurden die Teilnehmenden

in drei Gruppen unterteilt: Batteriespeicherbesitzer, Solaranlagenbesitzer und Unerfahrene. Hierzu ist anzumerken, dass auch alle Batteriespeicherbesitzer über eine Solaranlage verfügten. Die Untergruppe der Unerfahrenen umfasste insgesamt 53 Personen. Dies entspricht 47,0 % der Befragten. Das Durchschnittsalter dieser Gruppe betrug 34,13 Jahre (SD = 10,44). Insgesamt 81,1 % der Unerfahrenen waren männlich. Mit 39 Personen umfasste die Gruppe der Solaranlagenbesitzer 34,0 % der Gesamtstichprobe. Alle befragten Solaranlagenbesitzer waren männlich und hatten ein mittleres Alter von 49,18 Jahren (SD = 11,76). Die restlichen 21 Befragten (19,0 %) bildeten die Untergruppe der Batteriespeicherbesitzer. Bei ihnen handelte es sich zu 90,5 % um Männer. Das mittlere Alter dieser Gruppe lag bei 44,71 Jahren (SD = 12,74). Die Abbildung 4-1 gibt einen Überblick über die Verteilung und Kennwerte der drei Gruppen. Die Batteriespeicherbesitzer nutzten zumeist unterschiedliche Speichermodelle. So gaben vier Nutzer an, einen Eigenbau zu verwenden; drei weitere Befragte nutzten einen PZS-Bleiakku bzw. eine Staplerbatterie. Zwei Batteriespeicherbesitzer gaben an, das Modell LG Resu 6.4 zu besitzen, zwei weitere nutzten Modelle der Firma Sonnenbatterie. Alle weiteren Befragten nutzten jeweils andere Modelle.

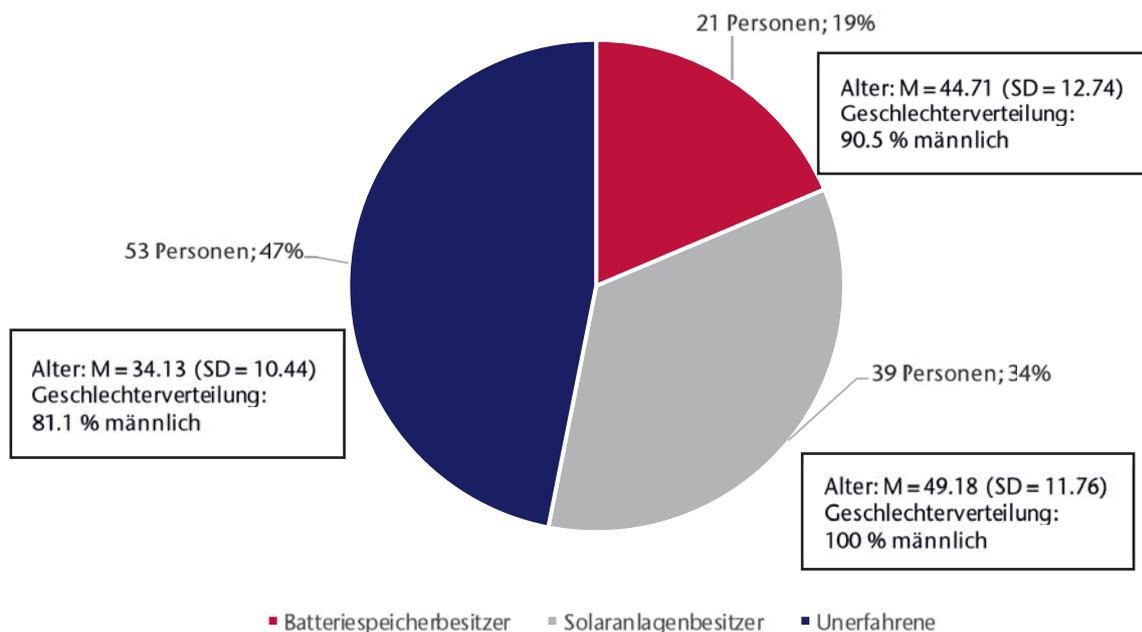


Abbildung 4-1: Verteilung und Kennwerte der drei Untergruppen

4.2.2 Durchführung der Untersuchung

Im Rahmen der Online-Erhebung bearbeiteten die Teilnehmer einen Fragebogen, der mit der Plattform Unipark erstellt wurde. Nach der Erhebung soziodemografischer Daten wurden die Befragten mittels einer Abfrage über vorhandene Solaranlagen und Batteriespeicher einer der drei Untergruppen zugewiesen. Anschließend wurden die

Befragten gebeten, fünf mögliche Anreize und vier mögliche Barrieren für die Anschaffung eines Batteriespeichers in eine absteigende Rangfolge zu bringen, jeweils beginnend mit dem für sie wichtigsten Aspekt. Die fünf Anreize für den Batteriespeicherkauf wurden in Anlehnung an erste empirische Befunde zu möglichen Kaufmotiven aus der Speichermonitoring-Studie der RWTH Aachen (Sauer et al. 2015) ausgewählt und lauteten:

- Unabhängigkeit von Strommärkten und -preisen;
- Technisches Interesse, Interesse für die technische Innovation;
- Umweltschutz, Beitrag zur Energiewende leisten;
- Sicherheit, bspw. bei Stromausfall;
- Finanzieller Gewinn, bspw. gegenüber Einspeisung ins Stromnetz.

Die vier Barrieren für den Kauf eines Batteriespeichers wurden anhand eigener Überlegungen, ebenfalls basierend auf der Literatur, identifiziert und lauteten:

- hoher Anschaffungspreis;
- geringer Wirkungsgrad;
- räumliche Anforderungen;
- Lebensdauer des Speichers.

Da Begrifflichkeiten wie Wirkungsgrad für unerfahrene Personen schwer verständlich sein können, wurden die Barrieren vorab kurz erläutert oder es wurde eine Spanne angegeben, in welcher sich die Ausprägung bei aktuell auf dem Markt erhältlichen Batteriespeichermodellen bewegt. So wurde zum Beispiel für die Lebensdauer eine Spanne von 10 bis 30 Jahren genannt; für die Anschaffungskosten wurde eine Preisspanne zwischen 5.000 € und 49.800 € angegeben. Zum Abschluss des Fragebogens wurden die Teilnehmer zu ihrer Einschätzung bzgl. ihrer individuellen Kaufabsicht befragt. Hierzu wurde eine Frage gestellt, die auf einer fünfstufigen Likert-Skala (Abstufung von 1 bis 5, wobei 1 besonders wichtig und 5 besonders unwichtig entspricht) beantwortet wurde.

4.2.3 Statistische Auswertung der Daten

Die Daten wurden separat für die drei Gruppen ausgewertet. Um einen ersten Überblick bzgl. der Präferenzen für die Kaufanreize und Kaufbarrieren zu erhalten, wurden mittlere Ränge gebildet. Diese Ränge wurden berechnet, indem die Summe der Rangplatzierungen je Gruppe anhand der Gruppengröße relativiert wurde. Eine metrische Interpretation der mittleren Ränge ist aufgrund des ordinalen Skalenniveaus nicht zulässig. Um eine Interpretation der Ränge zu ermöglichen wurden, differenziert nach Kaufanreiz und Gruppe, Boxplots erstellt. Zur Auswertung der abschließenden Frage zur Kaufabsicht wurden die deskriptiven Maße Mittelwert (M) und Standardabweichung (SD) je Gruppe berechnet.

4.3 Ergebnisse

Für die Kaufanreize von Batteriespeichern wurden die mittleren Ränge innerhalb der Gruppen gebildet. Die Abbildung 4-2 zeigt einen Gruppenvergleich dieser Ränge.

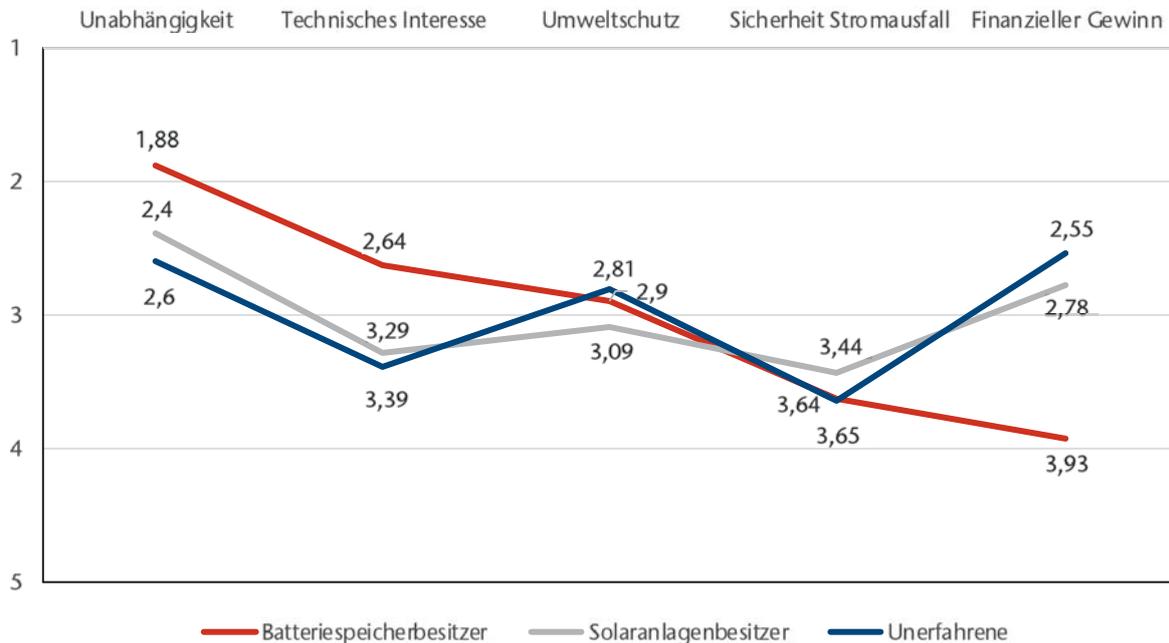


Abbildung 4-2: Mittlere Ränge der Kaufanreize im Gruppenvergleich

Ein Gruppenunterschied besteht insbesondere für die mittleren Ränge der Anreize Unabhängigkeit, Technisches Interesse und Finanzieller Gewinn. Im Gegensatz hierzu lassen sich für die Anreize Umweltschutz und Sicherheit bei Stromausfall keine wesentlichen Gruppenunterschiede feststellen. Bei Betrachtung der Boxplots in Abbildung 4-3 und Abbildung 4-4 wird deutlich, dass sich Umweltschutz im Median nicht zwischen den Gruppen unterscheidet, während der Median von Sicherheit bei Stromausfall für die drei Gruppen jeweils dem vierten Rang entspricht.

Das Technische Interesse unterscheidet sich besonders für die Gruppe der Unerfahrenen im Vergleich zu den anderen beiden Gruppen. Wie Abbildung 4-5 zeigt, ordnen 50 % der Unerfahrenen Technisches Interesse auf dem vierten Rangplatz oder niedriger ein. In den Gruppen der Batteriespeicher- und Solaranlagenbesitzer liegt der Median hingegen auf dem dritten Rang.

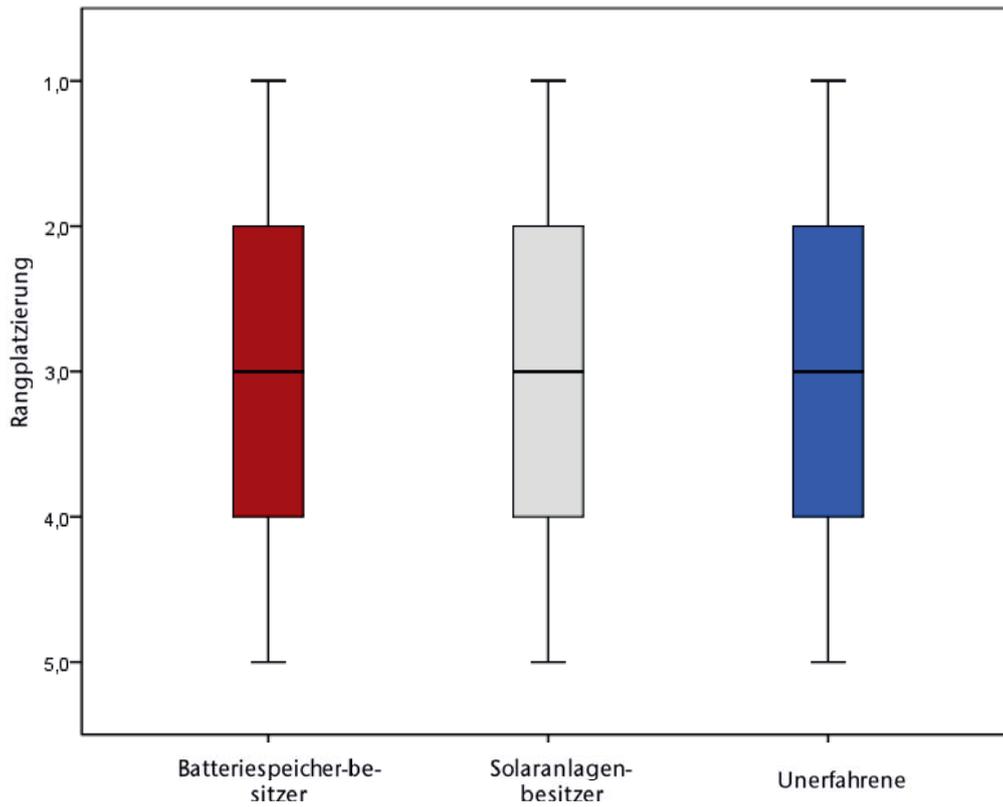


Abbildung 4-3: Boxplots zur Rangplatzierung des Kaufanreizes Umweltschutz

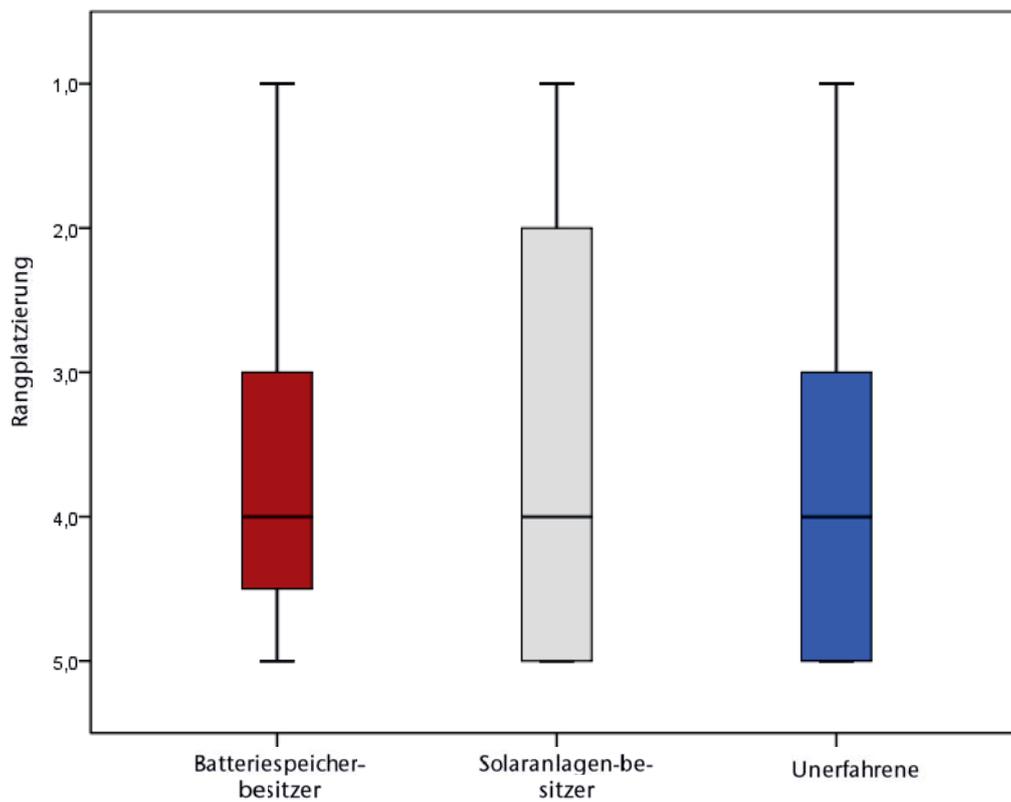


Abbildung 4-4: Boxplots zur Rangplatzierung des Kaufanreizes Sicherheit bei Stromausfall

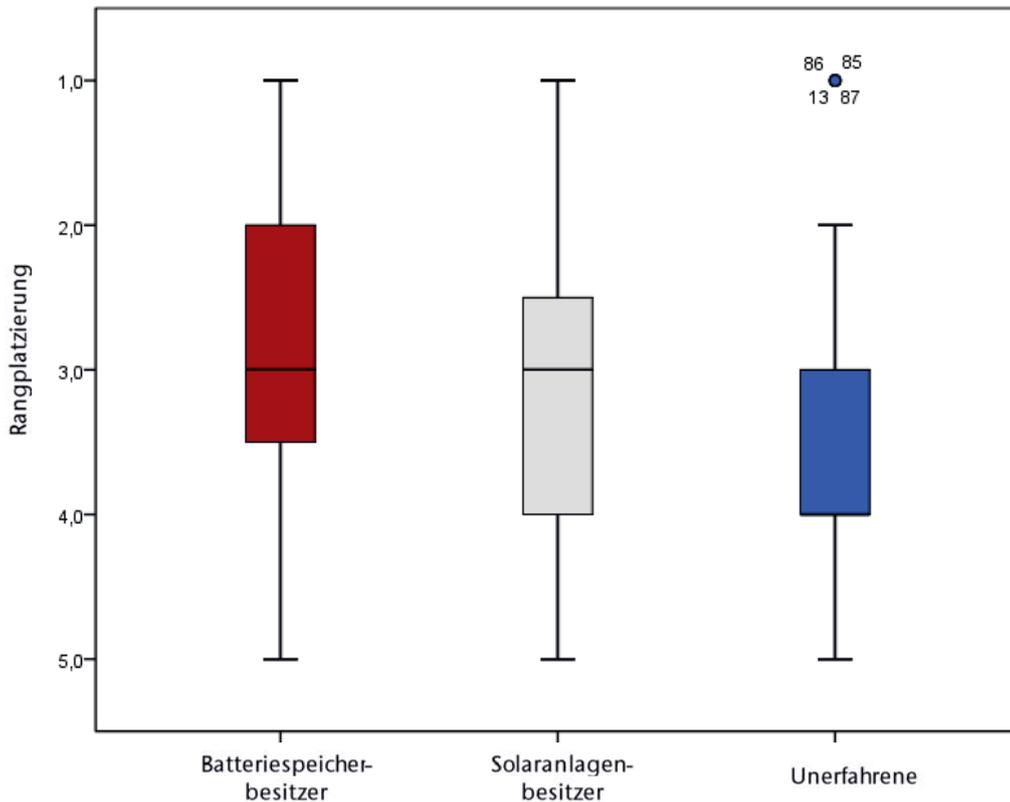


Abbildung 4-5: Boxplots zur Rangplatzierung des Kaufanreizes Technisches Interesse

Ein erster zentraler Gruppenunterschied besteht für den Kaufanreiz Finanzieller Gewinn. Ihm wird von 50 % der Batteriespeicherbesitzer der vierte oder fünfte Rang zugewiesen. Dahingegen sortieren sowohl die Unerfahrenen, als auch die Solaranlagenbesitzer den Finanziellen Gewinn auf Rang eins oder zwei ein. Dieser Unterschied wird aus den Boxplots in Abbildung 4-6 ersichtlich.

Der zweite zentrale Gruppenunterschied liegt im Kaufanreiz Unabhängigkeit. Eine Häufigkeitsauswertung ergab, dass 81 % der Batteriespeicherbesitzer Unabhängigkeit den ersten oder zweiten Rang zuordnen. Bei den Solaranlagenbesitzern nehmen 54 % der Befragten diese Zuordnung vor; bei den Unerfahrenen sind es 49 %. Die Boxplots in Abbildung 4-7 verdeutlichen diesen Befund.

In der Rangordnung der Barrieren für den Batteriespeicherkauf ergeben sich nur geringe Gruppenunterschiede in den mittleren Rängen. Dies führt dazu, dass den vier Barrieren über alle Gruppen hinweg dieselben Rangplätze zugewiesen werden, wie Abbildung 4-8 veranschaulicht.

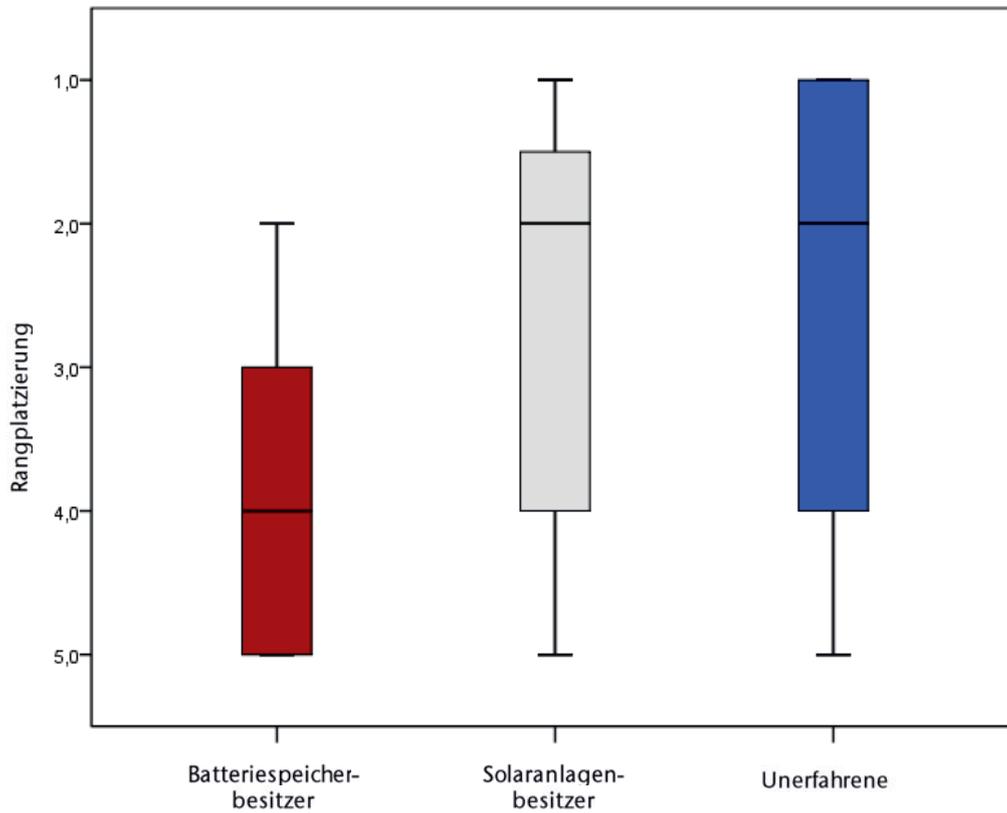


Abbildung 4-6: Boxplots zur Rangplatzierung des Kaufanreizes Finanzieller Gewinn

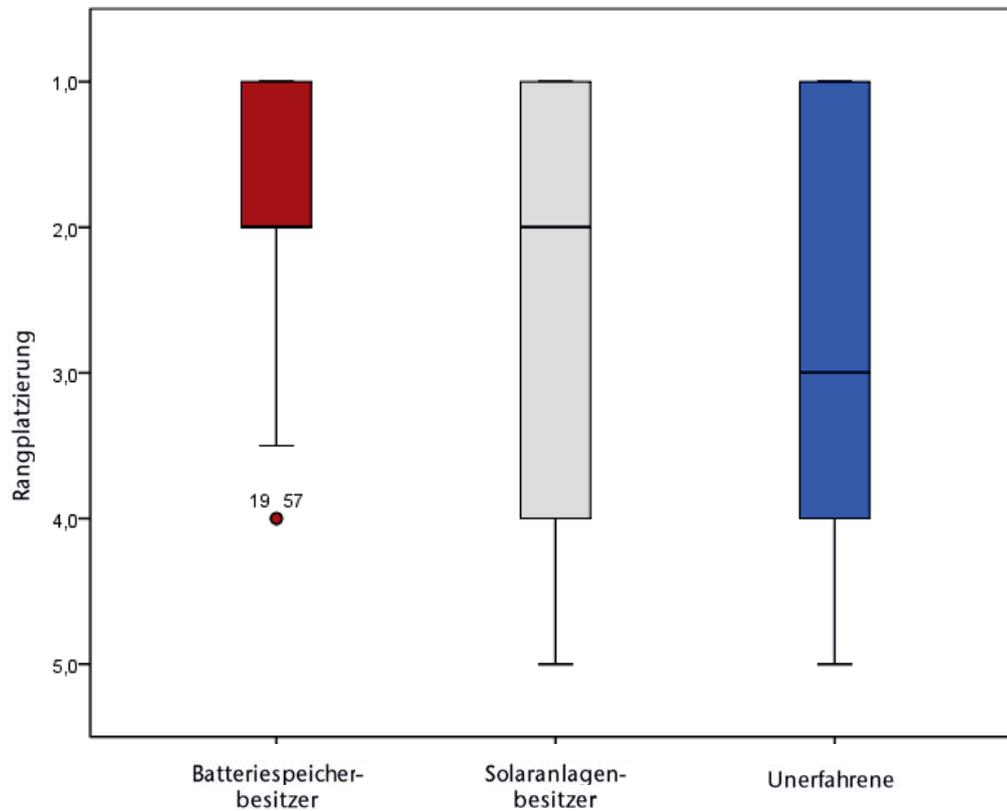


Abbildung 4-7: Boxplots zur Rangplatzierung des Kaufanreizes Unabhängigkeit

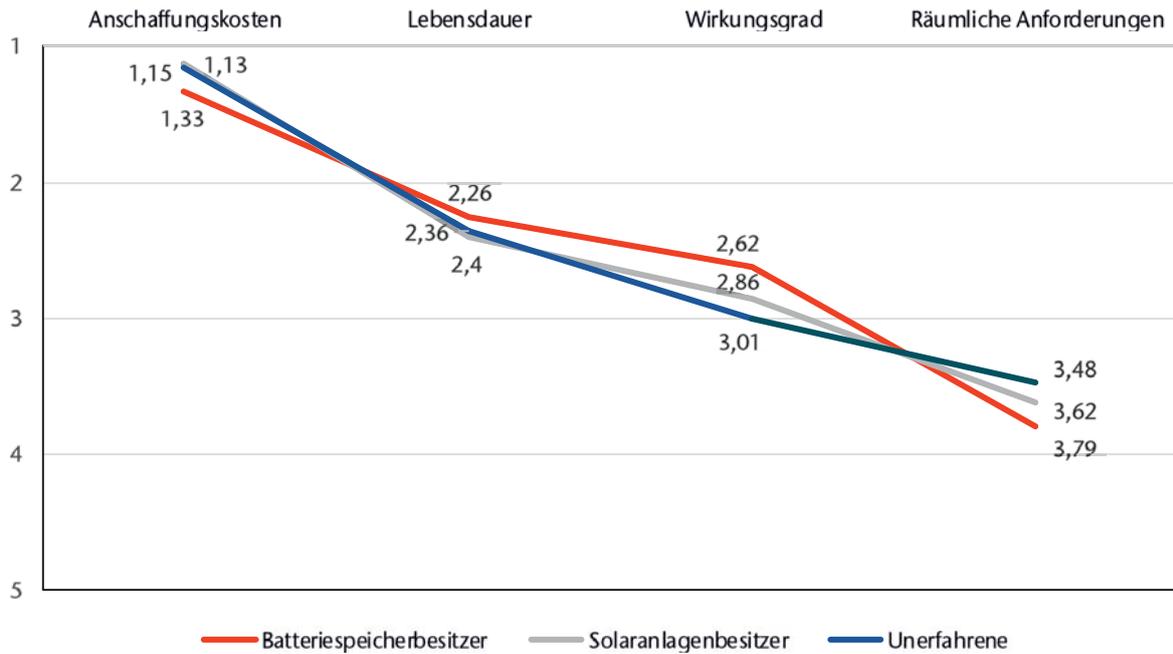


Abbildung 4-8: Mittlere Ränge der Barrieren im Gruppenvergleich

Das abschließende Item dient zur Einschätzung der Kaufbereitschaft von Batteriespeichern. Ein hoher Wert (zwischen 4 und 5) bedeutet, dass es eher wahrscheinlich bis sehr wahrscheinlich ist, dass sich diese Personen einen Batteriespeicher anschaffen. Dagegen bedeutet ein niedriger Wert (zwischen 1 und 2), dass es eher unwahrscheinlich bis sehr unwahrscheinlich ist, dass ein Speicher gekauft wird. Die Ergebnisse zeigen, dass die allgemeine Akzeptanz von Batteriespeichern gruppenübergreifend hoch ist. Wie Abbildung 4-9 zeigt, unterscheidet sich die mittlere Einschätzung zwischen den Gruppen jedoch leicht voneinander und ist in der Gruppe der Batteriespeicherbesitzer am stärksten ausgeprägt.

4.4 Zwischenfazit

Die Ergebnisse des abschließenden Items verdeutlichen, dass die Bereitschaft der Teilnehmer, einen Batteriespeicher zu kaufen, tendenziell hoch ist. Damit sich diese Bereitschaft in ein konkretes Verhalten umsetzt, ist entscheidend, dass Kaufanreize als Hinweise auf positive Konsequenzen gestärkt werden und Kaufbarrieren als Hinweise für negative Konsequenzen abgebaut werden.

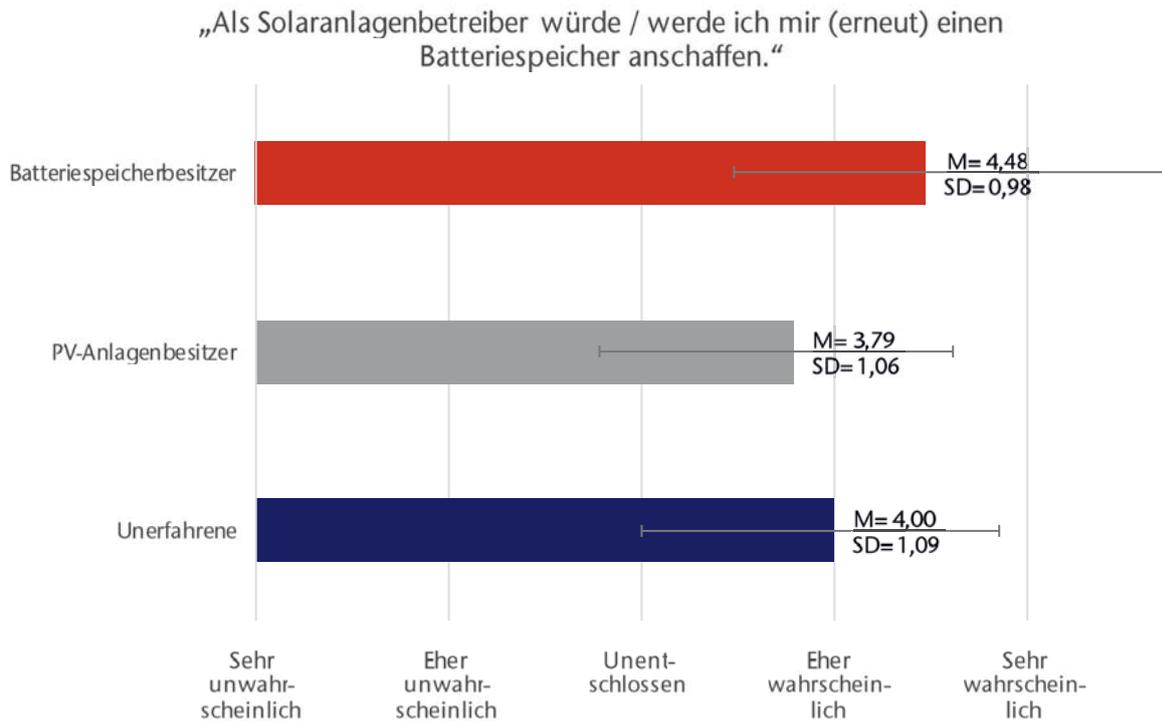


Abbildung 4-9: Mittlere Einschätzung der Kaufbereitschaft im Gruppenvergleich

Bei den Personengruppen der vorliegenden Befragung, die noch keinen Batteriespeicher besaßen, hat sich der finanzielle Gewinn als ein wichtiger Anreiz herausgestellt. Da, wie in Kapitel 3 prognostiziert wird, die finanzielle Rendite eines Batteriespeichers ansteigen dürfte, dürfte sich für Personen dieser Gruppen auch die Kaufwahrscheinlichkeit erhöhen. Gleichzeitig weisen die Befunde darauf hin, dass die Personen, die bereits einen Batteriespeicher besitzen, dem finanziellen Gewinn eine deutlich niedrigere Priorität einräumen. Unklar bleibt, ob diese Einordnung das Ergebnis der Lernerfahrung ist, dass sich mit Speichern in der Vergangenheit kaum Rendite erzielen ließ oder, ob finanzieller Gewinn tatsächlich bereits vor dem Kauf kein bedeutsamer Anreiz für diese Personengruppe gewesen ist. Da in Zukunft mit einer steigenden Lebensdauer sowie einem höheren Wirkungsgrad der Speicher gerechnet wird, dürfte die Kaufwahrscheinlichkeit durch den Abbau von wesentlichen Barrieren zusätzlich steigen.

Um eine Marktdurchdringung zu erzielen, sollte aus psychologischer Perspektive insbesondere die gewonnene Unabhängigkeit durch einen Speicher herausgestellt werden. Dieser Anreiz wurde von allen Gruppen mit hoher Priorität eingeordnet und bietet einen kostengünstigen und effektiven Ansatzpunkt für Interventionen. Beispielsweise wäre es empfehlenswert, in Kaufprospekten die AQ hervorzuheben, um so die Unabhängigkeit durch einen Speicher zu unterstreichen. Zusätzlich könnte durch Werbemaßnahmen das Bedürfnis nach Unabhängigkeit durch verbundene Emotionen und Kognitionen betont und mit Batteriespeichern gekoppelt werden.

5 Zusammenfassung

(Jan Ahmels, M.A., Energie-Forschungszentrum der TU Clausthal (EFZ), Technische Universität Clausthal)

Für die energetische Bewertung von Batteriespeichern in Haushalten wurden die EVQ und AQ bei verschiedenen Anlagenkonfigurationen betrachtet. Für die Analyse wurde sowohl auf die Daten aus den e-home Haushalten bei Bremen zurückgegriffen als auch auf synthetische Lastprofile, die mit einem Profilgenerator erzeugt wurden.

Die Simulationen zeigen, dass bei privaten Haushalten die Höhe und der Verlauf der Lastkurve einen signifikanten Einfluss auf die EVQ haben. Fällt die Verbrauchsspitze mittags zusammen mit der Erzeugungsspitze der PV-Anlage, kann die EVQ deutlich gesteigert werden. Zusätzlich kann ein Batteriespeicher die EVQ weiter steigern. Bei einer 10 kW_p PV-Anlage in Kombination mit einem 10 kWh Stromspeicher sind EVQ von 30 % realisierbar. Durch zusätzliche Verbraucher, beispielsweise Elektrofahrzeuge oder elektrische Wärmepumpen, kann die EVQ weiter gesteigert werden.

Die AQ hingegen sinkt mit steigendem Stromverbrauch. Durch die Installation eines Batteriespeichers ist hier eine Quote von bis zu 90 % möglich. Die AQ bei PV-Anlagen ohne Speicher liegt dagegen nur bei 10 % bis 30 %.

Für die ökonomische Analyse wurde der interne Zinssatz der Investition in PV-Anlagen ohne und mit Speichersystem bei verschiedenen Rahmenbedingungen berechnet. Hierbei wurden der Anschaffungspreis des Batteriespeichersystems, die jährliche Strompreissteigerung sowie die Höhe der Einspeisevergütung variiert. Es zeigte sich, dass PV-stand-alone Anlagen höhere Renditen erzielen als PV-Speichersysteme. Durch die kontinuierliche Strompreissteigerung und die sinkenden Anschaffungspreise für PV-Speichersysteme wird sich die Rentabilität zukünftig weiter verbessern. Exemplarisch wurde hier das Jahr 2019 näher untersucht.

Während im Jahr 2016 nur PV-Speichersysteme mit (im Vergleich zur installierten Peakleistung) relativ kleinen Speichersystemen wirtschaftlich sind, wird das in Zukunft auch für PV-Speichersysteme mit höheren Speicherkapazitäten möglich sein.

Zudem wurde der Einfluss der Nutzung von Elektrofahrzeugen und elektrischen Wärmepumpen auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen analysiert. Der zusätzliche Stromverbrauch dieser beiden Technologien erhöht die Ersparnis beim Strombezug, der durch die Nutzung eines PV-Speichersystems erzielt werden kann, wodurch wiederum die Rendite eines PV-Speichersystems erhöht wird.

Die Untersuchungen zu den Kaufanreizen bei Batteriespeichern zeigen differenzierte Ergebnisse. In der Befragung wurde zwischen Batteriespeicherbesitzern, PV-Anlagenbesitzern und Unerfahrenen, die noch keinen Speicher haben, unterschieden. Für die



Personen, die bereits eine PV-Anlage mit Speicher besitzen, ist die Unabhängigkeit vom Versorger der wichtigste Kaufanreiz. Der durch den Speicher realisierte finanzielle Gewinn ist nachrangig.

Im Gegensatz dazu erhoffen sich PV-Anlagenbesitzer und Unerfahrene vorrangig einen finanziellen Gewinn durch die Installation eines Speichers. Aktuell stellen jedoch die hohen Anschaffungspreise für Batteriespeicher noch die größte Barriere für die weitere Verbreitung der Technologie dar. Vor dem Hintergrund der stetig sinkenden Anschaffungspreise ist in Zukunft mit einer erhöhten Kaufbereitschaft bei PV-Betreibern zu rechnen.

6 Literaturverzeichnis

Avacon AG (2016): Preisübersicht. Online verfügbar unter <https://www.avacon.de/cps/rde/xchg/avacon/hs.xsl/114.htm>, zuletzt geprüft am 24.09.2015.

Bayerisches Landesamt für Steuern (2013): Hilfe zu Photovoltaikanlagen. Online verfügbar unter https://www.finanzamt.bayern.de/Informationen/Steuerinfos/Weitere_Themen/Photovoltaikanlagen/, zuletzt geprüft am 04.06.2014.

Beck, Hanno (2014): Behavioral Economics. Eine Einführung, Wiesbaden: Springer.

Blohm, Hans R.; Lüder, Klaus; Schaefer, Christina (2012): Investition. Schwachstellenanalyse des Investitionsbereichs und Investitionsrechnung. 10. Aufl., München: Vahlen, Franz (Vahlers Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften).

BMWi (2015): Zahlen und Fakten Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>, zuletzt geprüft am 16.03.2015.

BNetzA (2016): Einspeisevergütungssätze für Photovoltaik in Deutschland. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de>, zuletzt geprüft am 25.05.2016.

Born, Karl (2003): Unternehmensanalyse und Unternehmensbewertung. 2., aktualisierte und erw. Aufl., Stuttgart: Schäffer-Poeschel (Handelsblatt-Bücher).

BSW (2017): Entwicklung der jährlich installierten Leistung von Photovoltaikanlagen in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2016. Hg. v. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW). Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/29264/umfrage/neu-installierte-nennleistung-von-solarenergie-in-deutschland-seit-2004/>, zuletzt aktualisiert am 02.08.2017.

Bühler, Franziska; Cocron, Peter; Neumann, Isabel; Franke, Thomas; Krems, Josef F. (2014): Is EV experience related to EV acceptance? Results from a German field study. In: Transportation Research Part F 25, S. 34–49.

Bunk, Marcus; Engel, Bernd; Fisch, M. Norbert; Waitschat, Harald (2015): Nachhaltige Netzplanung in der Niederspannungsebene unter Berücksichtigung hochaufgelöster Zeitreihen. Dissertation an der Technische Universität Braunschweig, München: Dr. Hut.

Bunk, Marcus; Loges, Hauke; Engel, Bernd (2014): Innovative Last- und Erzeugungssannahmen präzisieren die künftige Netzplanung. In: EW, Magazin für die Energiewirtschaft, 113, S. 68-71.

Busse von Colbe, Walther; Laßmann, Gert (1991): Betriebswirtschaftstheorie. 5., durchges. Aufl., Berlin [u.a.]: Springer (Springer-Lehrbuch).

Coenenberg, Adolf Gerhard; Fischer, Thomas M.; Günther, Thomas (2012): Kostenrechnung und Kostenanalyse. 8., überarb. Aufl., Stuttgart: Schäffer-Poeschel.

Energieagentur.NRW (2015): Erhebung: „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“. Stromverbrauchsanteile verschiedener Anwendungsbereiche in Ein- bis Fünf-Personen-Haushalten – 2015 und 2011 im Vergleich. Hg. v. Energieagentur.NRW. Online verfügbar unter http://www.energieagentur.nrw/content/anlagen/Erhebung_Wo_im_Haushalt_bleibt_der_Strom_20151126.pdf, zuletzt geprüft am 02.08.2017.

Erdmann, Georg; Zweifel, Peter (2008): Energieökonomik. Theorie und Anwendungen, Berlin [u.a.]: Springer.

Felser, Georg (2015): Werbe- und Konsumentenpsychologie. 4. erw. und vollst. überarb. Aufl., Berlin: Springer.

Fuhs, Michael; Ali-Oettinger, Shamsiah (2012): Storage has landed. Hg. v. pv magazine. Online verfügbar unter https://www.pv-magazine.com/magazine-archive/storage-has-landed_10009059/#axzz3XMS73Q5f, zuletzt geprüft am 02.08.2017.

Götze, Uwe (2014): Investitionsrechnung. Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 7., überarb. Aufl., Berlin [u.a.]: Springer.

Heinhold, Michael (1999): Investitionsrechnung. Studienbuch. 8., unwesentlich veränd. Aufl. München, Wien: Oldenbourg (Hand- und Lehrbücher zu Unternehmung, Steuern und Recht).

Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas (Hg.) (2014): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5., erweiterte Auflage, korrigierter Nachdruck. Berlin: Springer Vieweg.

KfW (2016): Merkblatt: Erneuerbare Energien 275. KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher" (gültig bis 31.12.2018). Hg. v. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Online verfügbar unter [https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf), zuletzt geprüft am 18.09.2015.

Khatib, Hisham (2014): Economic evaluation of projects in the electricity supply industry. 3rd edition. London: The Institution of Engineering and Technology (IET power and energy series, 70).

Kirchgässner, Gebhard (2008): Homo oeconomicus. Das ökonomische Modell individuellen Verhaltens und seine Anwendung in den Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. 3., erg. und erw. Aufl., Tübingen: Mohr Siebeck (Die Einheit der Gesellschaftswissenschaften, 74).

Korthauer, Reiner (Hg.) (2013): Handbuch Lithium-Ionen-Batterien. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer.

Legenhausen, Claus (2013): Controllinginstrumente für den Mittelstand. Gabler Edition Wissenschaft, Wiesbaden: Deutscher Universitätsverlag.

Loges, Hauke; Engel, Bernd (2016): PV-Speicher brauchen ein Effizienzlabel – Ergebnisse der messtechnischen Untersuchung von verschiedenen Speichersystemen, 9.-11. März 2016, 31. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein.

Ohls, U.; Moslener, U. (2015): Die Rolle von Förder- und Entwicklungsbanken beim Ausbau erneuerbarer Energien. In: Gerhard Markus, Thomas Rüschen und Armin Sandhövel (Hg.): Finanzierung Erneuerbarer Energien. 2. Aufl., rev. Ausg. Frankfurt am Main: Frankfurt School Verlag, S. 61–84.

Öko-Institut e.V. (2013): Analyse der EEG-Umlage 2014. Kurzstudie im Auftrag von Agora Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oeko-doc/1825/2013-495-de.pdf>, zuletzt geprüft am 18.09.2015.

Photovoltaik Zentrum (2015): Nettopreise für schlüsselfertige PV-Anlagen bis 100 kWp. Online verfügbar unter <http://www.photovoltaik-guide.de/pv-preis-index>, zuletzt geprüft am 02.08.2017.

Photovoltaikversicherung 24 (2016): PV-Versicherungsvergleich. Online verfügbar unter <https://www.photovoltaikversicherung24.de/pvsuche.php>, zuletzt aktualisiert am 02.08.2017.

pv magazine (2015): Marktübersicht - Batteriespeicher. Produktdatenbank Batteriespeichersysteme 2015. Online verfügbar unter <http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/>, zuletzt aktualisiert am 02.08.2017.

RWI; forsa (2010): Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2006-2008. Hg. v. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) und Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH (forsa). Online verfügbar unter http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Energieverbrauch-priv-HH-2006-2008.pdf, zuletzt aktualisiert am 02.08.2017.

Saft (2014): Batterielebensdauer - Photovoltaik Solarenergiespeichersysteme (PV ESS). Hg. v. Saft. Online verfügbar unter <https://www.saftbatteries.com/market-sectors/utilities/renewables-microgrids>, zuletzt aktualisiert am 02.08.2017.

Sauer, Dirk Uwe; Badeda, Julia; Haberschusz, David; Kairies, Kai-Philipp; Leuthold, Matthias; Magnor, Dirk (2015): Speichermonitoring. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. ISEA RWTH Aachen, zuletzt geprüft am 24.09.2015.

SFV (2017): Solarstrom-Vergütungen im Überblick. Hg. v. Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV). Online verfügbar unter <http://www.sfv.de/lokal/mails/sj/verguetu.htm>, zuletzt aktualisiert am 02.08.2017.

Solaranlagen Portal (2016): Wartung von Photovoltaikanlagen. Online verfügbar unter <http://www.solaranlagen-portal.com>, zuletzt aktualisiert am 02.08.2017.

Solarlink GmbH (2003): Handbuch für verschlossene Gel-Batterien. Unter Mitarbeit von Solarlink GmbH. Online verfügbar unter <http://docplayer.org/5093702-Handbuch-fuer-verschlossene-gel-blei-batterien-teil-1-grundlagen-konstruktion-merkmale.html>, zuletzt aktualisiert am 02.08.2017.

Statistika (2017): Börsenstrompreis am EPEX-Spotmarkt in Deutschland in den Jahren 2010 bis 2013. Hg. v. Statista GmbH. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154012/umfrage/grosshandelspreise-fuer-strom-in-deutschland-seit-2008/>, zuletzt aktualisiert am 02.08.2017.

Ter Horst, Klaus W. (1980): Investitionsplanung, Stuttgart, Berlin, Köln, Mainz: Kohlhammer (Studienhandbuch Betriebswirtschaftslehre).

Thumfart, D. (2015): Finanzierungsinstrumente im Bereich erneuerbare Energien - ein Überblick. In: Gerhard Markus, Thomas Rüschen und Armin Sandhövel (Hg.): Finanzierung Erneuerbarer Energien. 2. Aufl., rev. Ausg. Frankfurt am Main: Frankfurt School Verlag, S. 623–642.

VDE (2015): VDE-Studie - Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Hg. v. Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE). Online verfügbar unter <https://shop.vde.com/de/vde-studie-batteriespeicher-in-der-nieder-und-mittelspannungsebene-3>, zuletzt aktualisiert am 02.08.2017.

Verivox (2016): Strompreiszusammensetzung 2016. Hg. v. Verivox GmbH. Online verfügbar unter <http://www.verivox.de/themen/strompreiszusammensetzung/>, zuletzt aktualisiert am 02.08.2017.

Wosnitza, Franz; Hilgers, Hans Gerd (2012): Energieeffizienz und Energiemanagement. Ein Überblick heutiger Möglichkeiten und Notwendigkeiten. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag (Praxis). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-8671-2>.



