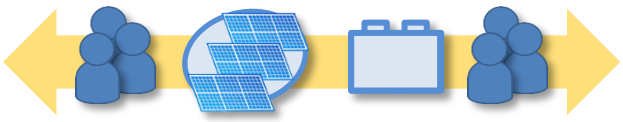
Wirtschaftlichkeit von zukunftsfähigen Geschäftsmodellen dezentraler Stromspeicher



Zur Erlangung des Grades
Doktor der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.)
beim interdisziplinären Institut für Umwelt-, Sozial- und Humanwissenschaften
Department Energie- und Umweltmanagement der Universität Flensburg eingereichte

Dissertation

Eingereicht am 15.06.2018

Tag der mündlichen Prüfung 15.01.2019

Autorin: M.Eng. Verena Fluri

Betreuer, 1. Gutachter: Prof. Dr. Olav Hohmeyer (Europa-Universität Flensburg)

2. Gutachter: Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Albert-Ludwigs-Universität Freiburg)

Betreuer: Dr. Niklas Hartmann, Dr. Christoph Kost (Fraunhofer ISE)

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst und andere als in der Dissertation angegebene Hilfsmittel nicht benutzt habe; die aus fremden Quellen (einschließlich elektronischer Quellen, dem Internet und mündlicher Kommunikation) direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind ausnahmslos unter genauer Quellenangabe als solche kenntlich gemacht. Zentrale Inhalte der Dissertation sind nicht schon zuvor für eine andere Qualifikationsarbeit verwendet worden. Insbesondere habe ich nicht die Hilfe sogenannter Promotionsberaterinnen bzw. Promotionsberater in Anspruch genommen. Dritte haben von mir weder unmittelbar noch mittelbar Geld oder geldwerte Leistungen für Arbeiten erhalten, die im Zusammenhang mit dem Inhalt der vorgelegten Dissertation stehen. Die Arbeit wurde bisher weder im Inland noch im Ausland in gleicher oder ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt. Auf die Bedeutung einer eidesstattlichen Versicherung und die strafrechtlichen Folgen einer, auch fahrlässigen, falschen oder unvollständigen eidesstattlichen Versicherung und die Bestimmungen der §§ 156, 161 StGB bin ich hingewiesen worden.

Verena Fluri
Freiburg, 25.01.2019

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg.

Mein herzlicher Dank gilt Prof. Dr. Olav Hohmeyer der Europa-Universität Flensburg für die großzügige und uneingeschränkte Unterstützung meiner Arbeit - deine Weitsicht und die Zeit für die kontroversen und anregenden Diskussionen. Prof. Dr. Hans-Martin Henning möchte ich danken für die Bereitschaft, mir trotz vieler Aufgaben am Institut beratend zur Seite zu stehen und meine Arbeit zu bewerten.

Meinen beiden Betreuern am Fraunhofer ISE, Niklas Hartmann und Christoph Kost, möchte ich danken für die Flexibilität, das große Interesse an meiner Arbeit und die Möglichkeit, mir die Zeit für die Bearbeitung einzuräumen. Danke dir Niklas für die zahlreichen, teils kontroversen Diskussionen und Denkanstöße. Danke Christoph für den Blick für das Wesentliche. Thomas Schlegl und der Arbeitsgruppe Energiesystemanalyse möchte ich danken für den vielfältigen Austausch und die spannenden Diskussionen während und außerhalb unserer Sitzungen. Die produktive und ambitionierte Arbeitsatmosphäre hat mich stets motiviert. Danke an der Projektteam des Projektes Store2Win, hier insbesondere Niklas Hartmann und Jessica Thomsen, für die gemeinsamen Diskussionen und die Unterstützung bei der Projektleitung. Besonders danken möchte ich auch Markus Arnold, Julia Jürgensen, Maximilian Schulz und Ben-Oliver Schwarz für die inhaltlichen Diskussionen und maßgebliche Unterstützung bei der Entwicklung einzelner Themen dieser Arbeit. Ich danke den Mitgliedern der Doktorandenrunde „Modellgestützte Analysen dezentraler Energiesysteme“, deren Treffen für mich ein besonderes Highlight des Austauschs darstellten und mich immer wieder neu motivierten.

Danke an alle Korrekturleser, insbesondere Martin Jahn, Markus Arnold, Oswald Jülch, Tom Fluri, Raphael Hollinger und Ben-Oliver Schwarz. Danke Tom für den Raum und die Zeit, die du mir in der wichtigsten Phase für die Arbeit gegeben hast, für die Zeit außerhalb der Dissertation und die Erinnerung daran, dass die Dissertation nur ein Teil des Lebens ist. Meinen Eltern und meiner Familie danke ich für ihre bedingungslose Unterstützung von Beginn an in jeglicher Form und allen Lebenslagen, wodurch die Entstehung dieser Arbeit überhaupt erst möglich wurde.

Inhaltsverzeichnis

Eidesstattliche Erklärung **2**

Danksagung **3**

Abbildungsverzeichnis **7**

Tabellenverzeichnis **10**

Abkürzungsverzeichnis **11**

Nomenklatur **12**

Zusammenfassung **14**

1. Einleitung **19**
1.1. Stromspeicherbedarf 19
1.2. Zentrale und dezentrale Stromspeicher 20
1.3. Entwicklung dezentraler Stromspeicher 22
1.4. Ziel der Arbeit und Forschungsfragen 23
1.5. Aufbau der Arbeit 25

2. Stand der Forschung **26**
2.1. Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern 26
2.2. Optimierungsmodelle für die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern 32

3. Technologische Grundlagen **36**
3.1. Batteriespeichertechnologien 36
3.1.1. Technologiebeschreibungen 36
3.1.2. Kennzahlen von Batteriespeichern 37
3.1.3. Systemtopologien: Gleichspannungs(DC)- und wechselspannungs(AC)-gekoppelte Systeme 39
3.1.4. Fazit 40
3.2. Photovoltaikanlagen 41
3.3. Wechselrichter 41
3.4. Blockheizkraftwerk (BHKW) 41

4. Wirtschaftliche und regulatorische Grundlagen **43**
4.1. Methoden der Wirtschaftlichkeitsrechnung 43
4.2. Wirtschaftliche Parameter von Batteriesystemen 45
4.2.1. Aktuelle Preise und Preisentwicklung von PV-Heimspeichersystemen 46
4.2.1. Aktuelle Preise von Batteriesystemen größer 50 kWh 48
4.2.2. Zukünftige Preisentwicklung von Batterien nach dem Lernkurvenansatz 50
4.3. Wirtschaftliche Parameter PV-Anlagen 52
4.4. Entgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern 53
4.5. EEG-Vergütung 56
4.6. KWKG-Vergütung 58
4.7. KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher" 58
4.8. Mieterstromgesetz 60

5. Stromspeicherkostenbetrachtung **61**
5.1. Hintergrund und Motivation 61
5.2. Methodik und Anwendungsbereich 61

5.3. Ergebnisse und Diskussion 62
5.4. Fazit 66

6. Methodik: Optimierungsmodell für die Wirtschaftlichkeit von dezentralen Stromspeichern 67
6.1. Ursprung und Weiterentwicklung des Optimierungsmodells ENTIGRIS Unit 67
6.2. Aufbau des Modells und Kombinationsmöglichkeiten 68
6.3. Sets und globale Sets 72
6.4. Wirtschaftlichkeitsrechnung und Zielfunktion 73
6.5. Erlösrechnung 73
6.6. Kostenrechnung 76
6.7. Energiebilanzen 77
6.8. Speichermodell 79

7. Untersuchungsrahmen und allgemeine Eingangsparameter 81
7.1. Untersuchungsrahmen: Definition von Anwendungsfällen 81
7.2. Untersuchte Anwendungsfälle 82
7.2.1. PV-Heimspeicher 83
7.2.2. Mieterstrom 83
7.2.3. Quartierspeicher 84
7.3. Marktsituation der untersuchten Anwendungsfälle 86
7.3.1. PV-Heimspeicher 86
7.3.2. Mieterstrom 87
7.3.3. Quartierspeicher 88
7.4. Allgemeine Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung 89
7.4.1. Technische Eingangsparameter 89
7.4.2. Wirtschaftliche Eingangsparameter 92

8. Szenarienanalyse PV-Heimspeichersysteme 97
8.1. Spezifische Eingangsparameter für die Szenarienanalyse 97
8.1.1. PV-Anlagenleistung 97
8.1.2. Lastprofil 99
8.1.3. Ende der EEG-Vergütung 100
8.1.4. Abgaben, Umlagen und Steuern 101
8.1.5. Zusammenfassung der Eingangsparameter für die Szenarienanalyse 102
8.2. Szenariendefinition 103
8.3. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung und Diskussion 105
8.3.1. Wirtschaftlichkeitsanalyse im Szenario „Status Quo“ 105
8.3.2. Überblick über Batterie-Investitionskosten für wirtschaftliche PV-Heimspeichersysteme 110
8.3.3. Analyse der Szenarien und Varianten im Einzelnen 112
8.3.4. Parametervariation 117
8.4. Schlussfolgerungen PV-Heimspeichersysteme 122

9. Szenarienanalyse Batteriespeicher im Mieterstrommodell 125
9.1. Spezifische Eingangsparameter für die Szenarienanalyse 125
9.1.1. PV-Anlagenleistung 125
9.1.2. Lastprofil 125
9.1.3. Teilnehmeranteil 127
9.1.4. Zählerkonzept 127
9.1.5. Stromverkaufs- und Strombezugskosten 128
9.1.6. Ertragsmodelle für Überschussstrom 129
9.1.7. Zusammenfassung der Eingangsparameter für die Szenarienanalyse 129
9.2. Szenariendefinition 131
9.3. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung und Diskussion 134
9.3.1. Batteriespeichergröße und PV-Anlagenleistung 134

9.3.2. Batterie-Investitionskosten für den wirtschaftlichen Einsatz von Batteriespeichern in Mieterstrommodellen 136
9.3.3. Parametervariation 140
9.4. Schlussfolgerungen Mieterstrommodell 145

10. Szenarienanalyse Quartierspeicher 148
10.1. Spezifische Eingangsparameter für die Szenarienanalyse 148
10.1.1. Lastprofile 148
10.1.2. Abgaben, Umlagen und Steuern 149
10.1.3. Mieterstromvergütung 149
10.1.4. Strompreis im Quartier 150
10.1.5. Kosten für Smart Meter Infrastruktur 150
10.1.6. Ertragsmodelle für Überschussstrom 151
10.1.7. Zusammenfassung der Eingangsparameter für die Szenarienanalyse 151
10.2. Szenariendefinition 153
10.3. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung und Diskussion 156
10.3.1. Batteriespeichergröße und PV-Anlagenleistung 156
10.3.2. Batterie-Investitionskosten für wirtschaftliche Quartierspeicher 158
10.3.3. Variation der Renditeerwartung 162
10.3.4. Energieflüsse im Quartier 163
10.4. Schlussfolgerungen Quartierspeicher 165

11. Diskussion der Gesamtergebnisse 167
11.1. Vergleichende Diskussion der drei Anwendungsfälle 167
11.2. Stromspeicherkosten in den drei Anwendungsfällen 169
11.3. Haupteinflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern 171
11.4. Auswirkungen dezentraler Batteriespeicher auf das Energiesystem 175

12. Schlussfolgerungen und Ausblick 176

13. Literaturverzeichnis 180

Anhang I: Eingangsparameter für die Entwicklung der Steuern, Abgaben und Umlagen 195

Anhang II: Stromeinkaufs- und Stromverkaufspreise für das Mieterstrommodell 196

Anhang III: Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method 197

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0-1: Einordnung der in dieser Arbeit untersuchten Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers sowie der Unsicherheit dieser Faktoren vor der Investition in einen Batteriespeicher *17*
Abbildung 1-1: Entwicklung der jährlichen Durchschnittswerte von Haushaltsstrompreisen und EEG-Vergütung für PV-Anlagen bis 10 kW_p zwischen 2009 und 2017. Eigene Darstellung basierend auf Daten von bdew (2017, S. 2) und Bundesnetzagentur (2017b). *22*
Abbildung 3-1: Schematische Darstellung der Verschaltung von PV-Anlage, Batteriespeicher, Wechselrichter und Verbraucher bei a) DC-Kopplung und b) AC-Kopplung *40*
Abbildung 4-1: Entwicklung des Endkundenpreises für PV-Heimspeicher-Batteriesysteme der letzten Jahre mit Projektion basierend auf der Preisentwicklung der Jahre 2013-2016 (eigene Grafik auf Basis der Daten von (Figgener et al. 2017, S. 47). Werte für 2030 von Moshövel et al. (2015, S. 91). *47*
Abbildung 4-2: Übersicht über spezifischen Preis pro Nutzkapazität für Li-Ionen-Speicher größer 50 kWh, aufgegliedert nach Größenkategorien, sortiert nach dem geringsten Mindestpreis. Eigene Grafik basierend auf Daten von PV Magazine online (2017) und C.A.R.M.E.N. e.V. (2016). *49*
Abbildung 4-3: Relative Entwicklung der Investitionskosten für Batteriespeicher aus Literatur (grün) (Schlick et al. 2012; Gerssen-Gondelach und Faaij 2012; Nykvist und Nilsson 2015) und über den Lernkurvenansatz berechnet (blau). Schmidt et al. (2017) machen eigene Berechnungen auf Basis der von ihnen ermittelten Lernraten. *52*
Abbildung 4-4: Prognose zur Entwicklung der PV-Systempreise. Eigene Grafik basierend auf Daten von (Kost et al. 2013b) und (BSW-Solar 2016, S. 24) *53*
*Abbildung 4-5: Abgaben, Umlagen und Steuern die auf die jeweilige Art der Stromnutzung bzw. Stromveräußerung von PV-Strom anfallen, im Vergleich zum Haushaltsstrompreis. *Stromgestehungskosten exemplarisch, **Umsatzsteuer ist bezogen auf den durchschnittlichen Haushaltsstrompreis von 29,16 ct/kWh* *56*
*Abbildung 4-6: Entwicklung der EEG-Fördersätze für PV-Anlagen auf oder an Gebäuden zwischen April 2012 und Januar 2017. *Anlagen ab 1 MW erhalten seit Inkrafttreten des EEG 2014 keine Vergütung mehr. Die Vergütung ab Januar gilt nur für Anlagen bis 750 kW_p (bei größeren Anlagen ist die Förderung über Ausschreibungen geregelt). Eigene Darstellung auf Basis der Daten der Bundesnetzagentur (2017b).* *57*
Abbildung 4-7: Entwicklung der KfW-Tilgungszuschusses für stationäre Batteriespeichersysteme und der Begrenzung der Netzeinspeiseleistung der zugehörigen PV-Anlage, April 2013 bis Dezember 2018 *59*
Abbildung 4-8: Preisentwicklung von Li-Ionen-PV-Heimspeichersystemen – Vergleich der Systemkosten mit und ohne KfW-Förderung. Beispielhafte Rechnung basierend auf dem arithmetischen Mittel, davon ausgehend, dass der maximale Förderbetrag nicht überschritten wird. Eigene Grafik basierend auf Daten von (Figgener et al. 2017, S. 47) und (KfW Bankengruppe 2016) *59*
Abbildung 5-1: LCOS für einen Langzeitspeicher mit 100 MW und 70 GWh bei variierender jährlicher Zyklenzahl. Angegeben sind jeweils die Kostenbereiche für heute marktreife Technologien (PSW und dCAES) sowie zukünftigen Technologien (aCAES, H_2 und CH_4). (Jülch 2016) *63*
Abbildung 5-2: LCOS für Kurzzeitspeicher mit 100 MW und 400 MWh, heutige Technologien und Kosten (Darstellung jeweils der Ober- und Untergrenze der LCOS) (Jülch 2016) *64*
Abbildung 5-3: LCOS für Kurzzeitspeicher mit 100 MW und 400 MWh, zukünftige Technologien und Kosten. (Jülch 2016) Die Kosten für PSW und dCAES werden in der Zukunft gleichbleibend angenommen, werden aber aus Gründen der Übersichtlichkeit in der Grafik nicht dargestellt. *64*
Abbildung 5-4: Zusammensetzung der LCOS von Kurzzeitspeichern bei 365 Volladezyklen pro Jahr (Betrachtung des arithmetischen Mittels). Exemplarische Strombezugskosten von 3 ct/kWh. (Jülch 2016) *65*
Abbildung 6-1: Überblick über das Optimierungsmodell ENTIGRIS Unit *68*
Abbildung 6-2: Exemplarische Darstellung der im Modell betrachteten Energieflüsse zum und vom Speicher *79*
Abbildung 7-1: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls PV-Heimspeicher *83*
Abbildung 7-2: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Mieterstrom *84*
Abbildung 7-3: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Quartierspeicher *85*

Abbildung 7-4: Entwicklung der Preise für Strom, Gas und Biomethan für Haushaltskunden bis 2040. Eigene Darstellung basierend auf (Schlesinger et al. 2014; bdew 2017; Eurostat 2016; Naturstrom AG 2016) *93*
*Abbildung 7-5: Prognose zur Entwicklung von Umlagen, Abgaben und Steuern über den Betrachtungszeitraum der Wirtschaftlichkeitsrechnungen. * Umsatzsteuer ist abhängig vom Strompreis; hier dargestellt sind 19% des Haushaltsstrompreises* *95*
Abbildung 7-6: Preisdaten für den Börsenstrompreis im Jahr 2017. Eigene Grafik basierend auf Daten von HEMF (2017) *96*
Abbildung 8-1: Häufigkeitsverteilung der PV-Anlagenleistung in Deutschland in den Jahren 2012 bis 2016. Eigene Darstellung auf Basis der Daten des PV-Melderegisters der Bundesnetzagentur (2017b). *98*
Abbildung 8-2: Mittlere Tageslastgänge der beiden verwendeten Lastprofile *100*
Abbildung 8-3: Anzahl und Gesamtleistung der Anlagen bis zu 10 kW_p, deren EEG-Vergütung im entsprechenden Jahr endet. Eigene Grafik auf Basis der Daten von (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. 2015). *101*
Abbildung 8-4: Diskontierte Kosten, Einsparungen und Einnahmen durch ein PV-Batteriesystem sowie der interne Zinsfuß im Szenario "Status Quo" bei einem Batteriepreis von 840 €/kWh netto *106*
Abbildung 8-5: Diskontierte Kosten und Erlöse sowie wirtschaftliche Indikatoren für einen 2-kWh - Batteriespeicher bei unterschiedlichen Batteriepreisen im Szenario "Status Quo". *107*
Abbildung 8-6: Beispielhafte Betriebsweise des PV-Heimspeichersystems an zwei sonnigen Maitagen mit geringem Stromverbrauch *109*
Abbildung 8-7: Interner Zinsfuß der Szenarien und Varianten ohne Batteriespeicher (Variante „Volle Belastung“ mit einem internen Zinsfuß von -16% außerhalb des Wertebereichs) *110*
Abbildung 8-8: Batteriekosten für die Wirtschaftlichkeit von PV-Heimspeichersystemen und Batterien für einen 2-kWh-Batteriespeicher in den Szenarien (einfarbig) und ihren Varianten (schraffiert). Die vertikale Linie stellt den heutigen Preis dar. *111*
Abbildung 8-9: Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad im Szenario „Status Quo“ und Variante "PV optimiert" *113*
Abbildung 8-10: Beispielhafte Betriebsweise des PV-Heimspeichersystems an zwei sonnigen Maitagen in der Variante „EEG-Vergütung“ *115*
Abbildung 8-11: Interner Zinsfuß des Batteriespeichers in Szenario "PV abgeschrieben" für unterschiedliche verbleibende Restlaufzeiten der PV-Anlage *116*
Abbildung 8-12: Ergebnisse für PV-Heimspeichersystem und für den Batteriespeicher bei einem Kalkulationszinssatz von 1 bis 4% für die vier Szenarien *118*
Abbildung 8-13: Vergleich des internen Zinsfußes bei zwei unterschiedlichen Lastprofilen (LP1 = „Tagesspitze“, LP2 = „Abendspitze“) für die vier Szenarien bei einem Batteriepreis von 840 €/kWh *119*
Abbildung 8-14: Interner Zinsfuß des PV-Heimspeichersystems und des Batteriesystems bei unterschiedlichen Steigerungsraten des Haushaltsstrompreises. „Referenz“ bezieht sich auf den Haushaltsstrompreis wie in Abschnitt 7.4.1.2 beschrieben. Der Batteriepreis beträgt in allen Szenarien 840 €/kWh netto. *121*
Abbildung 9-1: Mittlerer Tageslastverlauf der Verbraucher im Mehrfamilienhaus *127*
Abbildung 9-2: Stromeinkaufs- und Stromverkaufstarife im Anwendungsfall Mieterstrom *129*
Abbildung 9-3: PV-Anlagenleistung in den unterschiedlichen Szenarien. Hellblaue Balken stehen für die Szenarien und Varianten, in denen die PV-Leistung nicht optimiert wurde, dunkelblaue Balken beschreiben die Ergebnisse der Größenoptimierung. *135*
Abbildung 9-4: Kosten, Einnahmen und interner Zinsfuß von Batterie und PV-Batteriesystem bei steigender Batteriegröße im Szenario "Status Quo". Kosten des Batteriespeichers sind 840 €/kWh. *136*
Abbildung 9-5: Interner Zinsfuß der unterschiedlichen Szenarien und Varianten ohne Batteriespeicher (Szenario „Profitorientiert“ und Variante „ohne EEG“ resultieren aus einer sehr geringen PV-Anlagenleistung und erreichen daher einen internen Zinsfuß von 12 bzw. 18%) *137*
Abbildung 9-6: Break-Even Investitionskosten von Batteriespeichern in Mieterstrommodellen in den Szenarien (einfarbig) und ihren Varianten (schraffiert) für einen gewichteten Zins von 2,7%. Die vertikale Linie stellt den heutigen Preis dar. *138*
Abbildung 9-7: Erlöse der unterschiedlichen Pfade des Energieflusses im Szenario „Status Quo“ exemplarisch für das erste Betriebsjahr *139*

Abbildung 9-8: Veränderung der Break-Even-Investitionskosten für Batteriespeicher bei unterschiedlichen Renditeerwartungen des Investors. Unterschieden wird zwischen der Wirtschaftlichkeit von Batterie- und Gesamtsystem (PV und Batteriespeicher). Im Szenario „Zukunft“ kann auch bei sehr geringen Batteriepreisen die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems nicht erreicht werden. *141*
Abbildung 9-9: Auswirkung der Variation des Strombezugspreises auf den internen Zinsfuß des PV-Batteriesystems in den unterschiedlichen Szenarien bei einem Batteriepreis von 840 €/kWh *142*
Abbildung 9-10: Auswirkung der Variation des Teilnehmeranteils auf den internen Zinsfuß des PV-Batteriesystems und des Batteriesystems in den unterschiedlichen Szenarien bei einem Batteriepreis von 840 €/kWh *143*
Abbildung 9-11: Interner Zinsfuß für ein System ohne Batterie in den Szenarien und Varianten ohne die Kosten der Dachmiete *144*
Abbildung 9-12: Break-Even-Investitionskosten der Batterie in den Szenarien und Varianten ohne die Kosten der Dachmiete *145*
Abbildung 10-1: Mittlerer Tageslastverlauf der Verbraucher im Mehrfamilienhaus *149*
Abbildung 10-2: Entwicklung von Kosten, Einnahmen und internem Zinsfuß bei steigender Batteriekapazität in Szenario „Status Quo“ bei Batteriespeicherkosten von 750 €/kWh *156*
Abbildung 10-3: Optimale PV-Anlagenleistung in allen Szenarien und Varianten mit und ohne Batteriespeicher *157*
Abbildung 10-4: Interner Zinsfuß der Szenarien und Varianten ohne Batteriespeicher *158*
Abbildung 10-5: Batteriekosten für die Wirtschaftlichkeit des Energiesystems im Quartier und des 100-kWh-Quartierspeichers in den Szenarien (einfarbig) und ihren Varianten (schraffiert). Zum Vergleich sind die heutigen Kosten von 750 €/kWh markiert. Die vertikale Linie stellt den heutigen Preis dar. *160*
Abbildung 10-6: Ergebnisse für die maximalen Kosten des Batteriespeichers, um Wirtschaftlichkeit des Energiesystems im Quartier und des 100-kWh-Quartierspeichers zu erreichen, bei einer Renditeerwartung von 3 bis 6% für die vier Szenarien *163*
Abbildung 10-7: Schematische Darstellung der Energieflüsse in Szenario "Status Quo" *164*
Abbildung 10-8: Schematische Darstellung der Energieflüsse in Szenario "Kundenanlage - Zukunft" *164*
Abbildung 11-1: Break-Even-Investitionskosten des Batteriespeichers in den unterschiedlichen Szenarien der drei Anwendungsfälle. Batteriekapazität: PV-Heimspeicher 2 kWh; Mieterstrom: 5 kWh; Quartierspeicher 100 kWh. *168*
Abbildung 11-2: LCOS der unterschiedlichen Szenarien in den drei Anwendungsfällen a) PV-Heimspeicher b) Mieterstrom und c) Quartierspeicher *169*
Abbildung 11-3: Volllladezyklen der Batterie pro Jahr in den unterschiedlichen Szenarien der drei untersuchten Anwendungsfälle *170*
Abbildung 11-4: Einordnung der in dieser Arbeit untersuchten Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers sowie der Unsicherheit dieser Faktoren vor der Investition in einen Batteriespeicher *171*

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Übersicht zu ökonomischen Analysen von Stromspeichertechnologien in Ergänzung zu Malhotra et al. (2016), sortiert nach Anwendungsfall *27*
Tabelle 2-2: Übersicht über aktuelle Literatur zu Modellen, mit denen Auslegung und/oder Betrieb von Batteriespeichern optimiert werden *34*
Tabelle 3-1: Technische Charakteristika von Li-Ionen-, Bleibatterien und Redox-Flow-Batterien *39*
Tabelle 4-1: Übersicht über bestehende Literatur zu Lernkurven von Li-Ionen-Produkten *50*
Tabelle 4-2: Zuschlagshöhe für Netzeinspeisung und Direktverbrauch von Strom aus KWK-Anlagen (KWKG, vom 22.12.2016, § 7) *58*
Tabelle 6-1: Eingangsparameter von ENTIGRIS Unit *70*
Tabelle 7-1: Überblick über die wesentlichen Aspekte der untersuchten Anwendungsfälle *83*
Tabelle 7-2: Technische Parameter des BHKW *90*
Tabelle 7-3: Technische Parameter für die Modellierung des Speicherbetriebs in ENTIGRIS Unit *91*
Tabelle 7-4: Aktueller Wert und Entwicklung der Abgaben, Umlagen und Steuern *93*
Tabelle 8-1: Annahmen und Charakteristika der verwendeten Lastprofile *99*
Tabelle 8-2: Zusammenfassung der Parameter und wirtschaftliche Eingangsdaten für die Szenarienanalyse *102*
Tabelle 8-3: Zusammenfassung der Szenarien und Varianten für PV-Heimspeichersysteme *104*
Tabelle 8-4: Faktoren für die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers in den unterschiedlichen Szenarien: Marge und Lebensdauer beeinflussen den internen Zinsfuß. Werte in ct/kWh. *120*
Tabelle 9-1: Zusammensetzung der Haushalte im betrachteten Mehrfamilienhaus *126*
Tabelle 9-2: Annahmen und Charakteristika der verwendeten Lastprofile *126*
Tabelle 9-3: Zusammenfassung der Parameter und wirtschaftliche Eingangsdaten für die Szenarienanalyse *130*
Tabelle 9-4: Zusammenfassung der Szenarien und Varianten für Stromspeicher im Mieterstrommodell *133*
Tabelle 9-5: Zusammensetzung der Erlöse der Energieflüsse im ersten Jahr im Szenario „Status Quo“ in ct/kWh *139*
Tabelle 10-1: Annahmen und Charakteristika der verwendeten Lastprofile *148*
Tabelle 10-2: Kosten für Investition und Betrieb von Smart Metern (Ernst & Young GmbH 2013, S. 145–154) *151*
Tabelle 10-3: Zusammenfassung der Parameter und wirtschaftliche Eingangsdaten für die Szenarienanalyse *151*
Tabelle 10-4: Zusammenfassung der Szenarien und Varianten für Quartierspeicher *155*
Tabelle 10-5: Marge, die der Batteriespeicher erwirtschaften kann durch die zeitliche Verschiebung von PV- oder BHKW-Strom in den Eigenverbrauch der Wohngenossenschaft (Allgemeinstrom). Werte in ct/kWh. *161*
Tabelle 10-6: Marge, die der Batteriespeicher erwirtschaften kann durch die zeitliche Verschiebung von PV- oder BHKW-Strom in den Verbrauch durch Mieter. Werte in ct/kWh. *162*

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AC	Wechselspannung (engl. alternating current)
BHKW	Blockheizkraftwerk
ct	Cent
DC	Gleichspannung (engl. direct current)
DoD	Entladetiefe (engl. Depth of Discharge)
DSM	Lastmanagement (engl. Demand Side Management)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
GAMS	General Algebraic Modeling System
h	Stunden
IRR	interner Zinsfuß (engl. Internal Rate of Return)
k	Kilo-
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LCOE	durchschnittliche diskontierte Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity)
LCOS	durchschnittliche diskontierte Stromspeicherkosten (engl. Levelized Cost of Storage)
Li-Ionen	Lithium-Ionen
LP	Lastprofil
NNE	Netznutzungsentgelte
PV	Photovoltaik
SWOT	engl. Strengths, Weaknesses, Opportunities und Threats – Stärken, Schwächen, Chancen und Bedrohungen
USt.	Umsatzsteuer
W	Watt
WACC	gewichteter Kalkulationszinssatz (engl. weighted average cost of capital)
W_p	Watt peak

Nomenklatur

aCAES	adiabater Druckluftspeicher (engl. adiabatic Compressed Air Energy Storage)
A	Ausgaben
$A_{Abrechnung}$	variable Kosten Abrechnung
A_{Batt}	Batterieersatzkosten
A_{varP}	leistungsbezogene variable Kosten
A_{varW}	energiebezogene variable Kosten
$A_{Zähler}$	variable Kosten Zählerinfrastruktur
$BHKW_t$	BHKW-Stromerzeugung abhängig von der Nennleistung
CAES	Druckluftspeicher (engl. Compressed Air Energy Storage)
CAPEX	Investitionskosten (engl. Capital Expenditure)
CH_4	Methangasspeicher
dCAES	diabater Druckluftspeicher (engl. diabatic Compressed Air Energy Storage)
E	Einnahmen
E_{Batt}	jährliche Einsparungen durch Stromverbrauch aus Batterie
E_{direkt}	jährliche Einsparungen durch direkten Stromverbrauch
E_{KWKG}	jährliche Einnahmen aus KWKG-Vergütung
$E_{Netzeinsp}$	jährliche Einnahmen durch Netzeinspeisung
E_{Rest}	jährliche Einnahmen durch Reststromverkauf
el	elektrisch
EQ	Eigenkapitalquote
FQ	Fremdkapitalquote
H_2	Wasserstoff
I	Investition
i	Kalkulationszinssatz
i_{EK}	Eigenkapitalzins
i_{FK}	Fremdkapitalzins
$\hat{i}$	interner Zinsfuß
κ	Kapitalwert
Kons1	Konsument 1
Kons2	Konsument 2
Kons3	Konsument 3
LE_{max}	maximales Verhältnis Leistung zu Kapazität (Batterie)
n	Projektlaufzeit
OPEX	Betriebskosten (engl. Operational Expenditure)
P	Leistung
$P_{Batt,ein,netto}$	Netto-Beladung Batterie
$P_{Batt,aus,netto}$	Netto-Entladung Batterie
$P_{BHKW,Batterie}$	über Batterie direkt verbrauchter BHKW-Strom
$P_{direkt,BHKW}$	direkt verbrauchter BHKW-Strom
P_{direkt}	direkt verbrauchter Strom (Leistung)
P_{inst}	installierte Leistung
$P_{Netzbez}$	Netzstrombezug (Leistung)
$P_{Netzeinsp}$	Strom, der ins Netz eingespeist wird
$Profil_{Erz}$	skaliertes Erzeugungsprofil
PSW	Pumpspeicher

sdr	Selbstentladerate
ST_{Verk}	Stromverkaufspreis
$Tarif_{EEG}$	EEG-Vergütung
$Tarif_{EEX}$	EEX-Tarif
$Tarif_{Einkauf}$	Stromeinkaufspreis
$Tarif_{fix}$	festgelegter Tarif für Netzstromeinspeisung
$Tarif_{Mieter}$	Stromverkaufspreis für Strom, der an die Mieter verkauft wird
t_E	Anzahl Zeitschritte der Betriebssimulation
th	thermisch
W	Energie
W_{aus}	ausgespeicherte Energiemenge
W_{inst}	installierte Kapazität
$WACC$	gewichteter Kalkulationszinssatz
UAS_{Batt}	Umlagen, Abgaben, Steuern auf Stromverbrauch aus Batterie
UAS_{direkt}	Umlagen, Abgaben, Steuern auf direkten Stromverbrauch
$V_{KWKG,direkt}$	KWKG-Vergütung für Direktverbrauch
$V_{KWKG,Netz}$	KWKG-Vergütung für Netzeinspeisung
V_{Mieter}	Mieterstromvergütung
VRF	Vanadium-Redox-Flow
y	Jahr

η_{Batt}	Wirkungsgrad Batterie
η_{WR}	Wirkungsgrad Wechselrichter

Zusammenfassung

Hintergrund

Der Markt für dezentrale Batteriespeicher befindet sich in einer Aufbruchsphase: Seit im Jahr 2013 das Förderprogramm für PV-Heimspeicher eingeführt und verlängert wurde, zeigt sich eine steigende Nachfrage nach solchen Systemen. Investoren sind an dezentralen Speichertechnologien interessiert und neue Geschäftsmodelle wie die Nutzung von Quartierspeichern werden in Demonstrationsprojekten getestet. Dennoch existieren außer PV-Heimspeichersystemen noch keine wirtschaftlich darstellbaren Geschäftsmodelle. Da die Wirtschaftlichkeit von mehreren unsicheren Faktoren abhängt, ist eine Investition in dezentrale Stromspeicher risikobehaftet: Die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote durch einen Stromspeicher ist vom Einzelfall abhängig, die Preise für Batteriesysteme verändern sich schnell und für eine genaue Wirtschaftlichkeitsberechnung müssen Annahmen über die zukünftige Entwicklung mehrerer Faktoren wie z.B. des Strompreises getroffen werden. Zudem spielen gerade im Heimspeicherbereich neben den wirtschaftlichen Faktoren auch nichtökonomische Argumente eine Rolle bei der Anschaffung.

In dieser Arbeit werden daher Anwendungsfälle für dezentrale Batteriespeicher untersucht, um die Unsicherheit für Entscheider zu reduzieren. Es wird aufgezeigt, wo wirtschaftliche Geschäftsmodelle für dezentrale Stromspeicher heute schon möglich sind, ab welchem Speicherpreis diese wirtschaftlich werden und welches die Haupteinflussfaktoren bzw. die Treiber für die Wirtschaftlichkeit sind.

Methodik und Vorgehensweise

Zunächst wird der Stand der Forschung erläutert und die technologischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Grundlagen für die Untersuchungen erarbeitet. Mit der LCOS-Methode wird ein Vergleich der Stromspeicherkosten unterschiedlicher Speichertechnologien durchgeführt, um zu zeigen, welche Technologien für den Einsatz in dezentralen Energiesystemen geeignet sind. Aus diesen Untersuchungen geht hervor, dass Batteriespeichertechnologien als Kurzzeitspeicher langfristig eine günstige Option zur Speicherung elektrischer Energie darstellen können, auch wenn die Kosten heute noch hoch sind. Des Weiteren zeigt sich, dass die Betriebsweise des Speichers einen großen Einfluss auf die spezifischen Kosten hat und daher für eine Wirtschaftlichkeitsanalyse in der jeweiligen Anwendung berücksichtigt werden muss.

Zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Anwendungsfälle wurde das lineare Optimierungsmodell *ENTIGRIS Unit* weiterentwickelt. Mit dem Modell können Auslegung

und Betrieb dezentraler Stromerzeugungs- und Speichertechnologien hinsichtlich des maximalen Kapitalwertes optimiert werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde im Modell eine detaillierte Analyse aller Zahlungsströme ermöglicht. Dadurch können unterschiedliche regulatorische Rahmenbedingungen und Entwicklungsszenarien abgebildet werden. Insbesondere können die Auswirkungen von Förderprogrammen, Abgaben, Umlagen und Steuern und unterschiedlicher Zählerkonzepte auf die Wirtschaftlichkeit untersucht werden.

Unterschieden wird zwischen der Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems (PV-Anlage, ggf. BHKW, Messeinrichtungen und Batteriespeicher) und der Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers. Ein zentrales Ergebnis stellen die Break-Even-Investitionskosten dar, also die Kostengrenze, ab welcher Batteriespeicher unter den jeweiligen Rahmenbedingungen wirtschaftlich werden. Der Fokus der Untersuchung liegt auf kleinen Speichergrößen, da bei sinkenden Speicherkosten zunächst kleine Batteriespeicher wirtschaftlich werden. Die Wirtschaftlichkeitsanalysen werden für drei Anwendungsfälle für dezentrale Batteriespeicher durchgeführt:

1. PV-Heimspeicher in einem Einfamilienhaus, bei dem der Hausbesitzer gleichzeitig Investor und Verbraucher ist. Die Batteriekapazität beträgt 2 kWh, die durchschnittlichen gemittelten Kapitalkosten (WACC) wurden mit 2,4% angenommen.
2. Ein Mehrfamilienhaus, in dem die Mieter elektrische Energie aus einer PV-Anlage und einem Speicher beziehen. Der Investor ist ein Energieversorger, der für die Mieter als Vollversorger auftritt. Die Batteriekapazität beträgt 5 kWh, der angenommene WACC 2,7%.
3. Ein Quartiersprojekt: Ein Neubau von fünf Mehrfamilienhäusern mit eigenem Stromnetz, in dem die Mieter mit Strom aus PV-Anlage und BHKW sowie einem Batteriespeicher versorgt werden. Investor ist hier eine Wohngenossenschaft, die für die Mieter als Vollversorger und durch den Verbrauch von Allgemeinstrom auch als Verbraucher auftritt. Die Batteriekapazität beträgt in diesem Fall 100 kWh; der WACC liegt bei 2,9%.

Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Wesentlichen zeigen sich vier potenziell wirtschaftliche Geschäftsmodelle:

- PV-Heimspeicher sind als Gesamtsystem unter Berücksichtigung der Förderung bereits heute wirtschaftlich (bei Batteriepreisen von 840 €/kWh netto, pro Nutzkapazität). Der Batteriespeicher alleine kann erst ab Preisen von ca. 600 €/kWh netto eine wirtschaftliche Investition darstellen.

- In Kombination mit einer PV-Anlage, für deren Netzstromeinspeisung nach 20 Jahren Laufzeit keine EEG-Vergütung mehr gezahlt wird, wird die Installation eines Batteriespeichers ein wirtschaftliches Geschäftsmodell darstellen, wenn bis dahin der Preis für Batteriespeicher auf bzw. unter ca. 640 €/kWh netto fällt.
- Im Bereich Mieterstrom kann sich ein Geschäftsmodell ergeben für einen Betreiber, der zu günstigen Konditionen Strom beziehen kann (beispielsweise ein Energieversorgungsunternehmen), und der den Kunden einen möglichst hohen Anteil lokal erzeugter Energie bereitstellen möchte. Aufgrund der geringen Renditen für das Gesamtsystem in diesem Anwendungsfall kann aber davon ausgegangen werden, dass nur wenige Investoren ein Interesse an der Einbindung eines Stromspeichers zeigen. Je nach Szenario müssten die Batteriespeicherkosten auf ca. 80 bis 290 €/kWh fallen, um die Wirtschaftlichkeit des Speichers zu ermöglichen.
- Das vorgestellte Quartiersmodell mit PV, BHKW und Batteriespeicher, betrieben durch eine Wohngenossenschaft, kann als Gesamtsystem zu heutigen Stromspeicherkosten (ca. 750 €/kWh netto bei einer Kapazität größer 50 kWh) ein wirtschaftliches Geschäftsmodell darstellen. Die Anforderungen an diese Art von Projekt (Neubauprojekt, Bau eines eigenen Stromnetzes, Kooperation mit einem Stromvertriebsunternehmen) sind allerdings sehr hoch und das Potenzial daher eher gering.

Die Stromspeicherkosten bewegen sich bei den betrachteten Anwendungsfällen heute im Bereich von 20 bis 30 ct/kWh und sinken in Abhängigkeit der Investitionskosten linear auf 3 bis 5 ct/kWh (bei einem Batteriepreis von 200 €/kWh).

Abbildung 0-1 zeigt den Einfluss der in den drei Anwendungsfällen untersuchten Parameter auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers. Alle Anwendungsfälle sind stark abhängig von den regulatorischen Rahmenbedingungen wie der Höhe der Abgaben, Umlagen und Steuern, der Einspeisevergütung sowie von der Eigenverbrauchsquote, welche darüber bestimmt, ob die Einnahmen mehrheitlich durch Stromverkauf oder durch Eigenverbrauch erwirtschaftet werden.

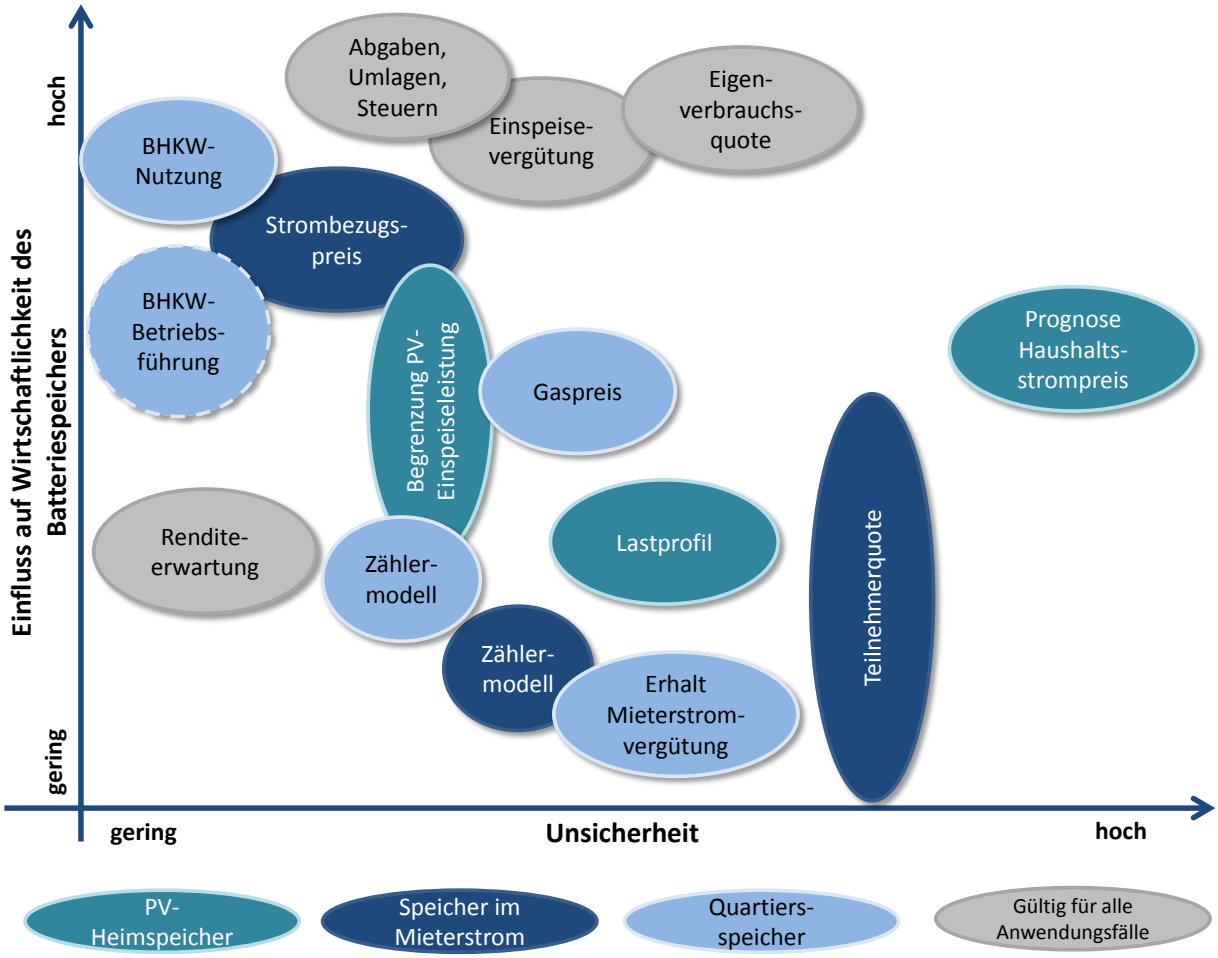


Abbildung 0-1: Einordnung der in dieser Arbeit untersuchten Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers sowie der Unsicherheit dieser Faktoren vor der Investition in einen Batteriespeicher

Beim Anwendungsfall PV-Heimspeicher sind die Ergebnisse zusätzlich stark von der vom Investor angenommen Steigerung des Haushaltsstrompreises abhängig. Im Anwendungsfall Mieterstrom ist der Preis für den Reststrombezug stark entscheidend. Beim Quartierspeicher spielen durch die starke Abhängigkeit von der Wirtschaftlichkeit des BHKW vornehmlich die Einflussparameter bezüglich Betrieb und Betriebskosten des BHKW eine Rolle.

Die Ergebnisse zeigen, dass im Bereich dezentraler Energiespeicher in den nächsten Jahren weitere Geschäftsmodelle wirtschaftlich werden können, diese aber teilweise mit einer großen Ungewissheit behaftet sind. Insbesondere durch die starke Abhängigkeit von den regulatorischen Rahmenbedingungen kann der Einsatz von Batteriespeichern mit politischen Maßnahmen gezielt befördert oder verhindert werden.

Des Weiteren kann gezeigt werden, dass das entwickelte Optimierungsmodell einen Vergleich der Wirtschaftlichkeit von dezentralen Batteriespeichern in unterschiedlichen Rahmenbedingungen ermöglicht. Die Berücksichtigung von Abgaben und Umlagen unterschiedlicher Zahlungsströme ermöglicht eine genaue Analyse unterschiedlicher Anwendungsfälle

mit unterschiedlichen Kombinationen von Anlagenbesitzer und Stromverbraucher. Durch die detaillierte Betrachtung der Zahlungsströme kann der Einfluss einzelner Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit quantifiziert werden. Die Ergebnisse können somit als Entscheidungshilfe für Investoren dienen. Des Weiteren können die Auswirkungen von Veränderungen der wirtschaftlichen oder regulatorischen Rahmenbedingungen mit dem Modell abgeschätzt werden und somit bei politischen Entscheidungen unterstützend wirken.

Zukünftige Forschungsarbeiten im Bereich der Wirtschaftlichkeit dezentraler Energiespeicher sollten weitere Betreiberkonstellationen in den untersuchten Anwendungsfällen berücksichtigen. Außerdem sollten weitere Anwendungsfälle untersucht werden, wie beispielsweise PV-Speichersysteme im Industrie-, Gewerbe- und Dienstleistungssektor und Multi-Use-Anwendungen. In Kombination mit einer Potenzialanalyse können die Ergebnisse zudem verwendet werden, um Marktprognosen zu entwickeln.

1. Einleitung

Um die Auswirkungen der globalen Erwärmung zu mildern, hat sich die Staatengemeinschaft auf eine Begrenzung der Treibhausgasemissionen geeinigt. Die deutschen Klimaziele sehen eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95% bis 2050 im Vergleich zu 1990 vor (BMWi 2016, S. 7). Die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist dabei eine wichtige Maßnahme zur Erreichung der Klimaziele. Mit zunehmendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energietechnologien wächst allerdings auch der Bedarf an Flexibilitätsoptionen, um Stromerzeugung und -nachfrage aneinander anzugleichen. Stromspeicher stellen dabei, neben anderen Optionen wie Lastmanagement, Power-to-X, flexiblem Betrieb von erneuerbaren Energietechnologien sowie Stromimport und -export eine Möglichkeit der Flexibilisierung dar.

1.1. Stromspeicherbedarf

Unbestritten ist, dass Stromspeicher bei hohen Anteilen variabler erneuerbarer Energien im Energiesystem benötigt werden (siehe z.B. (Hartmann 2013; Genoese 2013; Stiftung Umweltenergierecht et al. 2014; Agora Energiewende 2014)). Über die benötigte Größenordnung von Speichertechnologien in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbaren Energietechnologien besteht in der Wissenschaft allerdings noch keine einheitliche Aussage. Die Ergebnisse verschiedener Untersuchungen variieren stark, da sie von den Annahmen zu Netzausbau, Austausch mit dem Ausland, Entwicklung der Energietechnologien und Entwicklung der Speichertechnologien abhängen. Die Stiftung Umweltenergierecht et al. (2014, S. 8) geht z.B. davon aus, dass bis zu einem Anteil erneuerbarer Energien von ca. 60% keine Stromspeicher benötigt werden, sofern eine Abregelung gewisser Energiemengen stattfindet. Agora Energiewende (2014, S. 16) errechnen ein wirtschaftliches Szenario für Stromspeicher im niedrigen Gigawattbereich (16 GW Langzeitspeicher und 7 GW Kurzzeitspeicher) erst für einen Anteil von 90% erneuerbarer Energien im Stromsektor, unter Annahme geringer Strompreise und verzögerungsfreien Netzausbaus. Die deutsche Bundesregierung geht in der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030 davon aus, dass in 2030 11,9 GW Pumpspeicher und 3 bis 6 GW PV-Batteriespeicher installiert sein werden (Bundesnetzagentur 2016a). Im Vergleich zu den heute bestehenden ca. 6 GW Pumpspeicherkraftwerken und ca. 200 MW PV-Batteriespeichern (Kairies et al. 2016, S. 45) wird folglich mit einem erheblichen Speicherausbau gerechnet. GlobalData prognostiziert eine Verzehnfachung des weltweiten stationä-

ren Batteriespeichermarktes von 1,5 GW in 2015 zu 14 GW in 2020 (GlobalData 23.08.2016).

1.2. Zentrale und dezentrale Stromspeicher

In Energiesystemanalysen wird in der Regel nicht zwischen dezentralen[1] und zentralen Speichern unterschieden, sondern ein allgemeiner Bedarf an Stromspeichern ermittelt (siehe z.B. Ausfelder et al. 2017; Fraunhofer ISE 2015). Da die Investitionskosten von dezentralen Energiespeichern allein wegen der geringeren Anlagengröße häufig einen spezifisch höheren Wert aufweisen, liegt die Schlussfolgerung nahe, dass zentrale Energiespeicher aus volkswirtschaftlicher Sicht generell die günstigere Variante sind. Diese These unterstützen Schill et al. (2017): Die Autoren untersuchen den Einfluss von „Prosumers“, also Stromverbrauchern, die für ihren eigenen Verbrauch und darüber hinaus Strom erzeugen, mit dem open-source Energiesystemmodell DIETER. In einer Szenarienanalyse zeigen sie den Einfluss von unterschiedlich hoher Durchdringung dezentraler Stromspeicher auf die Gesamtsystemkosten. Es zeigt sich, dass die Gesamtsystemkosten in allen Fällen mit einem steigenden Anteil dezentraler Energiespeicher steigen (Schill et al. 2017, S. 24). Die Kosten werden hauptsächlich durch die Investitionskosten der Batteriespeicher verursacht. Die Kosten für den Kraftwerkseinsatz verringern sich mit einem zunehmenden Anteil von Prosumern bis zu einem gewissen Grad. Die Investitionskosten für die Batteriespeicher werden damit jedoch nicht kompensiert.

In der Untersuchung von Schill et al. werden jedoch keine Netzkosten betrachtet. Wird das Stromnetz berücksichtigt, ergeben sich auf der Niederspannungsebene in Einzelfällen wirtschaftliche Anwendungen für den Netzbetreiber und gesamtsystemisch sinnvolle Einsatzzwecke. Dezentrale Stromspeicher konkurrieren hier mit anderen Optionen wie konventionellem Netzausbau, regelbaren Ortsnetztransformatoren und Einzelstrangreglern sowie Erzeugungsmanagement (Beck 2016, 88 ff.). In Netzsträngen mit hoher installierter PV-Anlagenleistung können dezentrale Stromspeicher in Einzelfällen auch aus Netzsicht ökonomisch sinnvoll sein (Agora Energiewende 2014, 62 ff.; Beck 2016, 90 f.): Bei längeren Netzsträngen mit einer großen Anzahl von PV-Anlagen kann die Netzspannung am Ende der Leitung stark von der vorgegebenen Spannung abweichen. Dies kann insbesondere in ländlichen Regionen mit wenig vermaschten Netzen der Fall sein (Kairies et al. 2016, S. 13).

[1] Der Begriff „dezentral“ ist nicht genau definiert, wird im Zusammenhang mit Energieerzeugung der -verbrauch aber in der Regel auf solche Anlagen bezogen, die ans Niederspannungsnetz angeschlossen sind (wie z.B. in Horenkamp et al. 2007, S. 11). Im Energiewirtschaftsgesetz ist eine dezentrale Erzeugungsanlage definiert als „eine an das Verteilernetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage“ (Bundesregierung 2005, § 3 Abs 11).

Speicher können, sofern sie netzdienlich[2] betrieben werden, in diesen Regionen zur Spannungshaltung beitragen und Netzausbau somit verzögern oder reduzieren. Dezentrale Stromspeicher stellen aber keine generelle Lösung zur Vermeidung des Netzausbaus dar (Agora Energiewende 2014, S. 4). Auf der Mittelspannungsebene kann keine gesamtwirtschaftliche Verbesserung durch dezentrale Stromspeicher gegenüber Netzausbau nachgewiesen werden (Agora Energiewende 2014, 58 ff.). Aufgrund der aktuellen Kostendegression von Batteriespeichern ist allerdings davon auszugehen, dass die Anzahl der wirtschaftlichen Anwendungsfälle insgesamt in Zukunft ansteigen wird.

Des Weiteren sind stationäre dezentrale Stromspeicher aus volkswirtschaftlicher (und auch aus betriebswirtschaftlicher) Sicht sinnvoll für Inselsysteme (IRENA 2012, S. 12; Notton 2015; Gils und Simon 2017; Nikolic et al. 2016) und in netzfernen Anwendungen (siehe VDE 2015, 147 f.; Bertheau et al. 2014; Veldhuis und Reinders 2015). Diese Anwendungsfälle sind in Deutschland allerdings eher selten und werden in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Werden die derzeitigen Effekte von Eigenverbrauch unter Berücksichtigung von nichtgezahlter EEG-Vergütung, eingenommenen und entgangenen Steuern und Umlagen auf den Strombezug und Eigenverbrauch sowie entgangene Netzentgelte und Konzessionsabgaben berücksichtigt, so zeigt sich in den Jahren 2014 bis 2016 je nach Steuermodell des PV-Speichersystems ein schwankender bzw. leicht positiver Effekt für die Allgemeinheit (Figgener et al. 2017, S. 64). Obwohl aus volkswirtschaftlicher Sicht über Energiesystemmodelle derzeit keine Wirtschaftlichkeit von dezentralen Energiespeichern nachgewiesen werden kann, kann der Trend zur verstärkten Nutzung von dezentralen Anwendungen wie beispielsweise PV-Heimspeichersystemen dennoch sinnvoll sein. Denn Teil der Motivation von Privatinvestoren, in ein PV-Speichersystem zu investieren, ist der erwartete Beitrag zum Erfolg der Energiewende (Gährs et al. 2015, S. 5). Somit wird, bei netzdienlichem Batteriespeicherbetrieb, privates Kapital für die Entwicklung der Energiewende genutzt. Durch die Nutzung von PV-Speichern kann – ein netzdienlicher Betrieb vorausgesetzt – eine größere PV-Leistung bei gleichbleibender Netzinfrastruktur im Niederspannungsnetz installiert werden. Wenn beispielsweise, wie beim bundesweiten Förderprogramm für Batteriespeicher, eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50% der PV-Nennleistung festgelegt ist, kann die insgesamt installierte PV-Anlagenleistung bei netzdienlichem Speicherbetrieb um den Faktor 2,0 bis 2,5 erhöht werden, ohne das Netz stärker zu belasten (siehe auch Kairies et al. (2016, S. 15), Weniger et al. 2015, S. 74, Krampe und Peter 2016). Die Investition in Batte-

[2] Der Begriff „Netzdienlichkeit“ ist in der Literatur nicht einheitlich definiert. Unter einem „netzdienlichen“ Betrieb wird in der Regel das Beitragen zur Verstetigung der Netzbelastung verstanden (Agora Energiewende 2014, S. 18; Sterner et al. 2015, S. 11; Klein et al. 2014, S. 55).

riespeicher kann insofern als Ergänzung zu den Investitionen ins Energiesystem gesehen werden, die ohne die partizipative Komponente dezentraler Stromspeicher nicht stattfinden würde.

Dezentrale Batteriespeicher sind politisch gewünscht: Um die Markt- und Technologieentwicklung von Batteriespeichern anzuregen, wird die Installation von PV-Batteriespeichern durch ein Förderprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) seit 2013 finanziell unterstützt. Hinzu kommen ergänzende Förderprogramme in mehreren Bundesländern: Sachsen, Nordrhein-Westfalen, Bayern, Baden-Württemberg, Thüringen und Brandenburg (geplant).

1.3. Entwicklung dezentraler Stromspeicher

Der Markt für stationäre dezentrale Batteriespeicher befindet sich derzeit in einer Phase des Aufbruchs: Die Vergütung für die Netzeinspeisung von Photovoltaik(PV)-Strom ist seit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in 2012 stark gesunken und unter das Niveau des Haushaltsstrompreises gefallen (siehe Abbildung 1-1). Somit wurde die Einsparung von Stromeinkauf lohnender als die Einspeisung mit Bezug der EEG-Vergütung. Unter diesen Voraussetzungen ist eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote von Vorteil. Da diese durch einen Batteriespeicher erhöht werden kann, werden Speichertechnologien zunehmend attraktiver.

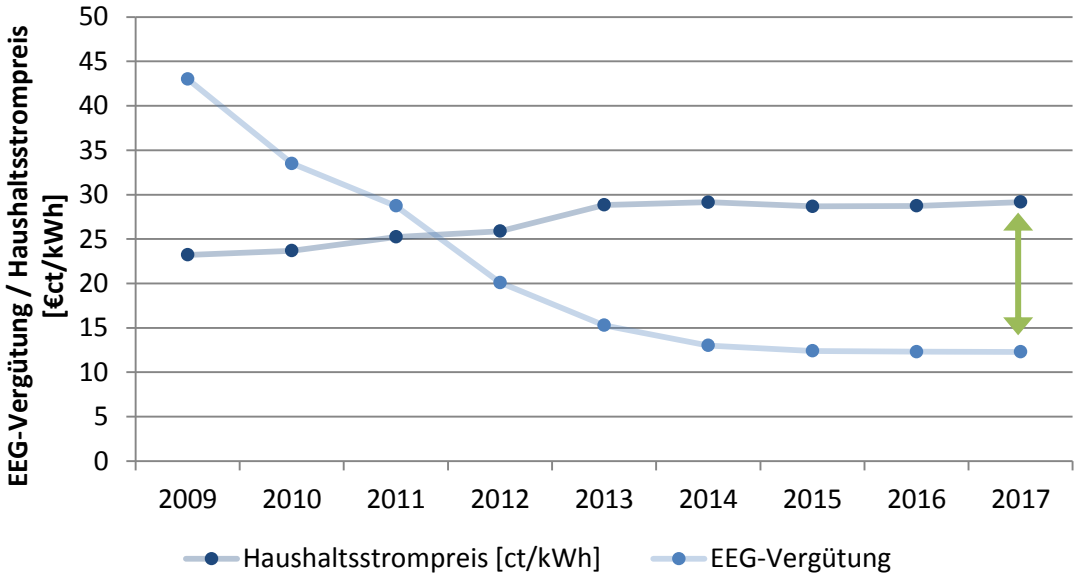


Abbildung 1-1: Entwicklung der jährlichen Durchschnittswerte von Haushaltsstrompreisen und EEG-Vergütung für PV-Anlagen bis 10 kW_p zwischen 2009 und 2017. Eigene Darstellung basierend auf Daten von bdew (2017, S. 2) und Bundesnetzagentur (2017b).

Folglich haben sich in den letzten Jahren mehr Geschäftsfelder für dezentrale Batteriespeicher entwickelt, deren Ziel in der Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs liegt (Agora Energie-

wende 2014, S. 19). Seit der Einführung des KfW-Förderprogramms im Jahr 2013, welches die Installation eines Batteriespeichers in Kombination mit einer PV-Anlage vergünstigt, ist die Anzahl der installierten PV-Heimspeichersysteme in Deutschland stark steigend: Heute sind bereits mehr als 60.000 Batteriespeicher mit einer Leistung von mehr als 240 MW installiert (Figgener et al. 2017, S. 31). Die deutsche Bundesregierung geht davon aus, dass im Jahr 2030 3 bis 6 GW PV-Batteriespeicher installiert sein werden (Bundesnetzagentur 2016a).

Dezentrale Energiespeicher stellen einen sehr jungen Markt dar, an dem viele Akteure wie Eigenheimbesitzer, Stadtwerke, Energiegenossenschaften und Energieversorger interessiert sind (vergl. Kondziella et al. 2013, S. 252; Unnerstall 2017). Eigenheimbesitzer sind derzeit häufig ideologisch motiviert (vergl. Gährs et al. 2015), während Energieversorger und Genossenschaften neue Geschäftsmodelle suchen (Unnerstall 2017; LaNEG 2016). Auf Quartiersebene werden derzeit Demonstrationsprojekte durchgeführt, mit denen der gemeinschaftliche Nutzen von Stromspeichern und neue Geschäftsmodelle erprobt werden. Da sich die Gesetzgebung für Mieterstrommodelle im Jahr 2017 verändert hat, fragen sich auch hier die Interessenten, ob ein wirtschaftlicher Einsatz von Batteriespeichern in diesem Modell möglich ist.

Der Markt für dezentrale Batteriespeicher ist allerdings mit großen Unsicherheiten behaftet: Im Vergleich zu dem relativ sicheren Geschäftsmodell der Installation einer PV-Anlage und Vergütung über das EEG sind Geschäftsmodelle mit Batteriespeichern von deutlich mehr Einflussfaktoren abhängig: Abgesehen von den technischen Unwägbarkeiten ist insbesondere die Entwicklung des Haushaltsstrompreises für den Investor nicht leicht abzuschätzen und die Eigenverbrauchsquote nicht genau bekannt. Im Bereich Mieterstrommodelle ist die Veränderung in der Gesetzgebung noch neu und es gibt wenig Praxiserfahrung mit Mieterstromprojekten. Bei Quartierspeichern sind die zu zahlenden Abgaben, Umlagen und Steuern teilweise im Einzelfall abzuklären und stellen für Investoren daher eine große Unsicherheit dar. Nicht zuletzt können stark sinkende Preise auf dem Speichermarkt Investoren verleiten, geringere Preise abzuwarten statt heute zu investieren.

1.4. Ziel der Arbeit und Forschungsfragen

Ziel dieser Arbeit ist daher 1. Geschäftsmodelle für dezentrale Stromspeicher zu identifizieren, 2. zu zeigen, ab welchem Batteriepreis diese Geschäftsmodelle wirtschaftlich werden und 3. die Haupteinflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit dezentraler Stromspeicher zu ermitteln. Untersucht werden die drei Anwendungsfälle PV-Heimspeicher, Mieterstrom und Quartierspeicher.

Der Begriff „**PV-Heimspeichersystem**“ steht in dieser Arbeit für einen stationären Speicher in Verbindung mit einer PV-Anlage, der im Haushaltssektor vornehmlich für die Deckung des Eigenverbrauchs verwendet wird. Das System umfasst eine PV-Anlage, einen Batteriespeicher, einen Wechselrichter und die elektrische Verbindung der Komponenten. In Deutschland sind derzeit 61.300 PV-Heimspeicher in Betrieb (Stand Ende April 2017, Figgener et al. 2017, S. 33). Investitionen in PV-Batteriespeicher werden durch das KfW-Förderprogramm der Bundesregierung unterstützt. Aufgrund der derzeit stark fallenden Preise wird bei Batteriespeichern im Haushaltsbereich ein großes Marktwachstum erwartet (Hoffmann 2014; Pillot 2015).

Als „**Mieterstrom**“ wird die dezentrale Erzeugung und Lieferung von elektrischer Energie im direkten räumlichen Zusammenhang bezeichnet (Behr und Großklos 2017a, S. 3). Das Konzept ist nicht auf bestimmte Technologien beschränkt, die am häufigsten genutzten Technologien sind jedoch PV-Anlagen und Blockheizkraftwerke (BHKW) (Behr und Großklos 2017b, S. 5). Mieterstrommodelle wurden durch die Liberalisierung des Strommarktes ermöglicht; das Konzept wurde für PV jedoch erst wirtschaftlich interessant, als die Einspeisevergütung von PV-Anlagen in den Bereich der Haushaltsstrompreise gefallen ist. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz wird Mieterstrom seit dem Beschluss vom Juli 2017 gefördert (siehe Abschnitt 4.8).

Der Begriff „Quartier“ ist in der Literatur nicht eindeutig definiert, wird im Allgemeinen aber für eine Untereinheit von Stadtteilen mit mehreren Wohneinheiten verwendet (siehe hierzu Zens (2012, 13 ff.)). Unter dem Begriff „Quartiersprojekt“ oder „**Quartierspeicher**“ können daher unterschiedliche Arten von Projekten verstanden werden. Insbesondere sind verschiedene Konstellationen von Energietechnologien und Akteuren möglich. In dieser Arbeit wird unter dem Begriff „Quartierspeicher“ ein Speicher verstanden, der in einem Wohnquartier mit mehreren Mehrfamilienhäusern für die Erhöhung des Anteils lokal erzeugten Stromes an der Energieversorgung des Quartiers genutzt wird.

Im Rahmen der Dissertation sollen die folgenden Forschungsfragen beantwortet werden:

1. Bewertung der Stromspeicherkosten
   1.1. Wie hoch sind die aktuellen Stromspeicherkosten pro kWh der wichtigsten Stromspeichertechnologien und wie entwickeln sich voraussichtlich die Stromspeicherkosten in der mittel- und langfristigen Zukunft?
2. Wirtschaftlichkeitsuntersuchung verschiedener Anwendungsfälle
   2.1. Wie kann die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in unterschiedlichen Geschäftsmodellen in einem Optimierungsmodell abgebildet werden?

2.2. In welchen Geschäftsmodellen können dezentrale Batteriespeicher schon heute wirtschaftlich sein und welches Preisniveau müssen Batteriespeicher erreichen, um in den jeweiligen Anwendungsfällen eine wirtschaftliche Rendite zu erreichen?
2.3. Welche Faktoren haben den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dezentraler Batteriespeicher?

1.5. Aufbau der Arbeit

Die Arbeit ist wie folgt strukturiert: Zunächst wird in Kapitel 2 ein Überblick über den Stand der Forschung gegeben. Hierbei wird untersucht, welche Forschungsarbeiten zur Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern bestehen und welche Optimierungsmodelle für die Auslegung oder den Betrieb von Stromspeichern mit dem Fokus der Wirtschaftlichkeit bestehen. Kapitel 3 beschreibt die für das Verständnis der Arbeit erforderlichen technischen Grundlagen von Batteriespeichern und relevanten dezentralen Energietechnologien. In Kapitel 4 werden wirtschaftliche und regulatorische Grundlagen generell und speziell für die Anwendung auf dezentrale Energiespeicher beschrieben. Dazu zählen die Methoden der Wirtschaftlichkeitsrechnung, wirtschaftliche Parameter der Technologien sowie Regularien zu Abgaben, Umlagen und Steuern, Vergütungen und Förderprogrammen. Kapitel 5 fasst die Ergebnisse einer eigenen Veröffentlichung (Jülch 2016) zusammen, die im Rahmen dieser Arbeit entstanden ist. In Kapitel 6 wird der Aufbau des Optimierungsmodells erläutert, mit dem die Wirtschaftlichkeitsrechnungen durchgeführt wurden. Anschließend werden in Kapitel 7 die untersuchten Anwendungsfälle beschrieben und die allgemeinen Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsanalysen genannt. Die im jeweiligen Anwendungsfall spezifischen Eingangsparameter, die untersuchten Szenarien und zugehörige Ergebnisse werden in Kapitel 8, 9 und 10 gezeigt und diskutiert. In Kapitel 11 folgt ein Vergleich der Anwendungsfälle und eine übergreifende Diskussion der Ergebnisse. Abschließend werden in Kapitel 12 Schlussfolgerungen aus den Untersuchungen gezogen und ein Ausblick auf weitere Forschungsthemen gegeben.

2. Stand der Forschung

In diesem Kapitel wird der Stand der Forschung dargestellt, auf den diese Arbeit aufbaut. Die Darstellung der bestehenden Literatur und deren wesentlicher Ergebnisse soll eine Einordnung der vorliegenden Arbeit in die aktuelle Literatur ermöglichen. Die Ergebnisse der Literaturrecherche sind in zwei Abschnitte unterteilt: Zunächst wird in Abschnitt 2.1 ein Überblick zum Stand der Forschung von Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern gegeben. Anschließend wird in Abschnitt 2.2 der Stand der Forschung von Optimierungsmodellen für Stromspeicher erläutert.

2.1. Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern

Eine Übersicht von Untersuchungen der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichertechnologien und -anwendungen bis ins Jahr 2014 findet sich in der „Metastudie Energiespeicher“ (Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IWES 2014). Die Autoren identifizieren aus 34 analysierten Quellen drei Forschungsschwerpunkte:

1. Handel am Spotmarkt durch Großspeicherkraftwerke
2. Bereitstellung von Regelleistung durch Großspeicherkraftwerke, stationäre und mobile Batteriespeicher
3. Erhöhung des PV-Eigenverbrauchsanteils durch Kleinbatteriespeicher

Eine weitere Übersicht zu Studien bis ins Jahr 2015 und eine Analyse in Betrieb befindlicher Speichersysteme geben Malhotra et al. (2016). Die Autoren definieren Leistungsregulierung, Eigenverbrauchserhöhung und Regelleistungsbereitstellung als die drei relevantesten Anwendungsfälle für netzgebundene Batteriespeicher. Außerdem heben sie hervor, dass die politischen Rahmenbedingungen für die Marktentwicklung und die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern eine wichtige Rolle spielen.

Tabelle 2-1 zeigt, ergänzend zu den bisher genannten Quellen, eine Übersicht der aktuell verfügbaren ökonomischen Analysen von Geschäftsmodellen für Stromspeicher. Die genannte Literatur ist beschränkt auf Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit von stationären elektrischen Energiespeichern. Betrachtet wurden nur Studien, die Stromspeicher in Deutschland oder weltweit betrachten, oder deren Ergebnisse auf Anwendungsfälle in Deutschland übertragbar sind.

Tabelle 2-1: Übersicht zu ökonomischen Analysen von Stromspeichertechnologien in Ergänzung zu Malhotra et al. (2016), sortiert nach Anwendungsfall

Quelle	Technologien	Anwendung	Ort	Hauptaussagen zur Wirtschaftlichkeit
Poullikkas 2013	Blei-, Li-Ionen-, NiCd-, Natrium-Sulfid-, Vanadium-Redox- und Zink-Bromid-Flow-Batterie	alle Anwendungen für große Batteriespeicher	weltweit	Untersuchung von bestehenden Anwendungen: Überwiegende Nutzung von Batteriespeichern für PV- und Wind-Netzintegration durch Frequenzregulierung und Erzeugungsglättung
Jülch et al. 2016	Pump-, Druckluft-, Batterie-, Wasserstoff-, Methanspeicher	alle Anwendungen	Baden-Württemberg	Untersuchung von möglichen Geschäftsmodellen zeigt Potenzial vorrangig im Bereich der Eigenstromversorgung
Kloess und Zach 2014	Pump-, Druckluft-, Wasserstoff-, Methanspeicher	Spotmarkt	Österreich, Deutschland	Keine Wirtschaftlichkeit, auch nicht bei Pumpspeichern, die als effizienteste Technologie identifiziert werden. Gasspeicher könnten als saisonale Speicher Potenzial haben, wenn die Kosten stark sinken.
Conrad et al. 2014	Pumpspeicher	Spot- und Regelleistungsmarkt	Deutschland	Lediglich die Kombination aller betrachteten Märkte weist in der Maximalabschätzung eine positive Wirtschaftlichkeit auf. Pumpspeicher werden daher als in der Regel nicht wirtschaftlich bezeichnet.
Hildmann et al. 2014	Pumpspeicher	Spot- und Regelleistungsmarkt	Deutschland, Österreich, Schweiz	Mittelfristig bestehen hohe Unsicherheiten bei den Erlösen von neuen Pumpspeichern. Langfristig ist eine bessere Ertragssituation in Aussicht durch Integration von erneuerbaren Energien.
Klausen et al. 2016	Batterie	Day-Ahead-Markt, Sekundärregelleistung	Deutschland	Arbitrage am Day-Ahead-Markt generiert höhere Einnahmen als die Kombination von Arbitrage mit dem Sekundärregelleistungsmarkt.
Fleer et al. 2016	Li-Ionen-Batterie	Primärregelleistungsmarkt	Deutschland	Break-Even-Investitionskosten liegen bei 729 €/kWh bei einem Leistung-zu-Energie-Verhältnis von 1:2, geringerer Break-Even (unter Marktpreisen) bei einem Verhältnis von 1:1.
Bühler et al. 2015	Blei-Säure-, Li-Ionen-, Natrium-Schwefel-, Vanadium-Redox-Batterie	Primärregelleistungsmarkt	Deutschland	Einsatz am Regelleistungsmarkt unter bestimmten Bedingungen schon heute wirtschaftlich, insbesondere Vanadium-Redox-Flow- und Li-Ionen-Batterien.
Struck 2015	Li-Ionen-Batterie	Primärregelleistungsmarkt	Deutschland	Wirtschaftlichkeitsberechnung zu einem Pilotprojekt. IRR wird mit 3,0% berechnet, Eigenkapitalrendite mit 7%.

Quelle	Technologien	Anwendung	Ort	Hauptaussagen zur Wirtschaftlichkeit
Mariaud et al. 2017	Li-Ionen-Batterie	Eigenversorgung Unternehmen	Großbritannien	Wirtschaftlichkeitsrechnung für PV-Batteriespeicheranlage in Verteilzentrum in London. 8 Jahre Amortisationszeit werden als nicht wirtschaftlich angesehen.
Merei et al. 2016	Li-Ionen-Batterie	Eigenversorgung Unternehmen	Deutschland	Wirtschaftlichkeitsrechnung für PV-Batteriespeicheranlage für einen Supermarkt in Aachen. Batteriespeicher sind wirtschaftlich bei Investitionskosten von 200 €/kWh.
Parra et al. 2017	Vornehmlich Li-Ionen-Batterie	Quartierspeicher	weltweit	Übersicht über bestehende Quartierspeicherprojekte weltweit. Elektrische Energiespeicher sind weniger wirtschaftlich als thermische Energiespeicher.
Parra et al. 2016	Blei- und Li-Ionen-Batterie	Quartierspeicher	Großbritannien	Untersuchung eines Quartierspeichers für 100 Haushalte mit zwei verschiedenen variablen Stromtarifen. Der Einsatz von Wärmepumpen erhöht die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers.
Parra et al. 2015	Blei- und Li-Ionen-Batterie	Quartierspeicher	Großbritannien	Quartierspeicher-Ansatz verringert die LCOS des Batteriespeichers im Vergleich zu einzelnen Speichern in Haushalten. Trotzdem auch in 2020 (bei Li-Ionen, Investitionskosten von 310 £/kWh) noch kein wirtschaftliches Geschäftsmodell.
Thomann et al. 2016	Li-Ionen-Batterie	Quartierspeicher	Deutschland	Derzeit kein wirtschaftlicher Betrieb von Quartierspeichern in Deutschland möglich aufgrund der zu zahlenden Abgaben und Umlagen (im betrachteten Geschäftsmodell insgesamt 22 ct/kWh).
prognos 2016	Li-Ionen-Batterie	PV-Eigenversorgung in Ein- u. Zweifamilienhäusern	Deutschland	PV-Heimspeichersysteme werden in den nächsten Jahren in allen betrachteten Fällen wirtschaftlich. Jährliche Projektrendite liegt bei 4 bis 16% in 2020, 6 bis 20% in 2030, 7 bis 24% in 2035. PV-Speichersysteme sind auch bei starker Kostensenkung nicht wirtschaftlicher als PV-Systeme ohne Speicher.
Kaschub 2017	Li-Ionen-Batterie	PV-Heimspeicher	Deutschland	Berechnungen für das Jahr 2030 mit 300 €/kWh. In Szenarien mit und ohne Elektromobil sowie mit unterschiedlichen Ladestrategien wird das PV-Speichersystems in allen Fällen wirtschaftlich.
Kaschub et al. 2016	Batteriespeicher	PV-Heimspeicher	Deutschland	Positiver Kapitalwert von PV-Heimspeichersystem (Batteriepreis 500 €/kWh, 2% Haushaltsstrompreissteigerung).

Quelle	Technologien	Anwendung	Ort	Hauptaussagen zur Wirtschaftlichkeit
Linssen et al. 2017	Li-Ionen-Batterie	PV-Heimspeicher	Deutschland	Break-Even Investitionskosten der Batterie sind ca. 900 €/kWh (Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu PV-System ohne Batterie, bei Anstieg des Haushaltsstrompreises um 2,5%/Jahr).
Unnerstall 2017	Batteriespeicher	PV-Heimspeicher im Contracting-Modell	Deutschland	Untersuchen Mietmodelle: Energieversorger vermietet PV-Heimspeichersystem. Batteriespeicher wird wirtschaftlich bei einer Preisreduktion von 70%, PV-Batterie-System bei einer Preisreduktion von 40-50%.
Parra und Patel 2016	Blei- und Li-Ionen-Batterie	PV-Heimspeicher	Schweiz (Jura und Genf), Deutschland	Untersuchen PV-Heimspeichersystem mit Stromverkauf zu EEX-Preisen. Höhere Haushaltsstrompreise erhöhen die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers. IRR des PV-Heimspeichersystems in Deutschland ist 4,3%.
Hoppmann et al. 2014	Blei-Säure-Batterie	PV-Heimspeicher	Deutschland	Übersicht zu Studien zur Wirtschaftlichkeit von Batterien in dezentralen PV-Systemen. Wirtschaftlichkeit von PV-Heimspeichern ist bereits in 2013 gegeben (beachte sehr geringe Batterieinvestitionskosten von 171 €/kWh zuzügl. 172 €/kW).
Lorenz und Schröder 2014	Blei-Säure-, Blei-Gel-, Lithium-Eisenphosphat-, Li-Ionen-, Li-Ionen-Polymer-Batterie	PV-Heimspeicher	Deutschland	Untersuchung von neun Speichersystemen für Einfamilienhaushalte. Keine Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern ohne Förderung. Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen heute nur mit dem günstigsten der untersuchten Speicher gegeben.
Weniger et al. 2014b	Li-Ionen-Batterie	PV-Heimspeicher	Deutschland	Wirtschaftlichkeit von PV-Heimspeichersystemen gegeben ab Batteriepreisen 1.500 €/kWh für einen kleinen Speicher von 0,5 kWh pro MWh Energieverbrauch. Bewertung auf Basis der berechneten durchschnittlichen Stromkosten. Haushaltsstrompreis 34 ct/kWh.
Lombardi und Schwabe 2017	Li-Ionen-, Natrium-Schwefel-, Vanadium-Redox-Batterie	Spitzen-Abdeckung, Eigenverbrauchserhöhung und Day-Ahead-Markt-Arbitrage	Deutschland	Erlösberechnungen für die kombinierte Anwendung von Spitzen-Abdeckung, Eigenverbrauchserhöhung und Anpassung des Lastprofils an den Day-Ahead-Markt. IRR in 2025 zwischen 11 und 40% (Investitionskosten für Li-Ionen-Batterien 250 €/kWh zuzügl. 100 €/kW).

Li-Ionen: Lithium-Ionen; IRR: Interner Zinsfuß (engl. Internal Rate of Return)

Die in Tabelle 2-1 gelistete Literatur kann grob in drei Forschungsschwerpunkte mit relativ homogenen Aussagen zusammengefasst werden:

1. *Große Speicher am Spot- und Regelleistungsmarkt können kein wirtschaftliches Geschäftsmodell (mehr) darstellen. Nur die Teilnahme von Batteriespeichern am Regelleistungsmarkt bietet derzeit einen ausreichenden wirtschaftlichen Ertrag.*

   Hildmann et al. (2014) untersuchen die ökonomische Situation von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland, Österreich und der Schweiz durch die Berechnung von Deckungsbeiträgen. Dafür wurde die Teilnahme von zwei Referenzkraftwerken (mit 5 bzw. 55 Stunden Speicherkapazität) am Day-Ahead-Markt, Sekundär- und Tertiärregelleistungsmarkt simuliert. Die Ergebnisse zeigen, dass der größte Teil der Erlöse am Day-Ahead-Spotmarkt erwirtschaftet werden, zusätzliche Erträge über den Regelleistungsmarkt allerdings auch relevant sind. Insgesamt allerdings zeigt sich dass die Deckungsbeiträge unter heutigen Bedingungen nicht ausreichend sind, um einen wirtschaftlichen Betrieb in Deutschland, Österreich und der Schweiz zu ermöglichen. Conrad et al. (2014) sowie Kloess und Zach (2014) bestätigen diese Ergebnisse für Deutschland bzw. Deutschland und Österreich.

   Fleer et al. (2016) berechnen die Wirtschaftlichkeit einer Investition in einen Batteriespeicher für die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt in zwei Fallstudien. Bei einem Energie-zu-Leistungs-Verhältnis von 1:1 liegt die Amortisationszeit bereits unter der Lebenszeit des Speichersystems; bei einem Energie-zu-Leistungs-Verhältnis von 1:2 errechnen die Autoren Break-Even-Investitionskosten von 729 €/kWh. Bühler et al. (2015) und Struck (2015) kommen zu ähnlichen Schlussfolgerungen über die Wirtschaftlichkeit. Hier bietet sich demnach ein Geschäftsmodell, was durch Marktdaten bestätigt wird (in Deutschland sind acht Li-Ionen-Batteriespeicher mit einer Leistung größer oder gleich 1 MW in Betrieb, Stand April 2018 (Department of Energy (DOE) 2017)).

2. *Eigenverbrauchserhöhung durch Batteriespeicher in Industrie und Quartieren ist (noch) kein wirtschaftliches Geschäftsmodell.*

   Merei et al. (2016) untersuchen beispielhaft die Wirtschaftlichkeit bei Nutzung eines PV-Batteriesystems für zwei Supermärkte in Aachen mithilfe der Annuitätenmethode. Es zeigt sich, dass PV-Systeme wirtschaftlich sein können gegenüber einem Strombezugspreis von 20 ct/kWh, der Batteriespeicher jedoch einen Preis von 200 €/kWh erreichen müsste, um eine Annuität unterhalb der Investition in ein PV-System ohne Batteriespeicher zu erreichen. Mariaud et al. (2017) führen eine ähnliche Untersuchung für ein Verteilzentrum in London durch und können selbst bei Batterieinvestitionskosten von

309 €/kWh (270 £/kWh) und in kombinierter Nutzung für Eigenverbrauchserhöhung und Primärregelleistung keine ausreichende Wirtschaftlichkeit bestätigen.

Im Bereich Quartierspeicher ist bisher wenig Literatur verfügbar. Thomann et al. (2016) zeigen ein mögliches Betreibermodell für einen Quartierspeicher in Deutschland, welches in einem 15-monatigen Praxistest erprobt wurde. Die Autoren betonen, dass die Umsetzung unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland derzeit nicht rentabel ist, da hohe Umlagen und Abgaben auf den gehandelten Strom zu zahlen sind. Die Autoren geben weiterhin an, dass Quartierspeicher bei einer regulatorischen Gleichstellung mit Eigenverbrauchskonzepten heute schon wirtschaftlich sein können. Parra et al. (2015) können auch für Großbritannien keine Wirtschaftlichkeit von Quartierspeichern ermitteln. Aufgrund der unterschiedlichen Bedingungen in den beiden Ländern sind die Ergebnisse allerdings nicht direkt vergleichbar.

3. *PV-Heimspeichersysteme befinden sich an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit.*

   Die Studie von prognos (2016) untersucht Projektrendite und Projektüberschüsse von PV-Batteriespeichersystemen für Haushalte mit unterschiedlich hohem Stromverbrauch und verschiedenen Speicherkapazitäten für die Jahre 2020, 2030 und 2035. Die Ergebnisse zeigen, dass mit allen Konstellationen eine ausreichende Rendite erzielt werden kann. Die Rentabilität ist allerdings, auch bei ambitionierter Kostensenkung (259 €/kWh) bei Systemen ohne Stromspeicher höher als bei Systemen mit Stromspeicher.

Kaschub et al. (2016) untersuchen PV-Systeme in Kombination mit Batteriespeicher und Elektromobilität. Aufgrund optimierter und somit sehr geringer Anlagengrößen errechnen die Autoren positive Kapitalwerte. Sie rechnen mit einem Batteriepreis von 500 €/kWh bei einer jährlichen Steigerung des Haushaltsstrompreises von 2%. Lorenz und Schröder (2014) untersuchen die Wirtschaftlichkeit von am Markt verfügbaren PV-Speichersystemen und schlussfolgern, dass ohne die bestehende Förderung in der Regel derzeit noch keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Auf dezentraler Ebene werden Geschäftsmodelle für Batteriespeicher besonders in der Erhöhung des Eigenstromverbrauchs gesehen. In diesem Bereich sind in den letzten Jahren auch verstärkt technische Lösungen auf den Markt gekommen – mittlerweile über 300 Produkte (Fuhs und Sieg 2017). Im Bereich PV-Heimspeicher gibt es teils detailliertere Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit. Diese beziehen sich zum großen Teil auf die heutigen Rahmenbedingungen (z.B. Hoppmann et al. 2014; Kaschub et al. 2016). Der Einfluss unterschiedlicher Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit wird teilweise in Sensitivitätsanalysen untersucht (Kaschub et al. 2016; Weniger et al. 2014b). Kaschub (2017) untersucht unterschiedliche Szenarien, allerdings mit dem Fokus auf Elektromobile. Eine umfassende Szenarienanalyse für die Wirtschaftlichkeit von PV-Heimspeichern unter

Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung der Rahmenbedingungen in Deutschland ist der Autorin nicht bekannt. Für den Anwendungsfall Mieterstrom und Quartierspeicher besteht deutlich weniger Literatur. Aufgrund der Gesetzesänderungen zu Mieterstrom im Jahr 2017 gibt es bisher keine Veröffentlichungen, in denen Batteriespeicher in diesem Kontext untersucht werden. Analysen zu Quartierspeichern finden sich für Großbritannien, für Deutschland allerdings ist dieses Modell bisher nicht umfangreich wissenschaftlich untersucht.

Die vorliegende Arbeit soll daher die Forschungslücke bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von dezentralen Stromspeichern schließen. Die punktuellen Untersuchungen aus der Literatur zu PV-Heimspeichern werden durch eine umfassende Szenarienanalyse ergänzt; des Weiteren wird die Wirtschaftlichkeit der Anwendungsfälle Mieterstrom und Quartierspeicher in Deutschland analysiert.

2.2. Optimierungsmodelle für die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern

In der Literatur existieren zahlreiche Beschreibungen von Optimierungsmodellen für den Betrieb von Speichertechnologien in unterschiedlichen Energiesystemen, mit zunehmender Anzahl (Weitzel und Glock 2018, S. 585). Bei der Mehrzahl der Veröffentlichungen bis Mitte 2016 liegt der Fokus auf der Optimierung des Betriebs von Batteriespeichern in Mikronetzen nach ökonomischen Gesichtspunkten (Weitzel und Glock 2018, 586 ff.). Tabelle 2-2 gibt einen Überblick über die aktuelle Literatur zur wirtschaftlichen Optimierung von Batteriespeichersystemen. Hier zeigt sich, dass der Fokus weiterhin auf Mikronetzen liegt (sieben relevante Quellen), allerdings auch im Bereich von Einfamilienhäusern für den Eigenverbrauch vermehrt Optimierungsmodelle entwickelt werden.

Neben anderen Algorithmen kommt oft die gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung zum Einsatz. Häufig werden die Betriebskosten optimiert; eine vollständige Berechnung der Zahlungsströme mit Maximierung des Kapitalwertes wird in zwei Arbeiten berücksichtigt:

Khalilpour und Vassallo (2016) beschreiben ein integriertes Modell für Auslegung und Betrieb von PV-Batteriesystemen für unterschiedliche Größenklassen und zeigen die Ergebnisse beispielhaft für die Anwendung auf ein typisches Einfamilienhaus und ein Krankenhaus. Mit dem Modell können die Auslegung der PV-Anlage und Batteriesystem durchgeführt werden, aber auch als Eingangsgröße festgelegt werden.

Berrada und Loudiyi (2015) entwickeln ein Optimierungsmodell für eine Kombination aus Windenergieanlage und Batteriesystem, das aber auch für andere hybride Energiesysteme verwendet werden kann. Auf Basis stündlicher Werte wird der Kapitalwert maximiert. Die Batteriegröße kann optimiert werden.

Neben der gelisteten Literatur ist die Arbeit von Kanngießer (2014) hervorzuheben, die ein Modell zur Bewertung und Einsatzoptimierung von Speicheranwendungen mit einem generischen Optimierungsmodell beschreibt. Das Modell ist für alle Speichertechnologien gültig und bezieht sich auf 13 Anwendungen, die durch eine umfangreiche Klassifizierung ermittelt werden. Für diese Anwendungen können technologiespezifisch die sogenannten Break-Even-Stromgestehungskosten ermittelt werden – die Kostengrenze, ab der sich der Einsatz eines Speichers für die spezielle Anwendung lohnt. Die Autorin geht dabei von einem typischen Verhältnis von Leistung zu Kapazität der unterschiedlichen Speichertechnologien aus. Jedoch können auch hier keine unterschiedlichen Betreiber-Nutzer-Verhältnisse berücksichtigt werden.

Die Fragestellungen dieser Arbeit stellen die folgenden Anforderungen an ein zu nutzendes Optimierungsmodell: Eine möglichst genaue Abbildung der Wirtschaftlichkeit, Optimierung von Erzeugungsanlagen- und Batteriegröße sowie die Berücksichtigung unterschiedlicher Akteure und regulatorischer Rahmenbedingungen. In keinem der genannten Modelle ist die Möglichkeit gegeben, unterschiedliche Betreiber-Nutzer-Verhältnisse zu analysieren (wenn beispielsweise eine Wohngenossenschaft investiert, einen Teil des Stromes als Genossenschaft selbst verbraucht und einen weiteren Teil an die Mieter, also Dritte, verkauft). In den Modellen ist zudem keine Berücksichtigung von regulatorischen Rahmenbedingungen wie unterschiedliche Zählermodelle oder die Berücksichtigung von Abgaben und Umlagen integriert. Das in der vorliegenden Arbeit entwickelte Modell ergänzt daher die bestehenden Arbeiten im Hinblick auf unterschiedliche Betreibermodelle und regulatorische Rahmenbedingungen.

Tabelle 2-2: Übersicht über aktuelle Literatur zu Modellen, mit denen Auslegung und/oder Betrieb von Batteriespeichern optimiert werden

Quelle	Technologien	Anwendung	Algorithmus	Optimierungs-größe	Zielfunktion	Kommentar
Berrada und Loudiyi 2015	Wind, Batterie	Windpark	NLP	Betrieb	Maximierung Kapitalwert	Stündliche Auflösung für einen Tag
Gitizadeh und Fakharzadegan 2014	PV, Batterie	Spitzen-Abdeckung, Lastverschie-bung	MIP	Auslegung, Be-trieb	Minimierung täglicher Betriebskosten	Verwendung von Typta-gen, variabler Stromtarif, AC-Verbindung, Batterie-degradation
Ratnam et al. 2015	PV, Batterie	Netzentlastung	QP	Betrieb	Minimierung Einspeisung	
Sarker et al. 2017	Batterie	Energie-Arbitrage	MILP	Betrieb	Minimierung Betriebskosten	Abwägung zwischen Ein-nahmen und Batterie-lebensdauer durch variable C-Rate und Effizienz
DER-CAM-Modell (Ber-keley Lab 2016)	Technologie-offen	Mikronetz	MILP	Auslegung, Be-trieb	Minimierung Betriebskosten	
Fossati et al. 2015	Batterie	Mikronetz	GA	Auslegung, Be-trieb	Betriebskosten	Lebenszeit der Batterie wird berücksichtigt
HOMER-Modell (HOMER Ener-gy 2017)	Technologie-offen	Mikronetz	Sortierung	Betrieb	offen	Simulation, Optimierung durch Sortierung der Er-gebnisse
Majidi et al. 2017	PV, Batterie, Brennstoffzel-le	Mikronetz	MILP	Betrieb	Minimierung Betriebskosten, CO_2-Ausstoß	Multi-objektive Optimierung
Nojavan et al. 2017	Batterie	Mikronetz	Fuzzy sa-tisfying technique, MINLP	Auslegung, Lo-kation	Minimierung Investment, Abregelung	
Pazouki und Haghifam 2016	Wind, Batte-rie, BHKW	Mikronetz	MILP	Auslegung	Minimierung Betriebskosten	„Energy Hub“ – Ansatz, unter Einbeziehung von Wärmenachfrage

Quelle	Technologien	Anwendung	Algorithmus	Optimierungs-größe	Zielfunktion	Kommentar
Shang et al. 2016	Batterie	Mikronetz	Sortierung	Auslegung, Betrieb	Minimierung LCOE	
Khalilpour und Vassallo 2016	PV, Batterie	Einfamilienhaus, Krankenhaus	MILP	Auslegung, Betrieb	Maximierung Kapitalwert	
Magnor und Sauer 2016	PV, Batterie	Eigenverbrauch Einfamilienhaus	GA	Auslegung	Minimierung LCOE	
Pena-Bello et al. 2017	PV, Batterie	Eigenverbrauch Einfamilienhaus	GA	Auslegung, Betrieb	Minimierung Betriebskosten	Betriebssimulation für einen Tag
Ren et al. 2016	PV, Brennstoffzelle, Batterie	Eigenverbrauch Einfamilienhaus	MILP	Betrieb	Minimierung Betriebskosten, CO_2-Ausstoß	Multi-objektive Optimierung

MIP: gemischt-ganzzahlige Optimierung (engl. mixed-integer programming)
MILP: gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung (engl. mixed-integer linear programming)
QP: quadratische Programmierung (engl. quadratic programming)
NLP: nicht-lineare Programmierung (engl. non-linear programming)
GA: genetischer Algorithmus (engl. genetic algorithm)

3. Technologische Grundlagen

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die technologischen Grundlagen von dezentralen Stromspeichertechnologien und den in den Geschäftsmodellen berücksichtigten Stromerzeugungsanlagen. Der Fokus liegt auf Batteriespeichern, die sich für die dezentrale Stromspeicherung zur Integration von Photovoltaik besonders eignen (NREL 2014, S. 2). In diesem Kapitel werden daher zunächst unterschiedliche Batterietechnologien vorgestellt. Anschließend wird auf die technologischen Grundlagen von dezentralen Stromerzeugungsanlagen eingegangen.

3.1. Batteriespeichertechnologien

In dezentralen Anwendungen werden überwiegend Batterien mit Blei- oder Lithiumtechnologien verwendet, außerdem kommen Flow-Batterien zum Einsatz. Die vorliegende Arbeit betrachtet die Wirtschaftlichkeit von Li-Ionen-Batteriesystemen (Begründung siehe Abschnitt 3.1.4), der Vollständigkeit halber werden allerdings auch die Grundlagen von Blei-Batteriespeichern und Redox-Flow-Batteriespeichern beschrieben. Im Anschluss werden die Kennzahlen der drei Batterietechnologien verglichen. Im letzten Abschnitt wird auf mögliche Systemtopologien eingegangen.

3.1.1. Technologiebeschreibungen

Bei **Lithium-Ionen-Batterien** erfolgt der Lade- und Entladevorgang durch den Transport und die Einlagerung von Li-Ionen an Anode und Kathode. Die Anode besteht in der Regel aus Graphit; bei der Kathode können verschiedene Materialien zum Einsatz kommen. Am häufigsten werden Lithium-Eisen-Phosphat, Lithium-Cobalt-Oxid oder Lithium-Mangan-Oxid verwendet. Anode und Kathode sind von einem Elektrolyt aus gelösten Lithiumsalzen umgeben. Zwischen den Elektroden befindet sich eine ionendurchlässige Membran, die isolierend wirkt und gleichzeitig den Ionenfluss ermöglicht. Beim Laden lösen sich Li-Ionen aus dem Aktivmaterial der Kathode und lagern sich im Graphit der Anode ein. Beim Entladen lösen sich die Li-Ionen wiederum aus der Anode und werden im Aktivmaterial der Kathode eingelagert.

Li-Ionen-Batterien werden durch ihre hohe Energiedichte besonders in mobilen Anwendungen (z.B. Laptop, Smartphone) und in der Elektromobilität eingesetzt. In den letzten Jahren konnten Li-Ionen-Batterien jedoch auch im stationären Bereich deutlich Marktanteile gewinnen: Mittlerweile werden in mehr als 90% der neu installierten Speichersysteme Li-Ionen-Batterien verwendet (Figgener et al. 2017, S. 44).

Bleibatterien bestehen aus zwei Bleielektroden in einem Gehäuse, das mit einem Elektrolyt aus wässriger Schwefelsäure gefüllt ist. Zusätzlich sind die beiden Elektroden durch einen Separator getrennt. Die aktive, also an der Reaktion beteiligte Masse, besteht aus Bleidioxid an der positiven Elektrode und dem sogenanntem „Schwammblei“ an der negativen Elektrode. Bei Entladung bilden Bleioxid und das Schwammblei mit der Schwefelsäure Bleisulfat. Bei der Ladung kehrt sich der Prozess um.

Bei offenen Blei-Säure-Batterien muss regelmäßig Wasser nachgefüllt werden. Eine Weiterentwicklung mit geringerem Wartungsaufwand stellt daher die Blei-Gel-Batterie dar, bei der der Elektrolyt als Gel vorliegt. Somit findet ein geringerer Wasserverlust statt, außerdem kann eine höhere Anzahl von Ladezyklen erreicht werden (Sterner und Stadler 2014).

Bleibatterien besitzen ca. 150 Jahre Entwicklungsgeschichte und werden schon lange als Starterbatterien im Fahrzeugbereich und zur Notstromversorgung eingesetzt (Stenzel et al. 2015a, 168 f.). Als stationäre Batteriespeicher in PV-Heimspeichersystemen wurden sie im Jahr 2013 zunächst überwiegend eingesetzt, im Jahr 2017 war der Marktanteil allerdings schon sehr gering im Vergleich zu Li-Ionen-Batterien (Figgener et al. 2017, S. 43). Aufgrund der Marktreife der Technologie wird Bleibatterien zudem ein geringes Entwicklungspotenzial vorausgesagt.

Eine **Redox-Flow-Batterie** ist im Gegensatz zu Blei- und Li-Ionen-Batterien eine Technologie mit externem Speicher. Das heißt, Reaktor und Speichereinheit sind voneinander räumlich getrennt und unabhängig skalierbar. In einer Redox-Flow-Batterie fließen zwei Elektrolytflüssigkeiten, getrennt von einer Membran durch den Reaktor, der aus einer galvanischen Zelle besteht. Die Elektrolyte zirkulieren, von einer Pumpe angetrieben, durch den Reaktor und zwei separate Tanks. Im Reaktor werden beim Be- und Entladen Wasserstoffionen vom einen Elektrolyt zum anderen überführt. Die Elektroden bestehen meist aus Graphit. Als Elektrolytflüssigkeit werden häufig Vanadiumpaare eingesetzt. Weitere mögliche Materialpaarungen sind Eisen-Chrom, Polysulfid-Bromid, Vanadium-Brom, Zink-Brom und Zink-Cerium.

3.1.2. Kennzahlen von Batteriespeichern

In diesem Abschnitt werden die Kennzahlen von Batteriespeichern beschrieben, die bei der Auswahl der Technologie und für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit relevant sind. Die **Nennkapazität** beschreibt die Energiemenge, die theoretisch elektrisch im Batteriespeicher gespeichert werden kann. Jedoch ist nicht die gesamte Nennkapazität nutzbar, denn für die Lebensdauer des Batteriespeichers ist relevant, wie tief der Speicher entladen wird bzw. wieviel Energie stets im Speicher erhalten bleibt. Dies wird mit der Kenngröße „**Entladetiefe**“

(engl. depth of discharge, DoD) definiert. Sie wird in Prozent der Nennkapazität angegeben. Je „tiefer“ die Batterie entladen wird, desto geringer ist ihre Lebensdauer. Daher wird die Lebensdauer auch häufig in Abhängigkeit des DoD angegeben. Die Nennkapazität multipliziert mit der Entladetiefe ergibt die **Nutzkapazität** des Speichers. Da dies die für den Nutzer relevante Größe ist, sind Hersteller dazu übergegangen, die Nutzkapazität des Speichers statt der Nennkapazität oder beide Kenngrößen anzugeben.

Der **Wirkungsgrad** des Batteriespeichers beschreibt die Verluste, die beim Laden und Entladen auftreten. Der Wirkungsgrad der Batterie ist vom Systemwirkungsgrad zu unterscheiden, bei dem auch die Verluste des Wechselrichters berücksichtigt werden. Der **C-Koeffizient** beziehungsweise die Lade- oder Entladerate des Batteriespeichers gibt das Verhältnis von Ladeleistung zur Kapazität an. Der Wirkungsgrad des Batteriespeichers ist abhängig vom jeweiligen C-Koeffizient.

Das Ende der **Lebensdauer** einer Batterie ist nicht eindeutig definiert, wird aber in der Regel beschrieben als der Zeitpunkt, zu dem die Kapazität auf 80% der ursprünglichen Kapazität gesunken ist (Beck 2016, 73 f.). Die Lebensdauer besteht aus zwei Komponenten: Die **kalendarische Lebensdauer** beschreibt die Tatsache, dass bereits bei Ruhezustand einer Batterie die Nutzkapazität des Speichers über die Zeit abnimmt. Die **Zyklenlebensdauer** beschreibt den Effekt, dass die Kapazität eines Batteriespeichers mit zunehmender Anzahl an Lade- und Entladezyklen abnimmt. Gemeint sind an dieser Stelle die Vollladezyklen, also das Äquivalent zu einer vollen Ladung und Entladung des Speichers. Die **Selbstentladerate** des Batteriespeichers gibt die chemischen Verluste der Batterie an, die auftreten, auch wenn keine Be- oder Entladung stattfindet. Sie wird in % der Batteriekapazität pro Tag oder pro Monat angegeben.

Tabelle 3-1 zeigt die wesentlichen technischen Charakteristika von Batteriespeichern. Durch die große Materialvariation können Li-Ionen-Batterien unterschiedliche Merkmale aufweisen. Die Energiedichte liegt zwischen 75 und 190 Wh/kg und ist somit deutlich höher als bei Bleibatterien. Der Wirkungsgrad ist mit 84 bis 97% ebenfalls deutlich höher. Bei einer Entladetiefe von 80 bis 85% erreichen Li-Ionen-Batterien laut Herstellerangaben ca. 5.000 bis 8.000 Ladezyklen. Die Selbstentladung liegt bei ca. 1% pro Monat.

Die Lebensdauer einer Batterie ist stark von der Zelltechnologie, der Umgebungstemperatur und dem Ladezustand der Batterie abhängig. Aufgrund des jungen Marktes ist die Lebensdauer von stationären Batteriespeichern bisher nicht empirisch belegbar, es muss daher auf beschleunigte Alterungstests und Angaben der Hersteller zurückgegriffen werden. Viele Hersteller geben eine Garantie über 20 Jahre bzw. sehr hohe Zyklenzahlen von bis zu

10.000 an (z.B. ads-tec GmbH 2014). Realistischer ist allerdings derzeit noch eine Lebensdauer von 7 bis 15 Jahren bzw. 6.000 Zyklen (Beck 2016, 79 f.).

Tabelle 3-1: Technische Charakteristika von Li-Ionen-, Bleibatterien und Redox-Flow-Batterien

	Einheit	**Li-Ionen**	**Bleibatterie**	**Redox-Flow-Batterie**
Energiedichte	Wh/kg	75-200[b] 110-190[c]	25-50[b] 25-40[c]	10-30[b] 15-50[c]
Wirkungsgrad	%	84-87[a] bis 97[b] 90-97[c]	82-86 [a] 63-90[b] 74-89[c]	63-71[a] ~85[b] 71-85[c]
Entladetiefe	%	85[a] 80[d]	72[a] 50[d]	100
Zyklenlebenszeit	-	5.000[a] 5.000-8.000[d] 4.000-7.000[e]	2.500[a] 200-1800[b] 2000[d]	10.000-13.000[a] 10.000-16.000[b]
Kalendarische Lebensdauer	Jahre	11-15[a] 7-15[e]	9-12[a] 5-15[b]	11-15[a]
Selbstentladerate	%/Tag	0,1-5[b]	0,09-0,36[a] 0,1-0,2[b]	
Selbstentladerate	%/Monat	3-11[a] 1[f]	2[c]	3-11[a]

a (Elsner und Sauer 2015), b (Luo et al. 2015), c (Sterner und Stadler 2014), d (C.A.R.M.E.N. e.V. 2016), e (Beck 2016), f (Jülch 2016)

Mit 25 bis 50 Wh/kg besitzen Bleibatterien eine relativ geringe Energiedichte. Der Wirkungsgrad ist mit 82 bis 90%, je nach Zelltechnologie, ebenfalls relativ gering. Bei einer Entladetiefe von 50 bis 82% ist mit ca. 2.000 Vollladezyklen zu rechnen. Die Selbstentladung beträgt ca. 2% pro Monat.

Redox-Flow-Batterien besitzen eine Energiedichte zwischen 10 und 50 Wh/kg. Für den Gesamtwirkungsgrad werden Werte zwischen 63 und 85% angegeben. Bei einer Entladung von bis zu 100% werden bis zu 10.000 Vollladezyklen oder mehr erreicht. Die Technologie ist vergleichsweise neu und ihr Marktanteil daher noch gering. Die Skalierbarkeit von Kapazität und Leistung kann für größere Speicherkapazitäten zu Skaleneffekten führen, so dass Redox-Flow-Batterien eher für den Bereich Quartierspeicher geeignet sind.

3.1.3. Systemtopologien: Gleichspannungs(DC)- und wechselspannungs(AC)-gekoppelte Systeme

Wird ein Batteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlage installiert, gibt es unterschiedliche Anschlussmöglichkeiten für den Batteriespeicher. Bei der DC-Kopplung wird der Batteriespeicher mit der PV-Anlage an den Wechselrichter angeschlossen. Der erzeugte Gleichstrom wird in Wechselstrom gewandelt und im Haushalt genutzt bzw. ans Netz abgegeben. Der Batteriespeicher ist somit auf der DC-Seite ins System integriert (siehe Abbildung 3-1 a).

In diesem Falle wird ein spezieller PV-Batterie-Wechselrichter benötigt, den die meisten Hersteller in Kombination mit ihrem Batteriesystem anbieten.

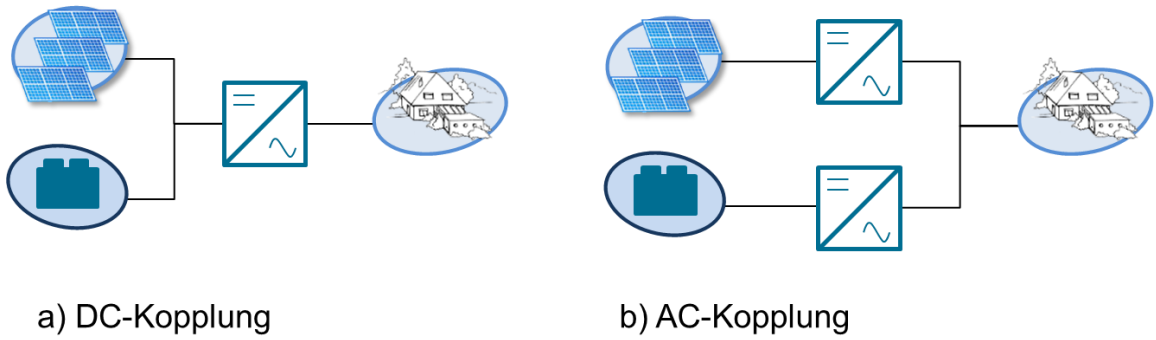


Abbildung 3-1: Schematische Darstellung der Verschaltung von PV-Anlage, Batteriespeicher, Wechselrichter und Verbraucher bei a) DC-Kopplung und b) AC-Kopplung

Die zweite Anschlussmöglichkeit ist die AC-Kopplung (siehe Abbildung 3-1 b): Der Strom aus dem Batteriespeicher wird dabei zunächst in Wechselstrom gewandelt und dann mit dem Wechselstromanschluss aus der PV-Anlage ins Hausnetz integriert. In dieser Kombination sind zwei Wechselrichter notwendig. Diese Verschaltung wird vornehmlich verwendet, wenn der Batteriespeicher nachträglich installiert wird.

3.1.4. Fazit

Aus technologischer Sicht eignen sich alle drei Batterietechnologien für die drei Anwendungsfälle PV-Heimspeicher, Batteriespeicher im Mieterstrommodell und Quartierspeicher. Um die Wirtschaftlichkeitsrechnungen der drei Anwendungsfälle vergleichbar zu machen, wurden die Rechnungen unter der Annahme durchgeführt, dass in allen drei Fällen die gleiche Technologie verwendet wird. Da Redox-Flow-Batteriespeicher vor allem für größere Anwendungen sinnvoll sind wurden sie an dieser Stelle ausgeschlossen. Zudem liegen aufgrund des bisher geringen Marktvolumens kaum Preisdaten vor.

Li-Ionen-Batterien weisen insgesamt höhere Wirkungsgrade und längere Lebenszykluszeiten auf als Bleibatterien. Zudem besitzen sie eine größere Energiedichte. Der Anteil von Li-Ionen-Batterien an den über das KfW-Förderprogramm finanzierten PV-Heimspeicher ist seit 2013 konsequent von unter 40 auf über 90% gestiegen (Figgener et al. 2017, S. 44). (Parra et al. 2017, S. 745) erwarten im Bereich Quartierspeicher, dass Li-Ionen sich als beste Technologie durchsetzen wird. Die Autoren begründen dies mit dem hohen Wirkungsgrad, der Möglichkeit kurz- und mittelfristig Strom zu speichern und der starken Kostenreduktion. In Deutschland bestehende Quartierspeicher (siehe Abschnitt 7.3.3) bestätigen diesen Trend. Daher wird in allen drei Anwendungsfällen dieser Arbeit der Einsatz von Li-Ionen-Batterien untersucht.

In dieser Arbeit werden hauptsächlich neu installierte PV-Speichersysteme betrachtet, daher wird von der DC-Kopplung ausgegangen, bei der nur ein Wechselrichter notwendig ist. Sofern mit Kosten für den Ersatz des Wechselrichters gerechnet wird, wird davon ausgegangen, dass dieser für PV-Anlage und Batteriespeicher gleichermaßen verwendet wird.

3.2. Photovoltaikanlagen

Die Abschreibungsdauer einer PV-Anlage wird üblicherweise auf 20 Jahre angesetzt, daher beziehen sich auch Wirtschaftlichkeitsrechnungen sowie die Einspeisevergütung auf diesen Zeitraum. Die Lebensdauer ist definiert als die Zeit, in der die Anlage noch mindestens 70 oder 80% ihrer anfänglichen Leistung erbringen kann (Köntges et al. 2014, S. 5). Erfahrungswerte mit Anlagen in der Praxis zeigen, dass PV-Anlagen durchaus auch länger diese Bedingung erfüllen können (Kost et al. 2013b, S. 10; Rindelhardt 2012, S. 57). Schätzungen zur tatsächlichen Lebensdauer von PV-Anlagen liegen im Bereich von 25 bis 30 Jahren (Jülch et al. 2015, S. 127 zitieren Fraunhofer ISE). Ein Restwert der PV-Anlage oder die Degradation, also die Abnahme der Leistung über die Projektlaufzeit, wird nicht berücksichtigt.
Betreiber von PV-(und BHKW-)Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW_p müssen ihre Anlagen so ausstatten, dass der Netzbetreiber eine Reduktion der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung vornehmen und jederzeit die Ist-Einspeiseleistung abrufen kann (EEG 2017, vom 22.12.2016, § 9). Dies gilt auch für PV-Anlagen von 30 bis 100 kW_p. PV-Anlagen bis 30 kW_p müssen entweder auch diese Auflagen erfüllen oder ihre PV-Einspeiseleistung auf 70% der installierten Leistung begrenzen. In Kombination mit Eigenverbrauch wird in der Praxis bei Anlagen unter 10 kW_p allerdings in der Regel zur Nutzung der 70%-Regelung geraten (siehe z.B. enerix 2017, S. 12).

3.3. Wechselrichter

Die Lebensdauer von PV-Wechselrichtern wurde in der Evaluation des 1.000-Dächer-Programmes im Jahr 2011 bewertet und bei den Anfang der 90er Jahre eingesetzten Wechselrichtern auf 10 bis über 20 Jahre beziffert (Rindelhardt 2012, S. 26). Ca. die Hälfte der eingesetzten Wechselrichter mussten innerhalb einer Laufzeit von 17 bis 19 Jahren ersetzt werden. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird daher von einer Laufzeit von 10 Jahren ausgegangen, also einem einmaligen Ersatz im Betrachtungszeitraum.

3.4. Blockheizkraftwerk (BHKW)

In einem Blockheizkraftwerk werden durch den Antrieb eines Verbrennungsmotors gleichzeitig Strom und Wärme produziert. Durch die Nutzung der Abwärme kann ein hoher Wirkungsgrad erreicht werden. Als Brennstoffe kommen Erdgas, Biogas, Klärgas, Flüssiggas oder Heizöl zum Einsatz (ASUE 2015a, S. 5). Die Anlagen sind modular aufgebaut und wer-

den auf dem Markt in Größenklassen von 1 kW bis 17 MW angeboten (ASUE 2015a, S. 5). Elektrische Wirkungsgrade von Erdgas-BHKW liegen zwischen 25 und 49%, der thermische Wirkungsgrad zwischen 22 und 65%, der Gesamtwirkungsgrad zwischen 58 und 99% (ASUE 2011a, S. 9).

Da in einem BHKW sowohl Strom als auch Wärme produziert wird, ergeben sich unterschiedliche Möglichkeiten zum Betrieb. Wird das BHKW wärmegeführt genutzt, so folgt der Betrieb der Wärmelast. Das BHKW wird dann überwiegend im Winter betrieben. Da BHKW in der Regel durch einen Spitzenlastkessel ergänzt werden, entspricht die Strom- und Wärmeerzeugung auch zu vielen Zeitpunkten der maximalen Leistung. Wird das BHKW hingegen stromgeführt betrieben, so folgt die Stromerzeugung der Nachfrage und auch die Wärmeerzeugung ist entsprechend fluktuierend. Da die Wärmeerzeugung weniger fluktuierend ist und überschüssiger Strom ins Stromnetz eingespeist werden kann, während eine entsprechende Abnahmequelle für überschüssige Wärme seltener existiert, werden BHKW in Deutschland derzeit überwiegend wärmegeführt betrieben (ASUE 2015b, S. 17).

4. Wirtschaftliche und regulatorische Grundlagen

Im Folgenden wird auf wirtschaftliche und regulatorische Aspekte eingegangen, die bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung von dezentralen Batteriespeichern relevant sind. Die Informationen bilden die Grundlage für die in Kapitel 7 bis 9 durchgeführten Szenarienanalysen.

4.1. Methoden der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Bei Methoden für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird zwischen statischen und dynamischen Verfahren unterschieden. Statische Verfahren werden verwendet, wenn es sich um geringe Investitionsbeträge oder Investitionen mit kurzer Nutzungsdauer handelt. Statisch bedeutet, dass der Zeitpunkt der Zahlungsflüsse in der Wirtschaftlichkeitsrechnung nicht berücksichtigt wird. Kosten und Einnahmen werden entweder für ein Jahr betrachtet oder es wird mit Durchschnittswerten für den gesamten Betrachtungszeitraum gerechnet. Zu den statischen Verfahren zählen Kostenvergleichsrechnung, Gewinnvergleichsrechnung, Rentabilitätsvergleichsrechnung und statische Amortisationsrechnung.

Dynamische Verfahren werden bei Investitionen mit langer Laufzeit und sich verändernden Zahlungsströmen verwendet. In der dynamischen Berechnung können unterschiedlich hohe Einnahmen und Kosten während des Betrachtungszeitraumes berücksichtigt werden, da alle auftretenden Zahlungsströme (je nach gewünschtem Detaillierungsgrad, häufig jährlich) einzeln erfasst werden. Zusätzlich bieten dynamische Methoden eine Vergleichbarkeit von heutigen mit zukünftigen Zahlungsströmen, da die Einnahmen und Ausgaben diskontiert (abgezinst) werden. Zu den dynamischen Verfahren zählen Kapitalwertmethode, interne Zinsfußmethode, Annuitätenmethode, dynamische Amortisationsrechnung und Endwertmethode. Sie alle basieren auf der Kapitalwertmethode, mit je einer unterschiedlichen Zielgröße. Des Weiteren existieren komplexere Methoden, bei denen unterschiedliche Zinssätze für Anlage und Aufnahme finanzieller Mittel verwendet werden: Vermögensendwertmethode, Sollzinssatzmethode und die Methode der vollständigen Finanzpläne. (Götze 2014, S. 55–136; Becker 2013, 41 ff.)

Da in der Energiewirtschaft lange Laufzeiten auftreten, sind dort dynamische Verfahren üblich (Konstantin 2013, S. 174). Aufgrund der Unsicherheit von Annahmen zum Kapitalmarkt, die für Methoden mit unterschiedlichen Zinssätzen zu treffen wären, werden in dieser Arbeit nur Berechnungsmethoden mit einheitlichem Kalkulationszinssatz berücksichtigt. Im Folgenden wird überblicksartig auf die Methoden des Kapitalwerts und des internen Zinsfußes eingegangen, die in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen genutzt werden. Ausführlichere Be-

schreibungen für Investitionsrechnungen finden sich beispielsweise bei Götze (2014, S. 56), Konstantin (2013, 173 ff.), Becker (2013, 41 ff.) und Schuster und Collenberg (2017, 45 ff.).

Bei der **Kapitalwertmethode** werden alle Zahlungsströme der Investition auf den heutigen Zeitpunkt diskontiert. Der Kapitalwert *K* setzt sich zusammen aus dem negativen Wert der Investition I_0 zu Beginn der Projektlaufzeit und der Summe von Einnahmen E_y und Ausgaben A_y in jedem Jahr *y* der Projektlaufzeit *n* (siehe Gleichung 1). Einnahmen und Ausgaben werden mithilfe des Kalkulationszinssatzes *i* auf den heutigen Zeitpunkt diskontiert.

$$K = -I_0 + \sum_{y=1}^{y=n} \frac{(E_y - A_y)}{(1+i)^y} \tag{1}$$

Ist der Kapitalwert positiv, so ist die Investition wirtschaftlich. Die Kapitalwertmethode ist in der wissenschaftlichen Literatur das „am meisten beachtete und am stärksten akzeptierte Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung“ (Götze 2014, S. 87). Gemeinsam mit der statischen Amortisationsrechnung ist sie die in Deutschland am weitesten verbreitete Methode (Schuster und Collenberg 2017, S. 36). Nachteil bei der Kapitalwertmethode ist, dass das Ergebnis stark vom Kalkulationszinssatz abhängig ist. Die Annahme des Kalkulationszinssatzes ist oft mit großer Unsicherheit behaftet und das Ergebnis somit von einem unsicheren Faktor abhängig.

Mit der Interne-Zinsfuß-Methode wird ein durchschnittlicher Zinssatz für die Wirtschaftlichkeit der Investition errechnet. Der **interne Zinsfuß** ist derjenige Kalkulationszinssatz $\hat{\imath}$, bei dem der Kapitalwert zu null wird. Er gibt somit die Rendite auf das Gesamtkapital an. Die Investition gilt dann als wirtschaftlich, wenn der errechnete interne Zinsfuß größer oder gleich dem erwarteten Mindest-Zinssatz auf das Gesamtkapital ist.

$$0 = -I_0 + \sum_{y=1}^{y=n} \frac{(E_y - A_y)}{(1+\hat{\imath})^y} \tag{2}$$

Mit der Methode des internen Zinsfußes geht der Nutzer davon aus, dass alle Zahlungsströme wieder zum internen Zinssatz angelegt werden können. (Wiederanlageprämisse). Diese Annahme wird als nicht praxisnah kritisiert. Vorteil ist, dass mit der internen Zinsfußmethode keine Annahme zum internen Zinsfuß getroffen werden muss und dass das Ergebnis leicht interpretierbar ist (Schuster und Collenberg 2017, S. 79).

Bei beiden Methoden, Kapitalwert und internem Zinsfuß, ist zu berücksichtigen, dass zwischen der Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Eigenkapital und Gesamtkapital unterschieden werden muss (siehe z.B. Hirth 2017, S. 193). Bei der Kapitalwertmethode kann bei-

spielsweise der Kalkulationszinssatz für das Eigenkapital verwendet werden, dann müssen alle Zahlungen für die Finanzierung eventueller Darlehen als Ausgaben behandelt werden und es ergibt sich der Kapitalwert auf das Eigenkapital. Es kann aber auch der gewichtete Kalkulationszinssatz verwendet (siehe Gleichung 3) und alle Zahlungsströme der Investition betrachtet werden, dann ergibt sich der Kapitalwert der Gesamtinvestition. Der gewichtete Kalkulationszinssatz (engl. weighted average cost of capital, WACC) ergibt sich aus dem Produkt von Fremdkapitalquote *FQ* (Anteil Fremdkapital am Gesamtkapital) und dem Zinssatz des Fremdkapitals i_{FK}, addiert mit dem Produkt von Eigenkapitalquote *EQ* (Anteil Eigenkapital am Gesamtkapital) und dem Zinssatz auf das Eigenkapital i_{EK}.

$$WACC = FQ * i_{FK} + EQ * i_{EK} \tag{3}$$

Bei der internen Zinsfußmethode können analog entweder nur die Zahlungsströme aus Sicht des Investors berücksichtigt und mit der Renditeerwartung auf das Eigenkapital verglichen werden oder alle Zahlungsströme im Zusammenhang mit der Investition berücksichtigt und mit dem WACC verglichen werden.

Wird die Wirtschaftlichkeit des Eigenkapitals untersucht, so können sich bei unterschiedlichen Zinssätzen auf Fremd- und Eigenkapital starke Unterschiede durch die Variation der Eigenkapitalquote ergeben. Um die Einbeziehung einer unsicheren Annahme zur Eigenkapitalquote zu vermeiden, kann daher mit der Berechnung des internen Zinsfußes auf das Gesamtkapital eine generellere Aussage gemacht werden.

4.2. Wirtschaftliche Parameter von Batteriesystemen

Bei der Betrachtung der Kosten von Batteriesystemen werden in der Literatur und am Markt unterschiedliche Kostenbestandteile berücksichtigt oder vernachlässigt, was zu einer großen Variation der Kostenangaben führt. Oft werden auch nicht vergleichbare Kenngrößen miteinander vermischt. Prinzipiell ist zu unterscheiden zwischen den Kosten von:

- Batteriezelle
- Batterie bzw. Batterie-Stack (miteinander verschaltete Zellen)
- Batteriesystem (Batterie, Batterie-Managementsystem und ggf. Wechselrichter)
- Gesamtes System inklusive Installation

Zusätzlich unterscheiden sich die Kosten stark nach der Systemgröße und der Größe des entsprechenden Marktes: Kleinere Systeme wie PV-Heimspeicher weisen deutlich höhere spezifische Kosten auf als Anlagen im Megawattbereich für die Primärregelleistung; Batterien für Elektroautos können aufgrund der größeren Stückzahlen zu geringeren Kosten erworben werden als stationäre Batterien für den Hausgebrauch. Der Unterschied zwischen

den Kosten für Nenn- und Nutzkapazität muss zudem berücksichtigt werden. In der Vergangenheit nannten viele Hersteller die Kosten pro kWh Nennkapazität der Batterie, welche je nach Entladetiefe deutlich geringer sein können als die Kosten pro kWh Nutzkapazität.
Auch muss zwischen den Begrifflichkeiten „Kosten“ (Kosten für die Herstellung des Produktes) und „Preis“ (Preis, zu dem das Produkt am Markt verkauft wird, oft inklusive Mehrwertsteuer) unterschieden werden. Die Kosten des Produktes sind von den Preisen der Komponenten und vom Aufwand für die Herstellung abhängig, während die Preise durch weitere Einflussfaktoren wie Wettbewerb, für die Branche gewöhnliche Marge und Unternehmensstrategie beeinflusst werden.
Im Folgenden werden die Systemkosten inklusive Installation für dezentrale Batteriespeicher untersucht, separat für PV-Heimspeichersysteme und größere Systeme im Bereich von 50 kWh bis 1 MWh. Anschließend wird die bisherige und zukünftige Kostenentwicklung von Batteriesystemen anhand des Lernkurvenansatzes untersucht.

4.2.1. Aktuelle Preise und Preisentwicklung von PV-Heimspeichersystemen

Die Installation von stationären Batteriespeichersystemen für die Nutzung in Privathaushalten wird seit dem Start des bundesweiten Förderprogramms für stationäre Stromspeicher in einem Begleitforschungsprojekt der RWTH Aachen dokumentiert (siehe Kairies et al. 2015; Kairies et al. 2016; Figgener et al. 2017). Die Untersuchungen zeigen, dass im PV-Heimspeicherbereich ein starker Trend zu Lithium-Ionen-Batterien vorliegt – seit 2017 sind mehr als 90% der neu installierten Systeme Lithium-basiert (Figgener et al. 2017, S. 44). Dies liegt unter anderem an der starken Preisreduktion bei Lithium-Ionen-Batterien; die Preise in Euro pro Nutzkapazität nähern sich denen von Bleibatterien in den letzten Jahren immer weiter an.
Derzeitige Preise für PV-Heimspeichersysteme (Blei- und Li-Ionen-Batterien, inkl. Installation) lagen im ersten Halbjahr 2017 im Bereich von ca. 1.000 bis 2.000 €/kWh Nutzkapazität mit einem arithmetischen Mittel von ca. 1.550 €/kWh (brutto) (Figgener et al. 2017, S. 47). Die Preise von Blei-Batteriespeichern fielen zwischen 2013 und dem zweiten Halbjahr 2016 um ca. 16%. Die durchschnittlichen Endverbraucherpreise für Li-Ionen Batteriesysteme fielen im selben Zeitraum um ca. 45%, jährlich um ca. 18% (Figgener et al. 2017, 47 f.).
Abbildung 4-1 zeigt die Preisentwicklung von Blei- und Li-Ionen-Batteriespeichern in den Jahren 2013 bis 2016 nach Figgener et al. (2017). Für die empirischen Daten der Li-Ionen-Batteriespeicher ist zusätzlich der Bereich gegeben, in dem 75% der Werte liegen. Im Durchschnitt sind dies +37% und -35% vom Durchschnittswert, was auf die zukünftigen Werte projiziert wird. Wird die jährliche Reduktionsrate von 18% für Li-Ionen-Batteriespeicher bis

ins Jahr 2020 weitergeführt, so erhält man einen Preisbereich von 450 bis 950 €/kWh Nutzkapazität. Moshövel et al. (2015, S. 91) ermitteln für das Jahr 2020 eine Preisspanne von 300 bis 1.300 €/kWh und rechnen mit Preisen von 200 bis 650 €/kWh für das Jahr 2030. Schmidt et al. (2017, S. 4) ermitteln über den Lernkurvenansatz für 2020 eine Preisreduktion auf 58% der Preise von 2015. Da der Startwert der Autoren allerdings bei ca. 1.500 €/kWh liegt, errechnet sich daraus für das Jahr 2020 ein Preis von 900 €/kWh (bei einem $/€-Wechselkurs von 1,3).

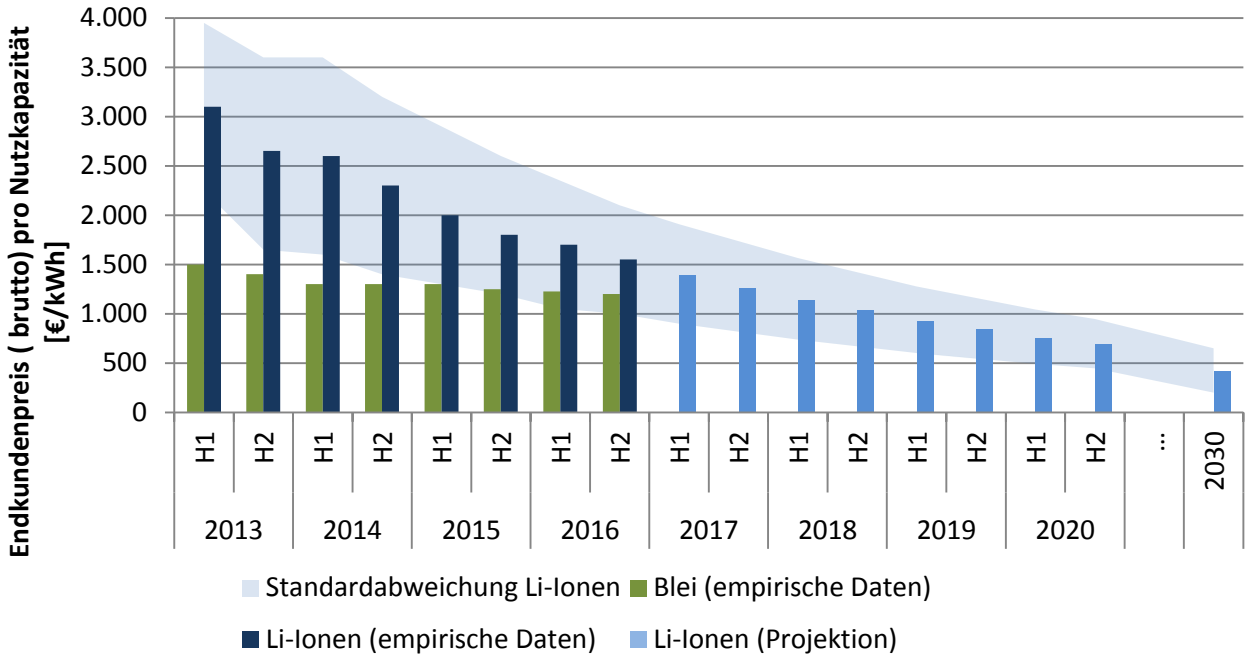


Abbildung 4-1: Entwicklung des Endkundenpreises für PV-Heimspeicher-Batteriesysteme der letzten Jahre mit Projektion basierend auf der Preisentwicklung der Jahre 2013-2016 (eigene Grafik auf Basis der Daten von (Figgener et al. 2017, S. 47). Werte für 2030 von Moshövel et al. (2015, S. 91).

Die Lebensdauer heutiger Li-Ionen-Batterien beträgt ca. 4.000 bis 7.000 Zyklen (Beck, S. 174). Rein rechnerisch ergeben sich bei 220 Zyklen pro Jahr, wie sie für den Haushaltsbereich typisch sind, somit Lebensdauern von 18 bis 32 Jahren. Dies übersteigt allerdings die kalendarische Lebensdauer des Speichers von 10 bis 15 Jahren (siehe Abschnitt 3.1.2).

Bei Nutzung der PV-Anlage über einen Zeitraum von 20 Jahren müssen daher nach ca. 10 Jahren Ersatzinvestitionen für den Batteriespeicher berücksichtigt werden. Bis zum Ersatzzeitpunkt muss allerdings mit einer deutlichen Preisreduktion gerechnet werden. Die Differenz zwischen den Kostenannahmen für 2020 (400 bis 800 €/kWh) und 2030 (250 bis 550 €/kWh) entsprechen einer Preisreduktion von 31 bzw. 38%. Angaben von Batterieherstellern zeigen, dass bei den Ersatzkosten im Durchschnitt mit 60% der Anfangskosten zu rechnen ist (siehe Lorenz und Schröder 2014, S. 13).

4.2.1. Aktuelle Preise von Batteriesystemen größer 50 kWh

Die Preise von Batteriespeichern ab 50 kWh Nutzkapazität sind in Abbildung 4-2 zu sehen. Die Daten sind den Produktdatenbanken von PV Magazine online (2017) und C.A.R.M.E.N. e.V. (2016) entnommen und repräsentieren die Angaben von Herstellern. Sie beziehen sich auf das Batteriesystem ohne Installationskosten und sind in drei Größenklassen unterteilt. Generell nimmt der spezifische Preis pro Nutzkapazität mit größer werdenden Speicherkapazitäten leicht ab. In den größeren Klassen (100 bis 500 kWh und 500 bis 1.000 kWh) geben die Hersteller eher eine Bandbreite für den Preis an, während Batteriespeicher bis 100 kWh eher Standardprodukte mit festgelegtem Preis sind. Im Bereich von 50 bis 100 kWh liegen die Preise derzeit zwischen 750 und 1.500 €/kWh.

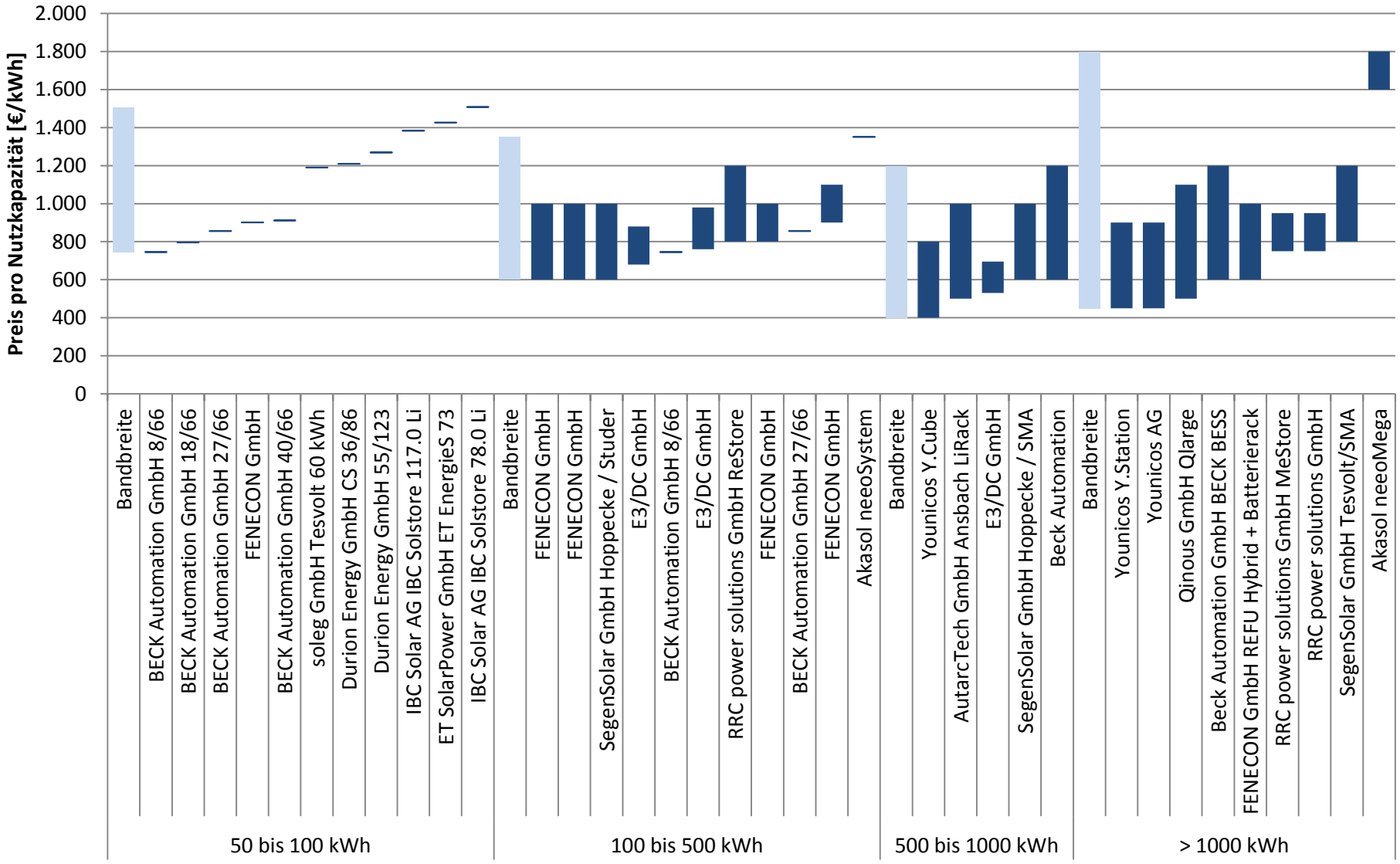


Abbildung 4-2: Übersicht über spezifischen Preis pro Nutzkapazität für Li-Ionen-Speicher größer 50 kWh, aufgegliedert nach Größenkategorien, sortiert nach dem geringsten Mindestpreis. Eigene Grafik basierend auf Daten von PV Magazine online (2017) und C.A.R.M.E.N. e.V. (2016).

4.2.2. Zukünftige Preisentwicklung von Batterien nach dem Lernkurvenansatz

Die Lernkurve stellt im Allgemeinen den Zusammenhang zwischen der Anzahl der Vorgänge eines Prozesses und den Input/Outputfaktoren des Prozesses dar (Springer Gabler Verlag 2017). Die Lernrate beschreibt dabei das Sinken der Fertigungskosten bezogen auf die Verdopplung der kumulierten Produktionsmenge. Mit der Lernkurve kann also der Zusammenhang von Kosten bzw. Preisen von Stromspeichern zu den Absatzzahlen ermittelt werden.

Prinzipiell sind bei der Lernkurvenanalyse Kostendaten den Preisdaten vorzuziehen, jedoch liegen im Fall von Batteriesystemen häufig nur die Preisdaten vor. Außerdem ist die Datenbasis aufgrund des jungen Marktes sehr gering, so dass bei der Analyse teilweise auf Daten für Elektromobile oder Batteriepacks für die Elektromobilindustrie zurückgegriffen wird.

Tabelle 4-1 gibt eine Übersicht über die bestehende Literatur zu Lernkurven von Li-Ionen-Produkten. Nykvist und Nilsson (2015) zeigen die Ergebnisse der Lernkurvenanalyse von Li-Ionen-Batteriepacks für die Elektromobilindustrie. Die Analyse basiert auf einer umfangreichen Literatur- und Marktanalyse und kommt zu einer Lernrate von 6% für Marktführer bzw. 9% für die Gesamtindustrie. Diese Ergebnisse sind nur bedingt übertragbar auf die Preise von stationären Speichersystemen: Zum einen liegen die Preise in der Elektromobilindustrie aufgrund der größeren Absatzzahlen niedriger, zum anderen bestehen stationäre Speichersysteme neben den Batteriepacks aus weiteren Komponenten mit anderen Lernraten.

Schmidt et al. (2017) analysieren eine größere Anzahl an Technologien, aber mit weniger Datenpunkten und weniger Quellen als Datenbasis. Sie kommen auf eine Lernrate von 12% für Systempreise von PV-Heimspeichern und Speichersysteme bei Stromversorgern sowie 16 % für Batteriepacks von Elektromobilen. Bei allen genannten Quellen ist zu beachten, dass die Analysen auf sehr wenigen Datenpunkten basieren, die ermittelten Lernraten daher mit großer Unsicherheit behaftet sind.

Tabelle 4-1: Übersicht über bestehende Literatur zu Lernkurven von Li-Ionen-Produkten

Bezug	Datenbasis	Jahr	Lernrate	Quelle
PV-Heimspeicher, Systempreise	4 Datenpunkte (zitieren Marktanalysen)	2017	12 ± 4%	Artikel in Fachzeitschrift: (Schmidt et al. 2017, S. 4)
PV-Heimspeicher, Nettopreise pro Nutzkapazität	Marktpreise 2013-2015	2015	20%	Öffentliche Studie: (Kairies et al. 2016, S. 56)
Energieversorger, Modulpreise	6 Datenpunkte (zitieren Marktanalysen)	2017	12 ± 3%	Artikel in Fachzeitschrift: (Schmidt et al. 2017, S. 4)

Bezug	Datenbasis	Jahr	Lernrate	Quelle
Batteriepacks für Elektromobile	7 Datenpunkte (zitieren Markt-analysen)	2017	16 ± 4%	Artikel in Fachzeitschrift: (Schmidt et al. 2017, S. 4)
Batteriepacks für Elektromobile	Umfangreiche Literatur- und Marktrecherche	2015	6% / 9%	Artikel in Fachzeitschrift: (Nykvist und Nilsson 2015, S. 329)
Batteriepacks für Elektromobile	6 Datenpunkte (2006-2012)	2016	21,6%	Vortrag Marktanalyse: (Liebreich 2015, S. 13)
Zellen für Elektromobile	5 Datenpunkte von avicenne	2014	15%	Konferenz-Veröffentlichung: (Hoffmann 2014, S. 6)
Zellen für Elektromobile	11 Datenpunkte 1993-2003 von Batteryuniversity (2008)	2009	17%	Öffentliche Studie: (Nagelhout und Ros 2009, S. 30)
Batteriepacks (Hochenergie) in der Unterhaltungselektronik	Literatur- und Marktdaten von Yoshio, avicenne, Batteryuniversity (1991-2008)	2012	14%	Artikel in Fachzeitschrift: (Mayer et al. 2012, S. 14470)
Batterien in der Unterhal-tungselektronik	13 Datenpunkte, Daten von Brodd (2002)	2015	22%	Artikel in Fachzeitschrift: (Matteson und Williams 2015, S. 326)

Um mit der Lernrate die entsprechenden zukünftigen Preise für Batteriespeicher zu errechnen, müssen Prognosen für die Entwicklung der Installation von Batteriespeichern hinterlegt werden. Da der Markt noch relativ jung ist, sind bisher nur wenige Entwicklungsprognosen öffentlich verfügbar. Bloomberg erwarten ein globales Marktwachstum von 6,0 GWh in 2015 auf 81,3 GWh in 2024 (Goldie-Scot und Logan, S. 10). Wird auf dieses Marktwachstum die Lernrate von 6 bis 9% von Nykvist und Nilsson angewandt, so ergibt sich eine Preisreduktion von 56 bis 72% für das Jahr 2024. Abbildung 4-3 zeigt die berechneten Entwicklungen im Vergleich zu Literatur mit direkten Kostenentwicklungsangaben.

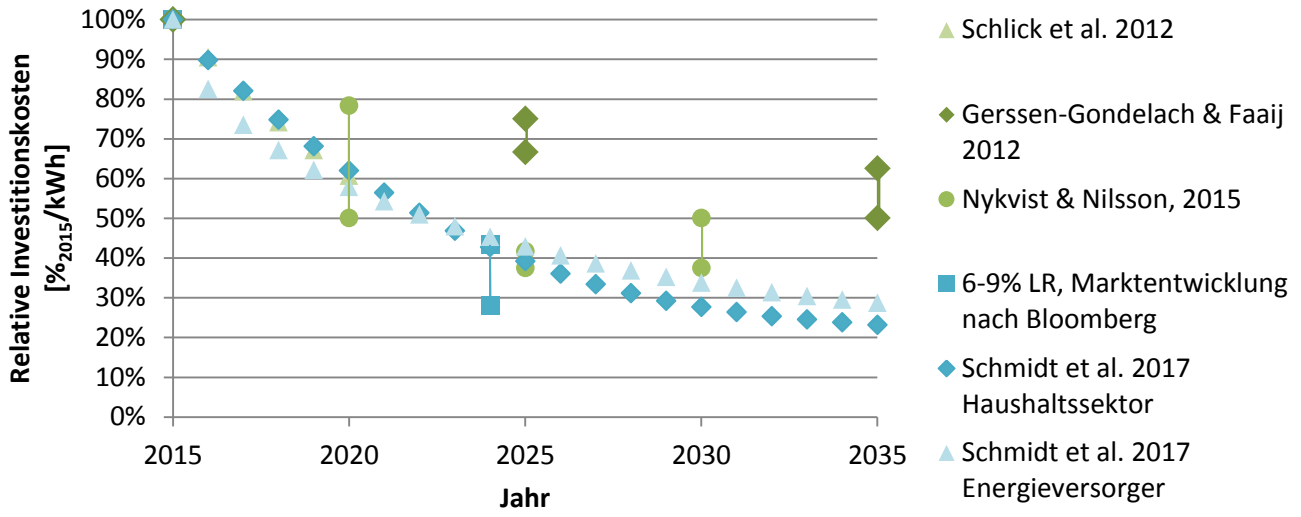


Abbildung 4-3: Relative Entwicklung der Investitionskosten für Batteriespeicher aus Literatur (grün) (Schlick et al. 2012; Gerssen-Gondelach und Faaij 2012; Nykvist und Nilsson 2015) und über den Lernkurvenansatz berechnet (blau). Schmidt et al. (2017) machen eigene Berechnungen auf Basis der von ihnen ermittelten Lernraten.

Nykvist und Nilsson (2015) fassen zukünftige Kostenabschätzungen aus wissenschaftlichen Publikationen zusammen und kommen somit auf unterschiedlich starke Preisreduktionen in 2025 und 2030. Die erwartete Preisreduktion nach der Berechnung mit dem Lernkurvenansatz und unterschiedlichen erwarteten Marktentwicklungen ist deutlich geringer als die von Nykvist und Nilsson angegebene. Die Angaben von Schmidt et al. (2017), die sich auf die Entwicklung der Preise in Abhängigkeit der Marktgröße beziehen, zeigen die stärkste Preisreduktion für das Jahr 2035.

In Abschnitt 4.2.1 wurde bereits gezeigt, dass eine Ersatzinvestition bei PV-Heimspeichern mit 60% des Anfangspreises realistisch ist. Auf Basis der in diesem Abschnitt gezeigten Untersuchungen kann bei größeren Batteriespeichern von einer stärkeren Reduktion des Anfangspreises und daher von einer geringeren Reinvestition von ca. 40% des Anfangswertes (nach 10 Jahren) ausgegangen werden.

4.3. Wirtschaftliche Parameter PV-Anlagen

Die PV-Systempreise sind in der Vergangenheit mit einer Lernrate von 20% gefallen (Kost et al. 2013b, S. 24; Candelise et al. 2013, S. 100). Die Prognose für die zukünftige Entwicklung von Kost et al. (2013b, S. 24) geht zunächst von einer Seitwärtsbewegung bis Ende 2014 aus und vermutet dann eine weitere Kostensenkung mit einer Lernrate von 15%, basierend auf den Untersuchungen von Bhandari und Stadler (2009). Die Prognose basierend auf Euro$_{2013}$-Werten entspricht in etwa den realen Preisdaten, die von EuPD für 2016 erhoben wurden (BSW-Solar 2016, S. 24, 2016, S. 24). Demnach liegen die Kosten für PV-Aufdachanlagen (kristalline PV-Module) zwischen 1.400 und 2.300 €/kW$_p$ für Anlagen kleiner

3 kW_p sowie zwischen 1.200 und 1.800 €/kW_p für Anlagen zwischen 3 und 10 kW_p. Aufgrund der Übereinstimmung der Daten von Kost et al. und EuPD-Daten wird die Preisprognose von Kost et al. auf realer Preisbasis für die vorliegende Untersuchung verwendet. Abbildung 4-4 zeigt die Preisentwicklung für Anlagen bis 10 kW_p sowie für große Anlagen zwischen 10 und 1.000 kW_p.

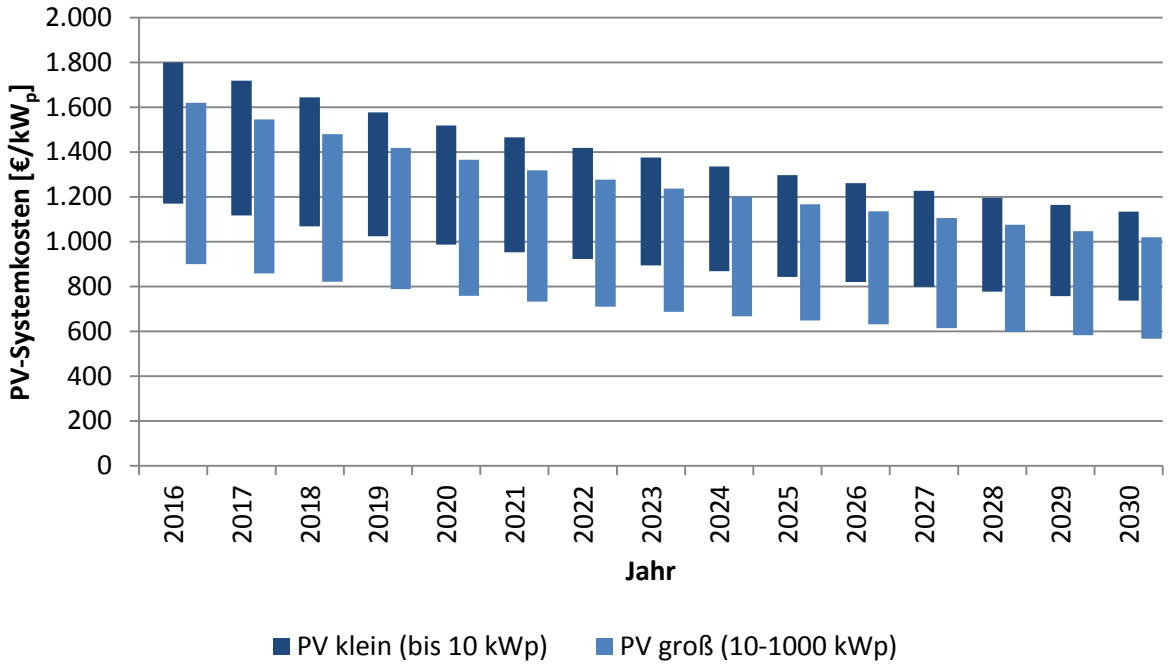


Abbildung 4-4: Prognose zur Entwicklung der PV-Systempreise. Eigene Grafik basierend auf Daten von (Kost et al. 2013b) und (BSW-Solar 2016, S. 24)

4.4. Entgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern

Bei Nutzung und Vertrieb von Strom fallen unterschiedlich hohe Aufschläge auf den Strompreis an. Der Haushaltsstrompreis beispielsweise besteht zu knapp 80% aus Entgelten, Abgaben, Steuern und Umlagen (bdew 2017, S. 3), weshalb diese Preisbestandteile eine hohe Relevanz für die Wirtschaftlichkeit haben. Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über die zu berücksichtigenden Steuern, Abgaben und Umlagen sowie die Netznutzungsentgelte.

EEG-Umlage: Über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sind Netzbetreiber verpflichtet, Betreibern von erneuerbare-Energien-Anlagen eine festgelegte Vergütung pro eingespeiste Einheit Strom zu erstatten. Den erhaltenen Strom können sie an der Börse wiederum zu marktüblichen Preisen verkaufen. Um die Differenz zwischen gezahlter EEG-Vergütung und meist niedrigeren Börsenstromerlösen zu decken, zahlen die Stromverbraucher pro bezogener Kilowattstunde Strom die EEG-Umlage. Die Höhe der Umlage wird jährlich auf Basis einer Prognose der EEG-Differenzkosten für das Folgejahr festgelegt.

Netznutzungsentgelte (NNE): Ausgaben für Bau und Erhalt des Übertragungs- und Verteilnetzes können die Netzbetreiber über die Netznutzungsentgelte auf die Verbraucher umle-

gen (StromNEV, vom 22.12.2016, § 15). Dabei fallen die NNE nur für Strom an, der durch das öffentliche Netz geleitet wird. Wird der Strom ausschließlich durch private Stromleitungen geleitet, fallen keine NNE an. Die Höhe der NNE wird nach einer vorgegebenen Systematik ermittelt.

Konzessionsabgabe: Da das örtliche Stromnetz einen Teil der örtlichen Infrastruktur darstellt, muss bei Nutzung des Stromnetzes der jeweiligen Kommune eine Konzessionsabgabe gezahlt werden. Der Netzbetreiber erhebt die Abgabe von den Stromkunden und gibt sie an die Kommune weiter (Bundesregierung 2005, §§ 46–48). In der Konzessionsabgabenverordnung sind Obergrenzen für die Abgabe gestaffelt nach der Einwohnerzahl des Ortes festgelegt (Bundesregierung 1992, S. 2): Für kleinere Orte liegt die Obergrenze bei 1,32 €ct/kWh, bei größeren Städten bis 2,39 €ct/kWh.

KWKG-Umlage: Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) regelt die Förderung von Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) im Sinne des Umwelt- und Klimaschutzes (KWKG, vom 22.12.2016, § 1). KWK-Anlagen werden demnach über eine feste Vergütung gefördert, die durch den jeweiligen Netzbetreiber ausgezahlt wird. Die Netzbetreiber dürfen die Kosten für die Förderung von KWK-Anlagen über eine Umlage von den Stromverbrauchern erheben (KWKG, vom 22.12.2016, § 26). Die Höhe der Umlage wird von den Netzbetreibern jeweils bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres für das Folgejahr ermittelt und veröffentlicht.

Offshore-Haftungsumlage: Bei Störungen oder Verzögerungen des Netzanschlusses von Offshore-Windparks sind die Netzbetreiber verpflichtet, Entschädigungszahlungen an die Betreiber zu leisten. Über die Offshore-Haftungsumlage können die Netzbetreiber die Kosten auf die Verbraucher umlegen. Da Überschüsse und Defizite aus den Vorjahren berücksichtigt werden, kann die Umlage auch negativ sein.

Umlage für abschaltbare Lasten (AbLaV-Umlage): Zum Ausgleich von Stromnachfrage und -erzeugung können Betreiber von Übertragungsnetzen Abschaltleistung von Industriebetrieben in Anspruch nehmen. Über ein Ausschreibungsverfahren werden die so genannten abschaltbaren Lasten angeboten, nach dem Preis geordnet und bezuschlagt. Kosten für die Vergütung der Abschaltung können die Netzbetreiber über die AbLaV-Umlage ausgleichen (AbLaV, vom 28.12.2012, § 18).

Stromsteuer: Auf Strom, der aus dem öffentlichen Netz zum Letztverbrauch oder Eigenverbrauch entnommen wird, entsteht eine Stromsteuer (StromStG, vom 05.12.2012, § 5). Eine Befreiung ist möglich, z.B. wenn Strom für die Herstellung von Gas verwendet wird (Sektorkopplung) und bei Verwendung des Stromes für bestimmte chemische oder mechanische Prozesse (z.B. Metallerzeugung) (StromStG, vom 05.12.2012, § 5). Die Steuer beträgt der-

zeit 20,5 €/MWh (StromStG, vom 05.12.2012, § 3). Wird ein Stromspeicher in einem ausschließlich Grünstrom führenden Netz betrieben, kann der eingespeicherte Strom ebenso von der Stromsteuer befreit sein (StromStG, vom 05.12.2012, § 9 Abs. 1). Bei der Nutzung von selbst erzeugtem Strom oder der Nutzung von Strom im „räumlichen Zusammenhang“ fällt ebenfalls keine Stromsteuer an, sofern die Nennleistung zwei Megawatt nicht überschreitet (StromStG, vom 05.12.2012, $ 9 Abs. 1 Nr. 3a).

Umsatzsteuer: Für die Stromerzeugung mit PV-Anlage oder BHKW kommen zwei Steuermodelle infrage: Die Kleinunternehmerregelung und die Regelbesteuerung. Bei der Kleinunternehmerregelung zahlt der Betreiber beim Kauf der Anlage die Umsatzsteuer; auf den selbst verbrauchten Strom muss dann keine Umsatzsteuer bezahlt werden (UStG, vom 22.12.2014, § 19). Diese Regelung kann angewendet werden, wenn der Umsatz im Vorjahr 17.500 Euro nicht überschritten hat und der erwartete Umsatz für das nächste Jahr unter 50.000 Euro liegt (UStG, vom 22.12.2014, § 19). Bei der Regelbesteuerung muss auf den aus einer PV-Anlage oder einem BHKW erzeugten und selbst verbrauchten Strom die Umsatzsteuer gezahlt werden (BMBF 2012). Im Gegenzug dazu kann sich der Investor beim Kauf der Anlage die Steuer erstatten lassen (Vorsteuerabzug). Da der Vorsteuerabzug in der Regel die Wirtschaftlichkeit stärker beeinflusst als die Zahlung der Umsatzsteuer auf erzeugten Strom, wählen viele Unternehmer die Regelbesteuerung.

Als Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Steuer auf eigenverbrauchten Strom dient ein fiktiver Einkaufspreis. Wenn der Besitzer der PV-Anlage Strom von einem Stromversorger bezieht, so ist der Preis als fiktiver Einkaufspreis anzusetzen. (Ministerium für Finanzen Baden-Württemberg 2016, S. 5)

Gewerbesteuer: Auf den Ertrag eines Gewerbebetriebs ist die Gewerbesteuer an die zuständige Gemeinde zu entrichten (Bundesregierung 1936, §§ 1–2). Die Steuer ist je nach Gemeinde unterschiedlich hoch und bezieht sich auf den Gewinn des Gewerbes. Da die Gewerbesteuer somit abhängig ist von den gesamten Tätigkeiten des Investors, wird sie in der Wirtschaftlichkeitsberechnung dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Körperschaftssteuer: Die Körperschaftssteuer ist ebenfalls eine Steuer auf den Ertrag und betrifft Kapitalgesellschaften, Aktiengesellschaften, Kommanditgesellschaften, Genossenschaften und weitere (Bundesregierung 1976, § 1). Der Steuersatz beträgt 15% des zu versteuernden Einkommens (Bundesregierung 1976, § 23). Da die Körperschaftssteuer wie die Gewerbesteuer den Gesamtgewinn des Unternehmens betrifft, wird sie in der Wirtschaftlichkeitsrechnung ebenfalls nicht berücksichtigt.

Abbildung 4-5 zeigt die zu zahlenden Abgaben, Umlagen und Steuern für unterschiedliche Stromnutzungs- bzw. Verbrauchskonzepte mit PV-Stromerzeugung. Wird der Strom über

das öffentliche Netz an Kunden verkauft, so sind alle oben beschriebenen Abgaben, Umlagen und Steuern zu entrichten. Wird der Strom an Kunden innerhalb einer Kundenanlage, also mit eigenem Stromnetz oder innerhalb eines Gebäudes, so fallen die Umsatzsteuer sowie die EEG-Umlage an. Gilt der Strom als Eigenstrom, so kann die EEG-Umlage auf 40% reduziert werden. Ist die Stromerzeugungsanlage kleiner als 10 kW_p, so wie häufig bei PV-Aufdachanlagen auf Einfamilienhäusern der Fall, so kann der Nutzer sich auch komplett von der EEG-Umlage befreien lassen. Bei allen Konstellationen sind die Kosten der PV-Stromerzeugung exemplarisch mit 10 ct/kWh dargestellt, so dass die Differenz zwischen dem Haushaltsstrompreis und der Stromerzeugung plus der zu zahlenden Abgaben, Umlagen und Steuern den Spielraum für die Nutzung eines Batteriespeichers zeigt.

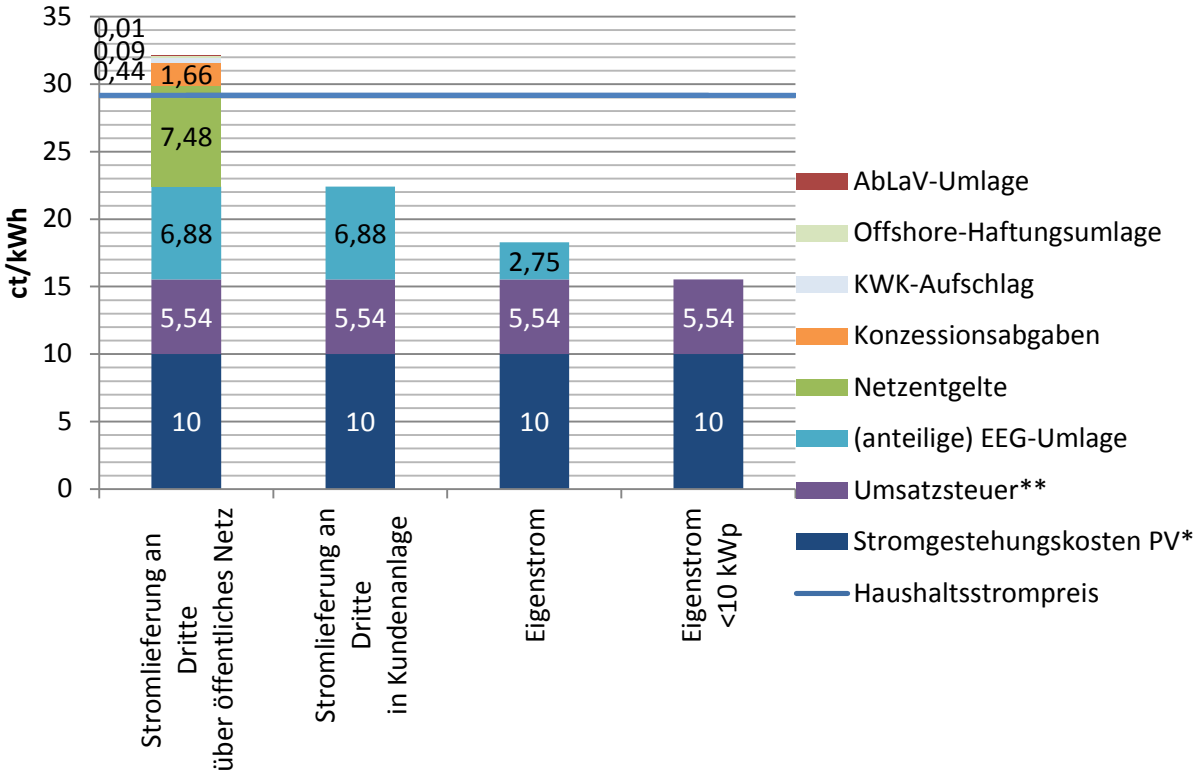


*Abbildung 4-5: Abgaben, Umlagen und Steuern die auf die jeweilige Art der Stromnutzung bzw. Stromveräußerung von PV-Strom anfallen, im Vergleich zum Haushaltsstrompreis. *Stromgestehungskosten exemplarisch, **Umsatzsteuer ist bezogen auf den durchschnittlichen Haushaltsstrompreis von 29,16 ct/kWh*

4.5. EEG-Vergütung

Seit dem Jahr 2000 ist die Einspeisevergütung für Erneuerbare-Energien-Anlagen gesetzlich geregelt. Durch technologische Fortschritte, Skaleneffekte und die Erweiterung des Marktes besonders nach China hat sich der Preis für PV-Anlagen seit dem stark verringert, so dass die Vergütungssätze stetig angepasst wurden. Mit der EEG-Novelle 2012 wurden die Vergütungsklassen für Photovoltaik neu definiert und mit der Photovoltaik-Novelle vom Juni 2012 wurde rückwirkend zum April 2012 ein sogenannter „atmender Deckel“ für die PV eingeführt.

Dies bedeutet, dass die Vergütung für neu gebaute PV-Anlagen abhängig vom Zubau innerhalb des letzten Jahres festgelegt wird. Damit soll das Ziel der Bundesregierung, den Zubau auf 52 GW bis 2020 zu begrenzen, erreicht werden, was einem jährlichen Ausbaukorridor von 2,5 bis 3,5 GW entspricht.

Abbildung 4-6 zeigt die Entwicklung der PV-Einspeisevergütung zwischen April 2012 und Juli 2017. Die Vergütungssätze für die drei Größenklassen sind zunächst stark gefallen und haben sich dann ab Juli 2014 auf einem Niveau von knapp 11 bis etwas über 12 ct/kWh stabilisiert. Seitdem ist nur noch eine sehr geringe Degression und ab September 2015 gleichbleibende Vergütungssätze zu verzeichnen. Die Vergütung für PV-Anlagen bis 10 kW_p beträgt im Januar 2017 12,3 €ct/kWh.

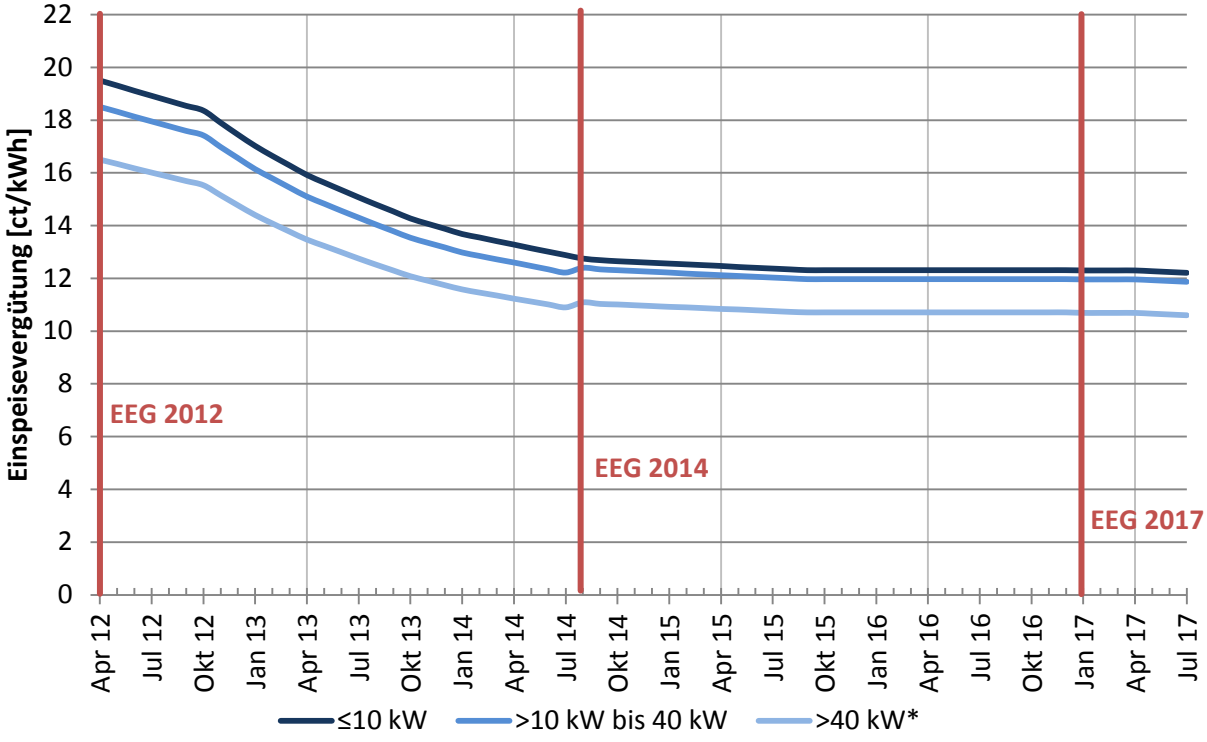


*Abbildung 4-6: Entwicklung der EEG-Fördersätze für PV-Anlagen auf oder an Gebäuden zwischen April 2012 und Januar 2017. *Anlagen ab 1 MW erhalten seit Inkrafttreten des EEG 2014 keine Vergütung mehr. Die Vergütung ab Januar gilt nur für Anlagen bis 750 kW_p (bei größeren Anlagen ist die Förderung über Ausschreibungen geregelt). Eigene Darstellung auf Basis der Daten der Bundesnetzagentur (2017b).*

Die EEG-Vergütung endet mit dem Erreichen von 52 GW installierter PV-Leistung (EEG 2017, vom 22.12.2016, § 49 Abs. 5). Bis dahin wird die Vergütung abhängig von der im jeweils letzten Jahr installierten PV-Leistung vierteljährlich angepasst (EEG 2017, vom 22.12.2016, § 49 Abs 2).

Auch die Stromerzeugung aus Biomasse wird über das EEG mit einem festen Satz pro erzeugter Kilowattstunde Energie vergütet (EEG 2017, vom 22.12.2016, § 42). Wird ein BHKW

mit Biogas betrieben, so kann es Anspruch auf die EEG-Vergütung erheben. Die Vergütung für mit Biomasse betriebenen BHKW beträgt in der Leistungsklasse bis einschließlich 150 kW derzeit 13,32 ct/kWh (EEG 2017, vom 22.12.2016, § 42).

4.6. KWKG-Vergütung

Das KWKG regelt die Förderung von Stromerzeugung aus KWK-Anlagen im Sinne des Umwelt- und Klimaschutzes (KWKG, vom 22.12.2016, § 1). KWK-Anlagen können demnach einen Zuschlag für Stromeinspeisung ins Netz und für den Direktverbrauch entsprechend Tabelle 4-2 beantragen. Der Zuschlag wird für die ersten 60.000 Vollbenutzungsstunden gezahlt, egal ob diese dem Direktverbrauch dienen oder ins Netz eingespeist werden (KWKG, vom 22.12.2016, § 8). Eine Kombination von KWKG-Vergütung und EEG-Vergütung ist nicht möglich.

Tabelle 4-2: Zuschlagshöhe für Netzeinspeisung und Direktverbrauch von Strom aus KWK-Anlagen (KWKG, vom 22.12.2016, § 7)

KWK-Leistung	Zuschlag für Netzeinspeisung	Zuschlag für Direktverbrauch
Bis zu 50 kW	8 ct/kWh	4 ct/kWh
> 50 kW bis zu 100 kW	6 ct/kWh	3 ct/kWh
> 100 kW bis zu 250 kW	5 ct/kWh	-
> 250 kW bis zu 2 MW	4,4 ct/kWh	-
> 2 MW	3,1 ct/kWh	-

4.7. KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher"

Die deutsche Bundesregierung fördert seit 2013 die Neuinstallation oder nachträgliche Installation von Batteriespeichern über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Die Förderung bezieht sich auf Batteriespeicher, die in Kombination mit einer PV-Anlage bis 30 kW_p installiert werden. Über einen Tilgungszuschuss kann der Nutzer die Kosten für den Kauf des Batteriespeichers verringern. Abbildung 4-7 zeigt die Entwicklung des KfW-Tilgungszuschusses seit der Einführung des Programmes im April 2013 bis zum geplanten Ende am 31.12.2018. Die maximalen spezifischen förderfähigen Kosten betragen 2.000 € pro kW_p PV-Anlagenleistung (BMWi 07.06.2017, S. 4). Wer von dem Förderprogramm profitieren möchte, muss die PV-Einspeiseleistung seit April 2016 auf 50% der Maximalleistung begrenzen (vorher 60%). Dies soll eine netzdienliche Integration des Speichers gewährleisten (siehe Weniger et al. 2016). Die Begrenzung gilt für die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage, mindestens aber für 20 Jahre (BMWi 07.06.2017, S. 3).

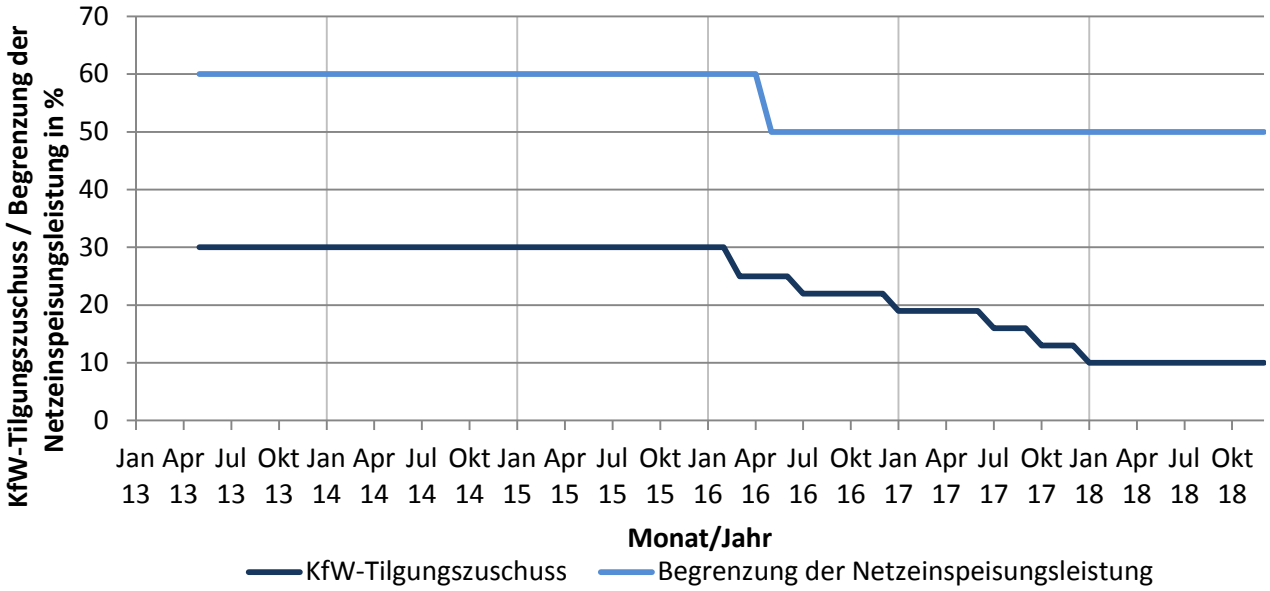


Abbildung 4-7: Entwicklung der KfW-Tilgungszuschusses für stationäre Batteriespeichersysteme und der Begrenzung der Netzeinspeiseleistung der zugehörigen PV-Anlage, April 2013 bis Dezember 2018

In Abbildung 4-8 sind die Kosten (basierend auf dem arithmetischen Mittel) von Speichersystemen, nach Abzug des Förderbetrags, im Zeitverlauf dargestellt. Dies ist eine exemplarische Rechnung, die davon ausgeht, dass der maximale Förderbetrag nicht erreicht wird, so dass die Förderung direkt vom Batteriespeicherpreis abhängig ist.

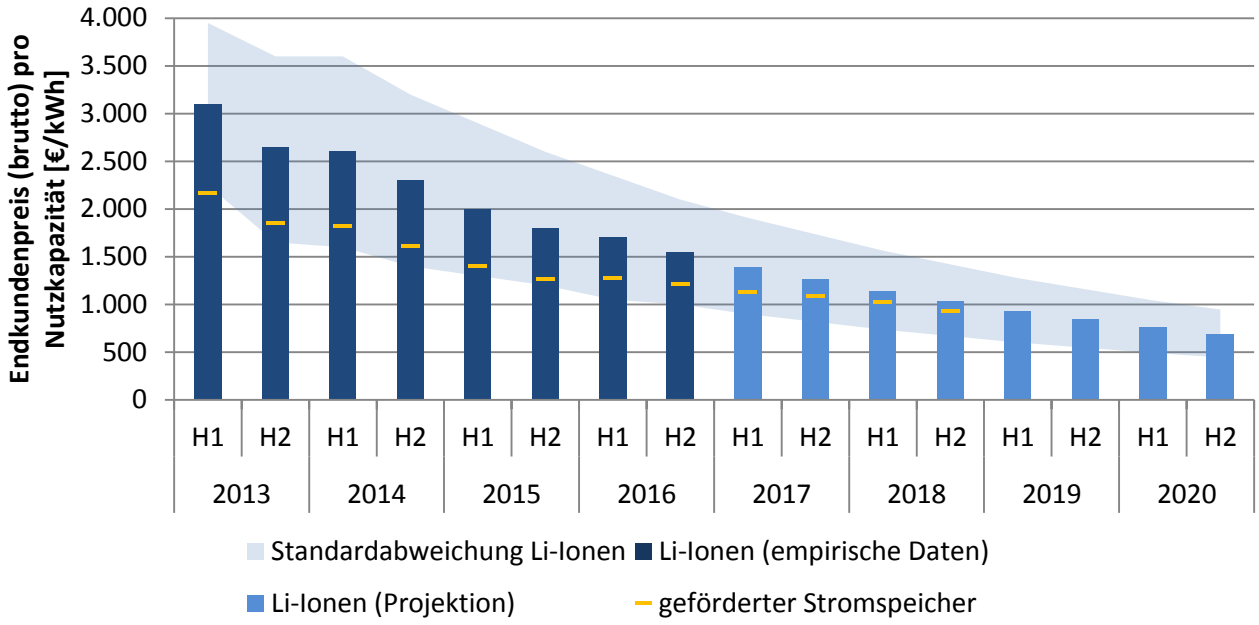


Abbildung 4-8: Preisentwicklung von Li-Ionen-PV-Heimspeichersystemen – Vergleich der Systemkosten mit und ohne KfW-Förderung. Beispielhafte Rechnung basierend auf dem arithmetischen Mittel, davon ausgehend, dass der maximale Förderbetrag nicht überschritten wird. Eigene Grafik basierend auf Daten von (Figgener et al. 2017, S. 47) und (KfW Bankengruppe 2016)

Es zeigt sich dabei, dass die Kosten für einen Batteriespeicher mit Förderung von ca. 2.200 €/kWh bis knapp unter 1.000 €/kWh im Zeitraum der Förderung fallen. Die Kostendegression verläuft somit über die Zeit etwas langsamer als bei den Systemen ohne Förderung. Die frühere Absenkung der resultierenden Kosten für die Verbraucher soll einen Anreiz schaffen, früher in Speichersysteme zu investieren, statt auf ein Absenken der Preise zu warten (Kairies et al. 2016, S. 56).

4.8. Mieterstromgesetz

Das im Juni 2017 beschlossene Gesetz zur Förderung von Mieterstrom soll den Ausbau der dezentralen Solarenergie unterstützen und die unmittelbare Beteiligung von Mietern am Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglichen (BMWi 17.03.2017). Das Gesetz ist nicht eigenständig, sondern beschreibt Änderungen an EEG, EnWG und KWKG. Mieterstrom ist definiert als der Strom, der in einer Photovoltaikanlage bis zu einer Leistung von 100 kW_p erzeugt wird, die „auf, an oder in“ einem Wohngebäude installiert ist und der an Letztverbraucher im Gebäude oder in unmittelbarer räumlicher Nähe geliefert wird. Voraussetzung ist, dass mindestens 40% der Gebäudefläche für Wohnzwecke genutzt werden (EEG 2017, vom 22.12.2016, § 21, Abs. 3).

Die Höhe der Vergütung für Mieterstrom entspricht dem anzulegenden Wert der EEG-Vergütung abzüglich 8,5 ct/kWh (EEG 2017, vom 22.12.2016, § 23b). Für Juli 2017 entspricht dies einer Vergütung von 3,7 ct/kWh für PV-Anlagen bis 10 kW_p, 3,37 ct/kWh für Anlagen bis 40 kW_p und 2,11 ct/kWh für Anlagen bis 100 kW_p. Die Förderung ist auf Strom aus Anlagen mit bundesweit insgesamt 500 MW pro Jahr begrenzt (EEG 2017, vom 22.12.2016, § 23 b, Abs. 3).

Für den Stromvertrag mit den Mietern ist gesetzlich geregelt, dass die Vertragsbindung maximal ein Jahr betragen darf und mit Ende des Mietverhältnisses endet. Der Preis für den Mieterstrom ist durch eine Obergrenze beschränkt: Er darf 90% des örtlichen Grundversorgungstarifs nicht übersteigen. Der Mieter kann außerdem nicht zur Teilnahme am Mieterstrom verpflichtet werden. (EnWG, § 42a)

Der im Haus verbrauchte Strom wird über das Summenzählermodell ermittelt. Dazu wird am Gebäudeanschluss ein Zweirichtungszähler installiert, der den über ein Jahr im Haus verbrauchten Strom misst. Dabei bleibt unberücksichtigt, ob der Strom von den am Mieterstrommodell teilnehmenden Mietern verbraucht wird oder von Mietern, die einen Stromvertrag mit einem anderen Anbieter haben. Sobald der Summenzähler mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist, soll die Bilanzierung viertelstündlich stattfinden. (EnWG, § 20, Abs. 1d)

5. Stromspeicherkostenbetrachtung

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde eine Analyse der Stromspeicherkosten von vier Technologiegruppen (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batteriespeicher und Power-to-Gas-Speicher) durchgeführt und in der wissenschaftlichen Zeitschrift „Applied Energy“ veröffentlicht. Der Kostenvergleich ermöglicht die Einordnung der Stromspeicherkosten unterschiedlicher Anwendungen in den Gesamtkontext der Stromspeicherung. In diesem Kapitel findet sich eine gekürzte Fassung des Artikels (Jülch 2016); die vollständige Veröffentlichung findet sich in Anhang III.

5.1. Hintergrund und Motivation

Sollen Stromspeichertechnologien hinsichtlich ihrer Kosten verglichen werden, so sind in der Literatur zwei Herangehensweisen zu finden: Zum einen untersuchen viele Autoren einzelne Technologien in spezifischen Anwendungen (siehe z.B. Lorenz und Schröder 2014; Conrad et al. 2014), deren Ergebnisse oft aufgrund der Unterschiedlichkeit der Anwendungen nicht vergleichbar sind. Zum anderen werden generelle Untersuchungen übergreifend für mehrere Technologien durchgeführt (z.B. Zakeri und Syri 2015; Abdon et al.; Weiss et al. 2016), mit einem geringeren Detaillierungsgrad. Die Vergleichbarkeit der Ergebnisse ist aufgrund unterschiedlicher Berechnungsmethoden und der Betrachtung unterschiedlicher Anwendungsfälle nicht gegeben. Ziel ist daher, mittels einheitlicher, anwendungsneutraler Berechnungsmethode ein möglichst detailliertes Bild der Stromspeicherkosten unterschiedlicher Technologien unabhängig vom Anwendungsfall zu untersuchen.

5.2. Methodik und Anwendungsbereich

Die Methodik der durchschnittlichen diskontierten Stromspeicherkosten (engl. Levelized Cost of Storage, LCOS) ist abgeleitet von der Methodik der durchschnittlichen diskontierten Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity, LCOE), die wiederum auf der Kapitalwertberechnung basiert (Konstantin 2013, 177 ff.). Die LCOE-Methode ist eine etablierte Methode für die Berechnung der Kosten von Energietechnologien (Konstantin 2013, 177 ff.; Kost et al. 2013b). Die LCOS berechnen sich durch die Summe aus der Investition I_0 und der Summe der Ausgaben A_t zu jedem Zeitpunkt t, diskontiert mit dem Zinssatz i über die Laufzeit n der Anlage (siehe Gleichung 4). Die Kosten werden geteilt durch die Summe der über die pro Zeitschritt t ausgespeicherte Energie W_{aus}, ebenfalls diskontiert auf den Investitionszeitpunkt mit dem Zinssatz i.

$$LCOS = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{(A_t)}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{(W_{aus,t})}{(1+i)^t}} \quad (4)$$

Besonderheiten bei der Berechnung der Stromspeicherkosten im Vergleich zu den Stromgestehungskosten liegen in der Berücksichtigung des Verhältnisses von Kapazität zu Leistung und in der Notwendigkeit der Betrachtung der Zyklenzahl bei Batteriespeichern. Zusätzlich muss wie bei den Stromgestehungskosten die Anzahl der Volllaststunden des Speichers und die Größenklasse der Technologie berücksichtigt werden.

Im Folgenden werden vier Technologiegruppen betrachtet:

- Pumpspeicher (PSW),
- Druckluftspeicher (engl. Compressed Air Energy Storage, CAES – diabat (dCAES) und adiabat (aCAES))
- Batteriespeicher (Li-Ionen-, Blei- und Vanadium-Redox-Flow(VRF)-Batterien)
- Power-to-Gas-Technologien (Wasserstoff (H_2) und Methangasspeicher (CH_4)) unter Betrachtung eines Kavernenspeichers bei Nutzung des nationalen Gasnetzes)

Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird eine einheitliche Speicherleistung von 100 MW untersucht. Des Weiteren werden zwei Speicherkonfigurationen betrachtet: Langzeitspeicher mit einem Energie-zu-Leistung-Verhältnis von 700 Stunden sowie ein Kurzzeitspeicher mit einem Energie-zu-Leistung-Verhältnis von 4 Stunden.

5.3. Ergebnisse und Diskussion

Abbildung 5-1 zeigt die Stromspeicherkosten für heute marktreife Technologien (PSW und dCAES) sowie zukünftigen Technologien (aCAES, H_2 und CH_4) bei einer einheitlichen Speichergröße von 100 MW und 70 GWh Kapazität (Langzeitspeicher). Die Kosten sind in Abhängigkeit der jährlichen Zyklenzahl bzw. der jährlich ausgespeicherten Energiemenge dargestellt. PSW sind zum heutigen Zeitpunkt die günstigste Technologie. Ein PSW-Langzeitspeicher mit einem Speicherzyklus pro Jahr hat beispielsweise Stromspeicherkosten von 93 bis 185 ct/kWh. Für die Zukunft wird mit einer deutlichen Preisreduktion von H_2- und CH_4-Technologien gerechnet, die sich für Langzeitspeicherung besonders eignen. Bei einem Speicherzyklus pro Jahr würden sich hier Kosten von 26 bis 43 ct/kWh (H_2) bzw. 36 bis 55 ct/kWh (CH_4) ergeben.

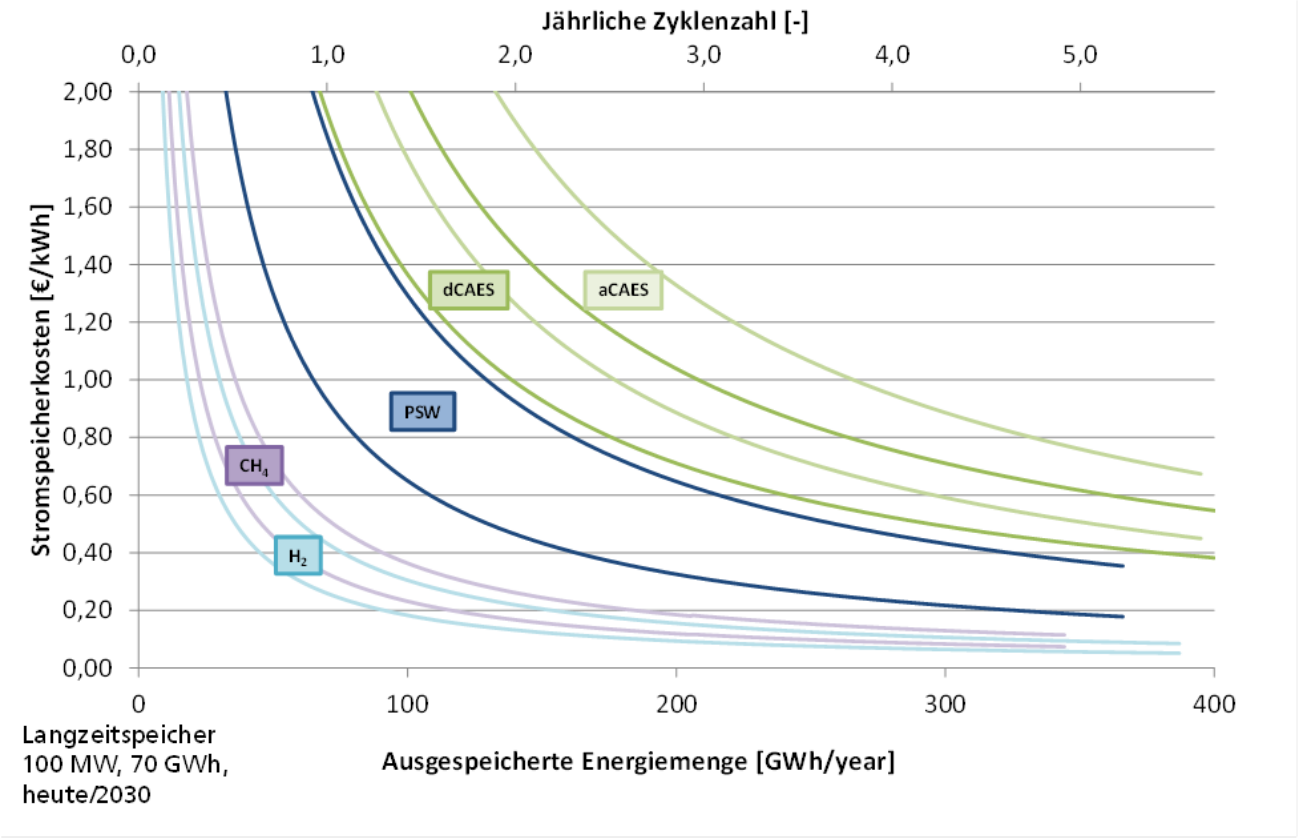


Abbildung 5-1: LCOS für einen Langzeitspeicher mit 100 MW und 70 GWh bei variierender jährlicher Zyklenzahl. Angegeben sind jeweils die Kostenbereiche für heute marktreife Technologien (PSW und dCAES) sowie zukünftigen Technologien (aCAES, H_2 und CH_4). (Jülch 2016)

Bei Kurzzeitspeichern (siehe Abbildung 5-2 und Abbildung 5-3) kann mit einem Speicherzyklus pro Tag gerechnet werden. Hier zeigt sich, dass PSW auch bei der kurzzeitigen Speicherung nur geringe Kosten erzeugt: Bei 365 Vollladezyklen pro Jahr liegen die Kosten bei 5 bis 9 ct/kWh. Die Stromspeicherkosten von CAES liegen in einem ähnlichen Bereich von 7 bis 11 ct/kWh (aCAES) und 10 bis 12 ct/kWh (dCAES). Die Bereiche der Kosten für Batteriespeicher sind größer aufgrund des größeren Bereiches bei den Investitionskosten. Bei Batteriespeichern wird mit einer starken Kostenreduktion gerechnet, daher ergibt sich eine Verringerung der LCOS von Li-Ionen-Batterien von heute 23 bis 37 ct/kWh auf 8 bis 21 ct/kWh in 2030, bei 365 Vollladezyklen pro Jahr. Bei den LCOS von Bleibatteriespeichern ergibt sich eine Verringerung von heute 15 bis 19 ct/kWh auf 10 bis 14 ct/kWh in 2030. Bei VRF-Batterien kann mit sinkenden LCOS von heute 32 bis 36 ct/kWh auf 9 bis 12 ct/kWh gerechnet werden. Gemeinsam mit aCAES werden Batterien für die Kurzzeitspeicherung in 2030 somit im Bereich der heutigen Kosten für dCAES liegen. Für Pumpspeicher wird aufgrund der technischen Reife der Technologie von keiner weiteren Kostenreduktion ausgegangen.

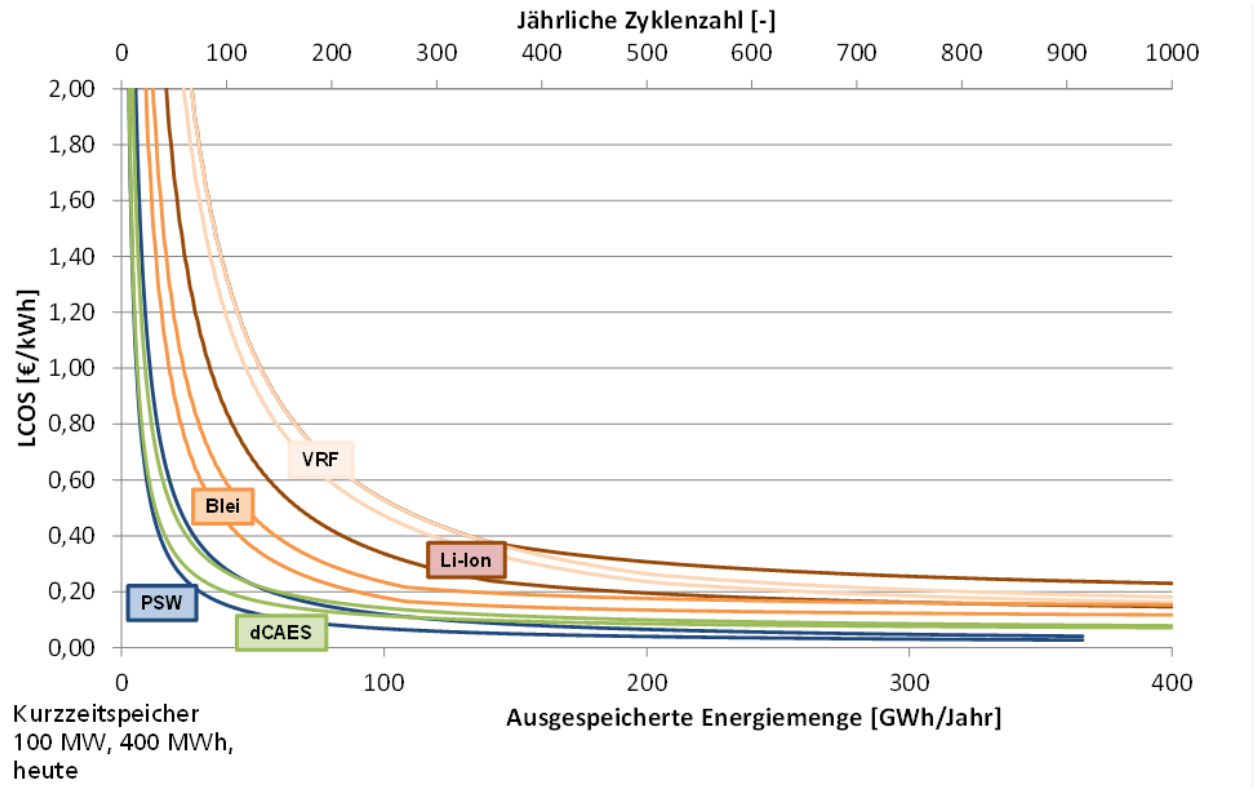


Abbildung 5-2: LCOS für Kurzzeitspeicher mit 100 MW und 400 MWh, heutige Technologien und Kosten (Darstellung jeweils der Ober- und Untergrenze der LCOS) (Jülch 2016)

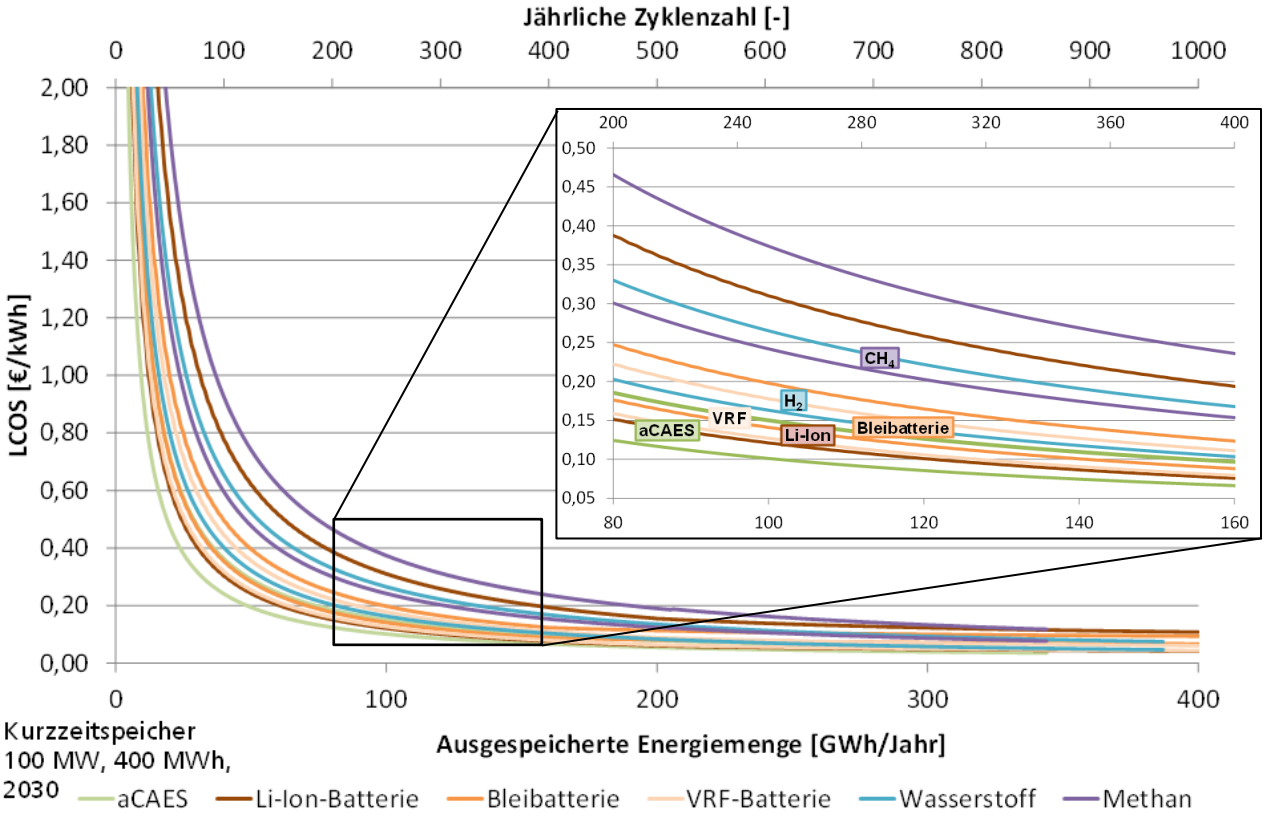


Abbildung 5-3: LCOS für Kurzzeitspeicher mit 100 MW und 400 MWh, zukünftige Technologien und Kosten. (Jülch 2016) Die Kosten für PSW und dCAES werden in der Zukunft gleichbleibend angenommen, werden aber aus Gründen der Übersichtlichkeit in der Grafik nicht dargestellt.

Abbildung 5-4 zeigt die Zusammensetzung der LCOS von Kurzzeitspeichern bei 365 Volllade-zyklen pro Jahr für alle betrachteten Technologien unter Berücksichtigung von heutigen und zukünftigen Kosten. Es wird das arithmetische Mittel der LCOS betrachtet, daher sind die absoluten LCOS der Technologien in dieser Grafik nur bedingt vergleichbar. Zu sehen ist der Einfluss der unterschiedlichen Komponenten auf die Stromspeicherkosten: Der Anteil der Investitionskosten (engl. Capital Expenditure, CAPEX) und Ersatzkosten für Komponenten mit kürzerer Lebensdauer wird im Vergleich zu den Betriebskosten (engl. Operational Expenditure, OPEX) betrachtet. Dieser Anteil ist sehr hoch bei den Batterietechnologien, geringer für die Power-to-Gas-Technologien und liegt bei etwa 50% für PSW und CAES. Die Anteile von Einspeicher-, Speicher- und Ausspeichereinheit variieren ebenfalls stark zwischen den Technologien: Bei Batterien sind die Kosten für die Leistungskomponenten sehr gering, während die Speichereinheit den größten Anteil hat. Die Kostenzusammensetzung bei VRF-Batterien kann nicht in Leistung und Energie aufgeteilt werden, da hierzu keine genauen Daten vorliegen. Bei den Power-to-Gas-Technologien ist der Anteil der Speichereinheit gering gegenüber den Anteilen der Leistungskomponenten.

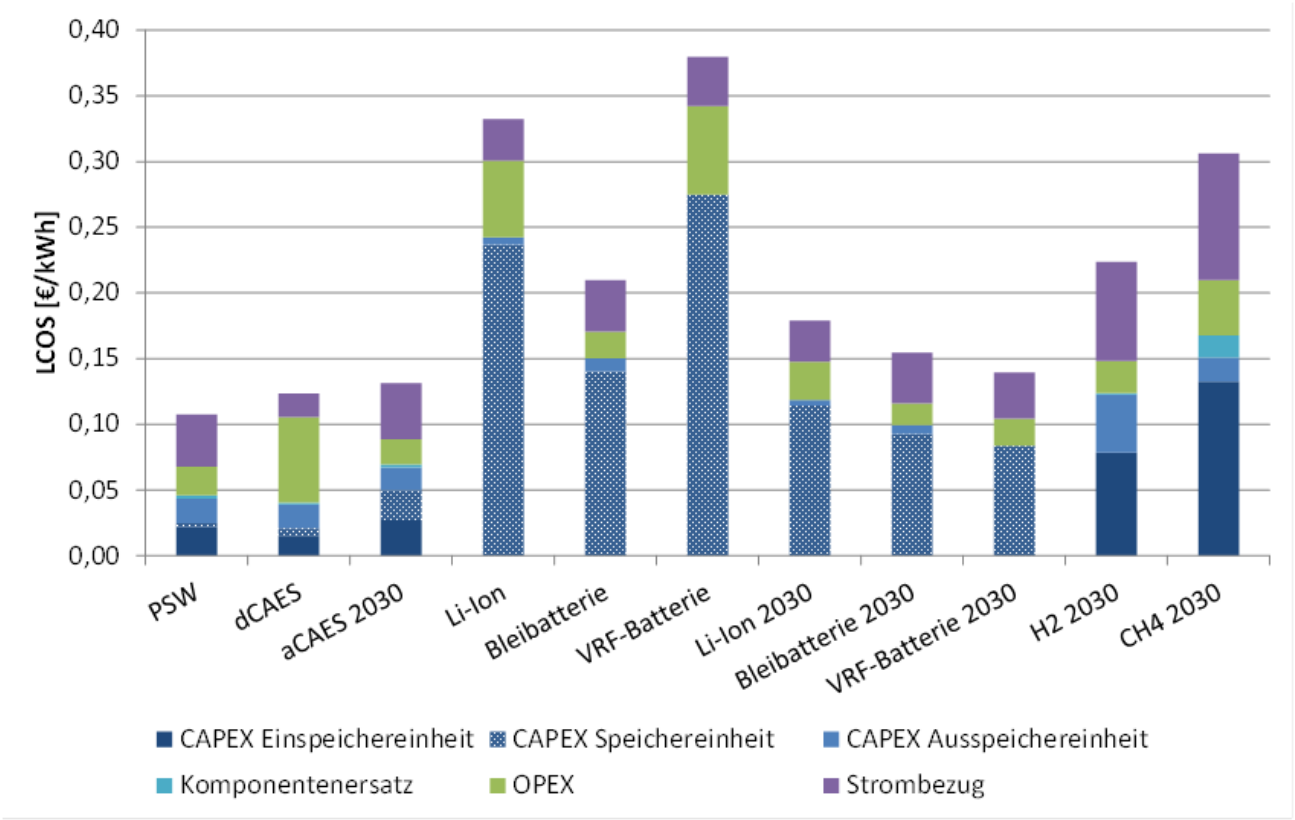


Abbildung 5-4: Zusammensetzung der LCOS von Kurzzeitspeichern bei 365 Volllladezyklen pro Jahr (Betrachtung des arithmetischen Mittels). Exemplarische Strombezugskosten von 3 ct/kWh. (Jülch 2016)

5.4. Fazit

Die Methodik der LCOS bietet die Möglichkeit, Stromspeichertechnologien anwendungsübergreifend zu vergleichen. Der vorgestellte Ansatz bietet die Möglichkeit den Einfluss aller Kostenkomponenten im Detail zu analysieren. Mit den LCOS kann der Mindestpreis, der für den Verkauf von Strom aus Stromspeichern nötig ist, ermittelt werden. Die LCOS-Methode erlaubt einen einfachen Vergleich zwischen Stromspeichertechnologien. Es sollte jedoch beachtet werden, dass die Kosten pro Kilowattstunde ausgespeichertem Strom nicht für alle Anwendungen die ideale Vergleichsgröße sind: Bei Langzeitspeichern sind die LCOS besonders stark von der Nutzung abhängig, daher könnten die Kosten pro bereitgestellter Kapazität eine sinnvollere Bezugsgröße darstellen. Zusätzlich können Speicher weitere Systemdienstleistungen bereitstellen, die in den LCOS nicht abgebildet werden.

Die Analyse der LCOS zeigt, dass Pumpspeicher und Druckluftspeicher unter den bestehenden Kostenannahmen die günstigsten Technologien für die kurzzeitige Speicherung von Strom darstellen. Batterien können als Kurzzeitspeicher langfristig eine günstige Option darstellen. Die Strombezugskosten und die Anzahl der Vollladezyklen haben einen großen Einfluss auf die LCOS, daher muss für die Betrachtung von Geschäftsmodellen immer der einzelne Anwendungsfall und besonders der Betrieb der Anlage untersucht werden. Gleichzeitig bedeutet die Abhängigkeit der Kosten vom Betrieb eine große Ungewissheit für Geschäftsmodelle für Stromspeicher.

6. Methodik: Optimierungsmodell für die Wirtschaftlichkeit von dezentralen Stromspeichern

Da in der vorliegenden Arbeit die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern von verschiedenen Einflussfaktoren ermittelt werden soll, muss eine möglichst genaue Abbildung der Wirtschaftlichkeit stattfinden. Daher werden die Kapitalwertmethode und die Methode des internen Zinsfußes verwendet. Des Weiteren muss die Optimierung von Anlagengrößen und Batteriegröße (Kapazität und Leistung) möglich sein, um die wirtschaftlichste Lösung für den jeweiligen Anwendungsfall zu finden. Es wird daher mit einem Optimierungsmodell gearbeitet, das die Optimierung von PV-Anlage und Batteriespeicher ermöglicht, sowie die Betriebsoptimierung gleichzeitig durchführen kann. Zudem besteht die Herausforderung in der Betrachtung unterschiedlicher Geschäftsmodelle mit verschiedenen Akteurskonstellationen. Vor diesem Hintergrund wurde das bestehende Optimierungsmodell *ENTIGRIS Unit* des Fraunhofer ISE weiterentwickelt.

In diesem Kapitel wird zunächst in Abschnitt 6.1 der Ursprung des Modells *ENTIGRIS Unit* vorgestellt und der Anteil der Autorin an der Weiterentwicklung dargelegt. In Abschnitt 6.2 wird dann ein Überblick über das Modell gegeben, bevor in den Abschnitten 6.3 bis 6.8 die einzelnen Komponenten des Modells beschrieben werden.

6.1. Ursprung und Weiterentwicklung des Optimierungsmodells ENTIGRIS Unit

Die Entwicklung des Modells geht zurück auf die Arbeiten von Sioshansi und Denholm (2010a, 2010b), die das Modell SAM verwenden, um eine Betriebsoptimierung von solarthermischen Kraftwerken durchzuführen. Die Autoren maximieren die Einnahmen bei fester Auslegung des Kraftwerkes. Der Ansatz wurde weiterentwickelt von Madaeni et al. (2012), die Betrieb und Auslegung eines CSP-Kraftwerkes mit Wärmespeicher in zwei Schritten optimieren: Zunächst werden mehrere Auslegungsvarianten erstellt. Im zweiten Schritt wird der Betrieb der unterschiedlichen Auslegungen optimiert und wirtschaftlich bewertet. Kost et al. (2013a) integrieren darauf aufbauend in ihr Modell eine Variable für die Auslegung, so dass Betriebs- und Auslegungsoptimierung für CSP-Kraftwerke gleichzeitig durchgeführt werden können. Basierend auf dieser Arbeit wurde das Modell in der Arbeit von Eikenberg (2014) auf ein hybrides Energiesystem (PV, Windenergie, Biomasse und Batteriespeicher) angepasst. Darauf aufbauend wurde das Modell von Roulland (2014) für einen Einfamilienhaushalt erstellt, wobei die Modellierung von Netz, Energiemarkt, PV und Batterie teilweise übernommen wurden. Der Autor bewertet mit dem Modell Flexibilitätsoptionen (Batterie,

Elektrofahrzeug und Nachfragemanagement) im Einfamilienhaushalt mittels Kostenoptimierung.

Das Modell von Roulland wurde im Rahmen dieser Arbeit und durch zwei von der Autorin betreute Masterarbeiten weiterentwickelt: Arnold (2015) entwickelte die Anpassung des Modells auf Maximierung des Kapitalwerts und vollständiger Investitionsrechnung unter Berücksichtigung von Finanzierungsdetails und jährlichen Zahlungsströmungen. Außerdem wurden Stromerzeugung mittels BHKW und die Abgabenstrukturen ins Modell integriert. Von der Autorin dieser Arbeit wurden die Optionen für EEG und KWKG sowie die Variation des Speicherpreises eingebunden. Außerdem wurden die Optionen für unterschiedliche Stromtarife bei Ein- und Verkauf von Strom sowie eine PV-Einspeisebegrenzung ermöglicht. Für Übersichtlichkeit im Code und eine flexiblere Bedienung wurden Sets eingeführt. Im Rahmen der Arbeit von Schwarz (2017) wurden die Erweiterungen für Summenzählermodell und Mieterstromvergütung entwickelt.

6.2. Aufbau des Modells und Kombinationsmöglichkeiten

Das Modell *ENTIGRIS Unit* ist ein lineares (gemischt-ganzzahliges) Optimierungsmodell in der Programmiersprache General Algebraic Modeling System (GAMS). Durch den modularen Aufbau des Modells ist die Untersuchung eines breiten Spektrums an Betreibermodellen mit *ENTIGRIS Unit* möglich. Abbildung 6-1 gibt einen Überblick über das Modell.

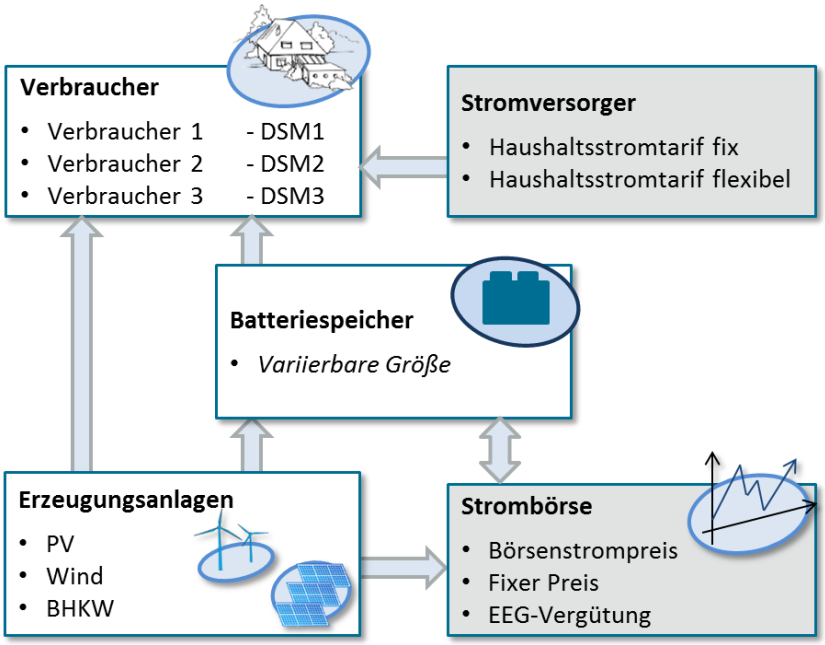


Abbildung 6-1: Überblick über das Optimierungsmodell ENTIGRIS Unit

Im Modell sind mehrere Stromerzeugungstechnologien hinterlegt: Photovoltaik, Windenergie und BHKW. Für die Anlagengröße können Unter- und Obergrenzen festgelegt werden. Innerhalb der gesetzten Grenzen ermittelt das Modell dann die jeweilige optimale Anlagengrö-

ße. Für das BHKW wird die Anzahl der Module optimiert, die Modulgröße (elektrisch und thermisch) ist in der Eingabedatei festzulegen.

Es gibt die Möglichkeit, Informationen zu drei Verbrauchern mit unterschiedlichen Lastprofilen und unterschiedlichen Strompreisen zu hinterlegen. Dies bietet den Vorteil, dass beispielsweise unterschiedliche zu zahlende Steuern und/oder Umlagen für die verschiedenen Verbraucher berücksichtigt werden können. Beispielsweise kann somit der Fall betrachtet werden, dass ein Verbraucher in einem Mietshaus einen Teil des Stromes für den Eigenverbrauch nutzt und einen weiteren Teil an einen Mieter verkauft. Für den Eigenverbrauch fällt dabei eine geringere EEG-Umlage an als im Falle des Verkaufs an die Mieter. Ebenfalls im Modell integriert ist die Möglichkeit, Lastmanagement (engl. Demand Side Management, DSM) durchzuführen, was wiederum für jeden Verbraucher einzeln entschieden werden kann. Dies ist notwendig, wenn beispielsweise für einen Haushalt Lastmanagement betrachtet, der Stromverbrauch von Treppenhaus- und Außenbeleuchtung hingegen nicht zeitlich verschoben werden kann.

Der im System untersuchte Verbraucher kann Strom vom Energieversorger beziehen. Hierbei sind sowohl die Option eines fixen Stromtarifs, als auch die Möglichkeit, den Einfluss variabler Stromtarife zu untersuchen, im Modell hinterlegt. Strom aus den Erzeugungsanlagen kann ins Netz eingespeist und zu unterschiedlichen Tarifen verkauft werden. Hierzu können im Modell Strompreisreihen wie beispielsweise Daten der European Energy Exchange (EEX), eine festgelegte Vergütung oder EEG-Vergütung hinterlegt werden. Optional kann auch der Batteriespeicher am Strommarkt teilnehmen. Diese Option kann sowohl für den Lade- als auch für den Entladevorgang separat aktiviert oder deaktiviert werden. Ebenfalls kann optional ein autarkes System, also ein System ohne Netzstrombezug oder -einspeisung, analysiert werden.

Durch den modularen Aufbau kann mit *ENTIGRIS Unit* beispielsweise ein PV-Heimspeichersystem analysiert werden, in dem Größenbegrenzungen für die PV-Anlage vorgegeben werden, ein Verbraucher und der Haushaltsstromtarif gewählt werden und die Optionen Batteriespeicher und PV-Anlage mit Verkauf von überschüssigen Strommengen über EEG aktiviert werden. Auf der anderen Seite kann mit dem Modell auch ein Batteriespeicherkraftwerk, das in Kombination mit einem Wind- oder PV-Kraftwerkspark Strom an der Strombörse verkauft, wirtschaftlich bewertet werden.

Im Optimierungsmodell werden gleichzeitig Ausbau- sowie Betriebsoptimierung vorgenommen. In der Ausbauoptimierung wird die Größe der Erzeugungstechnologien festgelegt. Die Betriebssimulation basiert auf Last- und Erzeugungszeitreihen für ein Jahr, deren Ergebnisse auf die restliche Projektlaufzeit projiziert werden. Diese Vereinfachung ist zulässig, wenn

davon ausgegangen werden kann, dass sich im Nutzerverhalten und bei der Energieerzeugung der Anlage im betrachteten Zeitraum keine nennenswerten Änderungen ergeben werden. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung hingegen wird auf jährlicher Basis durchgeführt, da sich sowohl die Haushaltsstrompreise als auch die damit verbundenen Abgaben und Umlagen verändern.

Um die Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Batteriespeicher zu ermöglichen, wird eine Vergleichsrechnung mit einem System ohne Batteriespeicher durchgeführt. In einem System ohne Batteriespeicher wird beispielsweise lokal erzeugter Strom ins Netz eingespeist und über EEG vergütet. Bei einer regulatorischen Begrenzung der PV-Einspeiseleistung kann allerdings auch ein Teil des Stromes „abgeregelt“, also ohne Vergütung erzeugt und nicht genutzt, werden. Die Einnahmen durch das EEG entgehen dem Betreiber bei der Nutzung eines Batteriespeichers. Daher muss zunächst eine Optimierung des Systems ohne Batteriespeicher stattfinden, bei dem die Einsparungen durch Direktverbrauch, die Erlöse aus der Stromeinspeisung sowie im Falle des Summenzählermodells die Erlöse aus dem Stromverkauf an die Mieter berechnet und gespeichert werden. In der Berechnung mit Batteriespeicher werden die Einnahmen mit denen ohne Batteriespeicher verglichen, um die Minder- bzw. Mehreinnahmen zu ermitteln.

Da Lastspitzen im Haushalt oft auf sekündlicher Basis auftreten, ist eine hohe zeitliche Auflösung von Vorteil (Stenzel et al. 2015b). Die höhere Genauigkeit geht allerdings auch immer mit einer Erhöhung der Rechenzeit einher, daher wurde eine viertelstündliche Auflösung gewählt, die ausreichend genaue Ergebnisse bei moderaten Rechenzeiten ermöglicht.

Tabelle 6-1 zeigt die für die Rechnungen relevanten Eingangsparameter des Modells jeweils mit einer kurzen Erklärung. Die Eingangsparameter variieren teilweise für die unterschiedlichen Geschäftsmodelle sowie für die unterschiedlichen Szenarien, daher sind die jeweiligen Werte Kapitel 7.4 sowie den jeweiligen Ergebniskapiteln zu entnehmen.

Tabelle 6-1: Eingangsparameter von ENTIGRIS Unit

Parameter	**Einheit**	**Erklärung**
Stromlastprofil	Viertelstündliche Zeitreihe in kW	Stromnachfrage für jeden Verbraucher
Wärmelastprofil	Viertelstündliche Zeitreihe in kW	Wärmenachfrage für jeden Verbraucher (für BHKW)
Erzeugungsprofil	Viertelstündliche Zeitreihe in kW	Erzeugungsprofile von PV-Anlage, Windkraftanlage, Biogasanlage und BHKW
Stromtarife für Strombezug und Stromverkauf	Jährliche Zeitreihe in €/kWh	Stromtarife mit möglicher jährlicher Veränderung, für jeden Verbraucher

Parameter	Einheit	Erklärung
Gaspreis	Jährliche Zeitreihe in €/kWh	Für BHKW-Gasbezug
Steuern und Umlagen	Jährliche Zeitreihe in €/kWh	Steuern, Abgaben und Umlagen auf den selbst verbrauchten oder verkauften Strom
Vergütungstarife Stromverkauf, EEG, KWKG, Mieterstrom-vergütung	Jährliche Zeitreihe in €/kWh	
Diskontierungsfaktor	-	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten
Betrachtungszeitraum	Jahre	Betrachtungszeitraum der Wirtschaftlichkeitsrechnung
Anzahl der Haushalte	-	Anzahl der Haushalte im betrachteten Gebäude
Teilnehmeranteil	-	Anteil der Haushalte, die an der Nutzung des lokal erzeugten Stromes teilnehmen
Spezifischer CAPEX leistungsbezogen	€/kW	Spezifische Kosten pro kW Leistung der Energietechnologien
Spezifischer CAPEX kapazitätsbezogen	€/kWh	Spezifische Kosten pro kWh Kapazität der Energietechnologien (für Batteriespeicher)
Spezifischer CAPEX pro Modul	€/Modul	Spezifische Kosten pro Modul (für BHKW)
Investitions- und Betriebskosten für die Zählerinfrastruktur	€/Haushalt / €/Haushalt/Jahr	
Kostenreduktions-Faktor Batterie	-	Faktor, welcher Teil des heutigen CAPEX bei Ersatz der Batterie in der Zukunft anfällt
Variable Kosten	€/kW/a oder €/kWh oder % d. CAPEX/a	Variable Kosten leistungsbezogen / energiebasiert / auf Investition bezogen
Minimal und maximal installierte Leistung und Kapazität	$kW_{(p)}$ / kWh	Ober- und Untergrenzen für die Größe der Erzeugungs- und Speichertechnologien
Maximales Verhältnis von Leistung zu Kapazität	-	Maximales Leistung/Energie-Verhältnis des Speichers
Thermische und elektrische Leistung pro Modul	kW_{th}/ kW_{el}	BHKW (Anzahl der Module wird optimiert)
Elektrischer Wirkungsgrad BHKW	-	
Batteriewirkungsgrad	-	Gesamtwirkungsgrad Be- und Entladung
Wirkungsgrad des Wechselrichters	-	Wirkungsgrad des PV-/Batteriewechselrichters

Parameter	Einheit	Erklärung
Selbstentladerate	%/(15 Minuten)	Energiemenge, die bei Stillstand der Batterie verloren geht, als Anteil der Batteriekapazität pro Viertelstunde
Kalendarische Lebensdauer	Jahre	Maximale Lebensdauer der Batterie

6.3. Sets und globale Sets

Im Modell sind mehrere sogenannte *Sets* hinterlegt, die die Übersichtlichkeit des Programmcodes verbessern und die Integration neuer Komponenten vereinfachen. Bei dem für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen verwendeten Modell sind die beiden Sets „*Tech*“ und „*Kons*“ relevant. Unter *Tech* sind die Stromerzeugungstechnologien zusammengefasst, also PV, BHKW, Windenergie und Biogasanlage (in dieser Arbeit werden aber nur PV und BHKW genutzt). *Kons* wird für die Konsumenten verwendet. Dabei kann prinzipiell eine unbeschränkte Anzahl an Konsumenten im Modell berücksichtigt werden. Besonders hilfreich ist aber eine Unterscheidung zwischen Konsumenten mit unterschiedlichen Tarifstrukturen wie z.B. unterschiedlichen Stromeinkaufspreisen oder unterschiedlichen Abgaben, Umlagen, und Steuern. In der Betrachtung des Mieterstrommodells ist eine feste Belegung der Konsumententypen vorgesehen: *Kons1* sind die am Mieterstrommodell teilnehmenden Mieter, *Kons2* ist Allgemeinstrom, für den ebenfalls eine Mieterstromvergütung genutzt werden kann, und *Kons3* die nicht-teilnehmenden Mieter, deren Lastkurven aber für die Berechnung des im Haus verbrauchten Stromes verwendet werden.

Globale Sets bieten die Möglichkeit, Teile des Programmcodes zu aktivieren, wenn das Set einen bestimmten Wert annimmt und den Programmcode zu deaktivieren, wenn der Wert nicht erfüllt ist. Für die Rechnungen sind die globalen Sets „*Batterie*“, „*PV-Abr*“, „*KWKG*“, „*Mieterstrom*“, „*Summenzähler*“ und „*Tarif*“ relevant. Das Set *Batterie* wird genutzt um Kapazität und Leistung der Batterie auf null oder auf den voreingestellten Wert zu setzen, so dass die Rechnung ohne und mit Batterie durchgeführt werden kann. Mit dem Set *PV-Abr* kann bestimmt werden, dass die PV-Einspeiseleistung den in den Eingangsparametern genannten Wert nicht übersteigt. Mit *KWKG* wird die Nutzung der KWKG-Vergütung und mit *Mieterstrom* die Berechnung der Mieterstromvergütung aktiviert. Das Set *Summenzähler* aktiviert Gleichungen, die speziell für die Betrachtung der Zählerproblematiken nötig sind.

Das Set *Tarif* bezieht sich auf die Art der Vergütung von ins Netz eingespeistem Strom. Hierfür gibt es die Optionen *EEG*, *FIX* und *EEX*. Bei *EEG* erhält der Betreiber für den eingespeisten Strom die jeweilige EEG-Vergütung. Bei *FIX* wird ein in den Eingangsdaten hinterlegter

Stromtarif für jeden Zeitschritt verwendet. Bei der Option *EEX* wird eine viertelstündliche Zeitreihe aus den Eingangsdaten zur Berechnung der Einnahmen verwendet.

6.4. Wirtschaftlichkeitsrechnung und Zielfunktion

Für die wirtschaftliche Bewertung der Geschäftsmodelle werden die Kapitalwertmethode und die Methode des internen Zinsfußes verwendet. Der Kapitalwert beschreibt den Wert der Investition, diskontiert auf den heutigen Zeitpunkt (siehe Abschnitt 4.1), und wird mit Gleichung 5 berechnet. Die Funktion stellt gleichzeitig die Zielfunktion des Optimierungsmodelles dar.

$$K = -I_0 + \sum_{y=1}^{y=n} \frac{(E_y - A_y)}{(1+i)^y} \tag{5}$$

Der Kapitalwert *K* setzt sich zusammen aus dem negativen Wert der Investition I_0 zu Beginn der Projektlaufzeit und der Summe von Einnahmen E_y und Ausgaben A_y in jedem Jahr *y* der Projektlaufzeit *n*. Einnahmen und Ausgaben werden mithilfe des Kalkulationszinssatzes *i* auf den heutigen Zeitpunkt diskontiert. Die Ausgaben A_y sind die Summe der jährlichen variablen Kosten aller Technologien und eventueller Infrastruktur. Die Einnahmen E_y bestehen aus den vermiedenen Kosten für den Netzstrombezug sowie eventuellen Einnahmen aus Stromverkauf und Förderprogrammen.

Der interne Zinsfuß ist derjenige Zinssatz *i*, bei dem der Kapitalwert zu null wird, die Investition also die aufgewendeten Mittel wieder refinanziert. Der interne Zinsfuß wird im Post-Processing in Excel durch Zielwertsuche mit der Funktion „interne Kapitalverzinsung“ (IKV-Funktion) ermittelt.

Da die Eigenkapitalrendite stark vom Anteil des Eigenkapitals am Gesamtprojekt abhängig ist (siehe Abschnitt 4.1), werden Kapitalwert und interner Zinsfuß auf die Gesamtinvestition bezogen.

6.5. Erlösrechnung

Die Berechnung der Einnahmen wird in Gleichung 6 gezeigt. Sie setzen sich zusammen aus den jährlichen Einsparungen durch direkten Stromverbrauch $E_{direkt,y}$, den Einsparungen durch Direktverbrauch über die Batterie $E_{Batt,y}$, Einnahmen aus der Netzeinspeisung $E_{Netzeinsp,y}$ sowie ggf. den Einnahmen aus dem Reststromverkauf $E_{Rest,y}$ und KWKG-Vergütung $E_{KWKG,y}$.

$$E_y = E_{direkt,y} + E_{Batt,y} + E_{Netzeinsp,y} + E_{Rest,y} + E_{KWKG,y} \tag{6}$$

Die Einsparungen durch den direkten Stromverbrauch $E_{direkt,y}$ setzen sich aus den viertelstündlichen Werten der Betriebsoptimierung zusammen: Die Leistung des direkt verbrauchten Stromes $P_{direkt,Tech,t}$ jedes Zeitschrittes *t* wird mit dem Faktor ¼ multipliziert, um die Energiemenge zu errechnen. Diese wird mit der Differenz aus Strombezugspreis bzw. Stromverkaufspreis $ST_{Verk,y}$, wenn der Strom an die Mieter eines Hauses verkauft wird multipliziert, abzüglich der zu zahlenden Umlagen, Abgaben und Steuern auf diesen Stromverkauf, $UAS_{direkt,y}$. Wird die Mieterstromvergütung in Anspruch genommen, so wird an dieser Stelle die Vergütung $V_{Mieter,y}$ addiert. Die Werte werden über alle Zeitschritte *t* bis zum letzten Zeitschritt t_E aufsummiert. Außerdem wird über alle Technologien aufsummiert.

$$E_{direkt,y} = \sum_{Tech} \sum_{t=1}^{t=t_E} P_{direkt,Tech,t} * \frac{1}{4} * \left(ST_{Verk,y} - UAS_{direkt,y} + V_{Mieter,y}\right) \quad (7)$$

Analog dazu werden die Einsparungen durch den Direktverbrauch von lokal erzeugtem Strom über die Batterie $E_{Batt,y}$ errechnet: Die Leistung des über die Batterie verbrauchten Stromes $P_{Batt,aus,t}$ wird mit dem Faktor ¼ multipliziert, um die Energiemenge zu erhalten. Diese wird mit der Differenz aus Stromverkaufspreis $ST_{Verk,y}$, und den zu zahlenden Umlagen, Abgaben und Steuern auf diesen Stromverkauf $UAS_{Batt,y}$, multipliziert. Wenn der Besitzer der PV-(Speicher-)Anlage auch der Verbraucher ist, wird an dieser Stelle wieder der Stromeinkaufspreis verwendet. Im Falle der Mieterstromvergütung wird auch an dieser Stelle die Vergütung $V_{Mieter,y}$ addiert.

$$E_{Batt,y} = \sum_{t=1}^{t=t_E} P_{Batt,aus,t} * \frac{1}{4} * \left(ST_{Verk,y} - UAS_{Batt,y} + V_{Mieter,y}\right) \quad (8)$$

Die Einnahmen durch Netzeinspeisung $E_{Netzeinsp,y}$ sind unterschiedlich, je nachdem welche Erlösmöglichkeit genutzt wird (siehe Gleichung 9). Die ins Netz eingespeiste Leistung $P_{Netzeinsp,t}$ wird über alle Zeitschritte *t* aufsummiert und mit dem Faktor ¼ multipliziert, um die Energiemenge zu ermitteln. Die Energiemenge wird dann mit dem jeweiligen *Tarif EEG* oder *fix* multipliziert. Nur im Falle der EEX-Vergütung, in der stündliche Preisdaten vorliegen, muss vor dem Aufsummieren die Leistung zu jedem Zeitschritt mit dem jeweiligen Tarif multipliziert werden. Die Berechnungen werden für jede Technologie *Tech* durchgeführt. Um die gesamten Einnahmen $E_{Netzeinsp,y}$ zu ermitteln, wird über alle Technologien aufsummiert.

$$E_{Netzeinsp,y} = \begin{cases} \sum_{Tech} \left(\sum_{t=1}^{t=t_E} P_{Netzeinsp,Tech,t} * \frac{1}{4} * Tarif_{EEG,Tech,y} \right) & wenn\ Tarif = EEG \\ \sum_{Tech} \left(\sum_{t=1}^{t=t_E} P_{Netzeinsp,Tech,t} * \frac{1}{4} * Tarif_{fix,y} \right) & wenn\ Tarif = FIX \\ \sum_{Tech} \left(\sum_{t=1}^{t=t_E} \left(P_{Netzeinsp,Tech,t} * \frac{1}{4} * Tarif_{EEX,t} \right) \right) & wenn\ Tarif = EEX \end{cases} \quad (9)$$

In dem Fall, dass der Betreiber Vollversorger für die Stromverbraucher ist, können aus dem Verkauf von Reststrom (Strom, der nicht lokal erzeugt wird) Einnahmen entstehen. Diese jährlichen Einnahmen $E_{Rest,y}$ berechnen sich aus dem Netzstrombezug $P_{Netzbez,t}$, umgerechnet in eine Energiemenge, multipliziert mit der Differenz aus dem Stromverkaufspreis $Tarif_{Mieter,y}$ und dem Stromeinkaufspreis $Tarif_{Einkauf,y}$.

$$E_{Rest,y} = \sum_{t=1}^{t=t_E} P_{Netzbez,t} * \frac{1}{4} * \left(Tarif_{Mieter,y} - Tarif_{Einkauf,y} \right) \quad (10)$$

Mittels intelligenten Zählers kann der Reststrombedarf viertelstundengenau gemessen werden, sind allerdings nur konventionelle Zähler installiert, so wird durch das Summenzählermodell die gesamte im Haus verbrauchte Energiemenge dem Verbrauch der teilnehmenden Mieter zugeschrieben. In diesem Fall berechnet sich der Netzstrombezug $P_{Netzbez,t}$ aus dem Netzstrombezug der Mieter $P_{Netzbez,Kons1,y}$ und dem Netzstrombezug des Allgemeinstromes $P_{Netzbez,Kons2,y}$, abzüglich dem lokal erzeugten Strom, der von den nicht am Mieterstrommodell teilnehmenden Mietern direkt verbraucht wird, aufgegliedert in Direktverbrauch $P_{direkt,Kons3,y}$ und Verbrauch aus der Batterie $P_{Batt,Kons3,y}$.

$$P_{Netzbez,y} = P_{Netzbez,Kons1,y} + P_{Netzbez,Kons2,y} - P_{direkt,Kons3,y} - P_{Batt,Kons3,y} \quad (11)$$

Im Falle des Mieterstroms berechnen sich die Einnahmen für den Reststromverkauf über Gleichung 12, da nicht über jeden Zeitschritt aufsummiert werden kann.

$$E_{Rest,y} = P_{Netzbez,y} * \frac{1}{4} * \left(Tarif_{Mieter,y} - Tarif_{Einkauf,y} \right) \quad (12)$$

Die KWKG-Vergütung wird nur für bis zu 60.000 Volllaststunden Betrieb des BHKW gezahlt (siehe Abschnitt 4.6). Im wärmegeführtem Betrieb des BHKW kann die Zeit, nach der diese Anzahl an Betriebsstunden erreicht wird, über die Auslegung des BHKW ermittelt werden, so dass im Optimierungsmodell vereinfacht eine lineare Funktion angenommen werden kann. Die Erlöse der KWKG-Vergütung werden daher mit Gleichung 13 berechnet. Der Tarif für

Direktverbrauch $V_{KWKG,direkt,y}$ wird multipliziert mit den Energiemengen, die vom BHKW erzeugt und direkt verbraucht ($P_{direkt,BHKW,t}$) bzw. zwischengespeichert und dann verbraucht werden ($P_{BHKW,Batterie,t}$).

Der Anteil der BHKW-Leistung, der ins Netz eingespeist wird, $P_{Netzeinsp,BHKW,t}$, wird in die Energiemenge umgerechnet und mit dem KWKG-Tarif für Netzeinspeisung $V_{KWKG,Netz,y}$ multipliziert für die Jahre, bis die Volllaststunden erreicht werden. Danach wird eine Vergütung über den festen Tarif *fix* berechnet.

$$E_{KWKG,y} = \sum_{t=1}^{t=t_E} \left(\left(P_{direkt,BHKW,t} + P_{BHKW,Batterie,t} \right) * \frac{1}{4} * V_{KWKG,direkt,y} \right) + \sum_{t=1}^{t=t_E} P_{Netzeinsp,BHKW,t} * \frac{1}{4} * V_{KWKG,Netz,y} \qquad wenn\ y \leq y_{KWKG-Ende} \tag{13}$$

6.6. Kostenrechnung

Die Investitionskosten I_0 setzen sich zusammen aus den folgenden Kostenkomponenten: Investitionskosten von PV (I_{PV}), BHKW (I_{BHKW}) und Batteriespeicher (I_{Batt}), Kosten für die Zählerinfrastruktur ($I_{Zähler}$), falls nicht in den Betriebskosten berücksichtigt, und eventuelle Kosten für die Netzinfrastruktur (I_{Netz}; relevant für Quartierspeicher). Die jeweiligen spezifischen Kosten werden mit der Leistung, Kapazität bzw. Anzahl der Haushalte und BHKW-Module multipliziert.

$$I_0 = I_{PV} + I_{BHKW} + I_{Batt} + I_{Zähler} + I_{Netz} \tag{14}$$

Parallel werden die Investitionskosten ausschließlich für den Batteriespeicher berechnet, um eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers unabhängig vom Gesamtsystem zu ermöglichen. Die Investitionskosten bestehen in diesem Fall nur aus den Investitionskosten für den Batteriespeicher.

Die jährlichen Ausgaben (siehe Gleichung 15) setzen sich aus den folgenden Komponenten zusammen: Variable Kosten der Technologien pro Einheit installierter Leistung $A_{varP,y}$, variable Kosten der Technologien pro produzierter Energiemenge $A_{varW,y}$, Batterieersatz nach zehn Jahren $A_{Batt,y}$, variable Kosten für die Zählerinfrastruktur und Abrechnung $A_{Zähler,y}$ und $A_{Abrechnung,y}$.

$$A_y = A_{varP,y} + A_{varW,y} + A_{Batt.y} + A_{Zähler,y} + A_{Abrechnung,y} \tag{15}$$

Die Kosten für den Strombezug werden nicht in den jährlichen Ausgaben berechnet, da sie bereits in der Berechnung der Einnahmen abgezogen werden. Die variablen Kosten für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers bestehen wiederum nur aus den

variablen Kosten für den Batteriespeicher sowie der Differenz zwischen den Einnahmen mit und ohne Batteriespeicher.

6.7. Energiebilanzen

Im Modell werden Energieflüsse anhand der Erzeugungs- oder Verbrauchsleistung berechnet, da die Leistung unabhängig vom Zeitfaktor ist. Energiemengen werden lediglich für die Berechnung von Einnahmen, Ausgaben oder beim Ladezustand der Batterie berechnet. Zur besseren Verständlichkeit wird in der folgenden Beschreibung der Energieflüsse auch von Energie- oder Strommengen gesprochen.

Die erzeugte Energie aus den fluktuierenden Energieerzeugungstechnologien (PV, Wind) wird mit Gleichung 16 berechnet. Die als Eingangsparameter hinterlegten, auf die Kapazität skalierten Energieprofile $Profil_{Erz,Tech,t}$ werden mit der installierten Leistung $P_{inst,Tech}$ multipliziert, um die viertelstündliche Leistung $P_{Tech,t}$ zu ermitteln.

$$P_{Tech,t} = P_{inst,Tech} * Profil_{Erz,Tech,t} \tag{16}$$

Da das BHKW über die Anzahl der Module definiert ist, ist hierfür eine gesonderte Gleichung hinterlegt. Die Stromerzeugungsleistung $P_{BHKW,t}$ ist im wärmegeführten Modus über die Wärmelast des Stromverbrauchers $P_{Wärme,Kons1}$ definiert. Die Leistung für die Wärmeerzeugung wird über das Verhältnis von elektrischer Leistung $P_{BHKW,inst,el}$ und thermischer Leistung $P_{BHKW,inst,th}$ des BHKW umgerechnet auf die elektrische Leistung $P_{BHKW,t}$. Wird das BHKW stromgeführt betrieben, so wird die elektrische Leistung $P_{BHKW,inst,el}$ über die Variable $BHKW_t$ teilweise oder komplett aktiviert.

$$P_{BHKW,t} = \begin{cases} P_{Wärme,Kons1} * \dfrac{P_{BHKW,inst,el}}{P_{BHKW,inst,th}} & wenn\ BHKW\ wärmegeführt \\ BHKW_t * P_{BHKW,inst,el} & wenn\ BHKW\ stromgeführt \end{cases} \tag{17}$$

Auf der Verbrauchsseite setzt sich die Energie von den Stromerzeugern, $P_{Tech,t}$, aus den folgenden Komponenten zusammen: Energie, die vom Verbraucher abgerufen wird $P_{direkt,Tech,t}$, Energie, mit der die Batterie geladen wird $P_{Batt,Tech,t}$, Energie von Strom, der ins Netz eingespeist wird $P_{Netzeinsp,Tech,t}$ und Strom, der abgeregelt (nicht verbraucht und nicht ins Netz eingespeist) wird $P_{abr,Tech,t}$.

$$P_{Tech,t} = P_{direkt,Tech,t} + P_{Batt,Tech,t} + P_{Netzeinsp,Tech,t} + P_{abr,Tech,t} \tag{18}$$

Die PV-Einspeiseleistung kann über das Set *PV-Abr* und den entsprechenden Faktor, der in den Eingangsparametern beschrieben wird, begrenzt werden. Die PV-Stromerzeugung, die

ins Netz eingespeist wird, $P_{Netzeinsp,PV,t}$, darf dann nicht größer sein als der Faktor $limit_{PV}$ multipliziert mit der Nennleistung der PV-Anlage $P_{inst,PV}$.

$$P_{Netzeinsp,PV,t} \leq limit_{PV} * P_{inst,PV} \tag{19}$$

Die gesamte direkt verbrauchte Energiemenge jedes Verbrauchers $P_{direkt,Kons,t}$ ergibt sich aus der Summe der Energiemengen jeder Technologie, die für den Direktverbrauch verwendet werden $P_{direkt,Tech,Kons,t}$.

$$P_{direkt,Kons,t} = \sum_{Tech} P_{direkt,Tech,Kons,t} \tag{20}$$

Die in den Batteriespeicher eingespeiste Energiemenge $P_{Batt,ein,netto,t}$ ergibt sich analog dazu aus der Summe der Strommengen, die von jeder einzelnen Stromerzeugungstechnologie für die Nutzung im Batteriespeicher bestimmt ist $P_{Batt,Tech,t}$.

$$P_{Batt,ein,netto,t} = \sum_{Tech} P_{Batt,Tech,t} \tag{21}$$

Wird im Mieterstrommodell das Summenzählerkonzept verwendet, ist es möglich, dass im Haus mehr Strom verbraucht wird als die am Modell teilnehmenden Mieter insgesamt verbrauchen. In diesem Fall wird den teilnehmenden Mietern nicht mehr als ihr gesamter Stromverbrauch als Mieterstrom zugeschrieben (über ein Jahr summiert). Im Modell ist dies in Form von Gleichung 22 hinterlegt. Der jährliche Verbrauch aller im Haus befindlichen Parteien, direkt verbraucht, $P_{direkt,Kons,t}$, und über die Batterie verbraucht, $P_{Batt,Kons,t}$, darf nicht größer sein als der Jahresstromverbrauch der teilnehmenden Parteien (*Kons1* und *Kons2*).

$$\sum_{t=1}^{t=t_E} \left(\sum_{Kons} P_{direkt,Kons,t} + P_{Batt,Kons,t} \right) \leq \sum_{t=1}^{t=t_E} \left(P_{Kons1,t} + P_{Kons2,t} \right) \quad wenn\ Summenzähler \tag{22}$$

Die Nachfrage der Konsumenten $P_{Kons,t}$ wird zu jedem Zeitpunkt *t* gedeckt durch die Strommenge, die von den Erzeugungsanlagen kommt und direkt verbraucht wird $P_{direkt,Kons,t}$, den Strommengen aus der Batterie $P_{Batt,Kons,t}$ und dem Netzbezug $P_{Netzbez,Kons,t}$.

$$P_{Kons,t} = P_{direkt,Kons,t} + P_{Batt,Kons,t} + P_{Netzbez,Kons,t} \tag{23}$$

Die gesamte aus der Batterie ausgespeicherte Energiemenge $P_{Batt,aus,netto,t}$ ergibt sich aus der Summe der Batterie-Energieverbräuche der einzelnen Konsumenten $P_{Batt,Kons,t}$.

$$P_{Batt,aus,netto,t} = \sum_{Kons} P_{Batt,Kons,t} \quad (24)$$

6.8. Speichermodell

Im Modell wird ausschließlich mit der Nutzkapazität des Batteriespeichers gerechnet, da diese die für die Energieflüsse relevante Größe ist (im Gegensatz zur Nennkapazität). In den Berechnungen wird die Kapazität $W_{inst,Batt}$ der Batterie vorgegeben, die Leistung $P_{inst,Batt}$ wird optimiert anhand der in den Eingangsparametern festgelegten Obergrenze für das Verhältnis von Leistung zu Kapazität LE_{max}.

$$P_{inst,Batt} = LE_{max} * W_{inst,Batt} \quad (25)$$

Einen Überblick über die Energieflüsse zum und vom Batteriespeicher gibt Abbildung 6-2. Die Pfeile stellen hierbei den Energiefluss dar, die Punkte bedeuten, dass an dieser Stelle eine Addition/Subtraktion der Energieflüsse stattfindet.

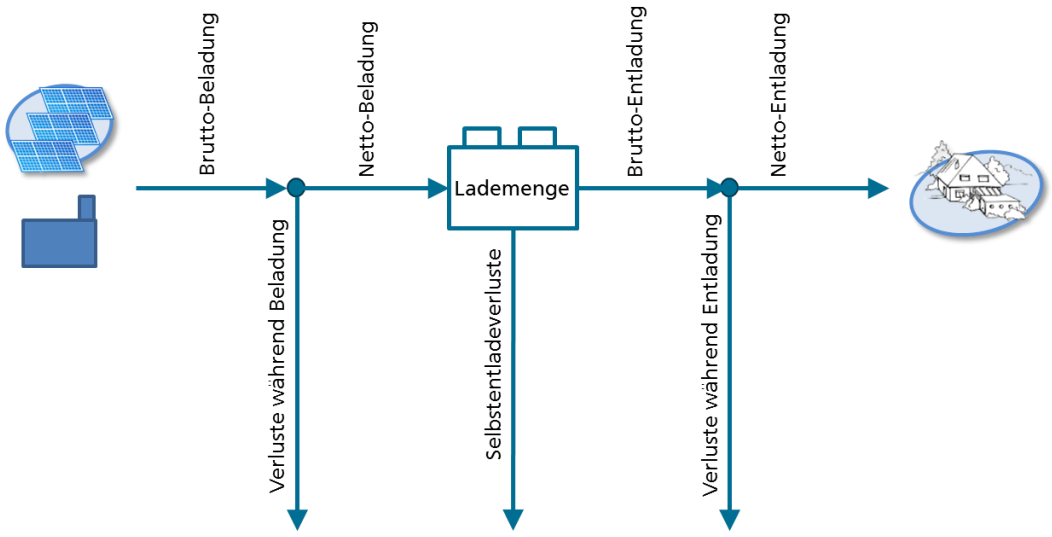


Abbildung 6-2: Exemplarische Darstellung der im Modell betrachteten Energieflüsse zum und vom Speicher

Der Anteil des von den Erzeugungseinheiten erzeugten Stromes, der für die Einspeicherung bestimmt ist, entspricht der „Brutto-Beladung“ des Speichers. Im Speichermodell sind zwei Arten von Verlusten berechnet: Verluste bei der Be- und Entladung sowie Verluste beim Stillstand der Batterie. Um einen Wert für den Ladezustand der Batterie zu erhalten wird angenommen, dass die Verluste beim Be- und Entladen gleichmäßig auftreten. Es wird also jeweils die Quadratwurzel des Wirkungsgrades verwendet, um aus der Brutto- die Netto-Beladung bzw. -Entladung zu errechnen. Dies ist eine theoretische Annahme, um den jeweiligen Ladezustand und die Selbstentladeverluste in jedem Zeitschritt berechnen zu können. Die Netto-Beladeleistung, $P_{Batt,ein,netto,t}$ wird demnach berechnet mit der Brutto-Beladeleistung

$P_{Batt,ein,brutto,t}$, multipliziert mit der Wurzel des Batteriewirkungsgrades η_{Batt} und dem Wirkungsgrad des Wechselrichters, η_{WR}.

$$P_{Batt,ein,netto,t} = P_{Batt,ein,brutto,t} * \sqrt{\eta_{Batt}} * \eta_{WR} \quad (26)$$

Die Selbstentladerate der Batterie wird auf viertelstündliche Verluste umgerechnet und in jedem Zeitschritt berücksichtigt. Die in der Batterie theoretisch enthaltene Energiemenge $W_{Batt,t}$, im Zeitschritt *t* ergibt sich demnach aus der Energiemenge des vorherigen Zeitschrittes $W_{Batt,t-1}$ multipliziert mit der viertelstündlichen Selbstentladung, abhängig von der Selbstentladerate $sdr_{viertelstd}$ *und der Batteriekapazität* $W_{inst,Batt}$. Dazu wird die jeweilige Be- und Entladung des Zeitschrittes addiert bzw. subtrahiert. Hierzu wird die Beladeleistung $P_{Batt,ein,netto,t}$ bzw. die Entladeleistung $P_{Batt,aus,netto,t}$ mit dem Faktor ¼ multipliziert, um die über 15 Minuten geladene Energiemenge zu erhalten.

$$W_{Batt,t} = W_{Batt,t-1} - \left(sdr_{viertelstd.} * W_{inst,Batt}\right) + \frac{1}{4} * P_{Batt,ein,netto,t} - \frac{1}{4} * P_{Batt,aus,netto,t} \quad (27)$$

Die Netto-Entladeleistung ergibt sich aus der Multiplikation der Brutto-Ladeleistung mit der Wurzel des Batteriewirkungsgrades und dem Wechselrichterwirkungsgrad (Gleichung 28).

$$P_{Batt,aus,netto,t} = P_{Batt,aus,brutto,t} * \sqrt{\eta_{Batt}} * \eta_{WR} \quad (28)$$

Um zu verhindern dass die im Speicher vorhandene Strommenge über den Zeitraum der Betriebssimulation komplett entladen wird, ist im Modell festgelegt, dass der Ladezustand der Batterie zu Start- und Endzeitpunkt der Simulation $W_{Batt,1}$ und W_{Batt,T_E}, jeweils die Hälfte der Kapazität $W_{inst,Batt}$ beträgt.

$$W_{Batt,1} = W_{Batt,t_E} = 0{,}5 * W_{inst,Batt} \quad (29)$$

Zudem ist über Binärvariablen eine gleichzeitige Be- und Entladung verhindert. Die Anzahl der Batterieladezyklen wird im Modell nicht errechnet, kann aber durch die Ausgabe von jährlich ein- und ausgespeicherter Energie der Batterie sowie die Kapazität der Batterie aus den Ergebnissen ermittelt werden.

7. Untersuchungsrahmen und allgemeine Eingangsparameter

Dieses Kapitel beschreibt den Untersuchungsrahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung sowie die allgemeinen Eingangsparameter für die Berechnungen. Zunächst werden in Abschnitt 7.1 die Begriffe „Anwendungsfall“ und „Geschäftsmodell“ definiert und der Untersuchungsrahmen erläutert. In Abschnitt 7.2 werden die untersuchten Geschäftsmodelle beschrieben und ihre Auswahl begründet. Abschnitt 7.3 gibt einen Überblick über die Marktsituation der untersuchten Geschäftsmodelle, um eine erste Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit zu liefern. Abschließend werden in Abschnitt 7.4 die allgemeinen, vom Anwendungsfall unabhängigen, Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsanalysen beschrieben.

7.1. Untersuchungsrahmen: Definition von Anwendungsfällen

Der Begriff „Anwendungsfall“ beschreibt die Gesamtzahl der Lösungen, um ein vom Nutzer gewünschtes Ziel zu erreichen. Für stationäre Batteriespeicher existieren vielfältige Anwendungsfälle (siehe z.B. Malhotra et al. (2016) und Ausführungen in Kapitel 2). Für die vorliegende Arbeit wurde der Fokus auf solche Anwendungen gelegt, die heute bereits wirtschaftlich sind oder in naher Zukunft ein wirtschaftliches Geschäftsmodell erwarten lassen.

Der Begriff „Geschäftsmodell“ ist in der Literatur nicht einheitlich definiert. Einen Überblick über bestehende Definitionen geben zum Beispiel Zott et al. (2011) und Massa und Tucci (2014). Demnach beschreibt der Begriff „Geschäftsmodell“ die Art und Weise, mit der ein Unternehmen einen Wert erschafft, diesen an den Kunden vertreibt und daraus Gewinne erwirtschaftet. Ein Geschäftsmodell kann im Wesentlichen über die folgenden Komponenten beschrieben werden (Schallmo 2013, S. 16; Osterwalder und Pigneur 2011, 20 f.):

- Kundendimension (welche Kunden werden mit dem Produkt oder Service angesprochen?)
- Nutzendimension (welcher Nutzen entsteht durch die angebotene Leistung?)
- Wertschöpfungsdimension (welche Ressourcen und Fähigkeiten sind notwendig?)
- Partnerdimension (welche Partner werden benötigt?)
- Finanzdimension (Welche Kosten entstehen, welche Umsätze werden generiert?)

Das Ziel der Beschreibung eines Geschäftsmodells ist, dass ein gemeinsames Verständnis über die Funktionsweise eines Unternehmens geschaffen werden kann (Osterwalder und Pigneur 2011, S. 19).

Obwohl das Konzept des Geschäftsmodells schon vorher Anwendung fand, wurde der Begriff erst mit dem Aufkommen des Internets in den 1990er Jahren vermehrt verwendet und

vornehmlich im Zusammenhang mit Internetdienstleistungen genutzt (Zott et al. 2011, S. 1022). Mit dem Geschäftsmodell-Konzept kann jedoch jede Art von Unternehmensleistung beschrieben werden. Die Komponenten des Konzeptes werden auch häufig zur Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen oder Geschäftsmodell-Ideen genutzt (siehe z.B. Osterwalder und Pigneur 2011; Chesbrough 2007; Boons und Lüdeke-Freund 2013). Im Zuge der Energiewende gewinnen Untersuchungen von Geschäftsmodellen im Energiebereich an Relevanz (Engelken et al. 2016, S. 796). Hier wird zum einen nach neuen Geschäftsmodellen für Energieversorger gesucht (siehe z.B. Richter 2013; Schlemmermeier und Drechsler 2017; Unnerstall 2017; Gémes 2014), zum anderen werden neue Geschäftsmodelle auf lokaler Ebene vornehmlich bei privaten Akteuren gesehen (Burger und Luke 2017). Mit zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Stromsystem wird von einer wachsenden Relevanz von Stromspeichertechnologien ausgegangen (Fraunhofer ISE 2015, S. 36; Teufel 2015, S. 201; Babrowski et al. 2016). Folglich wird auch für Speichertechnologien zunehmend nach Geschäftsmodellen gesucht.

In dieser Arbeit werden Geschäftsmodelle für dezentrale Batteriespeicher untersucht, welche bereits wirtschaftlich sind oder bei denen in naher Zukunft mit einem wirtschaftlichen Ertrag gerechnet werden kann. Da die Wirtschaftlichkeit untersucht werden soll, wird der Schwerpunkt der Untersuchung auf der Finanzdimension liegen. Die untersuchten Anwendungsfälle werden daher im folgenden Abschnitt anhand des Betreiberkonzepts, der Art der Wertschöpfung und der Ertragsmöglichkeiten definiert.

7.2. Untersuchte Anwendungsfälle

Für die Wirtschaftlichkeitsanalysen wurden drei Anwendungsfälle aus dem Marktsegment der Eigenverbrauchserhöhung ausgewählt. Mit diesen drei Anwendungsfällen sollen unterschiedliche Aspekte der dezentralen Energiespeicherung gezeigt werden, daher unterscheiden sie sich anhand ihrer Marktdurchdringung, Art des Betreibermodells, regulatorischen Rahmenbedingungen und Technologievielfalt. Tabelle 7-1 gibt einen Überblick über die wesentlichen Rahmenbedingungen der untersuchten Anwendungsfälle, die in der nachfolgenden Definition der Geschäftsmodelle und Betrachtung des Marktes erläutert werden.

Tabelle 7-1: Überblick über die wesentlichen Aspekte der untersuchten Anwendungsfälle

Geschäftsmodell	PV-Heimspeicher	Mieterstrommodell	Quartierspeicher
Marktdurchdringung	mittel	Gering	gering
Betreiber	Privatperson	Energieversorger	Wohnungsgenossen-schaft
Akteurskonstellation	Betreiber ist Nutzer	Energieversorger ver-kauft an Mieter	Wohnungsgenossen-schaft nutzt und verkauft an Mieter (Genossen)
Regulatorische Rahmen-bedingungen	derzeit vorteilhaft	im Wandel	keine spezielle Definition
Technologievielfalt	gering	Gering	hoch

7.2.1. PV-Heimspeicher

In den Wirtschaftlichkeitsrechnungen werden PV-Heimspeicher in einer typischen Akteurskonstellation untersucht: Der Hausbesitzer ist Besitzer, Betreiber und Nutzer der Anlage. Beispielhaft wird ein Einfamilienhaus mit vier Bewohnern betrachtet. Die PV-Anlage wird zur Deckung des Stromverbrauches im Haus genutzt, Überschüsse werden gegen eine Vergütung ins Netz eingespeist. Dies kann die EEG-Einspeisevergütung oder ein geringerer, mit dem Netzbetreiber vereinbarter Betrag sein. Der Batteriespeicher wird zur Erhöhung des Eigenverbrauches eingesetzt. Netzstrombezug oder Stromeinspeisung durch den Batteriespeicher sind nicht möglich.

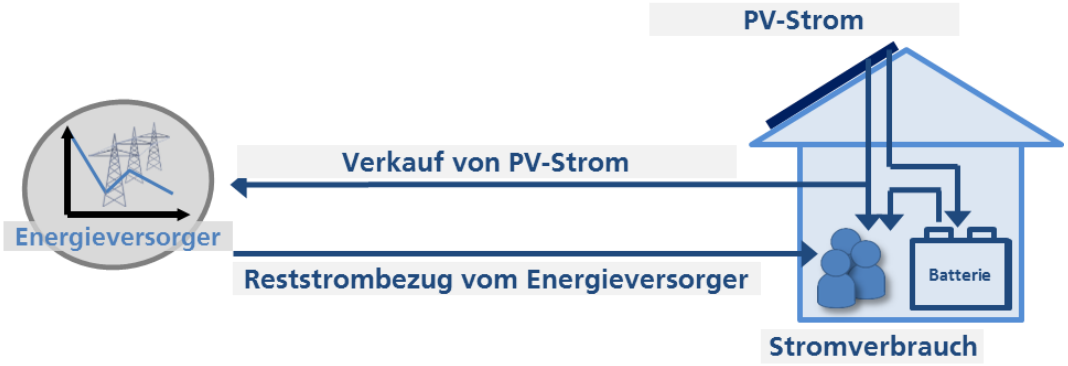


Abbildung 7-1: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls PV-Heimspeicher

7.2.2. Mieterstrom

Im Anwendungsfall Mieterstrom wird angenommen, dass ein Energieversorger als Investor und Betreiber der Anlage auftritt, da für diese durch die bestehenden Geschäftsstrukturen im Bereich Stromeinkauf und Abrechnung gute Voraussetzungen haben. Der Energieversorger lässt die Anlage auf dem Dach des Mietshauses errichten und betreibt sie. Er schließt alle nötigen Verträge mit den Mietparteien ab und gewährleistet die diskriminierungsfreie Durchleitung von Strom für Mieter, die nicht am Mieterstromprojekt teilnehmen möchten. Der

Strom aus der PV-Speicher-Anlage wird an die Mieter verkauft; zusätzlich stellt der Betreiber Reststrom bereit in Zeiten, in denen keine lokale Stromproduktion möglich ist. Betrachtet wird ein Mehrfamilienhaus mit 10 Wohneinheiten, um den Bereich mit dem größten Potenzial darzustellen: In Deutschland bestehen mehr als 60% der für Mieterstrom infrage kommenden Gebäude aus 7 bis 12 Wohneinheiten (prognos und BH&W 2017, S. 82).

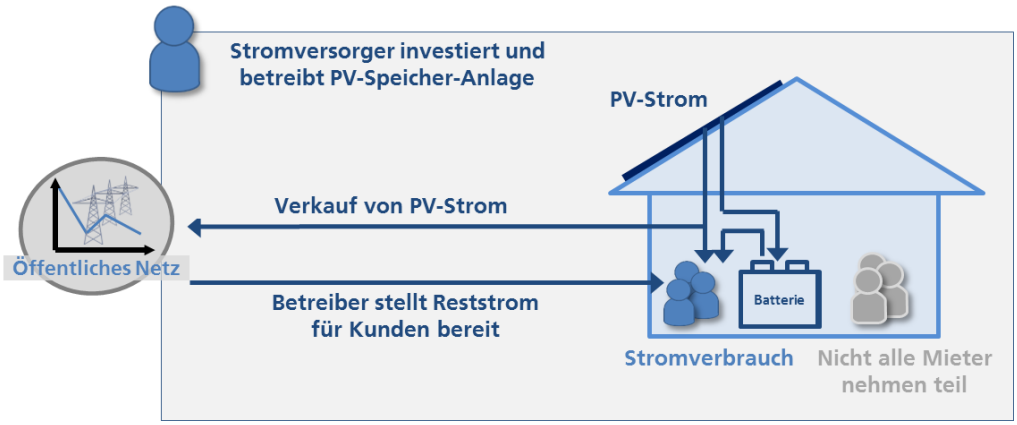


Abbildung 7-2: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Mieterstrom

7.2.3. Quartierspeicher

In Arnold (2015) wurden mehrere Konstellationen von Quartierspeichern untersucht und anhand von Expertenbefragung und mittels einer SWOT-Analyse[3] geeignete Akteure herausgestellt. Es zeigt sich, dass Wohnungsgenossenschaften für Quartiersprojekte ein geeigneter Akteur sein könnten, da ihre Renditeerwartung gegenüber Wohnbauunternehmen geringer ist und sie im Vergleich zu Energiegenossenschaften meist hauptamtlich organisiert sind. Die Mitgliederzahlen sind meist relativ hoch und es besteht eine gewisse Motivation, die Mieter an das Mietobjekt zu binden. Den Mietern, die meist gleichzeitig Mitglieder der Genossenschaft sind, kann daher ein attraktives Angebot für lokal erzeugten Strom geboten werden. Dieses Angebot kann geringe Strombezugskosten oder eine Ausschüttung von Dividenden auf Genossenschaftsanteile und einen hohen Autarkiegrad bei nachhaltiger Energieversorgung umfassen. (Arnold 2015)

Neben der Akteurs-Analyse wurden unterschiedliche Kombinationen von Technologien und Erlösmöglichkeiten im Quartier anhand von Modellrechnungen untersucht. Darauf aufbauend wird die folgende Definition für den zu untersuchenden Anwendungsfall im Quartierspeicherbereich getroffen (für Herleitungen siehe Arnold (2015)):

- *Akteurskonstellation und Betreibermodell:* Investor ist eine Wohnungsgenossenschaft, die als Vollversorger auftritt: Die Wohnungsgenossenschaft investiert in die Energieanlagen im Quartier und versorgt die Mieter im Quartier zu jeder Zeit mit Strom.

[3] SWOT steht im Englischen für Strengths, Weaknesses, Opportunities und Threats – Stärken, Schwächen, Chancen und Bedrohungen

- *Quartiersstruktur:* Es sollte sich idealerweise um einen Neubau handeln, so dass die Installation der Energieinfrastruktur zu möglichst geringen Kosten umsetzbar ist. Zudem sollte im Quartier ein eigenes Stromnetz verlegt werden um die Zahlung von Netzentgelten und damit verbundenen Abgaben zu vermeiden. Für die Analyse wird beispielhaft ein Referenzquartier mit fünf Mehrfamilienhäusern zu je 32 Haushalten betrachtet. Insgesamt sind also 160 Haushalte im Quartier, wobei in Anlehnung an LichtBlick SE (25.04.2017) davon ausgegangen wird, dass 60% der Bewohner einer Stromversorgung über das Quartierskonzept zustimmen.
- *Technologien:* In erster Linie kommen für die lokale Stromerzeugung PV-Anlage und BHKW in Betracht. Über das BHKW kann gleichzeitig ein Teil des Wärmebedarfes im Quartier gedeckt werden. Für die Speicherung ist eine Lithium-Ionen-Batterie vorgesehen.
- *Energieflüsse:* In Zeiten hoher Stromerzeugung werden die Bewohner zu hohen Teilen mit Lokalstrom versorgt. Im Falle von Stromüberschuss wird Strom in einen Batteriespeicher eingespeichert und – sobald dieser maximal geladen ist – Strom ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist. In Zeiten geringer Stromerzeugung wird Strom aus dem Stromspeicher entnommen; wenn der Speicher entladen ist, wird Strom vom Stromversorger zugekauft.

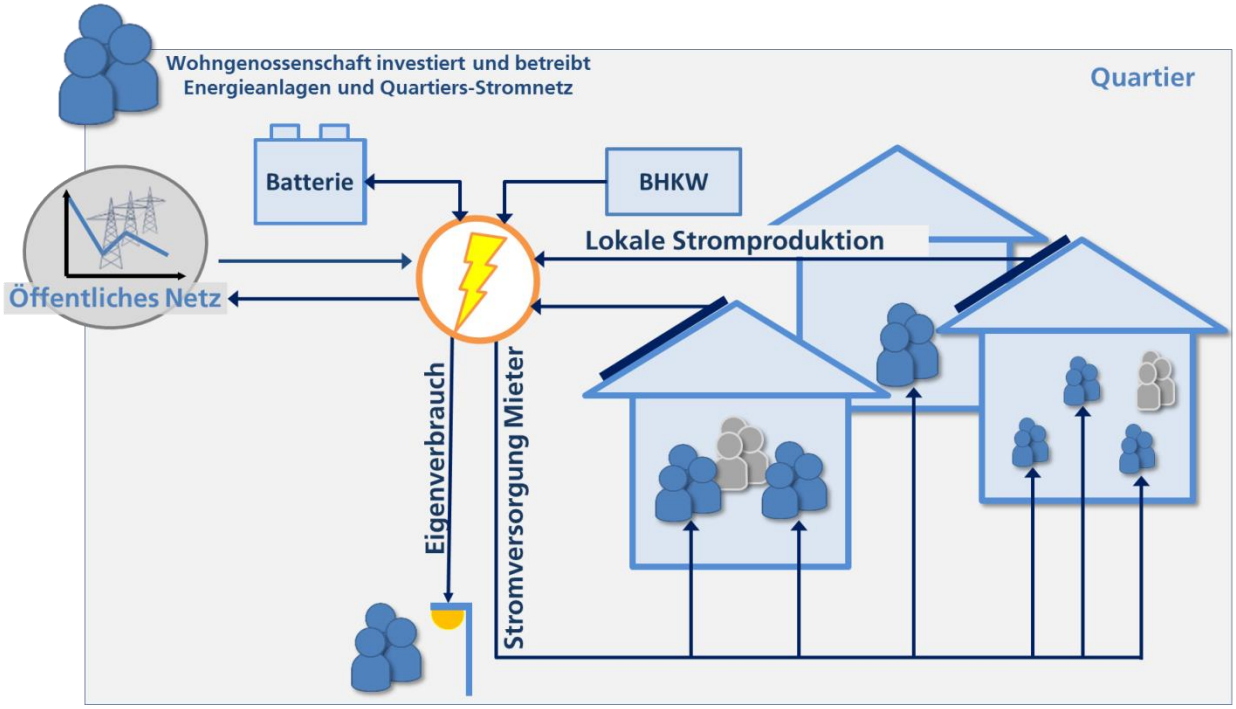


Abbildung 7-3: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Quartierspeicher

7.3. Marktsituation der untersuchten Anwendungsfälle

Die folgende Beschreibung der Marktsituation der drei untersuchten Anwendungsfälle gibt einen Überblick über die Anzahl der bisher umgesetzten Projekte und zeigt die Unterschiede in der Marktdurchdringung der drei Anwendungsfälle. Es soll damit eine erste Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anwendungsfälle gegeben werden.

7.3.1. PV-Heimspeicher

Stationäre Energiespeicher befinden sich momentan in der Phase des Markteintritts. Bedingt durch das Förderprogramm der deutschen Bundesregierung sind im PV-Heimspeichermarkt seit 2013 stark steigende Installationszahlen zu beobachten. Statistisch erfasst wird die Anzahl der geförderten PV-Speichersysteme, wohingegen die Anzahl der Systeme, die ohne Förderung installiert wurden, nicht statistisch erfasst wird. Der Anteil der nicht-geförderten Systeme wird derzeit auf 45% geschätzt (Kairies et al. 2016, S. 45). In Deutschland sind 61.300 PV-Heimspeicher in Betrieb (Stand Ende April 2017, Figgener et al. 2017, S. 33).

Die Gründe für die Installation sind neben ökonomischen Gründen auch psychologische Faktoren wie beispielsweise der Wunsch, unabhängiger vom Energieversorger zu werden oder einen Beitrag zur Energiewende zu leisten (Kairies et al. 2016, S. 59). PV-Heimspeichersysteme befinden sich allerdings in einem sich wandelnden Umfeld zwischen steigenden Haushaltsstrompreisen, sinkenden PV-Speicherkosten, veränderlichen Förderbedingungen und einer unsicheren Zukunft hinsichtlich der rechtlichen Rahmenbedingungen. In diesem Zusammenhang soll untersucht werden, unter welchen Bedingungen Batteriespeicher in Verbindung mit PV-Anlagen in Einfamilienhäusern wirtschaftlich sind oder wirtschaftlich werden können.

Für die Nutzung von PV-Heimspeichern sind folgende Akteurskonstellationen denkbar: Im Regelfall ist der Investor der Hausbesitzer, der sich mit der Anlage (zu einem Teil) selbst mit Strom versorgen möchte und/oder in der Investition eine rentable Geldanlage sieht. Der Hausbesitzer ist in diesem Fall Investor, Nutzer und einziger Profiteur der Erträge. Des Weiteren haben in den letzten Jahren mehrere Energieversorger Miet-Modelle entwickelt (z.B. TRIANEL, RWE, N-ERGIE, DZ-4, MEP-Werke). Hierbei tritt der Stromanbieter als Investor auf und vermietet die Anlage dann an den Hausbesitzer. Das wirtschaftliche Risiko muss dabei voll auf den Mieter der Anlage übergehen, damit dieser als Betreiber der Anlage gilt. Nur dann kann für ihn die Befreiung von der EEG-Umlage für selbst verbrauchten PV-Strom gelten. Weitere Konstellationen sind denkbar, z.B. der Hausbesitzer ist Besitzer der Anlage und vermietet diese an den Mieter oder der Hausbesitzer besitzt die Anlage und verkauft den Strom an den Mieter über das Mieterstrommodell.

7.3.2. Mieterstrom

Die Nutzung von PV-Strom auf dem Dach eines Eigenheimbesitzers gilt in der Regel als Eigenstrom und ist somit weitestgehend von Abgaben, Umlagen und Steuern befreit. Damit die Stromversorgung aus einer PV-Anlage als Eigenverbrauch gilt, müssen Anlagenbetreiber und Letztverbraucher des Stromes identisch sein (EEG, § 3 Nr. 19). Da dies bei einem Mietshaus durch die Mieter-Vermieter-Konstellation nicht gegeben ist, ist die EEG-Umlage für den lokal verbrauchten Strom zu zahlen. Während über das KWKG eine Vergütung für lokal verbrauchten BHKW-Strom gezahlt wird, gab es bisher für PV-Anlagen keine solche Regelung. Um das Marktpotenzial für Photovoltaik zu erweitern, wird Mieterstrom mit PV-(Speicher-)Anlagen seit Juni 2017 über das Mieterstromgesetz gefördert (siehe Abschnitt 4.8).

Das Maximalpotenzial von Mieterstrommodellen wird für Deutschland auf 370.000 Wohngebäude geschätzt (prognos und BH&W 2017, S. 82). Dies entspricht ca. 2% der Wohngebäude und ca. 10% der Wohnungen. Von der Gesamtzahl der Mietshäuser wurden dabei solche ausgeschlossen, die aufgrund der Eigentumsverhältnisse, Sanierungszyklen und schlechten Voraussetzungen für PV (z.B. ungünstige Dachneigung, Verschattung) sowie Denkmalschutz nicht infrage kommen. Projekte mit BHKW als Stromerzeuger machen nach Expertenschätzungen mit einigen Tausend umgesetzten Modellen die Mehrheit aus gegenüber Modellen mit PV-Anlagen, die bei wenigen Hundert liegen (Will und Zuber 2017, S. 11). Die Anzahl der Projekte mit Batteriespeicher ist unbekannt. Unter Nutzung der Mieterstromförderung wurden zwischen Juli und September 2017 18 Projekte mit insgesamt 346,7 kW_p erfasst (Bundesnetzagentur 2017a).

Mieterstromkonzepte können von unterschiedlichen Akteuren durchgeführt werden. Grundsätzlich kommen der Gebäudeeigentümer selbst oder Dritte in Betracht. Mögliche Betreiber sind neben Energieversorgern auch Energiegenossenschaften, Wohnungsgenossenschaften, Wohnungsunternehmen oder andere Contractoren (Großklos et al. 2015, S. 31). Der Anlagenbetreiber wird mit dem Verkauf des Stromes zum Energieversorger mit den entsprechenden Pflichten. Insbesondere muss für die Vollversorgung des Mieters gesorgt werden, d.h. es muss ein Vertrag für den Reststrombezug bei einem Energieversorger abgeschlossen werden. Des Weiteren muss die diskriminierungsfreie Durchleitung von Strom für die nicht am Mieterstrommodell teilnehmenden Mieter gewährleistet sein. Aufgrund der bestehenden Infrastruktur und der günstigen Bereitstellung von Reststrom sind Energieversorger daher besonders geeignet, als Betreiber aufzutreten. In der Praxis sind Energieversorger folglich auch häufig als Betreiber zu finden (prognos 2016, S. 16).

7.3.3. Quartierspeicher

Quartierspeicher sind derzeit in Wissenschaft und Wirtschaft vielfach im Gespräch, jedoch hat sich bisher noch kein rentables Geschäftsmodell entwickelt. Mehrere Projekte befinden sich derzeit in der Demonstrationsphase. Mit diesen Anlagen sollen Geschäftsmodelle entwickelt werden. Im Folgenden werden drei Projekte beschrieben:

Die MVV Mannheim testete in ihrem „**Strombank**"-Projekt den Betrieb und die Abrechnung eines 100-kWh-Batteriespeichers in einem Mannheimer Stadtquartier. Die Teilnehmer konnten überschüssigen Solarstrom aus PV-Anlagen und KWK-Anlagen speichern und zu einem späteren Zeitpunkt abrufen. Zusätzlich wurden die Möglichkeiten, Strom zu handeln sowie Regelleistung zu erbringen, untersucht. Das Projektteam kommt zu dem Schluss, dass das Modell zwar sowohl in technischer Hinsicht als auch von den Teilnehmern als sinnvoll erachtet wird, ein solches Konzept allerdings aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen derzeit nicht wirtschaftlich dargestellt werden kann. (Thomann et al. 2016, S. 167)

Die **Solarsiedlung „Am Umstädter Bruch"** im hessischen Groß-Umstadt umfasst ein Baugebiet für 80 Wohnhäuser und bis zu 200 Bewohner. Die Hauseigentümer sind verpflichtet, eine PV-Anlage von mindestens 5 kW_p zu installieren, so dass im gesamten Quartier mit 400 kW_p gerechnet werden kann. Der Ökostromanbieter Entega Energie betreibt einen Batteriespeicher mit 800 kWh Kapazität zur Erhöhung des vor Ort verbrauchten Stromes (Ullrich 2016). Die Hausbesitzer sind selbst Besitzer und Betreiber der Anlage, während Entega im Projekt den Betrieb des Speichers untersucht.

Das **„Modellprojekt Weinsberg"** besteht aus 23 Haushalten, 145 kW_p PV-Anlagen, einem BHKW, einer 150 kWh Li-Ionen-Batterie und mehreren thermischen Speichern. Die Gebäude und die energetischen Anlagen werden seit Juni 2014 genutzt. Das Projekt wurde durch das Land Baden-Württemberg gefördert und dient der Untersuchung des Zusammenspiels der technischen Anlagen. (KACO new energy 2014)

Obwohl ein größerer Quartierspeicher aus Kosten- und Effizienzgründen Vorteile gegenüber mehreren kleinen PV-Heimspeichern aufweist, konnte sich auf diesem Gebiet bisher noch kein Markt entwickeln, vor allem aus den folgenden Gründen:

- Bei einem Quartierspeicher sind Betreiber und Nutzer des Stromes unterschiedliche Personen, daher müssen mehr Abgaben und Umlagen entrichtet werden als bei einem PV-Heimspeicher. Zusätzlich wird häufig das öffentliche Netz genutzt, daher müssen Netznutzungsentgelte bezahlt werden.
- Die rechtlichen Rahmenbedingungen wie auch die Speicherpreise sind momentan im Wandel. Beispielsweise wurde eine Reduzierung der zu zahlenden Umlagen für ge-

mischt (d.h. für den Eigenverbrauch sowie auch für die Ausspeicherung ins Netz) betriebene Speicher erst mit dem EEG 2017 (EEG, § 61k Abs. 2) ermöglicht.

- Während bei PV-Heimspeichern Privatpersonen investieren, kommen bei Quartierspeichern häufiger Institutionen oder Unternehmen als Investoren infrage, die eine höhere Renditeerwartung haben.
- Während es für PV-Heimspeicher und Mieterstrommodelle Förderprogramme gibt, ist ein ähnliches staatliches Förderprogramm für Quartiersprojekte derzeit nicht vorhanden. Zwar kann teilweise das Förderprogramm für Mieterstrom angewandt werden, jedoch nur dann, wenn der Strom in „unmittelbarem räumlichen Zusammenhang“ verbraucht wird, was im Einzelfall geklärt werden muss (Legler 2017, S. 7).

Mit sinkenden Batteriekosten und verbesserten regulatorischen Rahmenbedingungen scheint es jedoch realistisch, dass sich auch auf diesem Gebiet wirtschaftliche Geschäftsmodelle entwickeln. Hierbei kann besonders das große Interesse von lokalen Akteuren an Quartierspeichern eine Rolle spielen. In dieser Arbeit sollen daher die Rahmenbedingungen für Quartierspeicher untersucht werden, um zu identifizieren, unter welchen Bedingungen sich wirtschaftliche Geschäftsmodelle entwickeln werden.

7.4. Allgemeine Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

In diesem Abschnitt werden allgemeine Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der drei Anwendungsfälle beschrieben. Zunächst werden die technischen Eingangsparameter beschrieben, dann wird auf die wirtschaftlichen Parameter eingegangen. Spezifische Eingangsparameter zu den jeweiligen Anwendungsfällen befinden sich jeweils zu Anfang der Kapitel 8, 9 und 10.

7.4.1. Technische Eingangsparameter

Im Folgenden werden die technischen Eingangsparameter der untersuchten Stromerzeugungstechnologien beschrieben. Diese sind PV-Anlage, BHKW und Batteriespeicher.

7.4.1.1. *PV-Anlage*

Die in der Analyse verwendeten Erzeugungsprofile für PV-Anlagen wurden mit der Software System Advisory Model (SAM) auf Basis von Daten aus der Meteonorm-Datenbank erzeugt (Meteotest AG 2017). Exemplarisch wurde ein SunPower SPR-E18-295-COM PV-Modul ausgewählt sowie der Wechselrichter SMA America SB3800TL-US_22. Der Modulwirkungsgrad beträgt 18,1%. Als Standort wurde Frankfurt am Main gewählt, mit 35° Neigung und Südwest-Ausrichtung. Damit kann ein Jahresertrag von 942 kWh/kW$_p$ erreicht werden, was einen mittleren Wert für Deutschland darstellt. Die stündlichen Werte aus SAM werden in 15-

minütige Werte umgerechnet. Um Sprünge in der Erzeugungsleistung zu vermeiden, werden die Werte linear interpoliert.

7.4.1.2. *Blockheizkraftwerk*

In Quartiersprojekten bietet sich zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung der Einsatz von BHKW an. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen des Anwendungsfalls Quartierspeicher wird exemplarisch das BHKW Typ Kirsch mini30 (Kirsch HomeEnergy 2013) gewählt. Das System kann günstig für die Wärmelast von Mehrfamilienhäusern ausgelegt werden. Zudem ist es ein kleines System, welches modular in die Gebäude integriert werden kann. Tabelle 7-2 gibt einen Überblick über die technischen Parameter des Systems. Die Auslegung der Systemgröße mit dem Ziel, 5.000 Volllaststunden pro Jahr zu erreichen, wurde nach der Methode von Bohne (2014, 265 f.) durchgeführt.

Tabelle 7-2: Technische Parameter des BHKW

Parameter	Wert	Einheit	Quellen
Elektrische Leistung	30	kW_{el}	(Kirsch HomeEnergy 2013)
Thermische Leistung	53,2	kW_{th}	(Kirsch HomeEnergy 2013); (Buderus Thermotechnik GmbH 2014, S. 35–39)
Kraftstoffeinsatz	93,7	kW_{el}	(Kirsch HomeEnergy 2013)
Elektrischer Wirkungsgrad	32	%	(Kirsch HomeEnergy 2013)
Gesamtwirkungsgrad	88,8	%	(Kirsch HomeEnergy 2013)
Volllaststunden, wärmegeführt	Ca. 5.000	h/a	(entsprechend Auslegung)

7.4.1.3. *Batteriespeicher*

Im Bereich von PV-Heimspeichern ist in den letzten Jahren eine starke Tendenz hin zur Li-Ionen-Technologie zu sehen, während immer weniger Bleibatteriespeicher installiert werden. Gründe hierfür sind vermutlich vor allem die in der Vergangenheit stark sinkenden Preise, die kompaktere Bauweise aufgrund der höheren Energiedichte und die langen Lebensdauern von Li-Ionen-Systemen. Redox-Flow-Batterien werden im Haushaltskundensegment nicht eingesetzt. (Kairies et al. 2016, 52 ff.)

Bei größeren Speichern werden in Deutschland fast ausschließlich Li-Ionen-Batterien genutzt, wie die Daten der „Global Energy Storage Database“ des Department of Energy (2017) zeigen. Allgemein können Li-Ionen-Batterien eher als „Zukunftstechnologie“ im Batteriebereich bezeichnet werden, da diese Technologie am Markt etabliert ist, aber noch ein erhebliches Entwicklungs- und Kostenreduktionspotenzial aufweist. Daher wird für die drei betrachteten Anwendungsfälle davon ausgegangen, dass vornehmlich Li-Ionen-

Batteriespeicher zum Einsatz kommen. Entsprechend werden die technischen und wirtschaftlichen Parameter für Li-Ionen in der Modellierung verwendet (siehe auch Abschnitt 3.1.4).

Tabelle 7-3 gibt die technischen Parameter von Li-Ionen-Batteriespeichern an, die für die Betriebsoptimierung verwendet werden. Der Systemwirkungsgrad umfasst den Wirkungsgrad der Batterie (Beladen und Entladen) und den des Wechselrichters. Für die Berechnung des Ladezustands wird angenommen, dass die Verluste gleichmäßig auf Be- und Entladung aufgeteilt sind, so dass beim Beladen und Entladen jeweils mit der Wurzel des Gesamtwirkungsgrades gerechnet wird.

Die Selbstentladerate von Li-Ionen-Batterien wird von Herstellern mit 1% pro Monat angegeben, was sich mit Erfahrungen des Fraunhofer ISE bei Labortests von am Markt erhältlichen Batteriesystemen deckt (Lux 2019). Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird daher mit der Selbstentladerate von 1% der Nutzkapazität pro Monat gerechnet.

Für die Berechnungen wird von einem einmaligen Ersatz der Batterie innerhalb des Betrachtungszeitraumes ausgegangen, entsprechend einer Lebensdauer von 10 Jahren. Nur für das zukünftige Szenario bei PV-Heimspeichern nach Ende des EEG wird mit einem bis dahin längeren Einsatz des Batteriespeichers von 15 Jahren gerechnet. Aufgrund der großen Unsicherheit bezüglich der Lebenszeit des Speichers wird die Degradation, die im Vergleich zu einer veränderten Lebensdauer nur geringe Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit hätte, nicht berücksichtigt.

Die Entladetiefe der Batterie ist nicht relevant, da mit der Nutzkapazität des Batteriespeichers gerechnet wird. Die Preise des Batteriespeichers sind ebenfalls auf die Nutzkapazität bezogen.

Tabelle 7-3: Technische Parameter für die Modellierung des Speicherbetriebs in ENTIGRIS Unit

Parameter	**Wert**	**Einheit**	**Quellen**
Systemwirkungsgrad (Batterie und Wechselrichter)	95	%	siehe z.B. (C.A.R.M.E.N. e.V. 2016; EuPD Research und E3DC 2014, S. 14)
Selbstentladerate	1	% pro Monat	Aktuelle Marktwerte decken sich mit Erfahrungen des Fraunhofer ISE, siehe z.B. (IBC Solar AG 2014)
Kalendarische Lebensdauer	10 / 15	Jahre	Hersteller geben 20 Jahre an, siehe z.B. (ads-tec GmbH 2014), realistischer ist aber eine Lebensdauer von 7 bis 15 Jahren, abhängig von Technologie, Temperatur und Ladezustand (Beck 2016)
maximales Verhältnis Leistung zu Kapazität	1	-	Annahme

7.4.2. Wirtschaftliche Eingangsparameter

In diesem Abschnitt werden die wirtschaftlichen Eingangsparameter für die Szenarienanalysen beschrieben. Diese umfassen die Endkundenstrompreise für Strom und Gas sowie deren Entwicklung, die Entwicklung von Abgaben, Umlagen und Steuern sowie die Annahmen für die Preise auf dem Elektrizitätsmarkt. Alle Kosten werden inflationsbereinigt auf das Jahr 2017 bezogen und als reale Werte dargestellt.

7.4.2.1. *Endkundenpreise für Strom und Gas*

Der Endkundenstrompreis für Haushalte, inklusive aller Abgaben und Umlagen, lag im Jahr 2017 bei durchschnittlich 29,16 ct/kWh (bdew 2016b, S. 7). Der Haushaltsstrompreis befindet sich seit 2013 auf annähernd gleichbleibendem Niveau, zwischen 2000 und 2013 war jedoch ein starker Anstieg zu beobachten. In der vorliegenden Arbeit werden die Entwicklungsprognosen von Schlesinger et al. (2014, S. 227) verwendet. Die Autoren gehen von einem weiteren Anstieg bis 2025 aus, bedingt durch die steigende EEG-Umlage und steigende Großhandelspreise, ab 2025 von einem stetigen Fallen der Preise, bedingt durch die langfristig wieder sinkende EEG-Umlage (siehe Abbildung 7-4). Die Werte der Strompreisprognose wurden für die vorliegende Arbeit zwischen den Prognoseschritten linear interpoliert.

Der durchschnittliche Erdgaspreis für Haushaltskunden inklusive Abgaben und Steuern lag 2016 bei 6,6 ct/kWh (Eurostat 2016). Dieser Preis wird als Grundlage für die zukünftige Preisentwicklung genutzt. Schlesinger et al. (2014, S. 412) analysieren die Entwicklung des Großhandelspreises für Erdgas bis 2050. Nach ihrer Einschätzung steigt der Gaspreis zunächst bis 2020 stark an und bleibt danach relativ konstant. Die Prognose für die Jahre 2020, 2025, 2030 und 2040 wurde linear interpoliert und auf das Jahr 2016 bezogen. Auf diese Weise wurde anhand des Gaspreises für Haushaltskunden von 2016 die jährliche Entwicklung ermittelt (siehe Abbildung 7-4).

Analog dazu wurde die Entwicklung der Endkundenpreise für Biomethan (auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas) ermittelt. In Deutschland gibt es nur wenige Anbieter von Biomethan, die überregional liefern (z.B. Naturstrom, Lichtblick und Sauber Gas). Daher wurde als Basispreis für 2016 der Preis der Naturstrom AG (2016) in Höhe von 10,90 ct/kWh angesetzt. Da der Gaspreis aus einem Grundbetrag von 9,90 €/Jahr und einem energiebezogenen Preis von 9,95 ct/kWh besteht, wurde beispielhaft von einem Verbrauch von 13.000 kWh pro Jahr (durchschnittliches Einfamilienhaus) ausgegangen. Es wird vereinfacht angenommen, dass die Preisentwicklung von Biomethan an die des Erdgases gekoppelt ist.

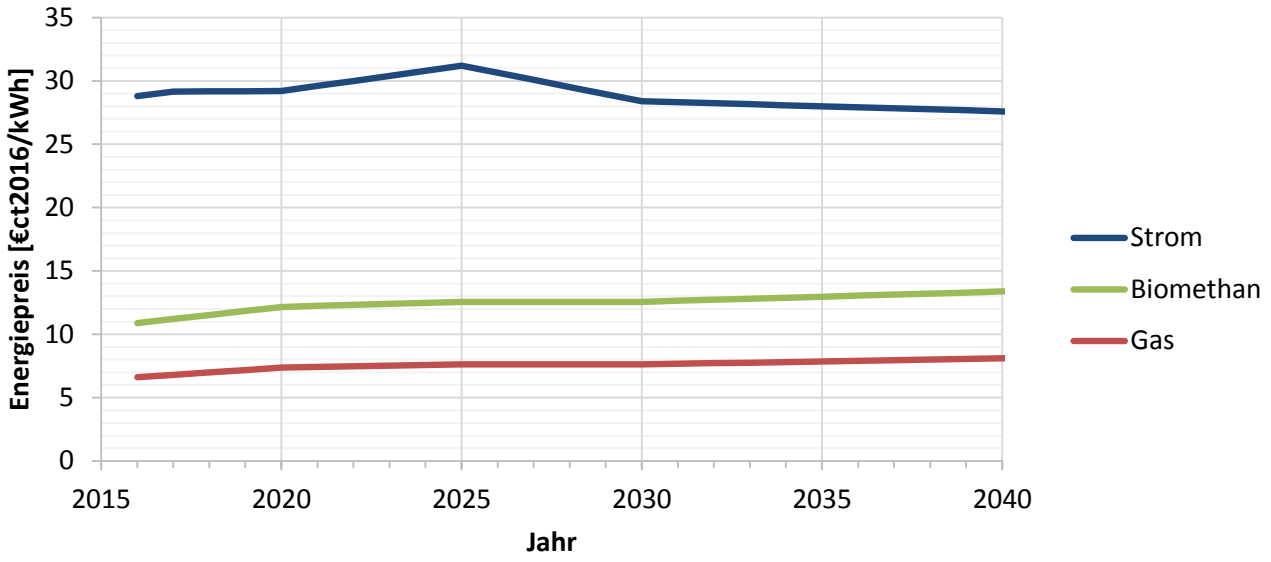


Abbildung 7-4: Entwicklung der Preise für Strom, Gas und Biomethan für Haushaltskunden bis 2040. Eigene Darstellung basierend auf (Schlesinger et al. 2014; bdew 2017; Eurostat 2016; Naturstrom AG 2016)

7.4.2.2. *Abgaben, Umlagen und Steuern*

Tabelle 7-4 zeigt die aktuellen Werte für die in den Wirtschaftlichkeitsrechnungen verwendeten Abgaben, Umlagen und Steuern sowie Informationen zur angenommenen Entwicklung der Werte.

Tabelle 7-4: Aktueller Wert und Entwicklung der Abgaben, Umlagen und Steuern

Abgabe / Umlage / Steuer	Betrag 2017 [ct/kWh]	Quelle	Entwicklung
EEG-Umlage	6,88	(BMWi 2017, S. 1)	Reale Entwicklung nach (Öko-Institut 2015, S. 18)
Netznutzungsentgelt	7,48	(bdew 2017, S. 2)	Jährliche Steigerung um 2% nominal (Hinz et al. 2014, S. 35), also real gleichbleibend
Konzessionsabgabe	1,66	(bdew 2017, S. 2)	Abgabe nominal konstant, daher real sinkend
KWKG-Umlage	0,438	(50Hertz Transmission GmbH et al. 2016, S. 7)	Annahme: Real konstant
Offshore-Haftungsumlage	-0,028	(netztranzparenz.de 2016a)	Annahme: Durchschnitt real konstant bei 0,09 ct/kWh
AbLaV-Umlage	0,006	(netztranzparenz.de 2016b)	Annahme: Real konstant
Stromsteuer	2,05	(StromStG, vom 05.12.2012, § 3)	Steuer nominal konstant, daher real sinkend
Umsatzsteuer	19% des Stromeinkaufspreises	(UStG, vom 22.12.2014, § 12 Abs. 1)	Gleichbleibend

Die EEG-Umlage betrug im Jahr 2017 6,88 ct/kWh. Eine Prognose des Ökoinstituts beschreibt einen Anstieg der EEG-Umlage bis 2023 und danach eine Verringerung bis 2035 auf 4,4 ct/kWh. Aus Mangel an weiteren Prognosen wird dieser Wert bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes der Wirtschaftlichkeitsrechnungen in dieser Arbeit (Jahr 2038) fortgeschrieben.

Die Höhe der NNE beträgt 2017 7,48 ct/kWh. Es kann bis 2023 von einer durchschnittlichen Steigerung der Netznutzungsentgelte für Haushalte und Gewerbe von jährlichen 2% nominal ausgegangen werden (Hinz et al. 2014, S. 35). Der reale Wert ist daher gleichbleibend. Die Annahme wird auf den gesamten Betrachtungszeitraum angewendet.

Im deutschlandweiten Durchschnitt beträgt die Konzessionsabgabe derzeit 1,66 €ct/kWh. Die Konzessionsabgabe ist seit mehreren Jahren nominal konstant hoch (bdew 2017, S. 2). Es wird für die Berechnungen davon ausgegangen, dass die Abgaben über den Betrachtungszeitraum weiterhin konstant bleiben. Unter Berücksichtigung der Inflation ergibt sich somit ein real sinkender Betrag.

Für das Jahr 2017 beträgt die KWKG-Umlage 0,438 €ct/kWh. Die Umlage ist seit ihrer Erhebung im Jahr 2000 schwankend (bdew 2017, S. 2). Aufgrund der Vielzahl relevanter Einflussfaktoren und möglichen Wirkungen politischer Entscheidungen kann die Umlage nicht ohne große Unsicherheiten prognostiziert werden (Klotz et al. 2014, S. 211). Es wird daher von einer real konstanten Entwicklung ausgegangen.

Die Offshore-Haftungsumlage ist unterschiedlich für drei verschiedene Letztverbrauchergruppen. Für Verbraucher unter 1.000 MWh beträgt die Umlage im Jahr 2017 minus 0,028 €ct/kWh. Die Umlage war in den letzten Jahren stark schwankend. Im Durchschnitt betrug die Umlage inflationsbereinigt 0,09 ct_{2017}/kWh seit der ersten Erhebung im Jahr 2013. (Netztransparenz.de 2017)

Für die Offshore-Haftungsumlage gibt es bisher keine belastbaren Prognosen. Für die Berechnungen wird daher für die Offshore-Haftungsumlage ein real konstanter Wert von 0,09 ct/kWh über den gesamten Betrachtungszeitraum angenommen.

Im Jahr 2017 beträgt die AbLaV-Umlage 0,006 €ct/kWh. Für die Berechnungen wird von einer konstanten Entwicklung ausgegangen.

Die Stromsteuer beträgt derzeit 20,5 €/MWh. Wie die Konzessionsabgabe ist auch die Stromsteuer in den letzten Jahren nominal konstant geblieben. Es wird daher wiederum von einem nominal konstanten und somit real sich verringerndem Betrag ausgegangen.

Die Umsatzsteuer beträgt derzeit 19% und wird über den gesamten Betrachtungszeitraum als konstant angenommen.

Abbildung 7-5 zeigt die Entwicklung der Abgaben und Umlagen über einen Zeitraum von 20 Jahren, basierend auf den in Tabelle 7-4 beschriebenen Daten und Annahmen. Die jährlichen Eingangsdaten sind in Anhang I zu finden.

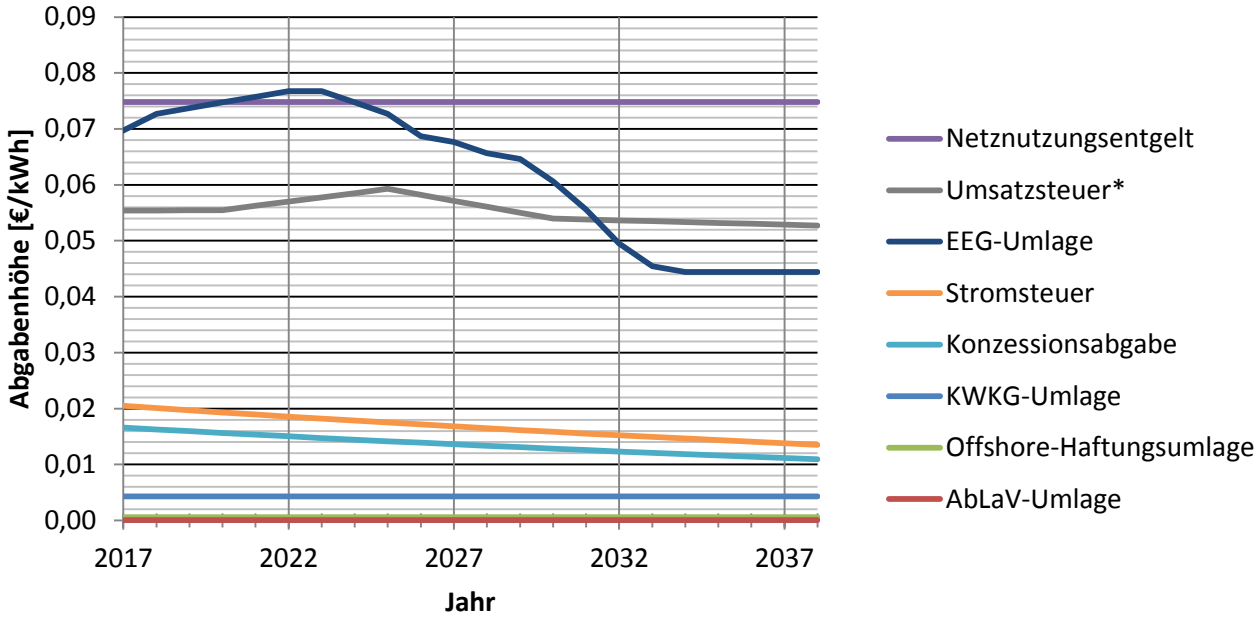


*Abbildung 7-5: Prognose zur Entwicklung von Umlagen, Abgaben und Steuern über den Betrachtungszeitraum der Wirtschaftlichkeitsrechnungen. * Umsatzsteuer ist abhängig vom Strompreis; hier dargestellt sind 19% des Haushaltsstrompreises*

7.4.2.3. *Preiszeitreihen Strommarkt*

Der deutsche Strommarkt besteht zu einem Großteil aus bilateralen Lieferverträgen; nur der kleinere Teil des Stromhandels wird über die Strombörse abgewickelt (Götz et al. 2013, S. 4). Da sich bilaterale Verträge aber häufig an den Preisen der Strombörse orientieren (Götz et al. 2013, S. 4), sind diese ein guter Anhaltspunkt für die zu erzielenden Erlöse im Stromverkauf. Um zukünftige Entwicklungen in die Simulation einzubeziehen, wurden simulierte Preisdaten der Universität Duisburg-Essen für das Jahr 2017 verwendet (HEMF 2017). Die Preisdaten wurden auf stündlicher Basis ermittelt für ein Szenario, das auf den Annahmen des Netzentwicklungsplanes 2015 basiert. Abbildung 7-6 zeigt die Zeitreihe im Jahresüberblick.

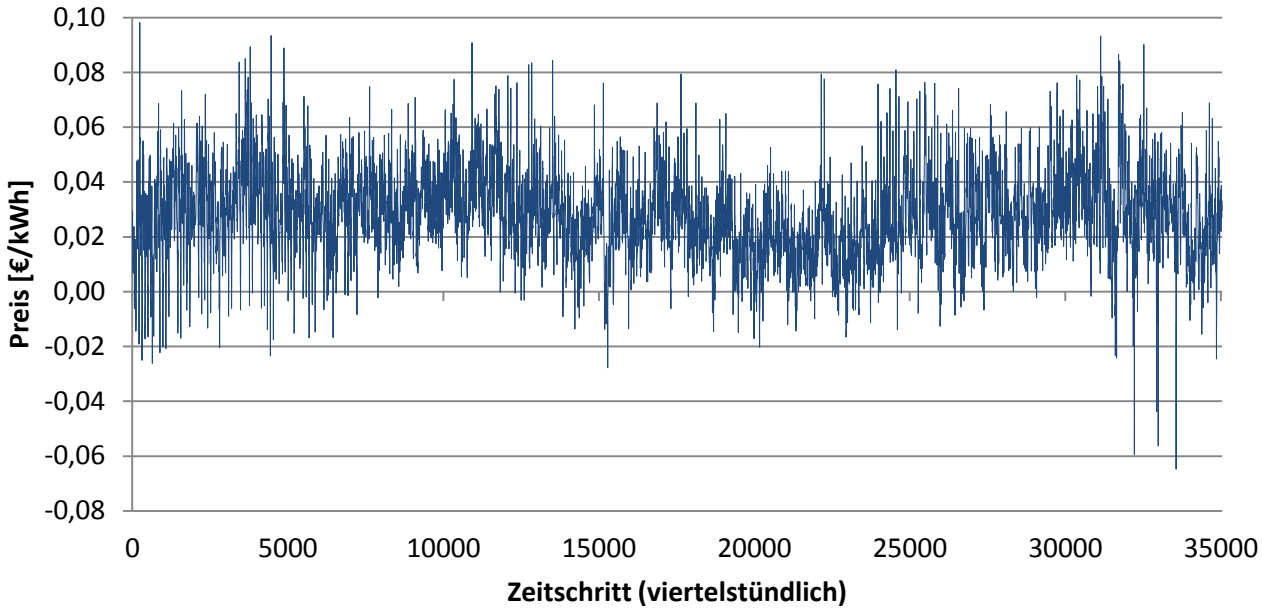


Abbildung 7-6: Preisdaten für den Börsenstrompreis im Jahr 2017. Eigene Grafik basierend auf Daten von HEMF (2017)

8. Szenarienanalyse PV-Heimspeichersysteme

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen von PV-Heimspeichersystemen vorgestellt. Grundlegende wirtschaftliche Parameter wurden bereits in Kapitel 4 dargestellt. Die spezifischen Eingangsparameter für den Anwendungsfall PV-Heimspeicher werden in Abschnitt 8.1 erläutert. Die untersuchten Szenarien sind darauf aufbauend in Abschnitt 8.2 definiert. In Abschnitt 8.3 werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen vorgestellt und diskutiert. Abschließend werden in Abschnitt 8.4 Schlussfolgerungen zu diesem Kapitel gezogen.

8.1. Spezifische Eingangsparameter für die Szenarienanalyse

Im Folgenden werden die Parameter, aus denen die Szenarien kombiniert sind, für die Analyse von PV-Heimspeichersystemen hergeleitet: PV-Anlagenleistung, Lastprofil, Ende der EEG-Vergütung sowie Steuern, Abgaben und Umlagen bei der Nutzung von PV-Heimspeichern.

8.1.1. PV-Anlagenleistung

Um eine typische PV-Anlagenleistung für ein Einfamilienhaus zu ermitteln, wird der Leistungsbereich bis 15 kW_p betrachtet. Abbildung 8-1 zeigt die Häufigkeitsverteilung von PV-Anlagenmeldungen in Deutschland seit 2012 (Bundesnetzagentur 2017b). Hierbei zeigt sich, dass die Zahl der insgesamt installierten Anlagen in den letzten Jahren stark abgenommen hat. Besonders stark ist der Rückgang der Installationen von PV-Anlagen im Leistungsbereich über 10 kW_p. Dies ist auf eine stärkere Nutzung der Anlagen für den Eigenstromverbrauch zurückzuführen: Durch die steigende Differenz zwischen Haushaltsstrompreis und PV-Stromgestehungskosten ist die Nutzung von Eigenstrom immer rentabler geworden. Der von der PV-Anlage erzeugte Strom wird allerdings nur bis zu einer Anlagenleistung von 10 kW_p (und einer jährlichen Stromerzeugung von höchstens 10 MWh) von der EEG-Umlage befreit (EEG 2017, vom 22.12.2016, § 61a Abs. 4).

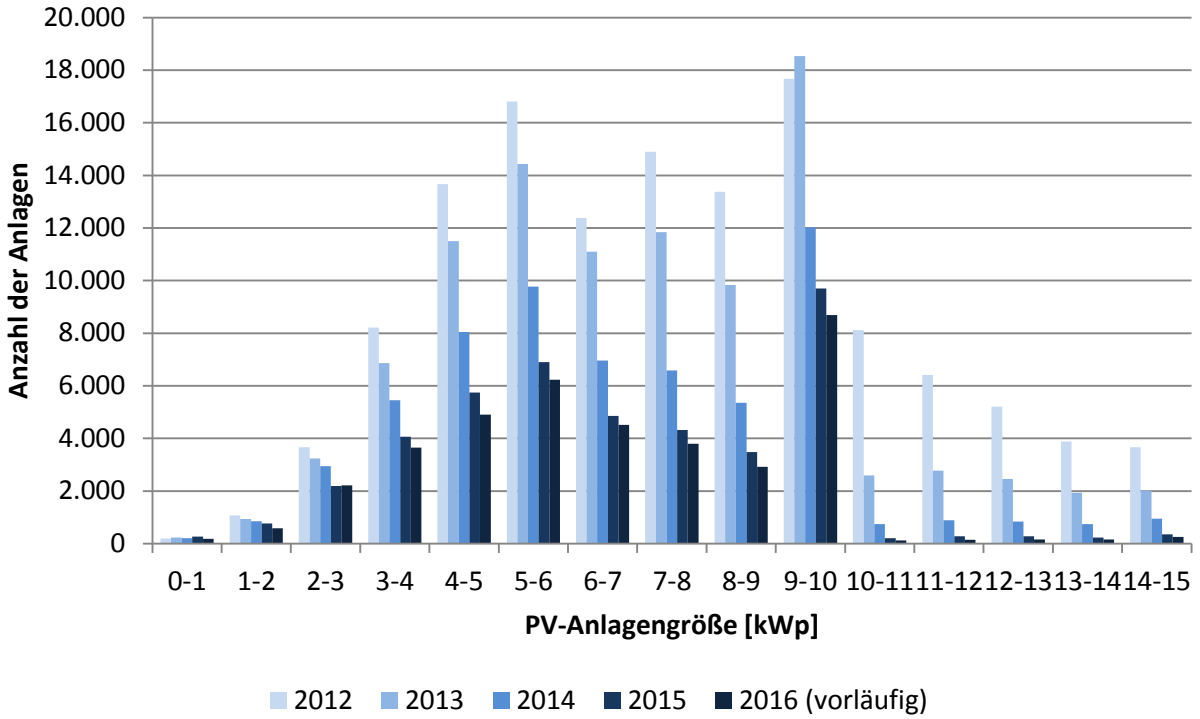


Abbildung 8-1: Häufigkeitsverteilung der PV-Anlagenleistung in Deutschland in den Jahren 2012 bis 2016. Eigene Darstellung auf Basis der Daten des PV-Melderegisters der Bundesnetzagentur (2017b).

Neben der Spitze bei 9 bis 10 kW_p ist eine weitere Spitze in bei PV-Anlagen zwischen 5 und 6 kW_p zu beobachten, die sich in den letzten Jahren im Vergleich zur Installation von größeren Anlagen verstärkt hat. Dies lässt sich ebenso mit dem Trend zur Nutzung der Anlagen zum Eigenstromverbrauch erklären: Der Stromverbrauch in einem typischen Einfamilienhaus kann üblicherweise mit einer PV-Anlage im Bereich von 3 bis 6 kW_p über das Jahr gesehen optimal abgedeckt werden[4]. Der Bau einer größeren Anlage lohnt sich nur bei einem höheren Stromverbrauch oder bei dem Wunsch nach einem höheren Autarkiegrad.

Die hohe Anlagenleistung von bis zu 10 kW_p wird demnach eher auf Hausdächern aufgebracht, auf denen viel Dachfläche zur Verfügung steht und ein hoher Verbrauch vorliegt. Da für diese Untersuchungen ein Einfamilienhaus betrachtet wird, ist eine PV-Anlagenleistung im Bereich von 5 bis 6 kW_p passend. In Abhängigkeit vom Lastprofil (siehe Abschnitt 8.1.2) wird daher eine typische Anlagengröße von 5,5 kW_p untersucht. Da die optimale PV-Anlagengröße sich mit dem Einsatz eines Batteriespeichers verändern könnte, wird in einem Szenario die PV-Anlagenleistung zwischen 0 und 10 kW_p optimiert. Dies entspricht dem Rahmen, in dem die Befreiung von der EEG-Umlage für den selbst verbrauchten Strom gilt.

[4] Durchschnittlicher Jahresenergieverbrauch von 2.050 bis 5.370 kWh (bdew 2016a, S. 6), optimales Verhältnis Anlagenleistung zu Jahresstromverbrauch ist bei einem PV-Preis von 1.500 €/kW_p ca. 1 kW_p/MWh (Weniger et al. 2014b, S. 86)

8.1.2. Lastprofil

Für die Optimierung des Betriebs des PV-Heimspeichersystems ist ein möglichst realistisches Lastprofil nötig. Verschiedene Studien belegen die Notwendigkeit, gemessene oder synthetische Lastprofile anstelle von Standardlastprofilen zu verwenden (Stenzel et al. 2015b; Linssen et al. 2017; Härtl et al. 2014; Tjaden et al. 2014). Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird daher ein synthetisches Lastprofil genutzt und in der Parametervariation der Vergleich zu einem zweiten Lastprofil gezeigt. Die beiden Profile wurden mit dem Tool *synPRO* des Fraunhofer ISE erstellt (siehe Härtl et al. (2014) für eine Beschreibung des Modells). Beide Profile zeigen den Stromverbrauch eines 4-Personen-Haushalts – bestehend aus zwei Erwachsenen und zwei Kindern – für das Jahr 2017. Bei Profil „Tagesspitze“ ist nur eine Person in Vollzeit erwerbstätig. Der Jahresstromverbrauch beträgt 5.383 kWh pro Jahr (siehe Tabelle 8-1). Profil „Abendspitze“ beschreibt den Stromverbrauch eines Haushaltes mit zwei in Vollzeit erwerbstätigen Personen. Entsprechend ist der Jahresstromverbrauch beim Profil „Abendspitze“ geringer.

Tabelle 8-1: Annahmen und Charakteristika der verwendeten Lastprofile

	Profil Tagesspitze	**Profil Abendspitze**
Anzahl Personen im Haushalt	4	4
Anzahl Erwerbstätige	1	2
Jahresstromverbrauch [kWh]	5.383	4.284
Minimallast [W]	55	64
Maximallast [W]	6.849	4.701

Abbildung 8-2 zeigt die mittleren Tageslastgänge der beiden verwendeten Profile. Profil „Tagesspitze“ hat um die Mittagszeit eine höhere Last als das Profil „Abendspitze“. Es ist davon auszugehen, dass ein höherer Anteil der PV-Stromerzeugung direkt genutzt werden kann als im Falle von Profil „Abendspitze“. Dieses wiederum beschreibt einen eher flacheren Verbrauch mit nur einer Lastspitze in den Abendstunden. Je nach Größe der PV-Anlage kann hier weniger Strom direkt verbraucht werden und der Speicher kann genutzt werden, um den erzeugten Strom für die Abendstunden zu speichern.

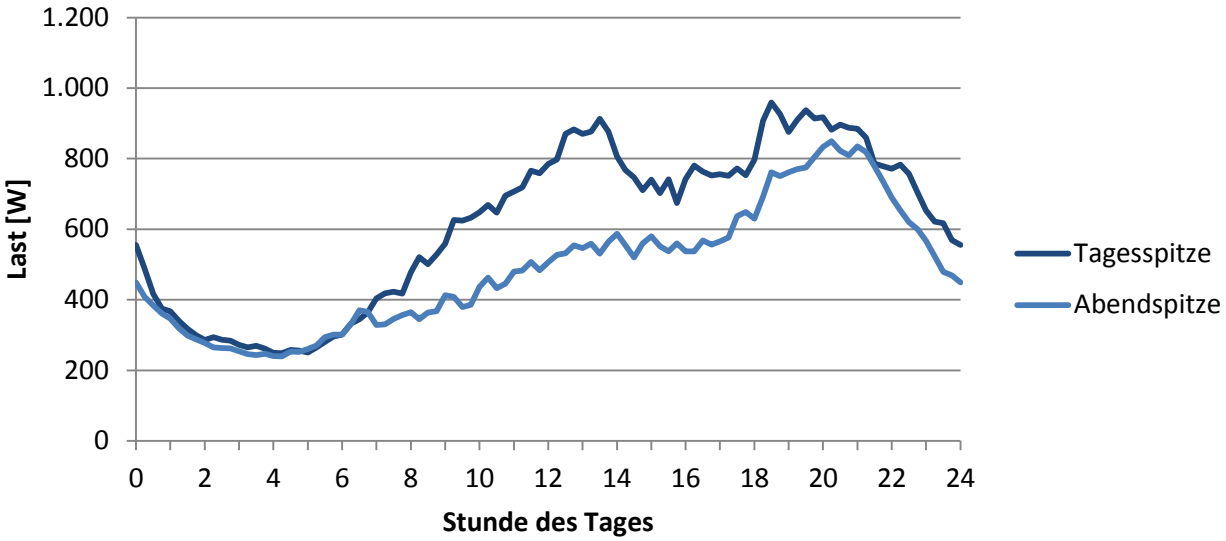


Abbildung 8-2: Mittlere Tageslastgänge der beiden verwendeten Lastprofile

In der Wirtschaftlichkeitsrechnung soll gezeigt werden, ab welchem Preis Batteriespeicher wirtschaftlich werden. Da Profil „Tagesspitze“ eine höhere Eigenverbrauchsquote ermöglicht und somit eine höhere Wirtschaftlichkeit des PV-Batteriesystems erreichen kann, werden Haushalte mit diesem Profil zuerst in ein entsprechendes System investieren. Für die Rechnungen wird daher Profil „Tagesspitze“ verwendet. In der Parameteranalyse werden die Ergebnisse der Rechnungen beider Profile verglichen.

8.1.3. Ende der EEG-Vergütung

Die EEG-Vergütung für PV-Anlagen wird über 20 Jahre ausgezahlt. Nach Ende der 20 Jahre erhalten die Anlagen keine weitere staatliche Vergütung, allerdings wird erwartet, dass viele PV-Anlagen danach weiterhin funktionsfähig sind (siehe Abschnitt 4.3). Für diese Anlagen wird sich also 20 Jahre nach der Installation folgendes Szenario ergeben: Die Anlage erhält keine EEG-Vergütung, ist bereits komplett abgeschrieben und produziert kostengünstig Strom. Eventuell muss der Wechselrichter ersetzt werden, sonst fallen keine Kosten an. Die Stromerzeugung aus dieser Anlage wird dann deutlich günstiger sein als der Netzstrombezug.

Abbildung 8-3 zeigt die Anzahl der installierten Anlagen bis zu einer Größe von einschließlich 10 kW_p und deren gesamte Leistung. Hierbei handelt es sich um alle in Deutschland installierten Anlagen, unabhängig davon ob sie EEG-Vergütung erhalten oder nicht. Die Jahreszahl gibt das Jahr des Endes der EEG-Vergütung für die jeweiligen Anlagen an, also 20 Jahre nach der Installation der Anlage. Im Jahr 2020 werden daher schon knapp 10.000 PV-Anlagen keine EEG-Vergütung mehr erhalten, entsprechend einer Anlagenleistung von ca. 29 MW. Um das Jahr 2030 fallen dann jährlich ca. 80.000 bis 140.000 Anlagen aus dem

EEG-Vergütungsschema, entsprechend dem hohen Anlagenzubau um das Jahr 2010. Bis zum Jahr 2030 werden demnach ca. 500.000 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 2,9 GW_p ohne EEG-Vergütung auf dem Markt sein.

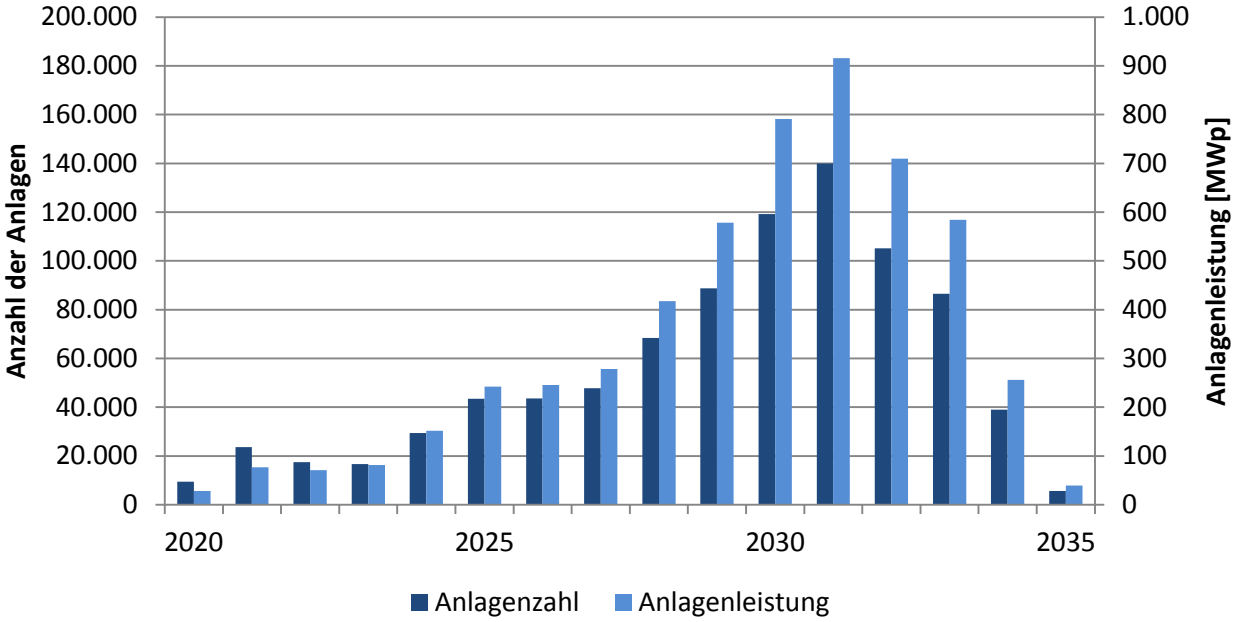


Abbildung 8-3: Anzahl und Gesamtleistung der Anlagen bis zu 10 kW_p, deren EEG-Vergütung im entsprechenden Jahr endet. Eigene Grafik auf Basis der Daten von (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. 2015).

Aus diesem Grund wird ein Szenario für eine PV-Anlage ohne EEG-Vergütung betrachtet um festzustellen, ob sich der Speichereinsatz in diesem Falle lohnt. Auch ist zu berücksichtigen, dass die EEG-Vergütung in Zukunft abgeschafft werden könnte, so dass die Betrachtung eines Einsatzes einer PV-Speicheranlage ohne EEG-Vergütung in den Zukunftsszenarien berücksichtigt wird.

8.1.4. Abgaben, Umlagen und Steuern

Derzeit ist der Eigenstromverbrauch im Haushaltsbereich von den meisten Abgaben, Umlagen und Steuern befreit: Wird das öffentliche Netz nicht genutzt, so muss der PV-Anlagenbesitzer keine Netznutzungsentgelte und damit verbundene Umlagen und Abgaben bezahlen. Unter einer Grenze von 10 kW_p PV-Anlagenleistung bzw. 10 MWh Stromerzeugung pro Jahr greift die „Kleinanlagenregelung“, nach der der Betreiber von der EEG-Umlage befreit wird (EEG 2017, vom 22.12.2016, § 61a). Lediglich die Umsatzsteuer muss bezahlt werden, sofern der PV-Anlagenbesitzer nicht die Kleinunternehmerregelung in Anspruch nimmt (siehe Abschnitt 4.4).

Nachdem der Eigenverbrauch zwischen Januar 2009 und April 2012 über das EEG mit einer Vergütung pro selbst verbrauchter kWh gefördert wurde, wird er nunmehr nur über die Be-

freiung von Abgaben und Umlagen begünstigt. Im Zuge der Diskussion um eine „Entsolidarisierung“ wird diese Art von Förderung kritisiert. Um die Auswirkungen eines Wegfalls der Befreiung auf den Anwendungsfall PV-Heimspeicher zu beurteilen, wird ein Szenario mit voller Belastung des Eigenverbrauchs (alle Abgaben und Umlagen) untersucht.

8.1.5. Zusammenfassung der Eingangsparameter für die Szenarienanalyse

Tabelle 8-2 fasst die Eingangsparameter für die Szenarienanalyse zusammen. Detailliertere Informationen zu den wirtschaftlichen und regulatorischen Grundlagen, die in allen Anwendungsfällen verwendet werden, finden sich in Abschnitt 7.4.

Für die PV-Anlagenpreise wird jeweils das arithmetische Mittel der derzeitigen Preisbereiche (siehe Abschnitt 4.3) verwendet. Dies liegt bei PV-Kleinanlagen für das Jahr 2017 bei 1.417 €/kW_p und für das Jahr 2030 bei 942 €/kW_p. Für die Betriebskosten wird entsprechend Kost et al. (2013b, S. 11) von 35 €/kW_p und Jahr ausgegangen. Da dieser Wert in $Euro_{2013}$ angegeben ist, wird hier inflationsbereinigt mit 35,78 €/kW_p und Jahr gerechnet.

Tabelle 8-2: Zusammenfassung der Parameter und wirtschaftliche Eingangsdaten für die Szenarienanalyse

Parameter	Wert	Einheit	Quelle / Erklärung in Abschnitt
Stromverbrauch Haushalt	5.383	kWh/Jahr	8.1.2
Haushaltsstrompreis	29	€ct/kWh	7.4.2.1
EEG-Vergütung	12,3	€ct/kWh	4.5
Geringe Vergütung	3,0	€ct/kWh	Annahme
PV-Anlagenleistung	5,5	kW_p	8.1.1
PV-Stromerzeugung	942	kWh/kW_p und Jahr	7.4.1.1
Investitionskosten PV-Anlage 2017	1.417	€/kW_p	4.3
Investitionskosten PV-Anlage 2030	935	€/kW_p	4.3
Variable Kosten PV-Anlage	35,78	€/kW_p/Jahr	(Kost et al. 2013b, S. 11)
Spezifische Kosten Batteriespeicher	840 bzw. variiert	€/kWh (netto)	4.2.1
Batterieersatzkosten	60% von Anfangsinvestition		4.2.1
Eigenkapitalrendite nominal	6,0%	p.a.	Annahme wie in (Kost et al. 2013b, S. 11)
Fremdkapitalrendite nominal	4,0%	p.a.	Annahme wie in (Kost et al. 2013b, S. 11)
Eigenkapitalquote	20%		Annahme wie in (Kost et al. 2013b, S. 11)
Fremdkapitalquote	80%		Annahme wie in (Kost et al. 2013b, S. 11)
WACC nominal	4,4%		errechnet

Parameter	Wert	Einheit	Quelle / Erklärung in Abschnitt
WACC real	2,4%		errechnet (angenommen 2% Inflationsrate)
Betrachtungszeitraum	20 (Ausnahme Szenario „PV abgeschrieben“)	Jahre	Annahme
Lebensdauer Batteriespeicher	10 (Ausnahme Szenario „PV abgeschrieben“)	Jahre	7.4.1.3
Lebensdauer Wechselrichter	10 (Ausnahme Szenario „PV abgeschrieben“)	Jahre	3.3

Die nominalen Renditen auf Eigenkapital und Fremdkapital errechnen sich mit der Eigen- und Fremdkapitalquote zu einem WACC von 4,4% nominal. Dieser Wert wird mit einer Inflationsrate von 2% auf einen realen WACC von 2,4% umgerechnet.

Der Betrachtungszeitraum für die Wirtschaftlichkeit beträgt 20 Jahre (ausgenommen Szenario „PV abgeschrieben“, bei dem nur 15 Jahre betrachtet werden). Dies entspricht dem Zeitraum über den die EEG-Vergütung gezahlt wird und auch dem gängigen Abschreibungszeitraum für PV-Anlagen. Da die Lebensdauer des Speichers 9 bis 15 Jahre beträgt und die des Wechselrichters ca. 10 Jahre (siehe Abschnitt 3.3), wird für beide Komponenten ein einmaliger Ersatz innerhalb des Betrachtungszeitraumes angenommen (wiederum Ausnahme Szenario „PV abgeschrieben“, bei dem von 15 Jahren Lebensdauer ausgegangen wird).

Die Betriebskosten von Batteriesystemen beschränken sich bei Li-Ionen-Batterien in der Regel auf die Wartung der Anlage alle fünf Jahre. Da dies mit der Wartung der PV-Anlage kombiniert werden kann, werden für die Betriebskosten von Batteriespeichern keine zusätzlichen Kosten angesetzt (Lorenz und Schröder 2014, S. 13).

8.2. Szenariendefinition

Die Szenarien für die PV-Heimspeichersysteme bestehen aus der Variation von fünf Parametern, deren Einfluss mit der Wirtschaftlichkeitsrechnung untersucht werden soll: Die PV-Anlagenleistung, die maximal erlaubte Einspeiseleistung der PV-Anlage, die Vergütung von (überschüssigem) PV-Strom, die PV-Anlagenpreise, sowie die Belastung des Eigenstroms mit Abgaben, Umlagen und Steuern werden in vier Szenarien variiert. Drei Szenarien werden durch Varianten ergänzt. Tabelle 8-3 gibt einen Überblick über die wesentlichen Charakteristika der Szenarien und ihrer Varianten.

Tabelle 8-3: Zusammenfassung der Szenarien und Varianten für PV-Heimspeichersysteme

Name	PV-Anlagen-leistung [kW_p]	PV-Einspeise-begr.	Ertrags-modell	PV-Preis [€/kW_p]	Belastung Eigen-verbrauch
Szenario „Status Quo“	**5,5**	**50%**	**EEG**	**1.417**	**USt.**
Variante „PV frei“	5,5	70%	EEG	1.417	USt.
Variante „PV optimiert“	optimiert	70%	EEG	1.417	USt.
Szenario „Geringe Vergütung“	**5,5**	**70%**	**3 ct/kWh**	**935**	**USt.**
Variante „EEX-Vergütung“	5,5	70%	EEX	935	USt.
Variante „PV-Einspeise-begrenzung“	5,5	50%	3 ct/kWh	935	USt.
Szenario „PV abgeschrieben“	**5,5**	**70%**	**3 ct/kWh**	**0**	**USt.**
Szenario „Umlagenbelastung“	**5,5**	**70%**	**3 ct/kWh**	**935**	**EEG-Umlage**
Variante „volle Belastung“	5,5	70%	3 ct/kWh	935	voll

Im Szenario „**Status Quo**“ wird eine 5,5 kW_p PV-Anlage in Kombination mit einem KfW-geförderten Speicher betrachtet. Die Einspeisung von PV-Strom ist nach Vorgabe des Förderprogramms auf 50% der PV-Nennleistung beschränkt. Strom, der ins Netz eingespeist wird, wird nach EEG vergütet. Der Preis für die PV-Anlage beträgt 1.417 €/kW_p. Betrachtet wird ein Haushalt mit vier Personen und einem Jahresverbrauch von 5.383 kWh (Profil 1, siehe Abschnitt 8.1.2). Selbst verbrauchter Strom wird lediglich mit der Umsatzsteuer belastet. Dieses Szenario beschreibt im Wesentlichen ein aktuelles PV-Heimspeichersystem. „PV frei“ beschreibt eine Variante des Szenarios mit einem Speicher, der ohne Inanspruchnahme der KfW-Förderung installiert wird. Die PV-Einspeiseleistung der PV-Anlage ist daher nur auf 70% der Nennleistung reduziert. In der Variante „PV optimiert“, wird unter den gleichen Voraussetzungen die PV-Anlagenleistung optimiert. Hierbei soll untersucht werden, inwiefern die PV-Anlagengröße einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers hat.

Das Szenario „**Geringe Vergütung**“ betrachtet den Fall, dass die EEG-Vergütung endet. Es wird davon ausgegangen, dass der Netzbetreiber weiterhin eine, wenn auch geringere, Vergütung für eingespeisten PV-Strom zahlt. Angenommen wird eine Vergütung von 3 €ct/kWh, was den derzeit durchschnittlichen EEX-Preisen entspricht. Die PV-Einspeiseleistung ist nur auf 70% der Nennleistung beschränkt, da von keiner Förderung für Batteriespeicher ausgegangen wird. Da es sich um ein Zukunftsszenario handelt, wird mit den PV-Anlagenkosten für das Jahr 2020 gerechnet. In der Variante „EEX-Vergütung“ wird mit einem variablen Ertrag gerechnet. Je nach Zeitpunkt der Einspeisung kann der erzeugte PV-Strom mehr oder weniger Wert für den Netzbetreiber darstellen. Daher wird untersucht, inwiefern eine variable

Vergütung, abhängig vom Einspeisezeitpunkt, einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des PV-Speichersystems haben kann. Als Referenz für die Vergütung werden die stündlich variierenden EEX-Preise verwendet. In der Variante „PV-Einspeisebegrenzung“ wird untersucht, welchen Einfluss die Begrenzung der PV-Einspeiseleistung auf 50% der Nennleistung auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers hat. Es wird angenommen, dass der Gesetzgeber einen netzdienlichen Betrieb von PV-Speicheranlagen durchsetzen möchte, indem die stärkere Begrenzung der Einspeiseleistung auf alle PV-Anlagen ausgeweitet wird.

Das Szenario „**PV abgeschrieben**“ stellt den Fall dar, dass die PV-Anlage seit 20 Jahren betrieben und bereits vollständig refinanziert ist. Von der PV-Anlage können aus technischer Sicht weitere bis zu 15 Jahre Betrieb erwartet werden, in denen dann aber keine EEG-Vergütung gezahlt wird. Der Betreiber erhält lediglich ein geringes Entgelt von 3 ct/kWh. Investitionskosten von 80 €/kW_p für den Ersatz des Wechselrichters zu Beginn des Investitionszeitraumes fallen an. Die Degradation der PV-Anlage wird durch eine Verringerung der Stromerzeugung um 20% berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass Batteriespeicher und Wechselrichter zukünftig 15 Jahre Lebensdauer erreichen, so dass in diesem Szenario keine Ersatzkosten der Batterie berechnet werden.

Das Szenario „**Umlagenbelastung**“ berücksichtigt ein mögliches Ende der bestehenden Befreiungen von der Zahlung der EEG-Umlage für den Eigenverbrauch von Strom aus PV-Heimspeichersystemen. Es wird davon ausgegangen, dass auch selbstverbrauchter Strom mit der Umlage belastet wird und außerdem keine EEG-Vergütung mehr gezahlt wird. In der Variante „volle Belastung“ wird untersucht, welchen Einfluss eine Belastung mit allen im Netz anfallenden Abgaben, Umlagen und Steuern auf die Wirtschaftlichkeit hat.

8.3. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung und Diskussion

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung von PV-Heimspeichersystemen werden im Folgenden vorgestellt und diskutiert. Als Ausgangsbasis für die Szenarienanalyse werden zunächst die Ergebnisse des Szenarios „Status Quo“ vorgestellt und diskutiert. Anschließend werden die Kosten, ab denen PV-Heimspeichersysteme wirtschaftlich werden, in den unterschiedlichen Szenarien und Varianten erläutert. Abschließend folgt eine Parametervariation, die den Einfluss von unterschiedlichen Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit aller Szenarien verdeutlicht.

8.3.1. Wirtschaftlichkeitsanalyse im Szenario „Status Quo“

Abbildung 8-4 zeigt den internen Zinsfuß des PV-Heimspeichersystems sowie eine Gegenüberstellung von Kosten und Einnahmen für verschiedene Batteriekapazitäten für einen Batteriepreis von 840 €/kWh (netto, entsprechend 1.000 €/kWh brutto). Der interne Zinsfuß ei-

ner PV-Anlage ohne Batteriespeicher liegt bei 3,5% unter Berücksichtigung der Begrenzung der PV-Einspeiseleistung auf 50% der Nennleistung. Dies ist ein theoretischer Wert, da die PV-Anlage ohne den Speicher lediglich auf 70% ihrer Nennleistung begrenzt wäre.

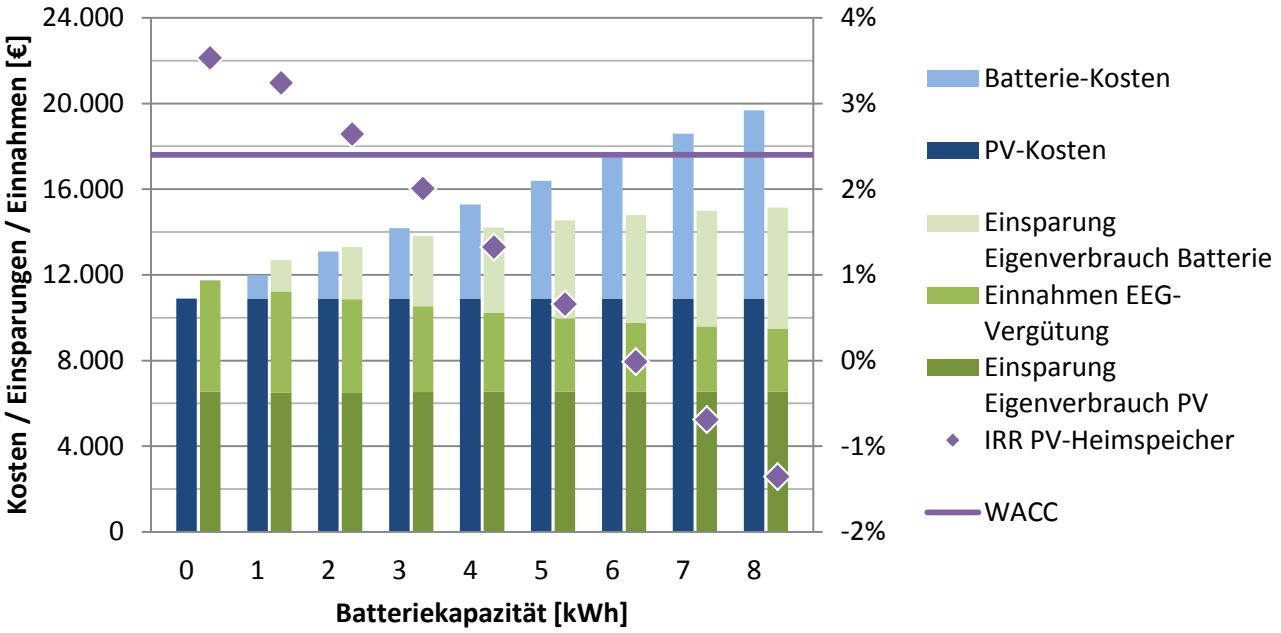


Abbildung 8-4: Diskontierte Kosten, Einsparungen und Einnahmen durch ein PV-Batteriesystem sowie der interne Zinsfuß im Szenario "Status Quo" bei einem Batteriepreis von 840 €/kWh netto

Das PV-System ohne Batteriespeicher ist somit wirtschaftlich. Unter Einbeziehung eines Batteriespeichers und mit steigender Kapazität dieses Batteriespeichers nimmt der interne Zinsfuß des Gesamtsystems stetig ab: Bei Installation eines 1-kWh-Batteriespeichers fällt der interne Zinsfuß auf 3,2%, bei einem 2-kWh-Batteriespeicher auf 2,6%. Der Anwendungsfall ist bei einer Batteriespeichergröße von 3 kWh bereits unwirtschaftlich, da der Zinsfuß mit 2,0% unter dem WACC von 2,4% liegt. Eine Erklärung dafür gibt die Aufstellung der Kosten (blau) und der Einsparungen/Einnahmen (grün). Beide Werte sind in ihrer diskontierten Form angegeben, um den Zeitwert der Investition und Einnahmen zu berücksichtigen. Die Differenz aus beiden ist demnach gleich dem Kapitalwert der Investition. Im Folgenden werden immer die diskontierten Kosten und Einsparungen/Einnahmen berücksichtigt, aus Gründen der Lesbarkeit jedoch nur von „Kosten“ und „Einsparungen/Einnahmen“ gesprochen.

Die PV-Kosten sind konstant, da die PV-Anlagengröße festgelegt ist. Die Kosten für den Batteriespeicher hingegen nehmen mit steigender Kapazität zu. Auf der Erlösseite stehen gleichbleibende Einsparungen durch den direkten Eigenverbrauch von PV-Strom: Durch den Direktverbrauch von PV-Strom können Netzstrombezugskosten verringert werden, da Stromverbrauch aus der eigenen PV-Anlage günstiger ist als der Bezug vom Stromversorger aus dem öffentlichen Netz. Nicht selbst verbrauchter PV-Strom wird an den Netzbetreiber

mit Inanspruchnahme der EEG-Vergütung veräußert. Mit dem Batteriespeicher kann eine größere Menge von Strom direkt verbraucht werden. Der Batteriespeicher bringt somit zusätzliche Erlöse („Einsparung Eigenverbrauch Batterie“), verringert aber gleichzeitig die Einnahmen der Netzeinspeisung von PV-Strom. Strom, der in einem System ohne Speicher gegen EEG-Vergütung eingespeist würde, wird stattdessen in der Batterie gespeichert. Insgesamt steigen dadurch die gesamten Einnahmen und Einsparungen mit einer steigenden Batteriekapazität nur moderat an, während die Kosten stärker steigen. Dass PV-Heimspeichersysteme bereits wirtschaftlich sein können, deckt sich mit den Untersuchungen von Lorenz und Schröder (2014) sowie Weniger et al. (2014b).

Die Ergebnisse zeigen somit, dass ein Batteriespeicher unter den derzeitigen Voraussetzungen die Wirtschaftlichkeit des PV-Heimspeichersystems leicht verringert. Dass bei hohen Investitionskosten zunächst kleine Batteriespeicher wirtschaftlich werden, bestätigt die Analysen von Weniger et al. (2014b). Daher stellt sich die Frage, ab welchem Batteriepreis der Batteriespeicher die Wirtschaftlichkeit des Systems verbessern kann. Es muss also eine minimale Batteriegröße betrachtet werden. Am Markt verfügbare Heimspeichergrößen beginnen bei ca. 2 kWh (siehe pv magazine group GmbH & Co. KG 2017, 59 ff.).

In Abbildung 8-5 wird daher ein PV-Heimspeichersystem mit einem 2-kWh-Batteriespeicher für unterschiedliche Batteriepreise betrachtet. Zu sehen sind die diskontierten Kosten und Erlöse sowie der interne Zinsfuß für das PV-Heimspeichersystem und den Batteriespeicher.

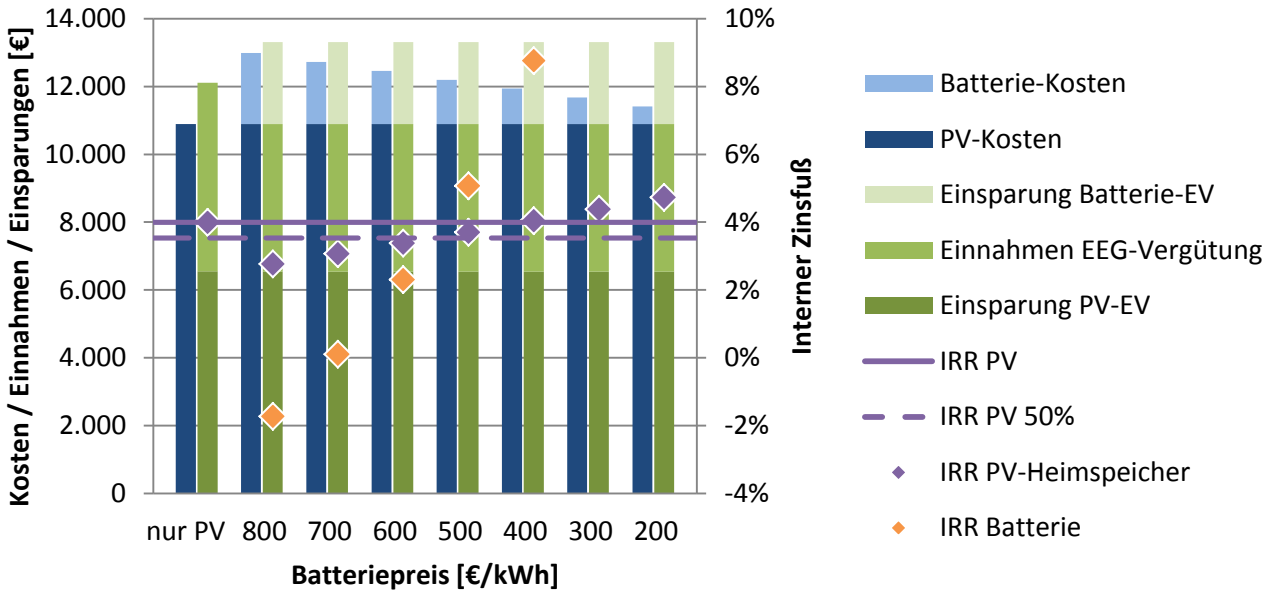


Abbildung 8-5: Diskontierte Kosten und Erlöse sowie wirtschaftliche Indikatoren für einen 2-kWh - Batteriespeicher bei unterschiedlichen Batteriepreisen im Szenario "Status Quo".

Der interne Zinsfuß des PV-Systems ohne Stromspeicher liegt bei 4,0% („IRR PV“ in der Grafik). Wird die Einspeiseleistung der PV-Anlage allerdings auf 50% ihrer Nennleistung re-

duziert, so ist der interne Zinsfuß mit 3,5% geringer („IRR PV 50%“), da weniger PV-Stromüberschüsse ins Netz eingespeist werden können. Bei einem Preis von ca. 600 €/kWh erreicht der Batteriespeicher einen internen Zinsfuß von 2,4% („IRR Batterie“) und wird somit zu einer wirtschaftlichen Investition. Würde die PV-Einspeiseleistung generell auf 50% ihrer Nennleistung limitiert, könnte der Batteriespeicher den internen Zinsfuß erst ab einem Preis von 560 €/kWh erhöhen.

Bisher ist eine Begrenzung der PV-Einspeiseleistung allerdings nur durch die KfW-Förderung vorgegeben. Daher muss mit einer Investition in eine PV-Anlage ohne Einspeisebegrenzung verglichen werden. Der interne Zinsfuß des Systems ohne Speicher (4,0%) kann erst bei einem Batteriespeicherpreis von 410 €/kWh erreicht werden. Ab diesem Zeitpunkt wird die Investition in einen Batteriespeicher aus betriebswirtschaftlicher Sicht rentabel gegenüber einem PV-System ohne Batteriespeicher.

Die Ergebnisse liegen damit im Bereich der Werte, die in der Literatur zu finden sind: Kaschub et al. (2016) bestätigen einen positiven Kapitalwert des PV-Heimspeichersystems bei Batteriepreisen von 500 €/kWh. Linssen et al. (2017) errechnen Break-Even-Investitionskosten des Batteriespeichers zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems von 900 €/kWh, allerdings unter Annahme einer jährlichen Steigerung des Haushaltsstrompreises um 2,5%. prognos (2016) hingegen errechnen im Jahr 2035 noch mit einer geringeren Rendite für das PV-Heimspeichersystem im Vergleich zu einem System ohne Batteriespeicher (bei einem Batteriepreis von 525 €/kWh[5]). Allerdings gehen die Autoren auch von einer Halbierung der PV-Investitionskosten im Vergleich zu heute aus.

Abbildung 8-6 zeigt beispielhaft die Betriebsweise des PV-Heimspeichersystems im Optimierungsmodell an zwei Sommertagen. PV-Strom, mit dem die Last gedeckt werden kann, wird direkt verbraucht (gelb). Überschüsse werden verkauft oder in den Batteriespeicher eingespeichert. Überschreitet die PV-Überschussleistung 50% der Nennleistung (im Beispiel 2,75 kW), so muss der restliche Strom entweder in der Batterie gespeichert (grün) oder abgeregelt werden (violett). Da der Batteriespeicher nur eine Kapazität von 2 kWh besitzt, kann er nicht den kompletten Überschuss des ersten gezeigten Tages aufnehmen. Am Ende des Tages ist der Batteriespeicher komplett geladen. Der Füllstand der Batterie ist bezogen auf die Nutzkapazität, daher ist auch eine vollständige Entladung des Batteriespeichers möglich.

Der Strom kann in den Nachtstunden zum Eigenverbrauch genutzt werden bis auf wenige Stunden, in denen Netzstrom zugekauft werden muss (hellblau). Am zweiten gezeigten Tag bestehen ebenfalls PV-Überschüsse. Diese werden in den Batteriespeicher geladen und ins Netz eingespeist. Am Vormittag tritt eine Stromspitze auf, die die PV-Erzeugung übersteigt,

[5] 259 €/kWh zuzügl. 1.330 € für Installation bei einem 5 kWh-Speicher

hier wird der Batteriespeicher vorübergehend wieder entladen. So kann er am Nachmittag weitere Stromüberschüsse aufnehmen, ohne dass eine PV-Abregelung erforderlich ist.

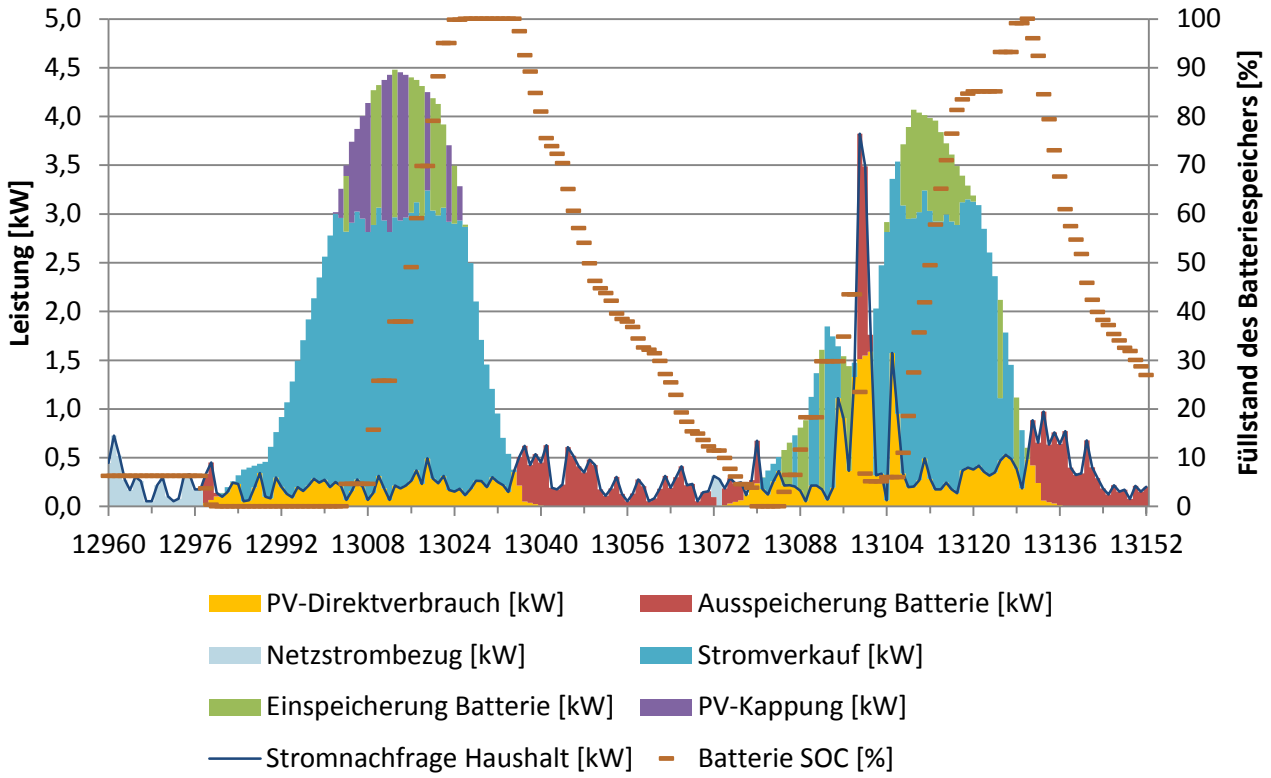


Abbildung 8-6: Beispielhafte Betriebsweise des PV-Heimspeichersystems an zwei sonnigen Maitagen mit geringem Stromverbrauch

Zu beachten ist bei dieser Darstellung, dass der Batteriespeicher optimal und mit perfekter Voraussicht betrieben wird. Das bedeutet, dass eine Lastspitze oder eine hohe PV-Einspeiseleistung im Voraus bekannt ist und der Batteriespeicher entsprechend be- oder entladen werden kann. Im realen Einsatz sind diese Werte weitestgehend unbekannt oder basieren auf Abschätzungen. Für die weitere Entwicklung von Ladesystemen für Batteriespeichern ist allerdings von verbesserten Prognosemöglichkeiten und optimierte Ladestrategien auszugehen. Das Optimierungsmodell stellt daher die obere Grenze der erreichbaren Eigenverbrauchsquote dar.

Die Höhe der Be- und Entladeleistung ist im Optimierungsmodell nicht mit Kosten hinterlegt, so dass der Batteriespeicher in gewissen Zeiträumen zufällig geladen wird (siehe unregelmäßige Einspeicherung am ersten Tag in Abbildung 8-6). In der Realität führt ein hoher Ladefüllstand zu einer verringerten Lebensdauer des Batteriespeichers und wird daher nach Möglichkeit vermieden. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Modell ist der genaue Zeitpunkt der Einspeicherung innerhalb dieses Bereiches jedoch nicht relevant, daher ist diese Vereinfachung zulässig.

8.3.2. Überblick über Batterie-Investitionskosten für wirtschaftliche PV-Heimspeichersysteme

In diesem Abschnitt werden zunächst die Szenarien untereinander verglichen, dann wird auf die Ergebnisse der Varianten im Einzelnen eingegangen. Zunächst ist in Abbildung 8-7 die Wirtschaftlichkeit der Investition in eine PV-Anlage ohne Batteriespeicher dargestellt. Zum Vergleich ist der WACC von 2,4% angegeben. In Szenario „Status Quo“ mit beiden Varianten ist die PV-Anlage ohne Batteriespeicher wirtschaftlich. Der höchste interne Zinsfuß kann mit einer optimierten PV-Anlagengröße erreicht werden: 6% bei eine PV-Anlagengröße von 3,5 kW_p. Im Szenario „geringe Vergütung“ sowie in den beiden Varianten des Szenarios liegt der interne Zinsfuß bei ca. 2% und somit unter der erwarteten Rendite. Im Szenario „Umlagenbelastung“ ist der interne Zinsfuß negativ. Bei Variante „volle Belastung“ liegt er bei -16% (außerhalb des Wertebereichs der Grafik). Für das Szenario „PV abgeschrieben“ ist kein interner Zinsfuß berechnet, da hier lediglich in ein Batteriesystem investiert wird.

Im Szenario „Status Quo“ kann also ein Batteriespeicher als zusätzliche Investition zu einem bereits existierenden Geschäftsmodell gesehen werden, wohingegen er in den Szenarien „geringe Vergütung“ und „Umlagenbelastung“ ein unrentables Geschäftsmodell ergänzt. Im Szenario „PV abgeschrieben“ wird der Batteriespeicher als eigenständige Investition betrachtet, die allerdings auf die Existenz einer bereits abgeschriebenen PV-Anlage angewiesen ist.

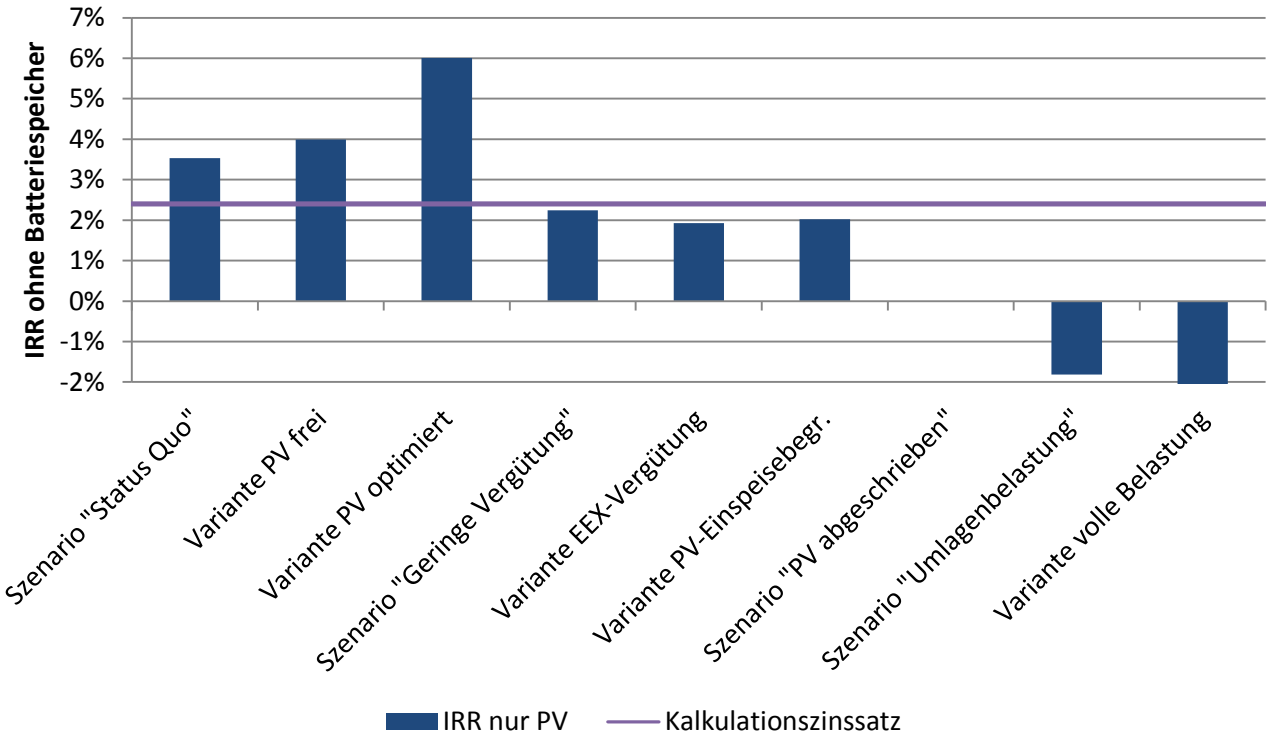


Abbildung 8-7: Interner Zinsfuß der Szenarien und Varianten ohne Batteriespeicher (Variante „Volle Belastung“ mit einem internen Zinsfuß von -16% außerhalb des Wertebereichs)

Abbildung 8-8 zeigt die Batteriekosten, ab denen ein Batteriespeicher in den verschiedenen Szenarien und deren Varianten die Renditeerwartung erfüllen kann. Die Wirtschaftlichkeit ist dabei mit den drei unterschiedlichen Kriterien beschrieben:

- „IRR PV+Batterie >2,4%“: Der interne Zinsfuß des PV-Batterie-Systems ist größer 2,4%, d.h. die Investition in das Gesamtsystem kann als wirtschaftlich bezeichnet werden.
- „IRR Batterie >2,4%“: Der interne Zinsfuß der Batterie ist größer 2,4%, d.h. die Investition in einen Batteriespeicher ist, unabhängig von der PV-Anlage, wirtschaftlich.
- „IRR PV+Batterie > IRR nur PV“: Der interne Zinsfuß des PV-Batterie-Systems ist größer als der eines Systems ohne Batteriespeicher, d.h. der Batteriespeicher kann die Rendite des Gesamtsystems verbessern.

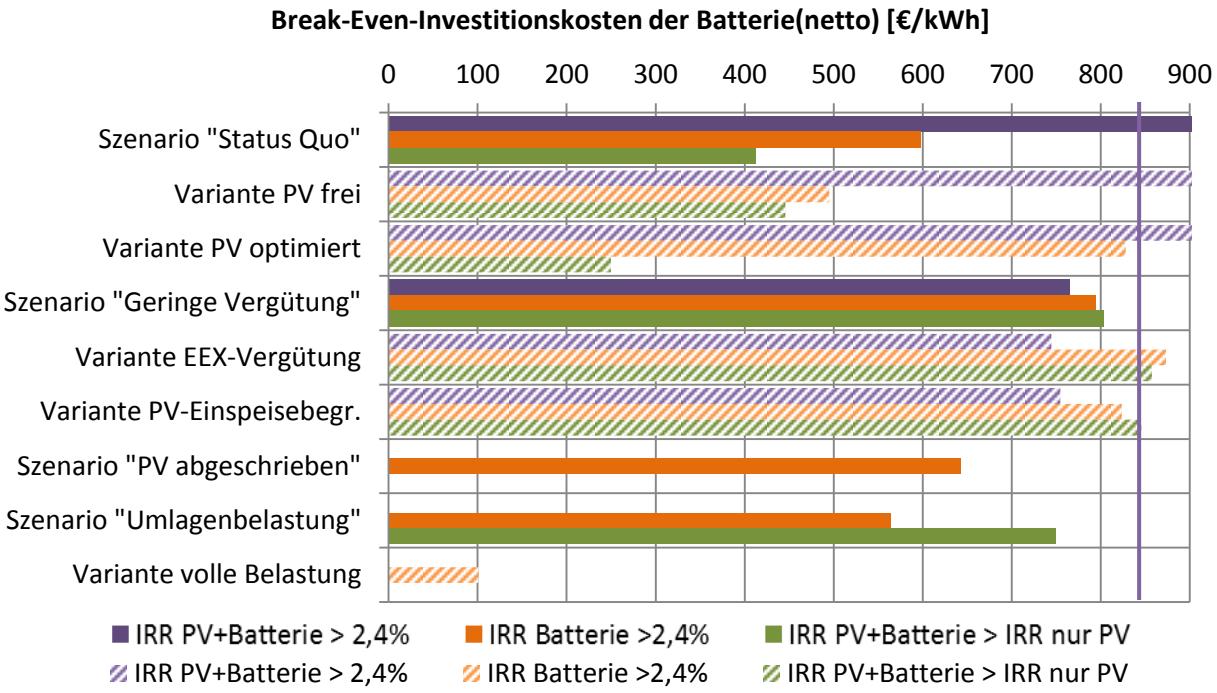


Abbildung 8-8: Batteriekosten für die Wirtschaftlichkeit von PV-Heimspeichersystemen und Batterien für einen 2-kWh-Batteriespeicher in den Szenarien (einfarbig) und ihren Varianten (schraffiert). Die vertikale Linie stellt den heutigen Preis dar.

Im Szenario „**Status Quo**“ liegen die Break-Even-Investitionskosten für die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers (orange) unter denen der Wirtschaftlichkeit des PV-Heimspeichersystems (violett). Mit einem PV-Heimspeichersystem kann zwar bereits heute ein positiver Kapitalwert erwirtschaftet werden, ohne den Batteriespeicher könnte allerdings eine höhere Rendite erzielt werden. Bei „Status Quo“ und „PV frei“ wird der Batteriespeicher erst ab Kosten von 600 bzw. 500 €/kWh wirtschaftlich. Ein Batteriespeicher kann die Rendite des PV-Heimspeichersystems verbessern, wenn er (je nach Variante) im Kostenbereich zwi-

schen 410 und 450 €/kWh liegt. Wird die PV-Anlagenleistung optimiert, kann der Batteriespeicher die Renditeerwartung von 2,4 % bei einem Preis von 830 €/kWh erfüllen, allerdings müssen die Speicherpreise auf ca. 250 €/kWh fallen, damit die Investition in PV-Heimspeichersystem eine höhere Rendite erwirtschaftet als ein System ohne Speicher.

Im Zukunftsszenario „**geringe Vergütung**“ hingegen kann der Batteriespeicher bei einem Preis von knapp 800 €/kWh bis zu den heute bereits verfügbaren Preisen (je nach Variante) einen positiven Kapitalwert erwirtschaften, während das PV-Heimspeichersystem insgesamt aber bei diesem Preis noch keine wirtschaftliche Investition darstellt. Der Batteriespeicher kann den internen Zinsfuß der Investition allerdings verbessern. Ab einem Batteriepreis von 750 bzw. 770 €/kWh kann das Gesamtsystem durch den Einsatz des Batteriespeichers wirtschaftlich werden.

Im Szenario „**PV abgeschrieben**“ ist keine Wirtschaftlichkeit des Systems mit PV angegeben, da davon ausgegangen wird, dass die PV-Anlage abgeschrieben ist und der Batteriespeicher an einem bestehenden System nachgerüstet wird. Der hohe Preis von ca. 640 €/kWh, zu dem der Batteriespeicher wirtschaftlich wird, zeigt, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen schon bald mit interessierten Investoren zu rechnen ist.

Im Szenario „**Umlagenbelastung**“ erreichen PV-Heimspeichersysteme selbst bei geringen Batteriespeicherpreisen keine ausreichende Rendite. Unter diesen Bedingungen wird daher kein Geschäftsmodell entstehen, bzw. könnten mit der Einführung der entsprechenden Regularien weitere Investitionen in PV-Heimspeichersysteme verhindert werden.

8.3.3. Analyse der Szenarien und Varianten im Einzelnen

Bei Betrachtung der Ergebnisse von **Variante „PV frei“** in Kombination mit den Ergebnissen aus Szenario „Status Quo“ zeigt sich, dass eine Begrenzung der PV-Einspeiseleistung unter heutigen Bedingungen einen deutlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers hat: Mit Begrenzung der Einspeiseleistung („Status Quo“) liegt der maximale spezifische Batteriepreis für die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers bei 600 €/kWh, ohne Begrenzung der Einspeiseleistung („PV frei“) liegt er bei 500 €/kWh. Wird die PV-Einspeiseleistung begrenzt, so muss der Batteriespeicher also 100 €/kWh geringere Kosten aufweisen um eine wirtschaftliche Investition darzustellen. Eine generelle Begrenzung der PV-Einspeiseleistung würde somit die Investition in Batteriespeicher fördern.

In **Variante „PV optimiert“** wurde die Größe der PV-Anlage im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems optimiert. Bei einer Batteriekapazität von 2 kWh wird bei einer PV-Anlagenleistung von 3,5 kW_p der maximale Kapitalwert erreicht. Abbildung 8-9 zeigt die

Eigenverbrauchsquote[6] und den Autarkiegrad[7] des PV-Heimspeichersystems in der Variante „PV optimiert“ im Vergleich zum Szenario „Status Quo“. Durch die geringere PV-Stromerzeugung kann mit Batteriespeicher eine Eigenverbrauchsquote von 63% erreicht werden. Der Autarkiegrad ist mit 38% hingegen geringer als beim unveränderten Szenario. Ohne Batteriespeicher ergibt sich eine optimale PV-Leistung von 3,0 kW_p bei einer Eigenverbrauchsquote von 49%, 25% Autarkiegrad und einem internen Zinsfuß von 6,0%.

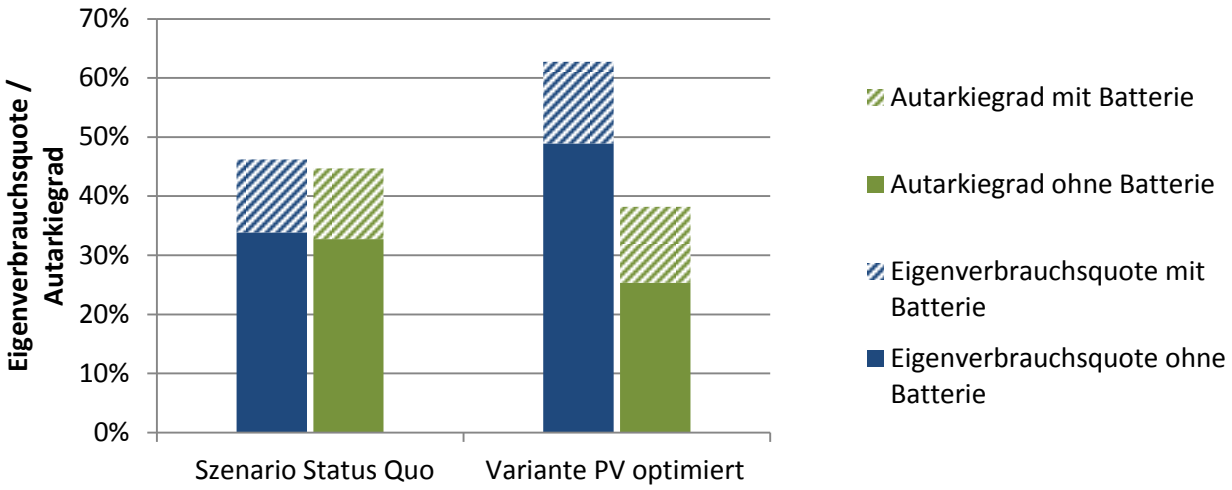


Abbildung 8-9: Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad im Szenario „Status Quo“ und Variante "PV optimiert"

Der Batteriespeicher erreicht ab einem Speicherpreis von ca. 830 €/kWh einen internen Zinsfuß größer 2,4% und wird somit zu einer wirtschaftlichen Investition (siehe Abbildung 8-8). Durch die hohe Rendite des PV-Systems ohne Speicher kann diese allerdings von einem System mit Speicher erst ab einem geringeren Preis von ca. 250 €/kWh erreicht werden.

Die Variante zeigt, dass ein Investor, der seinen Profit maximieren möchte, eher in eine PV-Anlage kleiner 5,5 kW_p investieren würde. Ein höherer interner Zinsfuß geht dabei mit einem geringeren Autarkiegrad einher. Die historischen und aktuellen Installationszahlen tendieren allerdings eher zu größeren PV-Anlagenleistungen (siehe Abschnitt 8.1.1). Dies zeigt, dass viele Investoren nicht in erster Linie ihre Rendite maximieren wollen, sondern auch andere Beweggründe haben, beispielsweise die Absicherung gegen steigende Strompreise und die Möglichkeit einen Beitrag zur Energiewende leisten zu können (siehe Kairies et al. 2016, S. 59). Ein Wandel in der Zusammensetzung der Akteure hin zu mehr profitorientierten Investoren würde demnach zu einem zunächst weniger starken Ausbau von Batteriespeichern führen.

[6] Eigenverbrauchsquote = Eigenverbrauch / PV-Stromerzeugung
[7] Autarkiegrad = Eigenverbrauch / Stromverbrauch

Im **Szenario „geringe Vergütung“** liegt der interne Zinsfuß der PV-Anlage ohne Speicher bei 2,3% und stellt somit keine wirtschaftliche Investition dar. Ein Batteriespeicher kann daher bereits bei Kosten von knapp 800 €/kWh eine wirtschaftliche Investition darstellen und den internen Zinsfuß des Gesamtsystems anheben. Das PV-Heimspeichersystem erreicht allerdings erst bei einem Batteriepreis von ca. 770 €/kWh die Renditeerwartung von 2,4%.
Die Ergebnisse zeigen, dass die geringeren PV-Anlagenpreise von 935 €/kW_p nicht ausreichend sind, um die Investition in eine PV-Anlage ohne EEG-Vergütung wirtschaftlich zu rechtfertigen. Der Batteriespeicher kann über die Differenz zwischen Haushaltsstrompreis und Vergütung des überschüssigen PV-Stromes Erlöse erzielen. Durch die größere Differenz bei einer festen Vergütung von 3 ct/kWh im Vergleich zur jetzigen EEG-Vergütung von 12,3 ct/kWh kann der Batteriespeicher schon bei höheren Speicherpreisen als in den vorigen Szenarien theoretisch wirtschaftlich werden. Nach Wegfall der EEG-Vergütung durch Erreichen des 52 GW-Deckels, also voraussichtlich zwischen 2020 und 2030, ist davon auszugehen dass Batteriespeicher Preise von 770 €/kWh und geringer erreicht haben werden. Unter Voraussetzung der beschriebenen Rahmenbedingungen ist dann mit einer verstärkten Nutzung von Batteriespeichern in Einfamilienhäusern zu rechnen.
In **Variante „EEX-Vergütung“** wird angenommen, dass nicht konstant 3 ct/kWh Vergütung auf die Stromeinspeisung gezahlt wird, sondern der Preis in Abhängigkeit vom Börsenstrompreis stündlich variiert. Da dieser im Mittel 3 ct/kWh beträgt, unterscheiden sich die Ergebnisse nur leicht vom Szenario „geringe Vergütung“. Die Rendite der PV-Anlage ohne Speicher liegt bei 1,9%. Sie ist geringer als bei fester Vergütung, da PV-Anlagen typischerweise zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise Überschüsse generieren und somit weniger Erlöse erzielt werden können. In der Variante „EEX-Vergütung“ kann das System daher mit Batteriespeicher schon bei höheren Preisen wirtschaftlicher sein als ohne Batteriespeicher.
Der Batteriespeicher kann die Überschüsse speichern, um sie zu Zeiten höherer Börsenstrompreise ins Netz einzuspeisen. Daher wird der Batteriespeicher in diesem Szenario bereits bei einem höheren Preis (870 €/kWh) wirtschaftlich als bei konstanter Vergütung. Das Gesamtsystem PV-Heimspeicher erreicht eine Rendite über 2,4% ab einem Speicherpreis von ca. 750 €/kWh durch die insgesamt geringere Wirtschaftlichkeit des Systems.
Abbildung 8-10 zeigt die Betriebsweise im Optimierungsmodell an zwei sonnenreichen Tagen im Mai. Das EEX-Preisniveau ist dargestellt im Vergleich mit der viertelstündlichen Betriebsweise. Zu sehen ist, dass der erzeugte Strom wiederum zunächst für den Eigenverbrauch verwendet wird. Überschüsse werden vornehmlich dann eingespeichert, wenn eine Kappung verhindert werden muss (Mittagsspitze des ersten gezeigten Tages) und wenn der EEX-Preis gering ist (nachmittags).

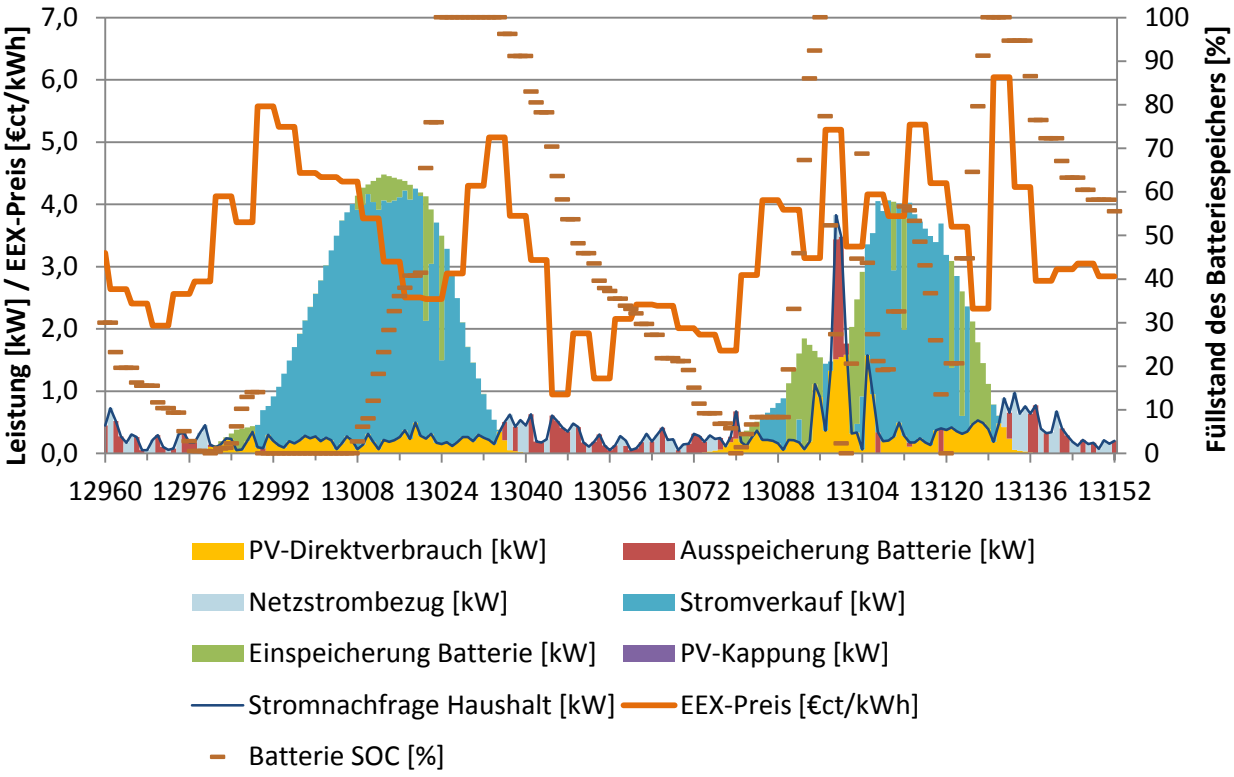


Abbildung 8-10: Beispielhafte Betriebsweise des PV-Heimspeichersystems an zwei sonnigen Maitagen in der Variante „EEG-Vergütung“

In der **Variante „PV-Einspeisebegrenzung“** wird untersucht, welchen Einfluss eine generelle Begrenzung der PV-Einspeiseleistung auf 50% ihrer Nennleistung auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers hat. Im Vergleich zur Variante „geringe Vergütung“ sind nur geringe Unterschiede festzustellen. Der Batteriespeicher kann bereits ab einem Preis von 850 €/kWh den internen Zinsfuß des Gesamtsystems erhöhen, ist aber erst ab einem Preis von 820 €/kWh wirtschaftlich (interner Zinsfuß größer 2,4%). Der interne Zinsfuß des PV-Heimspeichersystems überschreitet die Grenze von 2,4% ab einem Batteriespeicherpreis von 760 €/kWh und ist damit um 10 €/kWh geringer als im Szenario ohne Einspeisebegrenzung.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine generelle Limitierung der PV-Einspeiseleistung auf 50% der Nennleistung bei geringer Vergütung des eingespeisten PV-Stromes keinen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers hat.

In **Szenario „PV abgeschrieben“** wird die Investition in einen Batteriespeicher als Erweiterung einer PV-Anlage nach Ende des EEG-Vergütungszeitraumes betrachtet. Ab einem Batteriepreis von 640 €/kWh steigt der interne Zinsfuß über die 2,4%-Grenze, die Investition ist demnach wirtschaftlich. Die hohen Einsparungen durch den Batteriespeicher ergeben sich aus den hohen Erlösmöglichkeiten: Durch den Batteriespeicher kann überschüssiger PV-Strom, der sonst zu 3 ct/kWh vermarktet würde, gespeichert und zu einem späteren Zeit-

punkt im Haushalt bereitgestellt werden. Damit werden die Netzstrombezugskosten von ca. 29 ct/kWh abzüglich der Umsatzsteuer von ca. 5 ct/kWh gespart. Die Marge für den Batteriespeicher beträgt somit ca. 21 ct/kWh. Der Batteriespeicher ist daher bereits bei einem ähnlich hohen Preis wie in Szenario „geringe Vergütung“ wirtschaftlich. Der Unterschied besteht darin, dass im Szenario „PV abgeschrieben“ die Kombination aus abgeschriebener PV-Anlage und Stromspeicher bereits ein Geschäftsmodell darstellt, da keine Kosten für die PV-Anlage mehr anfallen.

Die beschriebenen Ergebnisse basieren auf der Annahme, dass die PV-Anlage weitere 15 Jahre funktionstüchtig bleibt. Abbildung 8-11 zeigt die Entwicklung des internen Zinsfußes bei unterschiedlichen „Restlaufzeiten“ der PV-Anlage. Für den Fall, dass die PV-Anlage nach Ende der EEG-Vergütung nur noch weitere 10 Jahre Strom produziert, müsste der Batteriespeicherpreis demnach auf unter 550 €/kWh fallen. Für kürzere Restlaufzeiten ergeben sich entsprechend geringere Kosten für den Batteriespeicher.

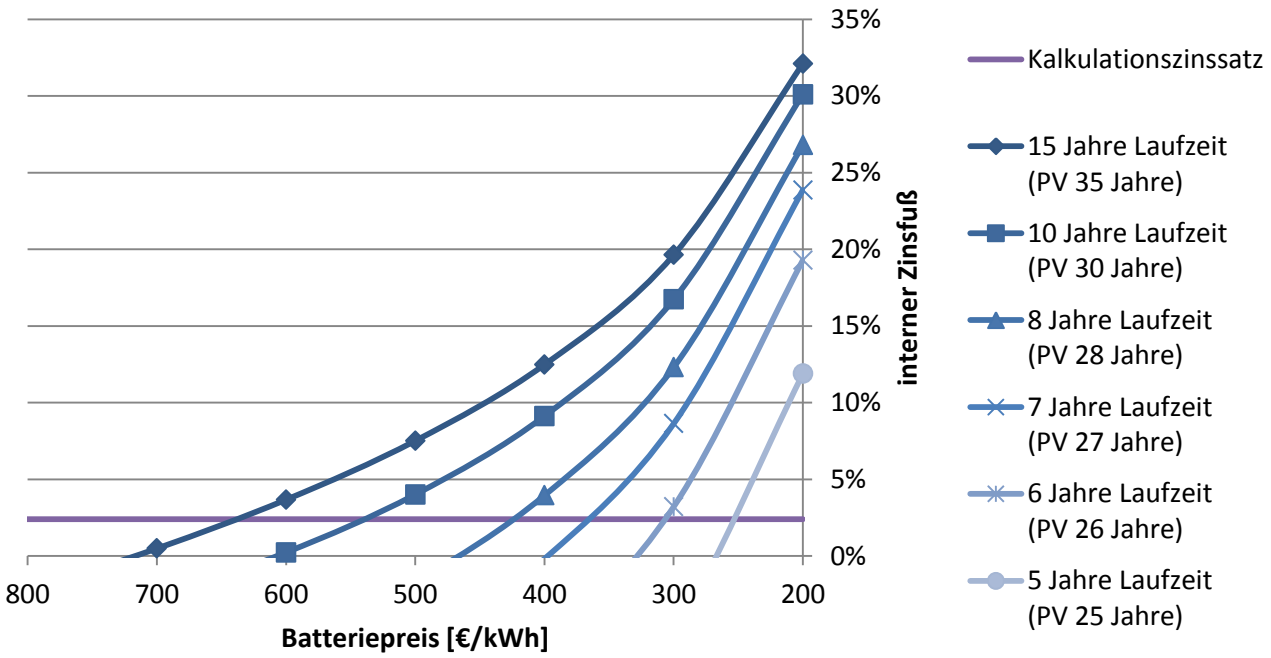


Abbildung 8-11: Interner Zinsfuß des Batteriespeichers in Szenario "PV abgeschrieben" für unterschiedliche verbleibende Restlaufzeiten der PV-Anlage

Im Jahr 2030 werden ca. 500.000 der heute bestehenden PV-Anlagen in der Leistungsklasse bis 10 kW_p den Anspruch auf EEG-Vergütung verloren haben. Die erwarteten Preise für PV-Heimspeicher liegen dann bei 200 bis 650 €/kWh. Vorausgesetzt die regulatorischen Rahmenbedingungen bleiben bestehen, wird die Kombination von abgeschriebener PV-Anlage und zusätzlich installiertem Batteriespeicher daher ein wirtschaftliches Geschäftsmodell für Einfamilienhäuser darstellen.

Im Szenario „**Umlagenbelastung**“ zeigt sich auch bei sehr geringen Speicherpreisen kein wirtschaftliches Ergebnis für PV-Heimspeichersysteme. Zwar kann der Batteriespeicher bei einer Belastung mit EEG-Umlage ab ca. 560 €/kWh einen internen Zinsfuß größer 2,4% erwirtschaften. Der interne Zinsfuß des PV-Systems liegt jedoch bei -1,8%. Die Einbindung eines Batteriespeichers kann ab einem Preis von 750 €/kWh den internen Zinsfuß des PV-Heimspeichersystems erhöhen, jedoch ist das Investitionsvolumen des Batteriespeichers nicht ausreichend, um die Rendite des Gesamtsystems über 2,4% zu erhöhen.
Bei der Variante „**volle Belastung**“ müssten die Preise für Batteriespeicher auf 100 €/kWh fallen, um einen internen Zinsfuß von 2,4% zu erreichen. Allerdings ergibt sich auch bei sehr niedrigen Batteriespeicherpreisen keine Wirtschaftlichkeit für das Gesamtsystem. Eine Belastung des Eigenverbrauchs mit allen Abgaben, Umlagen und Steuern würde somit kein Geschäftsmodell für PV-Anlagen oder PV-Heimspeicher erlauben.

8.3.4. Parametervariation

Während die unterschiedlichen Szenarien mögliche Entwicklungen der Rahmenbedingungen für PV-Heimspeicher darstellen, wird in der Parametervariation eine Untersuchung von einzelnen Einflussfaktoren durchgeführt. Zunächst wird der Einfluss einer Variation der Renditeerwartung auf die Ergebnisse untersucht. Hierfür werden die Break-Even-Investitionskosten des Batteriespeichers in allen Szenarien mit unterschiedlicher Renditeerwartung analysiert. Als zweiter Parameter wird ein alternatives Lastprofil analysiert, um zu zeigen, welchen Einfluss das Verhalten des Verbrauchers auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers bzw. des PV-Heimspeichersystems hat. Letztlich werden die Auswirkungen einer veränderten Entwicklung der Haushaltsstrompreise untersucht.

8.3.4.4. *Variation der Renditeerwartung*

Abbildung 8-12 zeigt die für die Wirtschaftlichkeit entscheidenden Kosten des Batteriespeichers bei einem Kalkulationszinssatz von 1 bis 4% für die vier Szenarien im Vergleich. Allgemein wird die Investition in ein PV-Heimspeichersystem bzw. in einen Batteriespeicher schon bei höheren Investitionskosten wirtschaftlich, wenn ein geringerer Kalkulationszinssatz angenommen wird. Die Veränderung der Batteriekosten für die Wirtschaftlichkeit des PV-Heimspeichersystems (violett) ist größer als die Veränderung der Kosten für die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers alleine (orange). Die Begründung hierfür liegt in der Kostenzusammensetzung des Gesamtsystems: Die Investitionskosten für den Batteriespeicher haben eine größere Auswirkung auf den internen Zinsfuß des Batteriespeichers alleine als auf die Wirtschaftlichkeit des PV-Speichersystems, bei dem sie nur einen Teil der Investitionskosten darstellen.

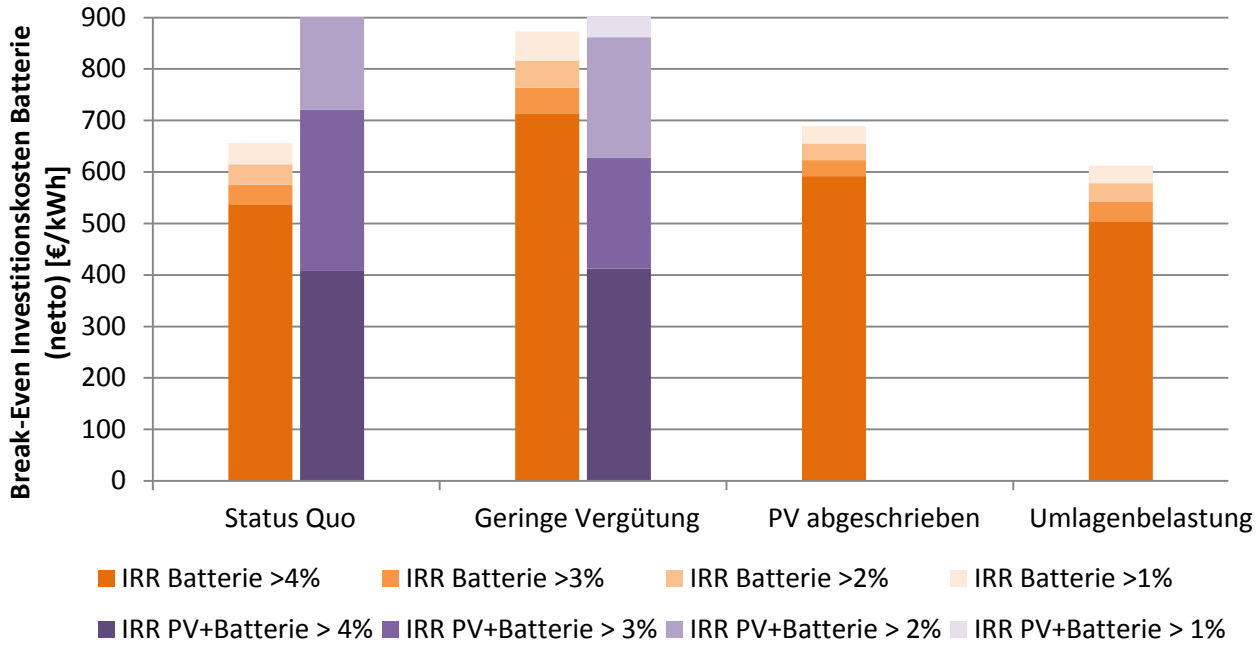


Abbildung 8-12: Ergebnisse für PV-Heimspeichersystem und für den Batteriespeicher bei einem Kalkulationszinssatz von 1 bis 4% für die vier Szenarien

Wird die Renditeerwartung im Szenario „Status Quo“ auf 3% bzw. 4% gesteigert, so müssen die Batteriespeicherkosten auf 720 €/kWh bzw. 410 €/kWh fallen, um die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zu ermöglichen. Bei einer geringeren Renditeerwartung steigen die für die Wirtschaftlichkeit akzeptablen Kosten der Batterie weiter an und übertreffen die heute am Markt zu beobachtenden Preise. Die Break-Even-Investitionskosten für die Investition in das Batteriesystem alleine hingegen verändern sich nur geringfügig bei variierendem Zinssatz: Die Veränderung zwischen 1 und 4% verringert die Kosten um ca. 100 €/kWh.

Im Szenario „geringe Vergütung“ sind Batteriespeicher zu heutigen Preisen wirtschaftlich, wenn die Renditeerwartung auf 1% verringert wird. Eine Veränderung des Kalkulationszinssatzes auf 4% bewirkt eine Veränderung der Break-Even-Investitionskosten um 160 €/kWh. Die Break-Even-Investitionskosten für die Wirtschaftlichkeit des PV-Heimspeichers hängen stark vom Kalkulationszinssatz ab: Ein interner Zinsfuß von 2% ist mit heutigen Batteriekosten (840 €/kWh netto) erreichbar, für einen internen Zinsfuß von 3% müssen die Kosten auf 630 €/kWh fallen. Für einen internen Zinsfuß von 4% ist eine Kostensenkung auf 410 €/kWh nötig.

Eine Variation der Renditeerwartung im Szenario „PV abgeschrieben“ zwischen 1 und 4% verändert die Break-Even-Investitionskosten um ca. 100 €/kWh. Im Jahr 2030 wird allerdings von einem Kostenbereich von 200 bis 650 €/kWh ausgegangen, so dass erwartet werden kann, dass Batteriespeicher in diesem Szenario wirtschaftlich werden.

Im Falle der vollen Belastung des Eigenverbrauches mit der EEG-Umlage sind PV-Heimspeicher auch bei niedrigerem Kalkulationszinssatz unwirtschaftlich, da der interne Zinsfuß des PV-Heimspeichersystems in diesem Szenario stark negativ ist. Bei einem geringeren internen Zinsfuß erhöhen sich jedoch theoretisch die Kosten, ab denen der Batteriespeicher wirtschaftlich wird, um ca. 35 €/kWh pro %-Punkt.

8.3.4.5. *Lastprofilvariation*

Abbildung 8-13 zeigt die Veränderung des internen Zinsfußes bei der Untersuchung von zwei unterschiedlichen Lastprofilen (siehe Abschnitt 8.1.2) für die vier Szenarien. Für alle untersuchten Szenarien ist der interne Zinsfuß höher für das untersuchte Lastprofil „Tagesspitze“ („LP1“ in der Grafik) im Vergleich zum alternativen Lastprofil „Abendspitze“ („LP2“ in der Grafik). Dies liegt an der höheren Eigenverbrauchsquote: Ohne Batteriespeicher liegt die Eigenverbrauchsquote bei 34% für Profil „Tagesspitze“ (eine Person erwerbstätig) bzw. bei 28% für Profil „Abendspitze“ (zwei Personen erwerbstätig). Dies deckt sich mit den Ergebnissen der Berechnungen der HTW Berlin, die unterschiedliche Lastprofile untersuchen (Weniger et al. 2014a, S. 3) sowie mit empirischen Daten, die im Rahmen des wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher erhoben wurden (Kairies et al. 2016, S. 103). Mit Batteriespeicher kann die Eigenverbrauchsquote für das Lastprofil „Tagesspitze“ auf 46% angehoben werden, im Vergleich zu 39% beim Lastprofil „Abendspitze“.

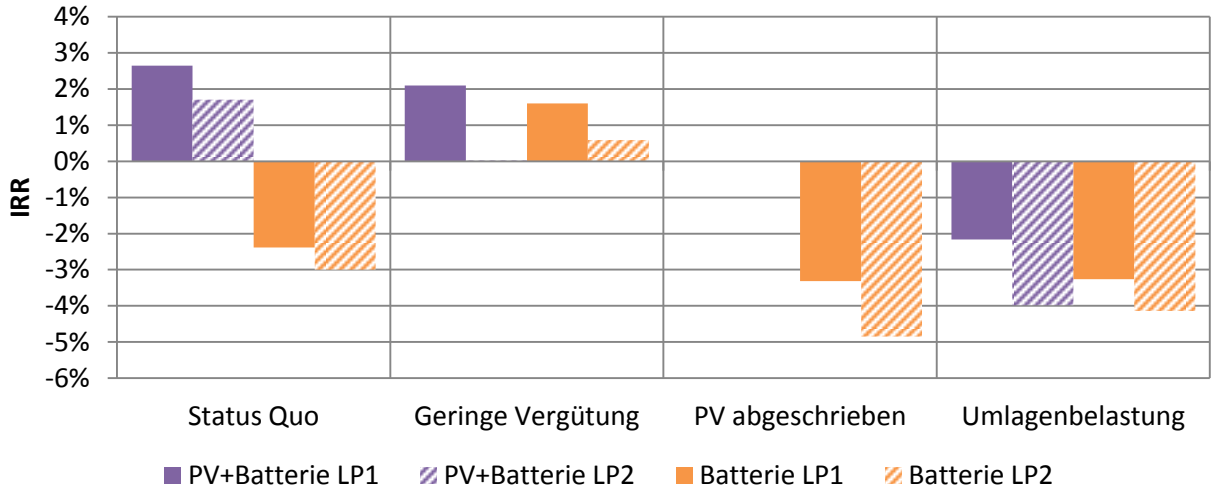


Abbildung 8-13: Vergleich des internen Zinsfußes bei zwei unterschiedlichen Lastprofilen (LP1 = „Tagesspitze“, LP2 = „Abendspitze“) für die vier Szenarien bei einem Batteriepreis von 840 €/kWh

Die Differenz des internen Zinsfußes beträgt ein bis zwei %-Punkte für PV-Heimspeichersysteme und 0,5 bis 1,5 %-Punkte für Batteriespeichersysteme. Wie Tabelle 8-4 zeigt, sind die unterschiedlichen Differenzen durch die unterschiedlich hohen Ertragsmöglichkeiten in den verschiedenen Szenarien begründet: Wenn der Batteriespeicher Strom

einspeichert, der sonst abgeregelt würde, so kann er Einnahmen generieren damit, dass die Kosten für den Strombezug (Haushaltsstrompreis) gespart werden, die Umsatzsteuer und teilweise EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom aber bezahlt werden müssen (Marge „Abregelung verhindern“). Wird der Batteriespeicher genutzt, um Strom einzuspeichern, der sonst über EEG oder anderwärtig verkauft werden kann, so müssen von der Marge auch die entgangenen Einnahmen des Stromverkaufes abgezogen werden (Marge „zeitliche Verschiebung“). Eine Veränderung der Eigenverbrauchsquote führt daher zu unterschiedlich hohen Einnahmen.

In Szenarien „Geringe Vergütung“ und „PV abgeschrieben“ kann der Batteriespeicher eine hohe Marge erzielen, zum einen durch die zeitliche Verschiebung von PV-Strom in den Eigenstromverbrauch, zum anderen durch die Verhinderung der Abregelung von PV-Strom. Die Marge für die zeitliche Verschiebung hat einen größeren Einfluss als die Marge der Abregelung, da größere Mengen an Energie zeitlich verschoben werden als die Menge an Abregelung, die verhindert wird. Im Szenario „Umlagebelastung“ ist die Marge für die zeitliche Verschiebung geringer, im Szenario „Status Quo“ am geringsten. In den Szenarien „geringe Vergütung“ und „PV abgeschrieben“ kann der Batteriespeicher dieselbe Marge erzielen, in letzterem hat das Lastprofil aber eine größere Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit, da die Lebensdauer des Batteriespeichers länger ist.

Tabelle 8-4: Faktoren für die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers in den unterschiedlichen Szenarien: Marge und Lebensdauer beeinflussen den internen Zinsfuß. Werte in ct/kWh.

Name	**Status Quo**	**Geringe Vergütung**	**PV abgeschrieben**	**Umlagenbelastung**
Haushaltsstrompreis*	29,00	29,00	29,00	29,00
abzgl. Umsatzsteuer	5,51	5,51	5,51	5,51
abzgl. EEG-Umlage	0,00	0,00	0,00	6,88
Marge Batteriespeicher „Abregelung verhindern“	**23,49**	**23,49**	**23,49**	**16,61**
abzgl. Einnahmen durch Stromverkauf*	12,30	3,00	3,00	3,00
Marge Batteriespeicher „zeitliche Verschiebung“	**11,19**	**20,49**	**20,49**	**13,61**
Lebensdauer Batteriespeicher	10	10	15	10

* Haushaltsstrompreis und EEG-Vergütung für das erste Betriebsjahr

8.3.4.6. *Veränderung des Haushaltsstrompreises*

Der angenommene Verlauf der zukünftigen Entwicklung von Haushaltsstrompreisen (siehe Abschnitt 7.4.1.2) beschreibt zunächst einen Anstieg, dann wieder ein Sinken der Preise. Da

die Haushaltsstrompreise in Deutschland in den letzten Jahren stark gestiegen sind, könnten Investoren trotz gegenteiliger Aussage in wissenschaftlichen Studien mit einer weiteren starken Steigerung rechnen. Es wurde daher eine Variation der Steigerungsrate für die vier Szenarien durchgeführt. Der bei den Berechnungen angenommene Verlauf des Haushaltsstrompreises entspricht einer jährlichen Strompreissteigerung von 0,08% („Referenz“ in der Grafik). In der Sensitivitätsanalyse wurden zusätzlich konstant steigende Haushaltsstrompreise mit Steigerungsraten von 1, 2 und 3% angenommen (siehe Abbildung 8-14).

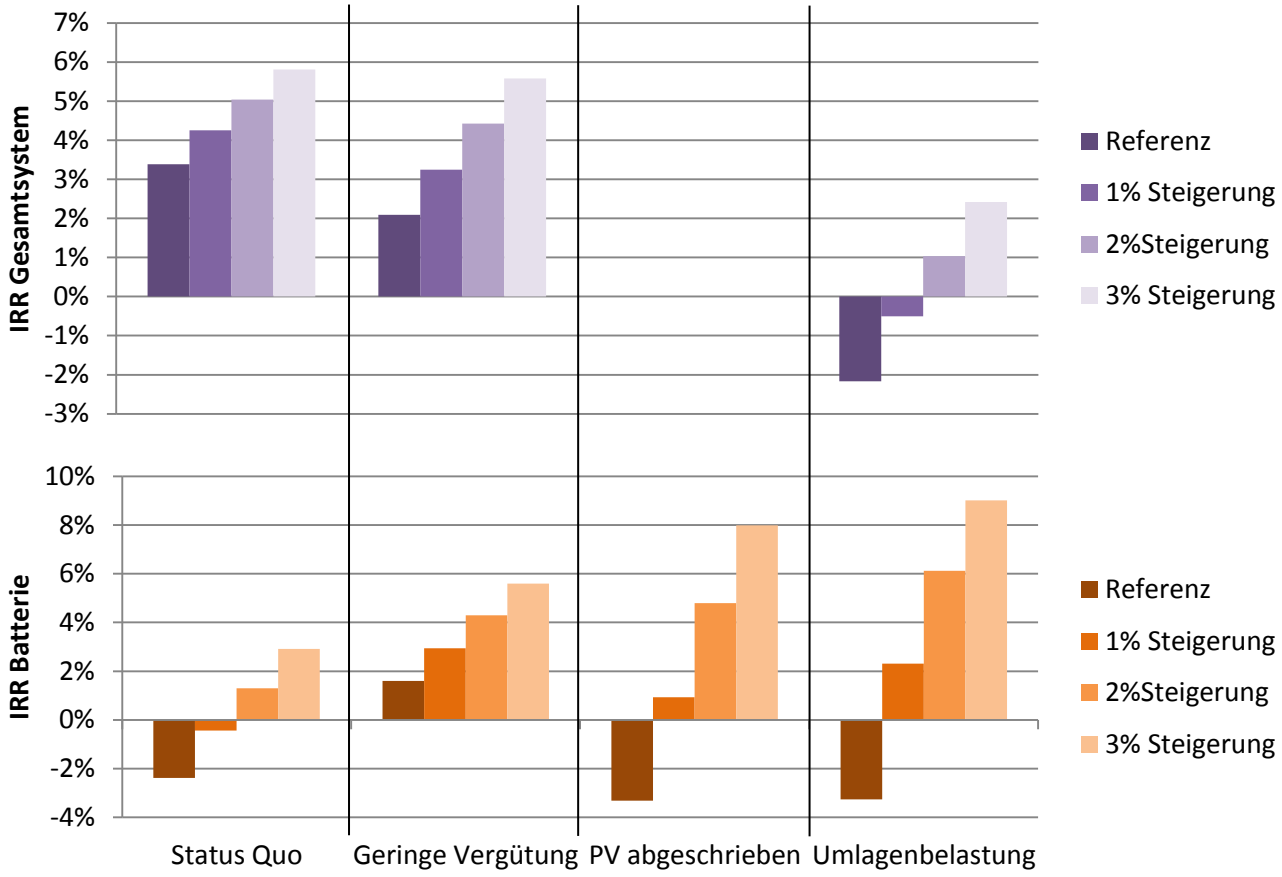


Abbildung 8-14: Interner Zinsfuß des PV-Heimspeichersystems und des Batteriesystems bei unterschiedlichen Steigerungsraten des Haushaltsstrompreises. „Referenz“ bezieht sich auf den Haushaltsstrompreis wie in Abschnitt 7.4.1.2 beschrieben. Der Batteriepreis beträgt in allen Szenarien 840 €/kWh netto.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine jährliche Steigerung des Haushaltsstrompreises von 1% ausreicht, um das PV-Batteriesystem im Szenario „geringe Vergütung“ bereits heute wirtschaftlich werden zu lassen. Im Szenario „Umlagenbelastung“ hingegen erreicht das System erst bei angenommener Steigerung von 3% die Wirtschaftlichkeit des PV-Heimspeichersystems. Das Batteriesystem wird in allen Szenarien bei Annahme einer 2%igen Steigerung des Haushaltsstrompreises wirtschaftlich.

Obwohl in der Wissenschaft von einer Absenkung des Strompreises über die nächsten 20 Jahre ausgegangen wird, kann also die Erwartungshaltung der Investoren bezüglich stei-

gender Strompreise zu einer verstärkten Investition in Batteriespeicher führen: Nach der Prospect-Theorie (Kahneman und Tversky 1979) gehen Menschen deutlich größere Risiken ein, wenn sie den Status Quo bedroht sehen, als wenn sie ihre bestehend gute Situation verbessern können. Unterstützend für diese These ist die Angabe vieler Kunden von Speichersystemen, dass ihre wesentliche Motivation für den Kauf eines Stromspeichers eine Absicherung gegen steigende Strompreise ist (Kairies et al. 2016, S. 59). Bei der Investition in PV-Anlagen wurde dieser Effekt bereits nachgewiesen (Klein und Deissenroth 2017). Daher kann der Einsatz von Batteriespeichern aufgrund der wahrgenommenen Bedrohung durch steigende Strompreise deutlich früher stattfinden als tatsächlich aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll.

8.4. Schlussfolgerungen PV-Heimspeichersysteme

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigen, dass PV-Heimspeichersysteme bzw. Batteriespeicher derzeit an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit stehen. Anhand der Szenarienanalyse und der Parametervariation lassen sich die folgenden Einflussfaktoren in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Heimspeichern bzw. Batteriespeichern bewerten:

Einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben die Kosten des Batteriespeichers, die angenommene Entwicklung des Haushaltsstrompreises, die Vergütung der PV-Stromeinspeisung sowie regulatorische Rahmenbedingungen wie Abgaben, Umlagen und Steuern. Einen moderaten Einfluss zeigen die Renditeerwartung des Investors und das Lastprofil der Anlagennutzer. Einen geringeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben eine Begrenzung der PV-Einspeiseleistung und eine zeitliche Variation der Erlöse des Stromverkaufs. Gegenüber einer früheren Investition von PV-System, die über die Einspeisevergütung abbezahlt wurden, bestehen beim PV-Heimspeichersystem also deutlich mehr Unsicherheiten bezüglich der Wirtschaftlichkeit.

Aus der Analyse lassen sich mehrere Rückschlüsse auf die zukünftige Marktentwicklung von PV-Heimspeichersystemen in Deutschland ziehen:

Wird die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems aus 5-kW_p-PV-Anlage und 2-kWh-Batteriespeicher betrachtet, so kann bereits bei heutigen Preisen von 840 €/kWh (netto pro Nutzkapazität) mit einer ausreichenden Rendite von 2,4% gerechnet werden. Auch wenn der Batteriespeicher selbst in der Rechnung noch keinen positiven Kapitalwert erwirtschaften kann, kann das PV-Heimspeichersystem insgesamt als wirtschaftliches Geschäftsmodell gesehen werden. Da für viele Investoren die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers alleine nicht im Vordergrund steht, kann die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems (PV und Batterie) ausreichend für die Investitionsentscheidung sein. Wenn nicht in der nahen Zukunft die

politischen Vorgaben die Rahmenbedingungen für Batteriespeicher stark verändern, kann daher mit einer weiterhin steigenden Installation von Batteriespeichern zum Jahr 2020 gerechnet werden. Der Einsatz eines Batteriespeichers verringert die Rendite der PV-Anlage, solange der Preis des Batteriespeichers über 400 €/kWh liegt. Profitorientierte Investoren werden daher noch nicht in Batteriespeicher investieren, solange sie die Rendite des Gesamtsystems verringern. Erst ab einem Preis von 400 €/kWh werden auch verstärkt profitorientierte Investoren Batteriespeicher installieren lassen. Aufgrund des noch jungen Marktes ist derzeit unklar, wann dieser Preis erreicht werden wird. Im Jahr 2030 wird jedoch mit Preisen von 200 bis 650 €/kWh gerechnet, so dass schon bald mit einem wirtschaftlichen Einsatz von Batteriespeichern gerechnet werden kann unter der Annahme, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen gleich bleiben.

Szenarien ohne EEG-Vergütung zeigen, dass PV-Anlagen alleine unter diesen Rahmenbedingungen eine geringere und teilweise nicht ausreichende Rendite erzielen werden. Bei geringeren Erlösen aus dem Stromverkauf der PV-Anlage erhöht sich die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers, da dieser durch die größere Preisdifferenz zwischen eingespeichertem und ausgespeichertem Strom die sinkenden Erlöse aus dem Stromverkauf kompensieren kann. Wirtschaftliche Geschäftsmodelle für die zukünftigen Szenarien ergeben sich, je nach Rahmenbedingungen, im Bereich von Batteriespeicherpreisen von ca. 750 €/kWh, also in naher Zukunft.

PV-Anlagen die nach 20 Jahren keine EEG-Vergütung mehr erhalten, bieten ein aus Privatinvestorensicht interessantes Einsatzfeld für Batteriespeicher: Wird mit weiteren 15 Jahren Stromproduktion durch die PV-Anlage gerechnet, so kann der Batteriespeicher bei einem Preis von ca. 650 €/kWh wirtschaftlich werden; Preise, die deutlich vor dem Jahr 2030 erwartet werden.

Werden die Rahmenbedingungen so verändert, dass der Eigenverbrauch von PV-Strom mit allen Abgaben, Umlagen und Steuern belastet wird, können PV-Heimspeicher nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Die Wirtschaftlichkeit von PV-Heimspeichern bzw. Batteriespeichern hängt daher maßgeblich von der Entwicklung der politischen Vorgaben ab. Die Zahl der installierten PV-Heimspeichersysteme kann somit unter anderem über die Höhe der Belastung des Eigenverbrauchs reguliert werden.

In den Szenarien wurden rein betriebswirtschaftliche Ergebnisse analysiert. Beim Kauf von PV-Heimspeichersystemen spielen allerdings neben der Wirtschaftlichkeit noch andere Faktoren eine Rolle. Beispielsweise kann der Einfluss einer unterschiedlichen erwarteten Strompreisentwicklung das Geschäftsmodell PV-Heimspeicher deutlich lukrativer wirken lassen. Daher kann es zu einem früheren Ausbau von PV-Heimspeichersystemen kommen als

durch die Wirtschaftlichkeitsrechnung impliziert. Die in der Wirtschaftlichkeitsanalyse errechneten Kosten sind in dieser Hinsicht eher als konservative Werte zu verstehen. Ab den genannten Werten wird das PV-Heimspeichersystem bzw. der Batteriespeicher wirtschaftlich und somit für alle Investoren interessant. Investoren mit größerer Risikoaversion und/oder geringeren wirtschaftlichen Erwartungen werden schon früher investieren.

9. Szenarienanalyse Batteriespeicher im Mieterstrommodell

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Batteriespeichern in Mieterstrommodellen vorgestellt. Hierzu werden zunächst in Abschnitt 9.1 die spezifischen Eingangsparameter für die Berechnungen hergeleitet. In Abschnitt 9.2 sind die Szenarien beschrieben, deren Ergebnisse in Abschnitt 9.3 dargestellt und diskutiert werden. Den Abschluss bilden Schlussfolgerungen zu diesem Kapitel in Abschnitt 9.4.

9.1. Spezifische Eingangsparameter für die Szenarienanalyse

In diesem Abschnitt werden die spezifischen Eingangsparameter für die Szenarienanalyse beschrieben. Zunächst wird daher die untersuchte Größe der PV-Anlage hergeleitet. Anschließend werden die verwendeten Lastprofile beschrieben. Des Weiteren werden die Eingangsparameter Teilnehmeranteil, Zählerkonzept, Stromverkaufs- und Stromeinkaufspreise sowie Ertragsmodelle für Überschussstrom erläutert. In Abschnitt 9.1.7 werden die Eingangsparameter für die Szenarienanalyse zusammenfassend dargestellt.

9.1.1. PV-Anlagenleistung

Bei einem Mehrfamilienhaushalt mit zehn Mietparteien, wie in Abschnitt 7.2.2 definiert, kann von einer maximalen PV-Anlagenleistung von 40 kW_p ausgegangen werden (prognos und BH&W 2017, S. 58). Eine möglichst große Anlagenauslegung kann in der Praxis zu Skaleneffekten führen; der erzeugte Strom pro kWh kann beispielsweise durch gleichbleibende Kosten für den Wechselrichter bei größerer Anlagenauslegung günstiger werden. Auch kann somit den Mietern eine größere Menge lokal erzeugten Stromes bereitgestellt werden. Eventuelle Kosten für die Dachmiete werden ebenfalls voll ausgenutzt. Außerdem kann der Batteriespeicher insgesamt durch die größere erzeugte Strommenge eine höhere Auslastung und somit eine höhere Wirtschaftlichkeit erreichen. Zudem wird bei 40 kW_p noch eine höhere PV-Einspeisevergütung gezahlt als bei größeren Anlagen (Bundesnetzagentur 2017b). Es wird beim Mieterstrommodel daher davon ausgegangen, dass die PV-Anlage so dimensioniert ist, dass die gesamte nutzbare Dachfläche belegt wird und die Leistung somit 40 kW_p beträgt. Um den Einfluss der PV-Anlagengröße auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers zu ermitteln, wird auch eine Rechnung mit einer Optimierung dieser Größe durchgeführt.

9.1.2. Lastprofil

Die Annahmen für die Erstellung der Lastprofile im betrachteten Mehrfamilienhaus basieren auf Daten zur Bevölkerungsstruktur in Deutschland. Anhand der Daten zu den Anteilen der Haushaltstypen (destatis 2016, S. 265) und dem Anteil der in Mietshäusern lebenden Haushaltstypen (destatis 2016, S. 266) wurde eine durchschnittliche Zusammensetzung des 10-

Parteien-Hauses ermittelt. Weitere Werte wie Erwerbstätigkeit, Anzahl der Kinder und Anteil von Rentnern wurden ebenfalls von statistischen Daten abgeleitet. Tabelle 9-1 zeigt die gewählte Zusammensetzung der Haushalte im Mehrfamilienhaus.

Tabelle 9-1: Zusammensetzung der Haushalte im betrachteten Mehrfamilienhaus

Nr.	Haushalt	Anz. Pers.	Person Vollzeit	Person Teilzeit	Person ohne Erwerbst.	Rentner	Kinder
1	Paar mit Kindern	4	1		1		2
2	Paar ohne Kinder	2	2				
3	Paar ohne Kinder	2				2	
4	Alleinerziehende mit Kind	2	1				1
5	Alleinlebende	1	1				
6	Alleinlebende	1	1				
7	Alleinlebende	1	1				
8	Alleinlebende	1		1			
9	Alleinlebende	1			1		
10	Alleinlebende	1				1	

Die Lastprofile der zehn Haushalte wurden mit dem Tool *synPRO* des Fraunhofer ISE erstellt. Zusätzlich zum Stromverbrauch der Haushalte wurden mit dem Tool Stromverbrauchsprofile für eine Zirkulationspumpe und für Beleuchtung in Treppenhaus und Außenbereichen erstellt.

Tabelle 9-2 zeigt die wesentlichen Charakteristika der verwendeten Lastprofile für Haushaltsstrom, Zirkulationspumpe und Beleuchtung. In Abbildung 9-1 sind die mittleren Tagesverläufe über das gesamte Jahr der synthetischen Profile gemeinsam mit der Gesamtlast (Summe aller Komponenten) dargestellt.

Tabelle 9-2: Annahmen und Charakteristika der verwendeten Lastprofile

Haushalt	Haushalte	Zirkulationspumpe	Beleuchtung
Jahresstromverbrauch [kWh]	18.983	2.348	2.494
Minimallast [W]	519	0	0
Maximallast [W]	10.630	618	1.152

Der Stromverbrauch der Haushalte beträgt insgesamt knapp 20.000 kWh pro Jahr. Der Stromverbrauch der Einzelhaushalte liegt zwischen 1.290 und 3.560 kWh pro Jahr. Für Zirkulationspumpe und Beleuchtung werden ca. 2.300 respektive 2.500 kWh pro Jahr benötigt.

Die Minimallast von Zirkulationspumpe und Licht ist null, da zu manchen Zeiten kein Verbrauch stattfindet. Die Maximallast aller Haushalte zusammen beträgt 10.630 W.

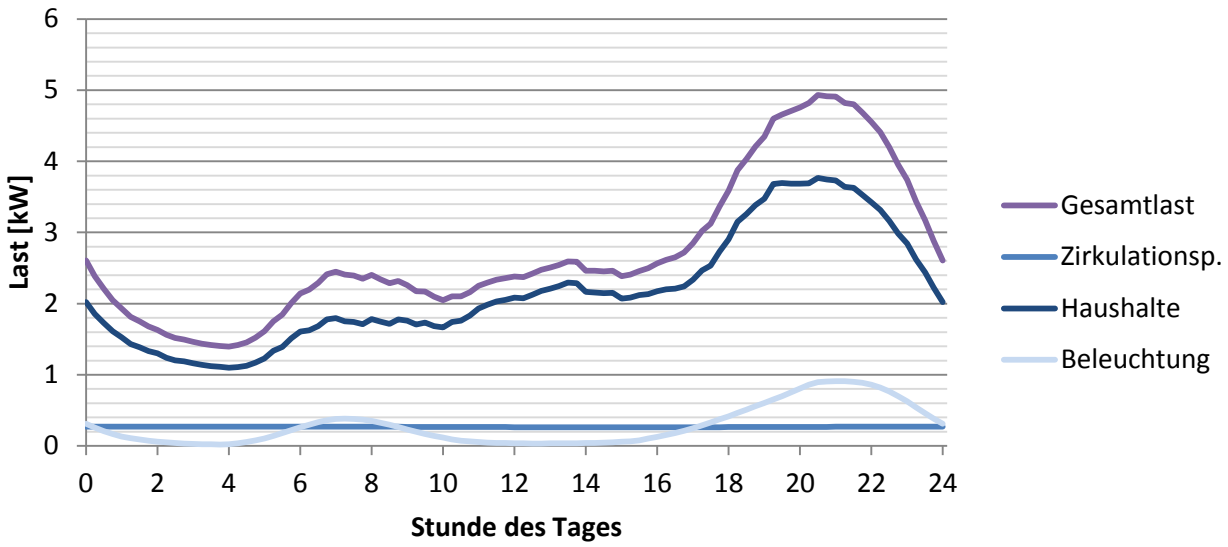


Abbildung 9-1: Mittlerer Tageslastverlauf der Verbraucher im Mehrfamilienhaus

9.1.3. Teilnehmeranteil

66% der Mieter in Deutschland könnten sich die Teilnahme an einem Mieterstrommodell vorstellen (LichtBlick SE 25.04.2017). Für die Szenarienanalyse wurde daher von einer ähnlichen Quote ausgegangen. Eine Kombination aus sechs gewählten Lastprofilen ergibt einen Stromverbrauch, der 64% des Stromverbrauches aller Haushalte entspricht. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass der Allgemeinstrom ebenfalls in das Mieterstrommodell eingebunden wird. Gemeinsam mit dem Stromverbrauch für die Zirkulationspumpe sowie für Beleuchtung im Haus verbrauchen die teilnehmenden Mieter somit 72% des gesamten Stromverbrauches.

Für das Szenario „Profitorientiert“ wurde ein niedrigerer Teilnehmeranteil von 40% angenommen. In diesem Falle wurden vier Lastprofile kombiniert, so dass sich ein Anteil von 44% des Haushaltsstromverbrauches ergibt. Gemeinsam mit dem Allgemeinstrom errechnet sich ein Mieterstrom-Verbrauch von 56% gemessen am Gesamtverbrauch des Mehrfamilienhauses.

9.1.4. Zählerkonzept

Die im Mehrfamilienhaus und von den einzelnen Mietern verbrauchten Strommengen können mittels eines Summenzählers abgerechnet werden (Bundesregierung 2005, § 20 Abs. 1d). Sind im Haus konventionelle Zähler installiert, mit denen keine 15-minütige Abrechnung möglich ist, so kann nicht bestimmt werden, welcher Teil des PV-Stromes von den Teilnehmern des Mieterstrommodells verbraucht wurde und welcher von den Nicht-Teilnehmern

verbraucht wurde. In diesem Fall wird die gesamte im Haus verbrauchte Strommenge den am Mieterstrommodell teilnehmenden Mietern als Verbrauch zugerechnet (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2017, S. 5). Nur in dem Fall, dass die Menge des im Haus verbrauchten PV-Stromes den Verbrauch der teilnehmenden Mieter überschreitet, ist die Menge des Mieterstromes auf den Verbrauch begrenzt. Sobald im Haus Smart Meter installiert sind, ist jedoch eine 15-minütige Abrechnung vorzunehmen (Bundesregierung 2005, §20 Abs. 1d).

Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Mieterstrommodellen mit PV ohne Batteriespeicher zeigen, dass die Nutzung konventioneller Zähler durch die weniger genaue Abrechnung einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber der genauen Messung mit Smart Meter darstellt (Bergner und Pflugradt 2017, S. 84). Daher soll hier für den Fall mit PV-Anlage und Batteriespeicher untersucht werden, welchen Einfluss das Messkonzept auf die Wirtschaftlichkeit hat. Es werden daher Szenarien mit konventionellen Zählern und mit Smart Metern analysiert.

9.1.5. Stromverkaufs- und Strombezugskosten

Um die Mieterstromvergütung zu erhalten, darf der Strompreis des an die Mieter verkauften Stromes nicht mehr als 90% des örtlichen Grundversorgertarifes betragen. Da der Grundversorgerpreis orts- und anbieterabhängig variiert, wird für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit dem deutschlandweiten Mittelwert gerechnet. Der Grundversorgerpreis für Stromabnahme zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr betrug im Jahr 2016 29,85 ct/kWh bei einer Streuung zwischen 26,99 und 32,46 ct/kWh (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2016, S. 211). Wird die Strompreisprognose von Schlesinger et al. (2014) verwendet, so ergibt sich für 2017 ein Wert von 30,30 ct/kWh. Die Entwicklung wird über den gesamten Betrachtungszeitraum als analog zu der Prognose von Schlesinger angenommen. Für die Obergrenze des Mieterstrompreises ergeben sich somit für das Jahr 2017 27,27 ct/kWh. In Abbildung 9-2 sind alle Tarife über den Zeitverlauf dargestellt.

Der Strompreis für den Reststrom, also den Strom, der nicht lokal durch die PV-Anlage erzeugt wird, hängt stark von der Wahl des Anbieters ab. Um ein Geschäftsmodell mit 100% Strom aus erneuerbaren Energien anzubieten, müsste Grünstrom zugekauft werden, wodurch in der Regel höhere Kosten entstehen als bei Graustrom. Andererseits sind durch die größeren Abnahmemengen Vergünstigungen zu erwarten. Es wird davon ausgegangen, dass der Betreiber nur investiert, wenn er mit dem Verkauf von Reststrom keine Verluste macht. Das heißt, dass er den Strom zu einem Preis maximal gleich dem Mieterstrompreis einkaufen wird. Untersucht werden in der Szenarienanalyse daher ein Stromtarif der gleich

dem Mieterstromtarif ist sowie ein günstigerer Graustromtarif. Für letzteren werden die Daten des höchsten erhobenen Abnahmebandes (5.000 bis 10.000 kWh) des Monitoringbericht der Bundesnetzagentur verwendet. Der niedrigste Preis in dieser Kategorie liegt bei 23,61 ct/kWh (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2016, S. 215). Auch die Stromeinkaufspreise werden analog zu Schlesinger et al. (2014) auf den Betrachtungszeitraum projiziert. Für das Jahr 2017 ergibt sich inflationsbereinigt ein Wert von 23,96 ct/kWh.

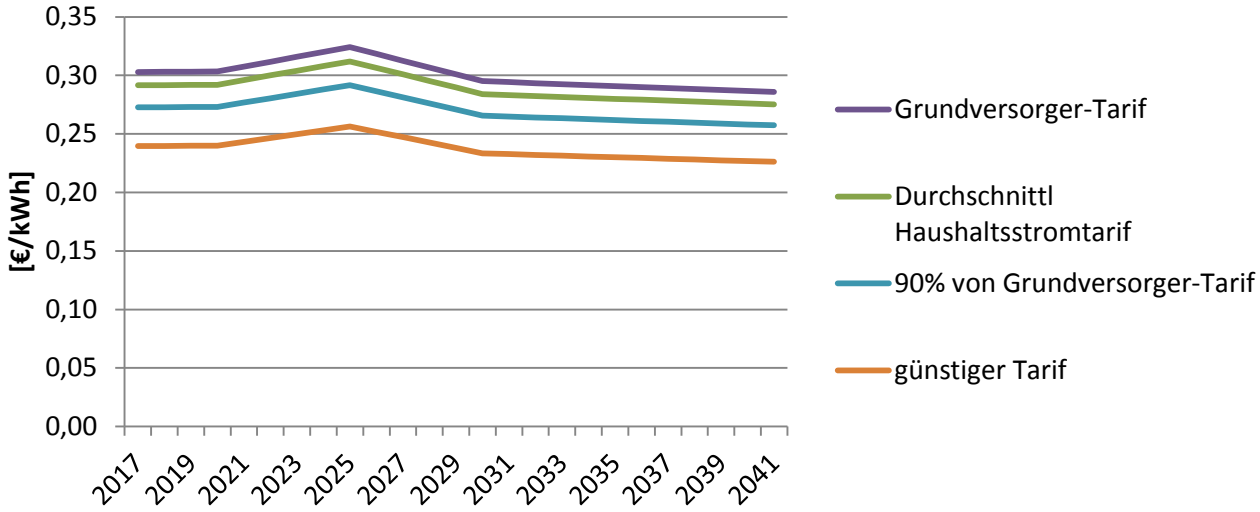


Abbildung 9-2: Stromeinkaufs- und Stromverkaufstarife im Anwendungsfall Mieterstrom

9.1.6. Ertragsmodelle für Überschussstrom

Für durch die Photovoltaikanlage erzeugten Strom, der nicht im Haus bzw. durch die Teilnehmer des Mieterstrommodells verbraucht wird, kann die EEG-Vergütung beansprucht werden. Für PV-Anlagen im Bereich von größer 10 bis 40 kW_p beträgt die EEG-Vergütung im Januar 2017 11,96 ct/kWh (Bundesnetzagentur 2017b). Für die zukünftigen Szenarien wird von einem Modell ohne EEG ausgegangen. Für überschüssigen Strom wird, entsprechend dem durchschnittlichen Börsenstrompreis, eine Vergütung von 3 ct/kWh angesetzt. Da in Kapitel 8 bereits gezeigt wurde, dass die Ergebnisse bei Vermarktung an der Strombörse mit zeitvariablem Tarif keine wesentlichen Unterschiede ergeben, werden hierzu keine Rechnungen durchgeführt.

9.1.7. Zusammenfassung der Eingangsparameter für die Szenarienanalyse

Tabelle 9-3 fasst die Eingangsparameter für die Szenarienanalyse zusammen. Detailliertere Informationen zu den wirtschaftlichen und regulatorischen Grundlagen, die in allen Anwendungsfällen verwendet werden, finden sich in Abschnitt 7.4.

Tabelle 9-3: Zusammenfassung der Parameter und wirtschaftliche Eingangsdaten für die Szenarienanalyse

Parameter	**Wert**	**Einheit**	**Quelle / Erklärung in Abschnitt**
Stromverbrauch im Haus	23.826	kWh/Jahr	9.1.2
Mieterstrompreis (Stromverkaufspreis, Jahr 2017)	27,27	€ct/kWh	9.1.5
Strombezugspreis (Jahr 2017)	27,27 / 23,96	€ct/kWh	9.1.5
Mieterstromvergütung	3,46	€ct/kWh	(Bundesnetzagentur 2017a)
EEG-Vergütung	11,96	€ct/kWh	9.1.6
Geringe Vergütung Netzeinspeisung	3,0	€ct/kWh	9.1.6
PV-Anlagenleistung	40	kW_p	9.1.1
PV-Stromerzeugung	942	kWh/kW_p und Jahr	7.4.1.1
Investitionskosten PV-Anlage 2017	1.202	$€/kW_p$	4.3
Investitionskosten PV-Anlage 2030	739	$€/kW_p$	4.3
Variable Kosten PV-Anlage	35,78	$€/kW_p$/Jahr	(Kost et al. 2013b, S. 11)
Spezifische Kosten Batteriespeicher	1000 bzw. variiert	€/kWh	4.2.1
Batterieersatzkosten	60% von Anfangsinvestition		4.2.1
Dachmiete	225	$€/kW_p$/Jahr	Nach (prognos und BH&W 2017, 45 f.)
Eigenkapitalrendite nominal	8,0%	p.a.	Annahme wie in (Kost et al. 2013b, S. 11)
Fremdkapitalrendite nominal	4,0%	p.a.	Annahme wie in (Kost et al. 2013b, S. 11)
Eigenkapitalquote	20%		Annahme wie in (Kost et al. 2013b, S. 11)
Fremdkapitalquote	80%		Annahme wie in (Kost et al. 2013b, S. 11)
WACC nominal	4,8%		errechnet
WACC real	2,7%		errechnet (angenommen 2% Inflationsrate)
Betrachtungszeitraum	20	Jahre	Annahme
Lebensdauer Batteriespeicher	10	Jahre	7.4.1.3
Lebensdauer Wechselrichter	10	Jahre	3.3

Für die PV-Investitionskosten wird jeweils das arithmetische Mittel der derzeitigen Preisbereiche (siehe Abschnitt 4.3) verwendet. Die Preise für Großanlagen (10 bis 1.000 kW_p) lagen im Jahr 2017 im Mittel bei 1.202 $€/kW_p$, im Jahr 2030 sind 739 $€/kW_p$ zu erwarten. Für die Betriebskosten wird wie in allen Anwendungsfällen entsprechend (Kost et al. 2013b, S. 11)

von 35 €/kW_p und Jahr ausgegangen. Da dieser Wert in $Euro_{2013}$ angegeben ist wird hier inflationsbereinigt mit 35,78 €/kW_p und Jahr gerechnet.

Zusätzlich muss mit Kosten für die Dachmiete gerechnet werden. In der Praxis wird die Dachmiete häufig als 5% der Erträge der Photovoltaik-Volleinspeisung berechnet (prognos und BH&W 2017, 45 f.). Bei einer 40 kWp PV-Anlage, einem Ertrag von 942 kWh/kW_p und einer Einspeisevergütung von 11,96 ct/kWh errechnen sich die jährlichen Kosten somit zu 225 €/Jahr. Um eine Größenoptimierung im Berechnungsmodell zu ermöglichen, werden diese Kosten auf die PV-Anlagengröße umgelegt und somit mit 5,63 €/kW_p/Jahr berechnet.

Der Betrachtungszeitraum für die Wirtschaftlichkeit liegt, wie in allen drei Anwendungsfällen, bei 20 Jahren. Da die Lebensdauer des Speichers 9 bis 15 Jahre beträgt und die des Wechselrichters ca. 10 Jahre (siehe Abschnitt 3.3), wird für beide Komponenten ein einmaliger Ersatz innerhalb des Betrachtungszeitraumes angenommen. Da im Mehrfamilienhaus aufgrund der geringen Margen mit kleinen Speicherkapazitäten gerechnet werden kann, werden Kosten und Ersatzkosten entsprechend PV-Heimspeichern angesetzt.

9.2. Szenariendefinition

Die Szenarien für Mieterstrommodelle setzen sich aus der Variation von mehreren Parametern zusammen, deren Einfluss mit der Wirtschaftlichkeitsrechnung untersucht werden soll. Es werden die folgenden Parameter variiert: PV-Anlagenleistung, PV-Preis, Stromverkaufs- und Stromeinkaufstarif, Ertragsmodell für Stromüberschüsse, Mieterstromförderung, Zählermodell und Teilnehmeranteil. Die drei Szenarien werden teilweise durch Varianten ergänzt. Tabelle 9-4 gibt einen Überblick über die wesentlichen Charakteristika der Szenarien und ihrer Varianten.

Das Szenario „**Status Quo**“ beschreibt den heutigen Stand der Kosten und Förderung: Es wird ein durchschnittlichen PV-Systempreis von 1202 €/kW_p angenommen, der Stromverkaufspreis beträgt 90% des Grundversorgerpreises, der Stromeinkaufspreis ist gleich. Überschüssiger PV-Strom wird zum EEG-Tarif vergütet. Für den an die Teilnehmer des Mieterstrommodells verkauften Strom erhält der Betreiber die Mieterstromvergütung. Es wird mit einem konventionellen Summenzähler gerechnet. Der Teilnehmeranteil beträgt 60%. Als Varianten zu diesem Szenario wird der günstigere Stromeinkaufspreis verwendet, die PV-Anlagenleistung optimiert, ohne Mieterstromförderung gerechnet und eine Abrechnung über Smart Meter untersucht.

Im Szenario „**Zukunft**“ wird das erste Szenario unter zukünftigen Voraussetzungen betrachtet. Daher wird mit günstigeren PV-Systempreisen von 793 €/kW_p gerechnet, und eine Vergütung erfolgt nicht mehr über EEG, sondern mit einer Pauschale von 3 ct/kWh. Durch den

Wegfall der Mieterstromförderung ist der Betreiber nicht mehr an die Obergrenze für den Stromverkauf gebunden und kann daher zum Grundversorgertarif anbieten. Im Haus sind Smart Meter vorhanden, daher muss in 15-minütiger Genauigkeit abgerechnet werden. Der Teilnehmeranteil beträgt ebenfalls 60%.

Im Szenario „**Profitorientiert**“ wird untersucht, inwiefern ein Batteriespeichersystem bei einem profitorientierter Betreiber ein wirtschaftliches Ergebnis bringen kann. Daher wird die PV-Anlagenleistung optimiert. Der Betreiber kauft Strom zum günstigen Stromtarif ein. Der Teilnehmeranteil wird verringert, da weniger Teilnehmer interessiert sein könnten, wenn der Reststrom kein Grünstrom ist. Zusätzlich wird eine Variante ohne EEG-Vergütung betrachtet.

Tabelle 9-4: Zusammenfassung der Szenarien und Varianten für Stromspeicher im Mieterstrommodell

Name	PV-Anlagen-leistung [kW_p]	PV-Preis [€/kW_p]	Stromverkauf	Stromeinkauf	Ertragsmodell Überschüsse	Mieter-strom-förderung	Zähler	Teil-nehmer-anteil
Status Quo	**40**	**1202**	**90% Grundvers.**	**Wie Verkauf**	**EEG**	**ja**	**Summenzähler**	**60%**
Günstiger Stromeinkauf	40	1202	90% Grundvers.	Günstiger Tarif	EEG	ja	Summenzähler	60%
PV optimiert	optimiert	1202	90% Grundvers.	Wie Verkauf	EEG	ja	Summenzähler	60%
ohne Förde-rung	40	1202	90% Grundvers.	Wie Verkauf	EEG	nein	Summenzähler	60%
Smart Meter	40	1202	90% Grundvers.	Wie Verkauf	EEG	ja	Smart Meter	60%
Zukunft	**40**	**793**	**Grundvers.**	**günstiger Tarif**	**3 ct/kWh**	**nein**	**Smart Meter**	**60%**
Profitorien-tiert	**optimiert**	**1202**	**90% Grundvers.**	**günstiger Tarif**	**EEG**	**ja**	**Summenzähler**	**40%**
ohne EEG	optimiert	1202	90% Grundvers.	günstiger Tarif	3 ct/kWh	ja	Summenzähler	40%

9.3. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung und Diskussion

Für die oben definierten Szenarien und ihre Varianten werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse gezeigt und diskutiert. Zunächst werden die Ergebnisse für die Optimierung der PV-Anlagengröße einzelner Szenarien bzw. Varianten in Abschnitt 9.3.1 erläutert. Außerdem wird die Festlegung der Batteriekapazität begründet. In Abschnitt 9.3.2 wird dann die Wirtschaftlichkeit aller betrachteten Szenarien und Varianten bezogen auf das Gesamtsystem PV-Batteriespeicher und für den Batteriespeicher alleine vorgestellt und diskutiert. Die Parametervariation in Abschnitt 9.3.3 zeigt den Einfluss weiterer Eingangsgrößen auf die Ergebnisse. Abschließend werden in Abschnitt 9.4 Schlussfolgerungen zur Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Mieterstrommodellen gezogen.

9.3.1. Batteriespeichergröße und PV-Anlagenleistung

Die PV-Anlagenleistung wurde für die meisten Rechnungen auf 40 kW_p festgelegt, nur in der Variante „PV optimiert“, im Szenario „Profitorientiert“ und dessen Variante „ohne EEG“ wird die PV-Anlage optimiert. Abbildung 9-3 zeigt die Ergebnisse der Größenoptimierung sowie Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad. Bei der Variante „PV optimiert“ beträgt die PV-Anlagenleistung 9 kW_p, im Szenario „Profitorientiert“ ist sie auf 5 kW_p reduziert. In der Variante „ohne EEG“ wird aufgrund der geringen Vergütung von ins Netz eingespeistem Strom nur eine PV-Anlage von 3 kW_p als optimal berechnet.

Eigenverbrauchsquote und Autarkie hängen in den Berechnungen von zwei Faktoren ab: Zum einen von der Größe der PV-Anlage – so ist die Eigenverbrauchsquote der Variante „PV optimiert“ höher und der Autarkiegrad niedriger als im Szenario „Status Quo“, da die PV-Anlagenleistung geringer ist. Ebenso ist die Eigenverbrauchsquote im Szenario „Profitorientiert“ und dessen Variante „ohne EEG“ deutlich höher und der Autarkiegrad niedriger als im Szenario „Status Quo“. Der andere Faktor ist die Nutzung des Summenzählermodells: In Szenario „Status Quo“, Variante „günstiger Stromeinkauf“ und Variante „ohne Förderung“ wird ein Summenzählermodell mit konventionellen Zählern angewendet, die nicht am Mieterstrommodell teilnehmenden Mieter können den lokal erzeugten Strom verbrauchen; er wird dann den Teilnehmern als Verbrauch zugeordnet. In Variante „Smart Meter“ und Szenario „Zukunft“ werden die nicht teilnehmenden Mieter nicht als Verbraucher berücksichtigt. Dadurch sind die Menge des lokal verbrauchten Stromes und somit auch Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad geringer.

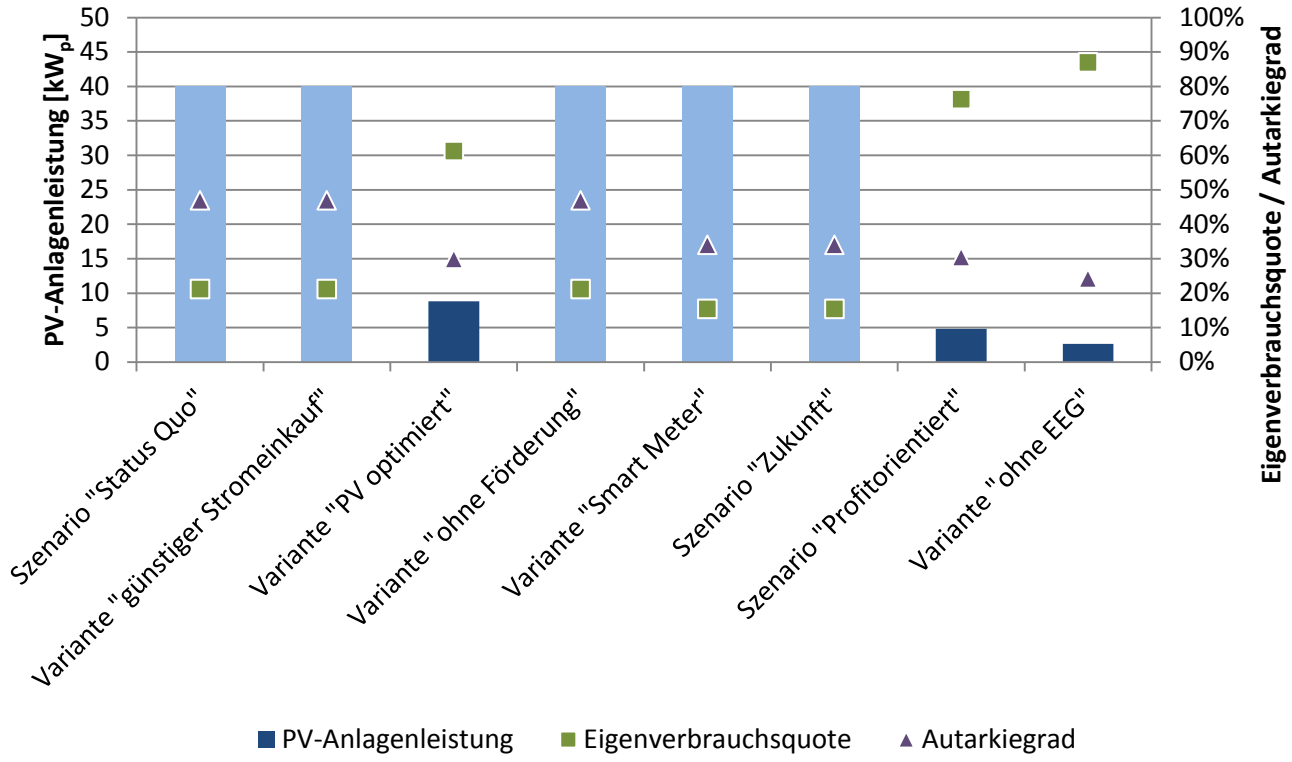


Abbildung 9-3: PV-Anlagenleistung in den unterschiedlichen Szenarien. Hellblaue Balken stehen für die Szenarien und Varianten, in denen die PV-Leistung nicht optimiert wurde, dunkelblaue Balken beschreiben die Ergebnisse der Größenoptimierung.

Abbildung 9-4 zeigt die Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystem und Batteriespeicher bei steigender Batteriespeichergröße. In Blau sind die diskontierten Kosten dargestellt, bestehend aus den Kosten für Zählerinfrastruktur, PV-Anlage und Batteriespeicher. In Grün sind die Einnahmen dargestellt, aufgeteilt in die Einnahmen aus dem Direktverbrauch von PV-Strom, Direktverbrauch von gespeichertem PV-Strom und Einnahmen aus dem Stromverkauf von überschüssigen Strommengen ans Netz. Da der Stromeinkaufspreis dem Stromverkaufspreis entspricht, werden keine Einnahmen für den Verkauf von Reststrom dargestellt. Der interne Zinsfuß des PV-Systems ohne Batteriespeicher beträgt 1,1% und liegt somit unter dem WACC von 2,7%. Das Geschäftsmodell ist daher nicht wirtschaftlich. Wird ein Batteriespeicher von 5 kWh integriert, so verringert sich der interne Zinsfuß auf 0,3%. Der interne Zinsfuß des Batteriespeichers ist negativ. Je größer der Batteriespeicher, desto geringer ist der interne Zinsfuß von Batterie und PV-Batteriesystem. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass bei sinkendem Batteriespeicherpreis zunächst ein System mit einem kleinen Batteriespeicher wirtschaftlich werden wird.

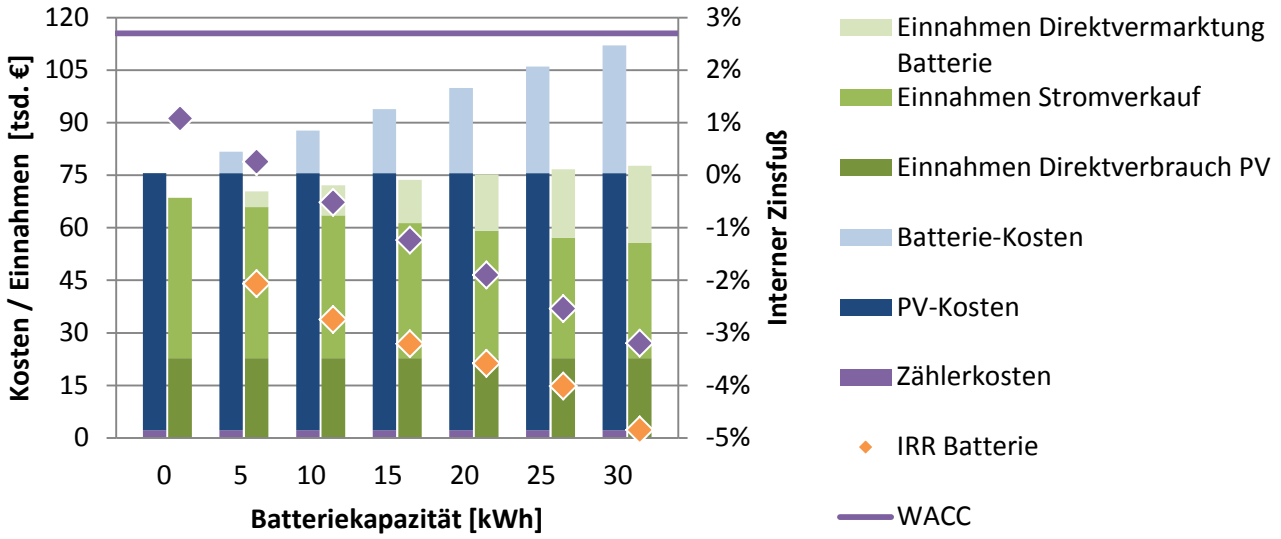


Abbildung 9-4: Kosten, Einnahmen und interner Zinsfuß von Batterie und PV-Batteriesystem bei steigender Batteriegröße im Szenario "Status Quo". Kosten des Batteriespeichers sind 840 €/kWh.

Um abzuschätzen, ab welchem Preis ein Batteriespeicher in einem Mieterstrommodell wirtschaftlich wird, muss ein minimaler Batteriespeicher betrachtet werden. Die Mindestgröße eines Batteriespeichersystems liegt bei ca. zwei Kilowattstunden. Da der Einfluss eines sehr kleinen Batteriespeichers jedoch bei einer PV-Anlagengröße von 40 kW_p kaum sichtbar wäre, wird mit einer Batteriekapazität von 5 kWh gerechnet.

9.3.2. Batterie-Investitionskosten für den wirtschaftlichen Einsatz von Batteriespeichern in Mieterstrommodellen

In Abbildung 9-5 wird zunächst die Wirtschaftlichkeit eines PV-Mieterstrommodells ohne Batteriespeicher in den verschiedenen Szenarien und Varianten gezeigt. Im Szenario „Status Quo“ und dessen Varianten kann ein interner Zinsfuß von 1,1 bis 3,9% erreicht werden. Je nach Renditeerwartung des Investors (in der Grafik angezeigt mit dem WACC von 2,7%) stellt dieses Szenario eine knapp wirtschaftliche Investition dar. Im Szenario „Zukunft“ ist der interne Zinsfuß negativ. In Szenario „Profitorientiert“ und Variante „ohne EEG“ kann, bedingt durch die geringe PV-Anlagenleistung und den niedrigen Strombezugstarif, ein höherer interner Zinsfuß von 12,1 bzw. 17,8% erreicht werden (außerhalb des Wertebereichs der Grafik). In der Variante „ohne EEG“ resultiert die sehr geringe PV-Anlagenleistung theoretisch in einen internen Zinsfuß von 15,6%. Jedoch könnte durch die geringe Investitionssumme bei einer PV-Anlagengröße von 3,0 kW_p nur ein sehr geringer absoluter Gewinn erzielt werden. Aus Investorensicht würde dies den Aufwand, ein Mieterstromprojekt durchzuführen, mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht rechtfertigen. Im Folgenden wird diese Variante daher nicht weiter betrachtet.

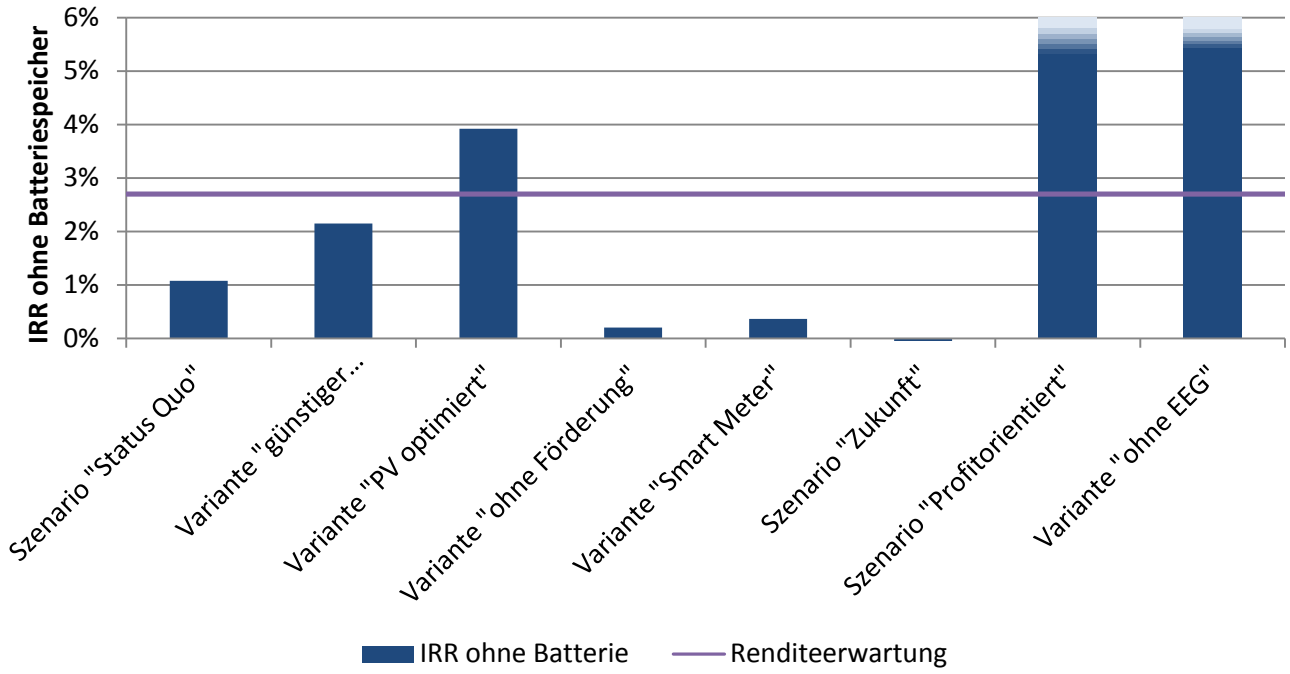


Abbildung 9-5: Interner Zinsfuß der unterschiedlichen Szenarien und Varianten ohne Batteriespeicher (Szenario „Profitorientiert“ und Variante „ohne EEG“ resultieren aus einer sehr geringen PV-Anlagenleistung und erreichen daher einen internen Zinsfuß von 12 bzw. 18%)

Das Szenario „Status Quo“ ist zum heutigen Zeitpunkt nicht wirtschaftlich. Der Stromeinkaufspreis entspricht in diesem Szenario dem Stromverkaufspreis, mit dem Verkauf von Reststrom können also keine Erlöse erzielt werden, und die Erlöse aus dem Verkauf von Strom aus der PV-Anlage sind nicht ausreichend, um eine wirtschaftliche Rendite des Geschäftsmodells zu ermöglichen. Ist der Stromeinkauf zu einem geringeren Betrag möglich als der Verkauf (Variante „günstiger Stromeinkauf“), so können über den Verkauf von Reststrom Erlöse erzielt werden, die die Wirtschaftlichkeit verbessern. Die Renditeerwartung von 2,7% wird allerdings auch bei niedrigem Stromeinkaufspreis nicht erreicht. Ebenso kann mit einer verringerten PV-Anlagenleistung eine höhere Rendite erreicht werden. Eine Kombination von beidem, wie im Szenario „Profitorientiert“, kann zu einem hohen internen Zinsfuß führen. Diese Ergebnisse decken sich mit den Berechnungen von prognos und BH&W (2017).

Abbildung 9-6 zeigt die Kosten, ab denen ein Batteriespeicher in den verschiedenen Szenarien und deren Varianten die Renditeerwartung erfüllen kann. Die Wirtschaftlichkeit ist dabei mit den drei unterschiedlichen Kriterien bewertet:

- „IRR PV+Batterie >2,7%“: Der interne Zinsfuß des PV-Batterie-Systems ist größer 2,7%, d.h. die Investition in das Gesamtsystem kann als wirtschaftlich bezeichnet werden.
- „IRR Batterie >2,7%“: Der interne Zinsfuß der Batterie ist größer 2,7%, d.h. die Investition in einen Batteriespeicher ist, unabhängig von der PV-Anlage, wirtschaftlich.

- „IRR PV+Batterie > IRR ohne Batterie“: Der interne Zinsfuß des PV-Batterie-Systems ist größer als der eines Systems ohne Batteriespeicher, d.h. der Batteriespeicher kann die Rendite des Gesamtsystems verbessern.

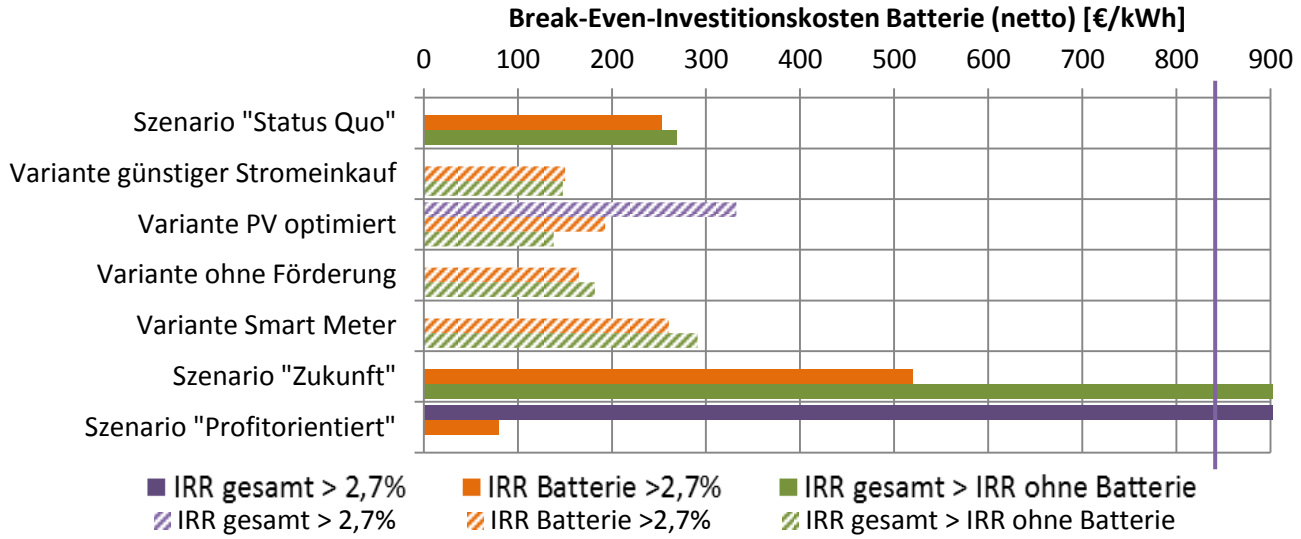


Abbildung 9-6: Break-Even Investitionskosten von Batteriespeichern in Mieterstrommodellen in den Szenarien (einfarbig) und ihren Varianten (schraffiert) für einen gewichteten Zins von 2,7%. Die vertikale Linie stellt den heutigen Preis dar.

Im Szenario „**Status Quo**“ kann ein Batteriespeicher auch zu sehr geringen Kosten nicht in ein PV-Mieterstrommodell integriert werden, ohne dass der interne Zinsfuß unter die Renditeerwartung von 2,7% fällt. Bei günstigem Stromeinkauf und optimierter PV-Anlagenleistung kann ein Batteriespeicher erst ab einem Preis von 330 €/kWh genutzt werden, ohne den internen Zinsfuß zu stark zu verringern. Um eine Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers selbst zu erreichen, müssen die Preise auf unter 200 €/kWh reduziert werden. Bei einem noch geringeren Preis von ca. 140 bis 150 €/kWh kann der Einsatz eines Batteriespeichers die Rendite des Gesamtprojektes erhöhen.

Ohne die Mieterstromförderung oder mit der genauen Abrechnung über Smart Meter kann keine ausreichende Rendite erreicht werden. Die Nutzung eines Batteriespeichers kann ab einem Preis von 170 bzw. 260 €/kWh den internen Zinsfuß des Gesamtsystems zwar erhöhen, aufgrund der geringen Batteriegröße kann aber trotzdem kein wirtschaftliches Ergebnis erzielt werden.

Im Szenario „**Zukunft**“ kann der Batteriespeicher bei Kosten von ca. 520 €/kWh eine wirtschaftliche Investition darstellen. Jedoch ergibt sich auch bei sehr geringen Speicherpreisen keine Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems.

Das Szenario „**Profitorientiert**“ zeigt, dass bei Integration eines 5-kWh-Batteriespeichersystems zu heutigen Preisen die Wirtschaftlichkeit des Systems erhalten

bleibt. Der Batteriespeicher verringert jedoch die Gesamtrendite. Erst ab einem sehr geringen Preis von ca. 80 €/kWh kann der Batteriespeicher selbst eine wirtschaftliche Investition darstellen. Die Rendite des Gesamtprojektes kann allerdings nicht erhöht werden im Vergleich zu einer Investition ohne Batteriespeicher.

Tabelle 9-5 und Abbildung 9-7 zeigen beispielhaft die Erlöse der Energieflüsse im Szenario „Status Quo“. Die Erlöse werden hauptsächlich durch den Direktverbrauch von Strom erwirtschaftet, Direktverbrauch über die Batterie erbringt, je nach Preis des Batteriespeichers, nur geringe Erlöse. Der Stromverkauf von PV-Strom ist unter den beschriebenen Annahmen nicht wirtschaftlich; mit dem Reststromverkauf können in diesem Szenario per Definition keine Erlöse erzielt werden.

Tabelle 9-5: Zusammensetzung der Erlöse der Energieflüsse im ersten Jahr im Szenario „Status Quo“ in ct/kWh

Status Quo	**Direkt-verbrauch**	**Direkt-verbrauch Batterie**	**Stromverkauf**	**Reststrom-verkauf**
Mieterstromeinnahmen	27,27	27,27		27,27
zuzgl. Mieterstromvergütung	3,46	3,46		
Einnahmen Stromverkauf			11,96	
Kosten PV	12,86	12,86	12,86	
Kosten Batterie		5,3*		
Kosten Strombezug				27,27
abzgl. Umsatzsteuer	5,18	5,18		
abzgl. EEG-Umlage	6,88	6,88		
Bilanz	**5,81**	**0,51**	**-0,90**	**0,00**

* bei einem Batteriepreis von 200 €/kWh

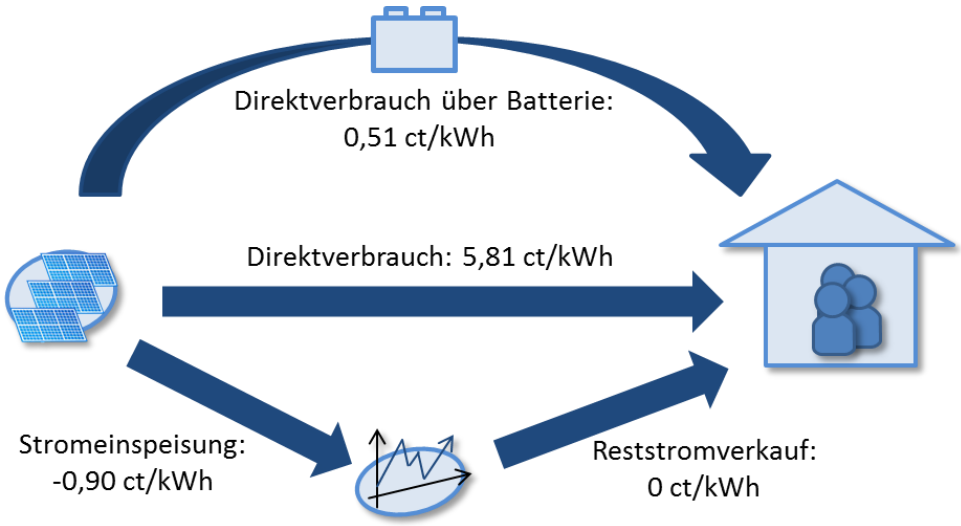


Abbildung 9-7: Erlöse der unterschiedlichen Pfade des Energieflusses im Szenario „Status Quo“ exemplarisch für das erste Betriebsjahr

9.3.3. Parametervariation

Während die unterschiedlichen Szenarien mögliche Entwicklungen der Rahmenbedingungen für Batteriespeicher in Mieterstrommodellen darstellen, wird in der Parametervariation eine Untersuchung von einzelnen Einflussfaktoren durchgeführt. Zunächst wird der Einfluss einer Variation des internen Zinsfußes auf die Ergebnisse untersucht. Des Weiteren werden der Strombezugspreis und der Teilnehmeranteil variiert.

9.3.3.1. *Variation der Renditeerwartung*

Abbildung 9-8 zeigt die Veränderung der Break-Even-Investitionskosten für Batteriespeicher bei unterschiedlichen Renditeerwartungen. Die Renditeerwartung hat einen großen Einfluss auf die Break-Even-Investitionskosten des Batteriespeichers für die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems (violett in der Grafik): Im Szenario „Status Quo“ könnte sich bei einer Renditeerwartung von 1% und Batterieinvestitionskosten von 640 €/kWh ein wirtschaftliches Geschäftsmodell ergeben. Eine Renditeerwartung von 2% für das PV-Batteriesystem kann allerdings selbst bei sehr geringen Batteriekosten nicht erreicht werden. Eine Veränderung der Renditeerwartung hat somit eine große Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit des PV-Batteriesystems. Im Szenario „Profitorientiert“ ist eine geringere Preisveränderung von 120 bis 140 €/kWh pro %-Punkt der Renditeerwartung möglich. Bei heutigen Preisen von 840 €/kWh kann die Renditeerwartung von 3% erfüllt werden, bei geringeren Preisen ergibt sich ein höherer interner Zinsfuß. Im Szenario „Zukunft“ ist auch bei einer Renditeerwartung von 1% kein wirtschaftliches Geschäftsmodell möglich.

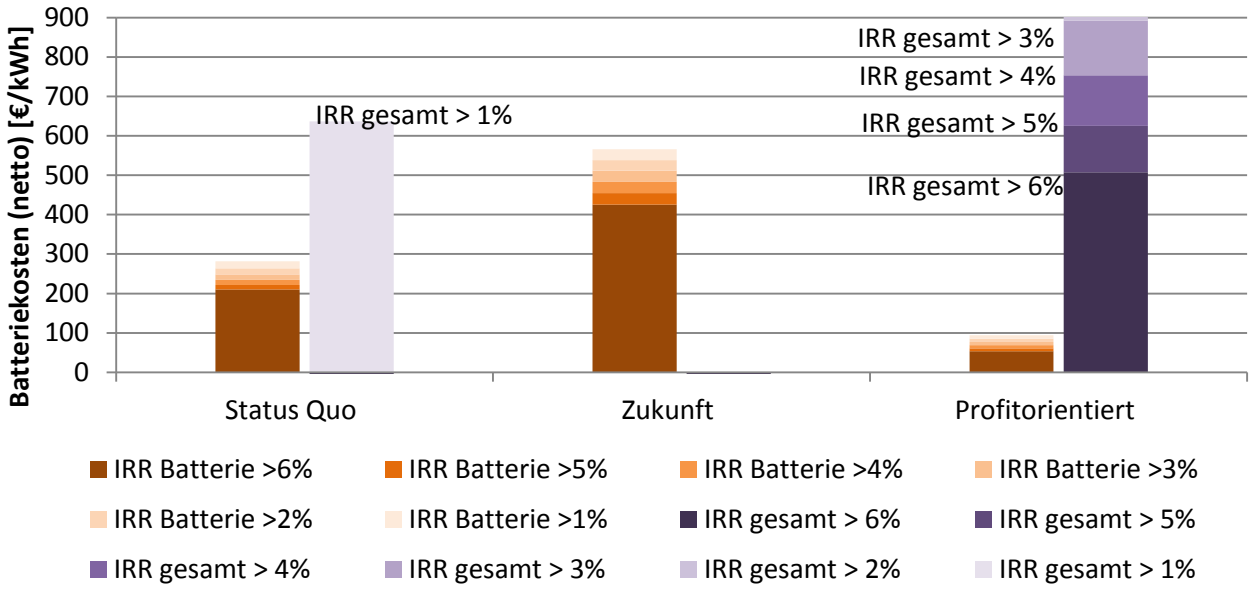


Abbildung 9-8: Veränderung der Break-Even-Investitionskosten für Batteriespeicher bei unterschiedlichen Renditeerwartungen des Investors. Unterschieden wird zwischen der Wirtschaftlichkeit von Batterie- und Gesamtsystem (PV und Batteriespeicher). Im Szenario „Zukunft" kann auch bei sehr geringen Batteriepreisen die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems nicht erreicht werden.

Die Break-Even-Investitionskosten des Batteriespeichers für die Wirtschaftlichkeit des Batteriesystems (orange in der Grafik) hingegen verändern sich deutlich weniger stark bei einer Veränderung der Renditeerwartung. Eine Veränderung zwischen 1 und 6% in der Renditeerwartung verändert die Break-Even-Investitionskosten um weniger als 100 Euro im Szenario „Status Quo", um weniger als 50 Euro im Szenario „Profitorientiert", und um ca. 140 Euro im Szenario „Zukunft".

9.3.3.2. *Variation des Strombezugspreises*

Abbildung 9-9 zeigt den internen Zinsfuß des PV-Batteriesystems in den drei Szenarien bei unterschiedlichen Strombezugspreisen und einem Batteriepreis von 840 €/kWh. Der Referenzpreis von 27,27 ct/kWh ist der Preis, der im Szenario „Status Quo" verwendet wurde, während in den Szenarien „Zukunft" und „Profitorientiert" bei 23,96 ct/kWh liegt und somit auch teurere Strombezugspreise als in der Szenarienanalyse untersucht werden. Die Entwicklung der Strompreise wurde analog zu der Entwicklung des Referenzpreises (siehe Abschnitt 7.4.2.1) angenommen.

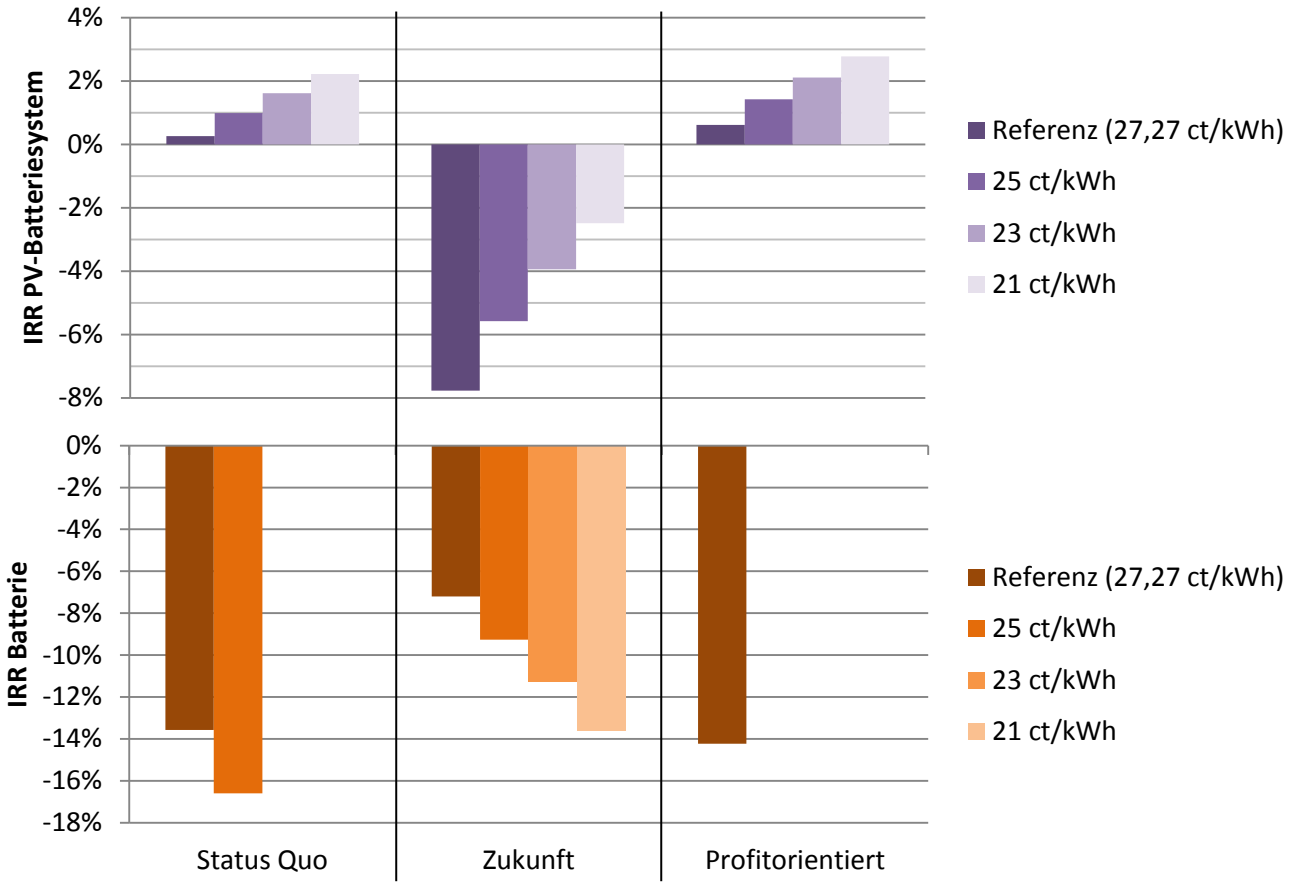


Abbildung 9-9: Auswirkung der Variation des Strombezugspreises auf den internen Zinsfuß des PV-Batteriesystems in den unterschiedlichen Szenarien bei einem Batteriepreis von 840 €/kWh

Bei einer Verringerung des Strombezugspreises um 2 ct/kWh erhöht sich der interne Zinsfuß des PV-Batteriesystems um 0,6 bis 0,7 %-Punkte in den Szenarien „Status Quo“ und „Profitorientiert“ und um 1,5 bis 2,2 %-Punkte im Szenario „Zukunft“. Aufgrund der geringen Gesamteinnahmen im Szenario „Zukunft“ haben die verringerten Strombezugskosten in diesem Fall einen höheren Einfluss. Der Einfluss der Strombezugskosten auf die Wirtschaftlichkeit ist insgesamt stark.

Für den Batteriespeicher kann der interne Zinsfuß nicht in allen Variationen berechnet werden, da die Ausgaben die Einnahmen beim Batteriepreis von 840 €/kWh teilweise zu stark übersteigen. Die dargestellten Werte zeigen allerdings eine starke Abhängigkeit vom Strombezugspreis: Verringert sich der Strombezugspreis, so verringert sich auch der interne Zinsfuß der Batterie, da der Batteriespeicher Erlöse über die Vermeidung von Netzstrombezug erwirtschaftet. Die Differenz pro 2 ct/kWh Veränderung des Stromeinkaufspreises beträgt 3%-Punkte im Szenario „Status Quo“ und 2%-Punkte im Szenario „Zukunft“.

9.3.3.3. *Variation des Teilnehmeranteils*

Abbildung 9-10 zeigt den Einfluss eines veränderten Teilnehmeranteils auf den internen Zinsfuß des Gesamtsystems (PV-Batteriesystem) und des Batteriespeichers alleine. Im

Szenario „Status Quo“ bleibt der interne Zinsfuß bei einer Variation des Teilnehmeranteils unverändert. Dies ist begründet durch das Summenzählermodell mit konventionellen Zählern, wodurch nur relevant ist, welcher Stromverbrauch im Haus verbraucht wurde. Da der Stromeinkaufspreis in diesem Szenario dem Stromverkaufspreis entspricht, hat eine veränderte Menge des Netzstrombezugs keinen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Im Szenario „Zukunft“ wird von einer Abrechnung über Smart Meter ausgegangen, daher bewirkt ein erhöhter Teilnehmeranteil eine höhere Eigenverbrauchsquote und verbessert somit die Wirtschaftlichkeit. Die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers sind nur gering. Mit steigendem Teilnehmeranteil sinkt der interne Zinsfuß des Batteriespeichers, da mehr PV-Strom direkt verbraucht werden kann. Im Szenario „Profitorientiert“ ist der Stromeinkaufspreis geringer als der Stromverkaufspreis. Mit dem Verkauf von Reststrom an die Teilnehmer werden Erlöse erwirtschaftet, die sich somit bei einem steigenden Teilnehmeranteil erhöhen. Der interne Zinsfuß für den Batteriespeicher kann in diesem Szenario nicht berechnet werden, da die Einnahmen im Vergleich zu den Kosten zu gering sind.

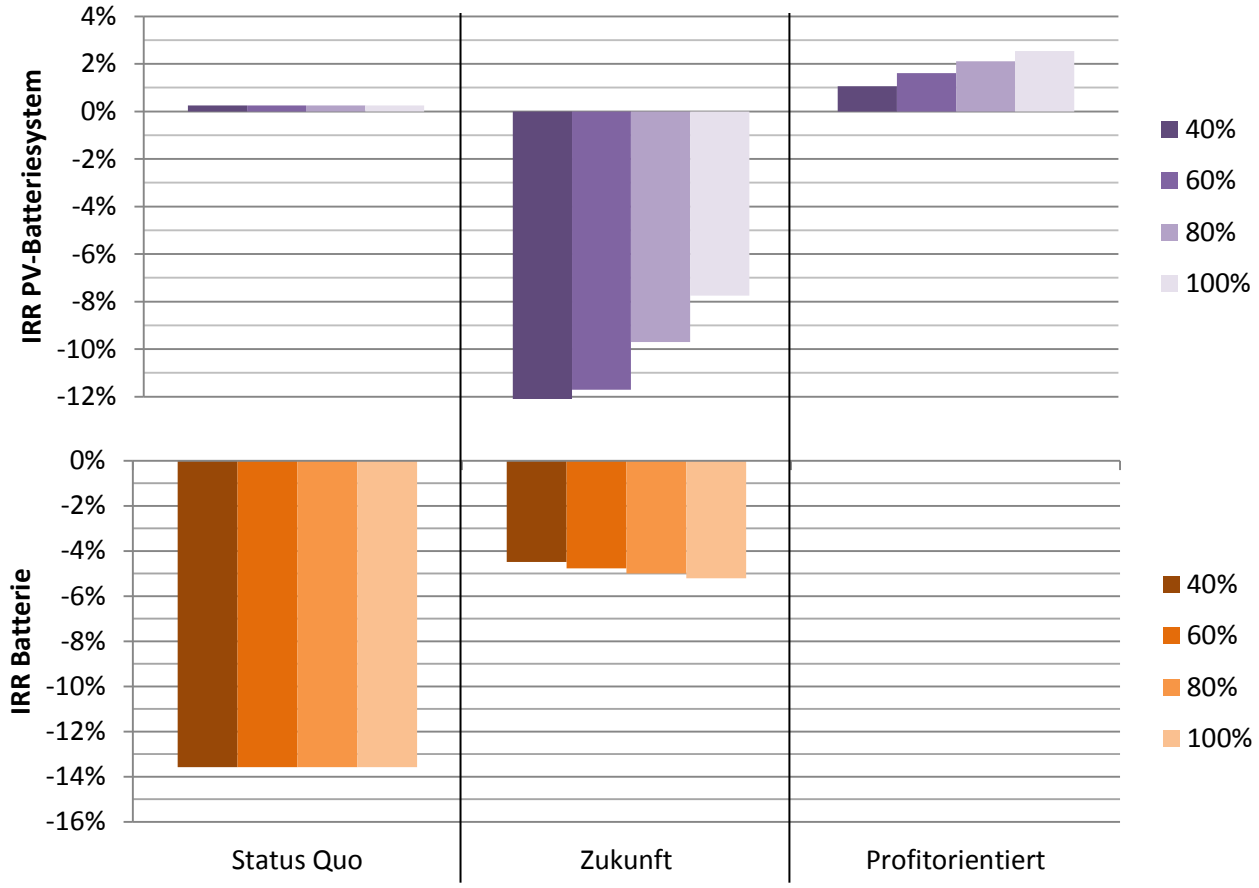


Abbildung 9-10: Auswirkung der Variation des Teilnehmeranteils auf den internen Zinsfuß des PV-Batteriesystems und des Batteriesystems in den unterschiedlichen Szenarien bei einem Batteriepreis von 840 €/kWh

9.3.3.4. *Einfluss der Dachmiete*

Um den Einfluss der Dachmiete zu analysieren wurde eine Berechnung ohne diesen Einflussfaktor durchgeführt. Abbildung 9-11 zeigt den internen Zinsfuß für PV-Mieterstrommodelle ohne Batteriespeicher ohne eine Berücksichtigung der Kosten für die Dachmiete. Der interne Zinsfuß erhöht sich durch den Wegfall der Kosten um 0,4 bis 0,9%-Punkte. In der Variante „günstiger Stromeinkauf“ wird dadurch die Renditeerwartung erreicht. Die PV-Anlagenleistung in der Variante „PV optimiert“ ist mit 11 kWp leicht größer als bei der Optimierung mit Dachmiete. Dies lässt sich erklären durch die geringeren Betriebskosten der Photovoltaikanlage, in denen die Dachmiete eingerechnet ist.

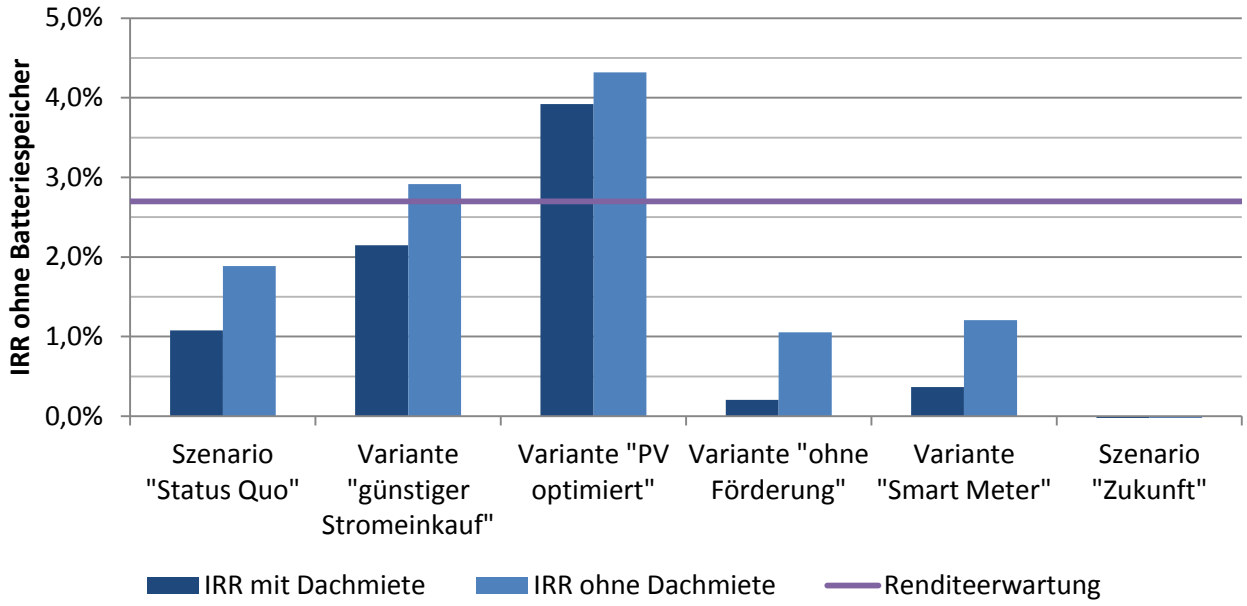


Abbildung 9-11: Interner Zinsfuß für ein System ohne Batterie in den Szenarien und Varianten ohne die Kosten der Dachmiete

Abbildung 9-12 zeigt die Break-Even-Investitionskosten des Batteriespeichers in den Szenarien und Varianten ohne Berücksichtigung der Dachmiete. Da die Dachmiete in Abhängigkeit der Photovoltaikanlage berechnet wurde, hat eine Berücksichtigung keinen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers alleine (orangene Balken). Ein Unterschied ergibt sich in der Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems: In der Variante „günstiger Stromeinkauf“ kann ein wirtschaftliches Geschäftsmodell bei einem Batteriepreis von 280 €/kWh entstehen. In der Variante „PV optimiert“ ergeben sich vergleichsweise höhere Break-Even-Investitionskosten als im Falle mit Dachmiete von 460 €/kWh.

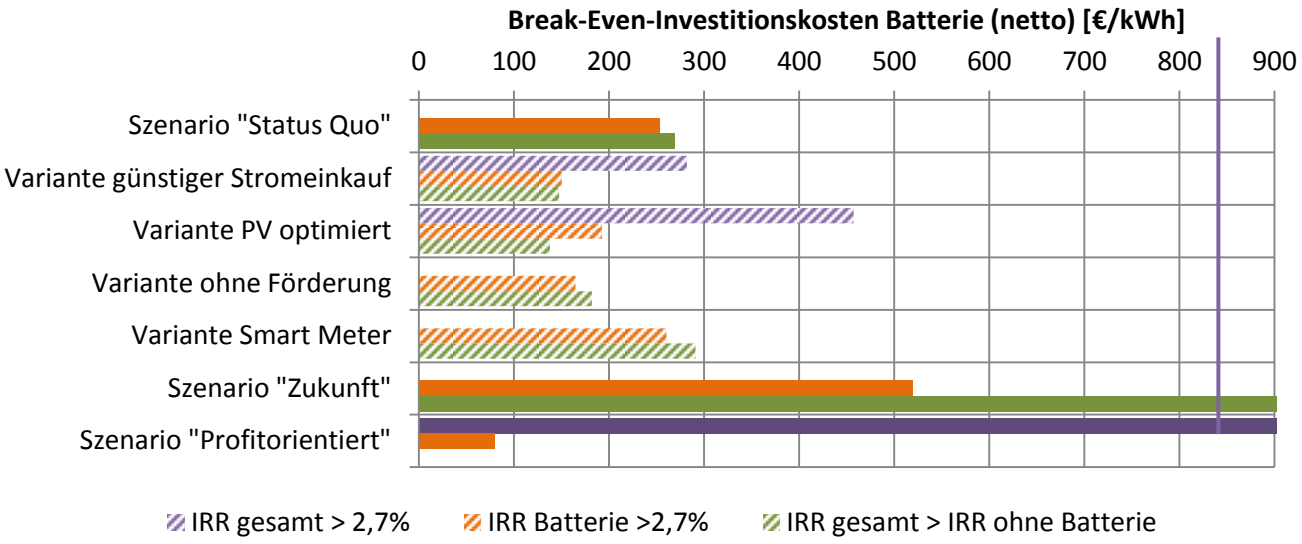


Abbildung 9-12: Break-Even-Investitionskosten der Batterie in den Szenarien und Varianten ohne die Kosten der Dachmiete

Bisher liegen noch keine Daten zur durchschnittlichen Höhe der Dachmiete bei Mieterstromprojekten vor. In den Berechnungen wurde von einer Dachmiete wie bei vergangenen PV-EEG-Projekten ausgegangen. Da die Erlöse bei einem Mieterstromprojekt geringer sind als bei einer Einspeisung über EEG, ist eine geringere Dachmiete in diesem Falle möglich. Bei Unterstützung des Projektes durch den Hausbesitzer ist eine verringerte Dachmiete ebenfalls denkbar. Jedoch ist auch ohne Dachmiete derzeit kein Geschäftsmodell mit Batteriespeicher wirtschaftlich.

9.4. Schlussfolgerungen Mieterstrommodell

Mieterstrommodelle ohne Batteriespeicher stehen an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit. Die geringen Renditen ermöglichen aber bei heutigen Speicherpreisen keine Nutzung eines Batteriespeichers, ohne dass die Rendite stark verringert wird. Nur wenn ein günstiger Strombezugspreis möglich ist und die PV-Anlage nicht zu groß dimensioniert wird, kann ein Batteriespeicher mit verringerten Kosten wirtschaftlich ins System eingebunden werden.

Damit der Batteriespeicher selbst eine wirtschaftliche Investition darstellen kann, sind starke Kostenreduktionen notwendig: Der Batteriespeicher müsste einen Preis von ca. 150 bis 250 €/kWh erreichen, um einen internen Zinsfuß von 2,7% zu ermöglichen. Diese Preise werden voraussichtlich erst im Jahr 2030 oder danach erreicht; ein Zeitpunkt zu dem die derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen und die Mieterstromförderung vermutlich stark verändert sein werden.

Eine Variation des Szenario „Status Quo“ mit einer genauen Abrechnung über Smart Meter zeigt, dass sich in diesem Fall die Wirtschaftlichkeit eines PV-Systems ohne Batteriespeicher stark verringert – der interne Zinsfuß sinkt um 0,7%-Punkte. Die Einführung von Smart

Metern und die obligatorische genaue Abrechnung stellen somit ein starkes Risiko für Mieterstrommodelle insgesamt und somit auch für die Nutzung von Batteriespeichern in Mieterstrommodellen dar.

Das Szenario „Zukunft“ zeigt, dass die Kombination aus der genauen Abrechnung über Smart Meter mit geringen Erlösen für Überschussstrom aus der PV-Anlage kein wirtschaftliches Geschäftsmodell für Batteriespeicher erlaubt, solange nicht mit dem Verkauf von Reststrom noch Einnahmen generiert werden können.

Die Parametervariation legt nahe, dass die Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeit des PV-Batteriesystems stark abhängig von der Renditeerwartung sind, wohingegen sich die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers alleine bei einer veränderten Renditeerwartung nur gering verändert. Die Abschätzung, dass der Batteriespeicher einen Preis von 150 bis 250 €/kWh erreichen muss, um wirtschaftlich zu werden, ist also relativ robust.

Des Weiteren zeigt sich, dass der Strombezugspreis einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers und des Gesamtsystems hat (Veränderung des internen Zinsfußes um 0,5 bis 1,5%-Punkte bei einer Veränderung des Strombezugspreises von 2 ct/kWh). Bei einem Stromeinkaufspreis, der unter dem Stromverkaufspreis liegt, können zum Verkauf des Stromes aus dem PV-Batteriesystem zusätzliche Erlöse über den Verkauf von Reststrom erwirtschaftet werden.

Der Teilnehmeranteil hat bei der derzeitigen Regelung einer Abrechnung über Summenzählermodell und konventionelle Zähler nur einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, wenn der Strombezugspreis nicht gleich dem Stromverkaufspreis ist. Bei der genauen Abrechnung über Smart Meter hat der Teilnehmeranteil hingegen einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Dies zeigt wiederum, dass das Risiko einer Investition in ein Mieterstrommodell in Zukunft durch die Einführung von Smart Metern steigen wird.

Wirtschaftliche Vorteile entstehen in dem betrachteten Anwendungsfall insbesondere durch den Verkauf von Reststrom an die Mieter sowie durch die Nutzung des Summenzählermodells. Beide Faktoren gehen nicht auf eine effiziente Nutzung von PV-Anlage oder Batteriespeicher zurück, sondern nutzen eher Nebeneffekte der aktuellen Gesetzeslage. Die Gesetzeslage kann somit den Ausbau von PV-Speicheranlagen nicht direkt regeln und sollte in dieser Hinsicht überdacht werden.

Ein wirtschaftliches Geschäftsmodell mit einem Speicher im Mieterstrommodell ist nur denkbar, wenn der Betreiber von einem geringen Strombezugspreis profitieren kann und zusätzlich Interesse hat, den Mietern einen möglichst hohen Anteil lokal erzeugter Energie zu bieten. Je nach Strombezugspreis müssten die Kosten des Batteriespeichers aber auf ca. 150

bis 250 €/kWh fallen, damit der Betreiber mit dem Batteriespeicher einen Profit erzielen kann.

10. Szenarienanalyse Quartierspeicher

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Quartierspeichern gezeigt. Dafür werden zunächst die spezifischen Eingangsparameter in Abschnitt 10.1 erläutert. Anschließend werden die untersuchten Szenarien in Abschnitt 10.2 beschrieben. Ergebnisse und Diskussion folgen in Abschnitt 10.3. Abschließend finden sich die Schlussfolgerungen zur Wirtschaftlichkeit von Quartierspeichern in Abschnitt 10.4.

10.1. Spezifische Eingangsparameter für die Szenarienanalyse

In den nachfolgenden Abschnitten werden spezifische Eingangsparameter für den Anwendungsfall Quartierspeicher und die Parameter, aus denen die Szenarien kombiniert werden, hergeleitet: Lastprofile, Abgaben und Umlagen, Mieterstromvergütung, Strompreise im Quartier, Kosten für Smart Meter und Ertragsmodell für Überschussstrom. In Abschnitt 10.1.7 werden die Eingangsparameter zusammenfassend dargestellt.

10.1.1. Lastprofile

Die in den Analysen verwendeten Lastprofile wurden, wie in den anderen beiden Anwendungsfällen, mit dem Tool *synPRO* synthetisch erstellt. Tabelle 9-2 zeigt die wesentlichen Charakteristika der verwendeten Lastprofile für Haushaltsstrom, Zirkulationspumpe und Beleuchtung im gesamten Quartier (bestehend aus fünf Gebäuden). In Abbildung 9-1 sind die mittleren Tagesverläufe über das gesamte Jahr der synthetischen Profile gemeinsam mit der Gesamtlast (Summe aller Komponenten) dargestellt.

Tabelle 10-1: Annahmen und Charakteristika der verwendeten Lastprofile

	Haushalte	**Zirkulationspumpe**	**Beleuchtung**
Jahresstromverbrauch [kWh]	414.716	45.804	41.513
Minimallast [W]	16.874	0	0
Maximallast [W]	108.165	12.054	17.092

Der Stromverbrauch aller Haushalte im Quartier summiert sich auf knapp 415 MWh pro Jahr. Für Zirkulationspumpe und Beleuchtung werden ca. 46 MWh bzw. 42 MWh pro Jahr benötigt. Die Minimallast von Zirkulationspumpe und Licht ist null, da zu manchen Zeiten kein Verbrauch stattfindet. Die Maximallast aller Haushalte zusammen beträgt knapp 17 kW. Für die Berechnung der Lastkurven von Teilnehmern und Nicht-Teilnehmern wird die Lastkurve mit dem Teilnehmeranteil multipliziert.

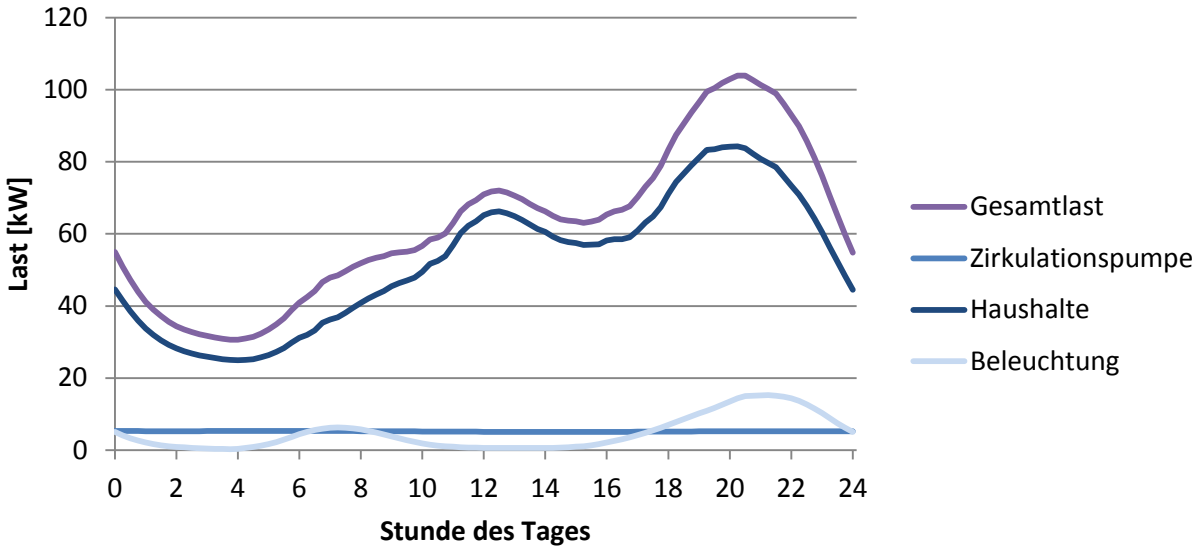


Abbildung 10-1: Mittlerer Tageslastverlauf der Verbraucher im Mehrfamilienhaus

10.1.2. Abgaben, Umlagen und Steuern

Anfallende Abgaben, Umlagen und Steuern wurden in Abschnitt 4.4 beschrieben. Da in der Wirtschaftlichkeitsrechnung eine Kundenanlage betrachtet wird, müssen beim Verkauf von Strom an die Mieter lediglich die Umsatzsteuer sowie die EEG-Umlage berücksichtigt werden. Für Allgemeinstrom, der von der Wohngenossenschaft selbst genutzt wird, muss nur die reduzierte EEG-Umlage gezahlt werden. Nur in einem Szenario, in dem die Mieterstromvergütung genutzt wird, werden alle Abgaben, Umlagen und Steuern berücksichtigt.

10.1.3. Mieterstromvergütung

Die Inanspruchnahme der Mieterstromvergütung ist möglich, wenn der selbst erzeugte Strom an Dritte in unmittelbaren räumlichen Zusammenhang und ohne Durchleitung durch ein öffentliches Netz geliefert und verbraucht wird. Inwiefern ein Quartierspeicherprojekt unter den Begriff „unmittelbarer räumlicher Zusammenhang“ fallen würde, ist nicht klar definiert und kann vom Einzelfall abhängen (Bundesnetzagentur 2016b, S. 36). In dem hier definierten Quartiersprojekt können jedoch eine geringe Distanz zwischen den Gebäuden sowie ein funktionaler Zusammenhang als Argument für eine mögliche Vergütung gelten. Daher wird in einem Szenario die Wirtschaftlichkeit unter Voraussetzung der Mieterstromvergütung untersucht. Die Vergütung für Mieterstrom beträgt Anfang 2017 2,19 ct/kWh für PV-Anlagen größer 40 und kleiner 100 kW_p (Bundesnetzagentur 2017a). Es wird exemplarisch davon ausgegangen, dass die Obergrenze bei einer Förderung von Quartiersprojekten nicht bestehen bleibt. Die Vergütung gilt nicht für Strom aus BHKW. Der Stromverkaufspreis ist durch die Bedingungen des Förderprogrammes auf maximal 90% des Grundversorgerpreises begrenzt (siehe Abschnitt 4.8).

10.1.4. Strompreis im Quartier

Es wird davon ausgegangen, dass die Wohnungsgenossenschaft den Reststrom zum selben Preis an die Mieter im Quartier weiter gibt, so dass aus dem Reststromverkauf weder Gewinne noch Verluste entstehen. Für den Fall, dass die Mieterstromvergütung in Anspruch genommen werden soll, ist der Stromverkaufspreis allerdings auf 90% des Grundversorgertarifs beschränkt. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass der Stromeinkaufspreis ebenfalls gleich dem Stromverkaufspreis ist.

10.1.5. Kosten für Smart Meter Infrastruktur

Im Rahmen des Gesetzesentwurf zur Digitalisierung der Energiewende wurde die schrittweise Einführung von Smart Metern unter Berücksichtigung eines definierten Kostendeckels festgelegt (Deutscher Bundestag 17.02.2016, § 31 Abs. 3). Für Kunden im Haushaltsbereich mit einem Strombedarf von unter 6.000 kWh pro Jahr können Smart Meter ab 2020 verpflichtend werden. Der Kostendeckel für diese Kategorie liegt zwischen 23 und 60 Euro pro Jahr, je nach Jahresverbrauch des Haushalts.

Für den Anwendungsfall Quartierspeicher werden unterschiedliche Möglichkeiten betrachtet:

- Kein Einsatz von Smart Metern, stattdessen Nutzung des Summenzählermodells (siehe Abschnitt 4.8) mit konventionellen Zählern (Ferrariszähler) – Kosten von 20 €/Haushalt/Jahr (Bundesnetzagentur 2017c)
- Einsatz von Smart Metern, wenn vom Gesetzgeber vorgegeben – Kosten von 23 €/Haushalt/Jahr (Bundesnetzagentur 2017c)
- Einsatz von Smart Metern mit Smart Meter Display, welches den Nutzern ermöglicht, ihren Stromverbrauch zeitgleich einzusehen, so dass der Stromverbrauch danach ausgerichtet werden kann. Einbau als zusätzlicher Anreiz für die Bewohner. Hierfür werden detaillierte Investitions- und Betriebskosten nach Tabelle 10-2 genutzt.

Tabelle 10-2 beschreibt die Kosten für Investition und Betrieb von Smart Metern mit Display. Die Daten stammen aus einer Studie von Ernst & Young GmbH (2013) und wurden auf das Jahr 2017 inflationsbereinigt umgerechnet.

Tabelle 10-2: Kosten für Investition und Betrieb von Smart Metern (Ernst & Young GmbH 2013, S. 145–154)

	Kosten [€]
Investitionskosten	
Smart Meter (ein intelligenter Zähler und 1/3 Gateway)	141
Einbaukosten: Intelligenter Zähler und Gateway	77
Inhouse Display	41
Einbaukosten Inhouse Display	20
Laufende Kosten (pro Zähler und Jahr)	
Smart-Meter- Instandhaltungs- und Eichkosten	4,4
Ablesekosten	0,056
IT-Servicekosten	5[a]
Abrechnungskosten	3[a]

[a] Annahme aufgrund fehlender Daten

10.1.6. Ertragsmodelle für Überschussstrom

Für durch die Photovoltaikanlage erzeugten Strom, der nicht im Quartier verbraucht wird, kann heute die EEG-Vergütung beansprucht werden. Für PV-Anlagen größer 40 kW_p beträgt die Vergütung im Jahr 2017 10,69 ct/kWh (Bundesnetzagentur 2017b). Für die zukünftigen Szenarien wird von einem Modell ohne EEG ausgegangen: Für überschüssigen Strom wird, entsprechend dem durchschnittlichen Börsenstrompreis, eine Vergütung von 3 ct/kWh angesetzt.

10.1.7. Zusammenfassung der Eingangsparameter für die Szenarienanalyse

Tabelle 10-3 fasst die spezifischen Eingangsparameter für die Szenarienanalyse Quartierspeicher zusammen. Die technischen Parameter sind identisch für alle untersuchten Anwendungsfälle und finden sich in Abschnitt 7.4.1.

Tabelle 10-3: Zusammenfassung der Parameter und wirtschaftliche Eingangsdaten für die Szenarienanalyse

Parameter	**Wert**	**Einheit**	**Quelle / Erklärung in Abschnitt**
Stromverbrauch im Quartier (160 Haushalte)	314.307	kWh/Jahr	10.1.1
Teilnehmeranteil	60%		In Anlehnung an (LichtBlick SE 25.04.2017)
Haushaltsstrompreis	29,16	€ct/kWh	7.4.2.1
Mieterstromvergütung	2,19	€ct/kWh	10.1.3
EEG-Vergütung (PV)	10,69	€ct/kWh	10.1.6
KWKG-Vergütung	8 bzw. 4	€ct/kWh	4.6
Geringe Vergütung	3,0	€ct/kWh	10.1.6

Parameter	Wert	Einheit	Quelle / Erklärung in Abschnitt
PV-Stromerzeugung	942	kWh/kW_p und Jahr	7.4.1.1
Investitionskosten PV-Anlage 2017	1.202	€/kW_p	4.3
Investitionskosten PV-Anlage 2030	739	€/kW_p	4.3
Variable Kosten PV-Anlage	35,78	€/kW_p/Jahr	(Kost et al. 2013b)
Investitionskosten BHKW (30 kW_{el})	53.992	Euro/ Modul	(ASUE 2011b, S. 12–15)
Kosten Wartungsvertrag BHKW	0,01515	Euro/ kWh_{el}	(ASUE 2011b, S. 12–15)
Gaspreis	6,6 (Erdgas) / 10,9 (Biomethan)	ct/kWh	7.4.2.1
Spezifische Kosten Batteriespeicher	750 bzw. variiert	€/kWh (netto)	4.2.1
Batterieersatzkosten	40% von Anfangsinvestition		4.2.2
Kosten für Kundenanlage	10.000	€	(Arnold 2015, S. 66)
Kosten konventionelle Zähler	20	€/Zähler/Jahr	10.1.5
Kosten Smart Meter	23	€/Zähler/Jahr	10.1.5
Kosten Smart Meter mit Display	279	€/Zähler	10.1.5
Kosten Smart Meter mit Display	12,5	€/Zähler/Jahr	10.1.5
Eigenkapitalrendite nominal	6%	p.a.	(Arnold 2015, S. 58)
Fremdkapitalrendite nominal	4,0%	p.a.	Annahme wie in (Kost et al. 2013b, S. 11)
Eigenkapitalquote	50%		(Arnold 2015, S. 58)
WACC nominal	5,0%		errechnet
WACC real	2,9%		errechnet (angenommen 2% Inflationsrate)
Betrachtungszeitraum	20	Jahre	Annahme
Lebensdauer Batteriespeicher	10	Jahre	7.4.1.3
Lebensdauer Wechselrichter	10	Jahre	3.3

Beim Stromverbrauch im Quartier wird von 160 Haushalten ausgegangen; der Teilnehmeranteil wird mit 60% angenommen. Der Haushaltsstrompreis und seine zukünftige Entwicklung werden analog zu den Anwendungsfällen „PV-Heimspeicher“ und „Mieterstrommodell“ angenommen. Die PV-Anlagenleistung wird jeweils optimiert, um ein sinnvolles Verhältnis von PV-Anlagenleistung und Batteriespeicherkapazität zu erhalten.

Für die PV-Investitionskosten wird jeweils das arithmetische Mittel der derzeitigen Preisbereiche (siehe Abschnitt 4.3) verwendet. Die Preise für Großanlagen (10 bis 1.000 €/kW_p) lagen im Jahr 2017 im Mittel bei 1.202 €/kW_p, im Jahr 2030 sind 739 €/kW_p zu erwarten. Für die Betriebskosten wird entsprechend Kost et al. (2013b, S. 11) von 35 €/kW_p und Jahr aus-

gegangen. Da dieser Wert in $Euro_{2013}$ angegeben ist, wird hier inflationsbereinigt mit 35,78 €/kW_p und Jahr gerechnet. Die Kosten für BHKW beziehen sich auf das in Abschnitt 7.4.1.2 beschriebene BHKW. Die Kosten sind inflationsbereinigt für das Jahr 2017 angegeben.

Die Finanzierungsparameter (Eigen- und Fremdkapitalzins sowie Eigenkapitalquote) für den Betreiber „Wohnungsgenossenschaft“ wurden bereits von Arnold (2015) ermittelt und beschrieben. Der Betrachtungszeitraum für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen beträgt in allen Szenarien 20 Jahre.

10.2. Szenariendefinition

Die Szenarien für die Quartierspeicher bestehen aus der Kombination von mehreren Parametern, deren Einfluss mit der Wirtschaftlichkeitsrechnung untersucht werden soll. Unterschiedlich hohe Abgaben und Umlagen, unterschiedliche Strompreise, der Einsatz von Smart Metern, verschiedene Ertragsmodelle für Überschussstrom, unterschiedliche BHKW-Betriebsführung und -brennstoffe sowie der PV-Preis werden zu vier Szenarien kombiniert. Innerhalb der Szenarien werden wiederum unterschiedliche Varianten ergänzt. Tabelle 10-4 gibt einen Überblick über die wesentlichen Charakteristika der Szenarien und ihrer Varianten.

Das Szenario „**Status Quo**“ beschreibt das Quartiersprojekt unter den heute geltenden Voraussetzungen, also mit allen fälligen Abgaben, Umlagen und Steuern, mit einem heutigen Strompreis im Quartier, ohne Smart Meter und unter bestehendem EEG. Das BHKW wird wärmegeführt und mit konventionellem Gas betrieben. Die PV-Anlagenkosten entsprechen dem heutigen Stand. Das Szenario beschreibt die Situation eines Investors, der heute in einen Quartierspeicher investiert und daher die bestehende EEG-Förderung in Anspruch nehmen kann.

Im Szenario „**Kundenanlage – Zukunft**“ wird das erste Szenario unter zukünftigen Voraussetzungen betrachtet. Das bedeutet, dass keine EEG-Vergütung bzw. nur 3 ct/kWh Vergütung für den eingespeisten Strom gezahlt wird, die PV-Preise entsprechend geringer sind und im Quartier Smart Meter eingesetzt werden müssen. Als Varianten dieses Szenarios werden die Effekte eines stromgeführten Einsatzes des BHKW und die Nutzung von Biomethan statt konventionellem Erdgas untersucht.

Im Szenario „**SmartQuartier**“ wird das von Arnold (2015) entwickelte Geschäftsmodell untersucht. Es beschreibt ein mit Smart Metern (inklusive Display) ausgestattetes Wohnquartier mit einem wärmegeführten BHKW. Es wird davon ausgegangen, dass keine EEG-Vergütung mehr gezahlt wird und überschüssiger Strom zu 3 ct/kWh vergütet wird. Zunächst

wird ein BHKW-Betrieb mit konventionellem Gas untersucht. Varianten dieses Szenarios sind außerdem ein stromgeführter Betrieb des BHKW, eine Rechnung ohne BHKW und eine Rechnung mit Biomethan als BHKW-Treibstoff.

Im Szenario „**Mieterstrom**“ wird der Fall betrachtet, dass die Mieterstromförderung auf Quartiersprojekte ausgedehnt wird. Die Mieterstromvergütung wird gezahlt für Strom, der von der PV-Anlage produziert und an die Mieter verkauft wird. Der Strompreis im Quartier darf 90% des Grundversorgertarifs nicht übersteigen. Die Abrechnung erfolgt über das Summenzählermodell mit konventionellen Zählern. Das BHKW wird wärmegeführt mit konventionellem Erdgas betrieben. In einer Variation wird untersucht, wie sich die Wirtschaftlichkeit verändert, wenn die genauere Rechnung über Smart Meter durchgeführt wird.

Tabelle 10-4: Zusammenfassung der Szenarien und Varianten für Quartierspeicher

Name	Abgaben und Umlagen	Strompreis im Quartier	Zähler	Ertrags-modell	BHKW-Betriebsführung	BKHW-Brennstoff	PV-Preis [€/kW$_p$]
Status Quo	**Status Quo**	**Einkaufspreis**	**Summenzähler**	**EEG, KWKG**	**wärmegeführt**	**konventionell**	**1202**
Kundenanlage – Zukunft	**Status Quo**	**Einkaufspreis**	**Smart Meter**	**3 ct/kWh**	**wärmegeführt**	**konventionell**	**793**
stromgeführtes BHKW	Status Quo	Einkaufspreis	Smart Meter	3 ct/kWh	stromgeführt	konventionell	793
Biomethan	Status Quo	Einkaufspreis	Smart Meter	3 ct/kWh	wärmegeführt	Biomethan	793
SmartQuartier	**Status Quo**	**Einkaufspreis**	**Smart Meter mit Display**	**3 ct/kWh**	**wärmegeführt**	**konventionell**	**793**
stromgeführtes BHKW	Status Quo	Einkaufspreis	Smart Meter mit Display	3 ct/kWh	stromgeführt	konventionell	793
nur PV	Status Quo	Einkaufspreis	Smart Meter mit Display	3 ct/kWh	-	-	793
Biomethan	Status Quo	Einkaufspreis	Smart Meter mit Display	3 ct/kWh	wärmegeführt	Biomethan	793
Mieterstromvergütung	**alle minus Mieterstrom**	**90% Grund-vers.**	**Summenzähler**	**EEG, KWKG**	**wärmegeführt**	**konventionell**	**1202**
Mieterstromvergütung mit Smart Meter	alle minus Mieterstrom	90% Grund-vers.	Smart Meter	EEG, KWKG	wärmegeführt	konventionell	1202

10.3. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung und Diskussion

Im Anwendungsfall Quartierspeicher werden mehrere Technologien zur Energiebereitstellung und -speicherung genutzt. Die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems hängt unter anderem von der Dimensionierung der Technologien ab. Die Leistung des BHKW wurde dabei auf die Wärmelast ausgelegt. Um eine sinnvolle Dimensionierung von PV-Anlage und Batteriespeicher zu erhalten, wird zunächst die PV-Anlagengröße optimiert. Die Ergebnisse werden in Abschnitt 10.3.1 erläutert. Anschließend wird die Wirtschaftlichkeit in unterschiedlichen Szenarien und Varianten mit der jeweils optimalen Auslegung für verschiedene Batteriepreise untersucht. Die Ergebnisse werden in Abschnitt 10.3.2 dargestellt. In der Parameteranalyse in Abschnitt 10.3.3 wird der Einfluss der Renditeerwartung gezeigt. Abschnitt 10.3.4 zeigt die Energieflüsse zwischen den Stromerzeugern, Batteriespeicher und Verbrauchern.

10.3.1. Batteriespeichergröße und PV-Anlagenleistung

Abbildung 10-2 zeigt die Entwicklung der ökonomischen Kennzahlen bei steigender Batteriekapazität in Szenario „Status Quo“ bei Batteriespeicherkosten von 750 €/kWh (netto). Mit steigender Batteriekapazität sinkt der interne Zinsfuß des Gesamtsystems. Die Kosten für den Batteriespeicher nehmen zu, die erhöhten Einnahmen können die steigenden Kosten allerdings nicht ausgleichen. Bei sinkenden Batteriespeicherkosten wird daher wie in den beiden anderen Anwendungsfällen zunächst ein kleiner Batteriespeicher wirtschaftlich sein.

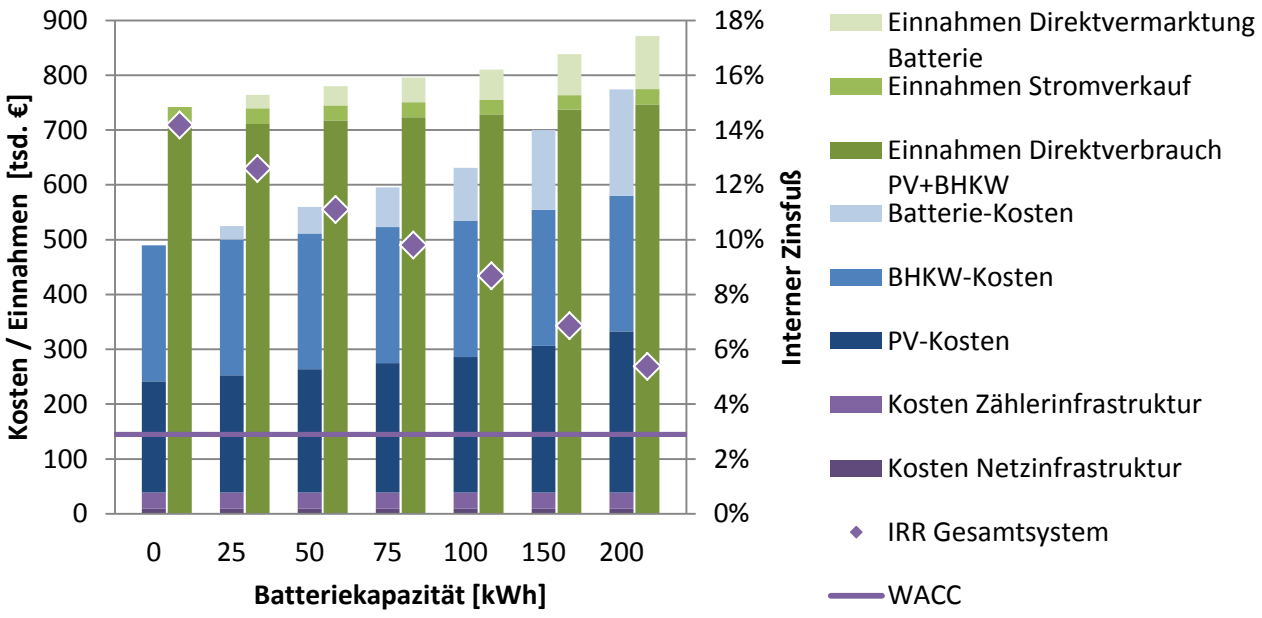


Abbildung 10-2: Entwicklung von Kosten, Einnahmen und internem Zinsfuß bei steigender Batteriekapazität in Szenario „Status Quo“ bei Batteriespeicherkosten von 750 €/kWh

Ein kleiner Batteriespeicher kann also durch eine stärkere Ausnutzung mehr Erlöse pro Einheit Speicherkapazität generieren als ein größerer Batteriespeicher. Batteriespeicher mit einer höheren Kapazität haben hingegen geringere spezifische Investitionskosten (siehe Abschnitt 4.2.1). Beispiele aus der Praxis zeigen, dass eine Batteriesystemgröße von 100 bis 200 kWh bereits in Quartiersprojekten Anwendung findet (siehe Abschnitt 7.3.3). Bei dieser Größe kann bereits von geringeren spezifischen Investitionskosten profitiert werden, der interne Zinsfuß des Gesamtsystems wird bei heutigen Kosten nur moderat verringert und der Autarkiegrad kann um 10 bis 15%-Punkte gesteigert werden. Wegen der höheren Wirtschaftlichkeit wurde für die folgenden Optimierungsrechnungen daher eine Batteriekapazität von 100 kWh angenommen.

Abbildung 10-3 zeigt die optimale PV-Anlagenleistung mit und ohne Batteriespeicher in allen Szenarien und deren Varianten. Die PV-Anlagenleistung wird bei Nutzung eines Batteriespeichers 10 bis 30 kW_p höher gewählt als im Falle ohne Batteriespeicher.

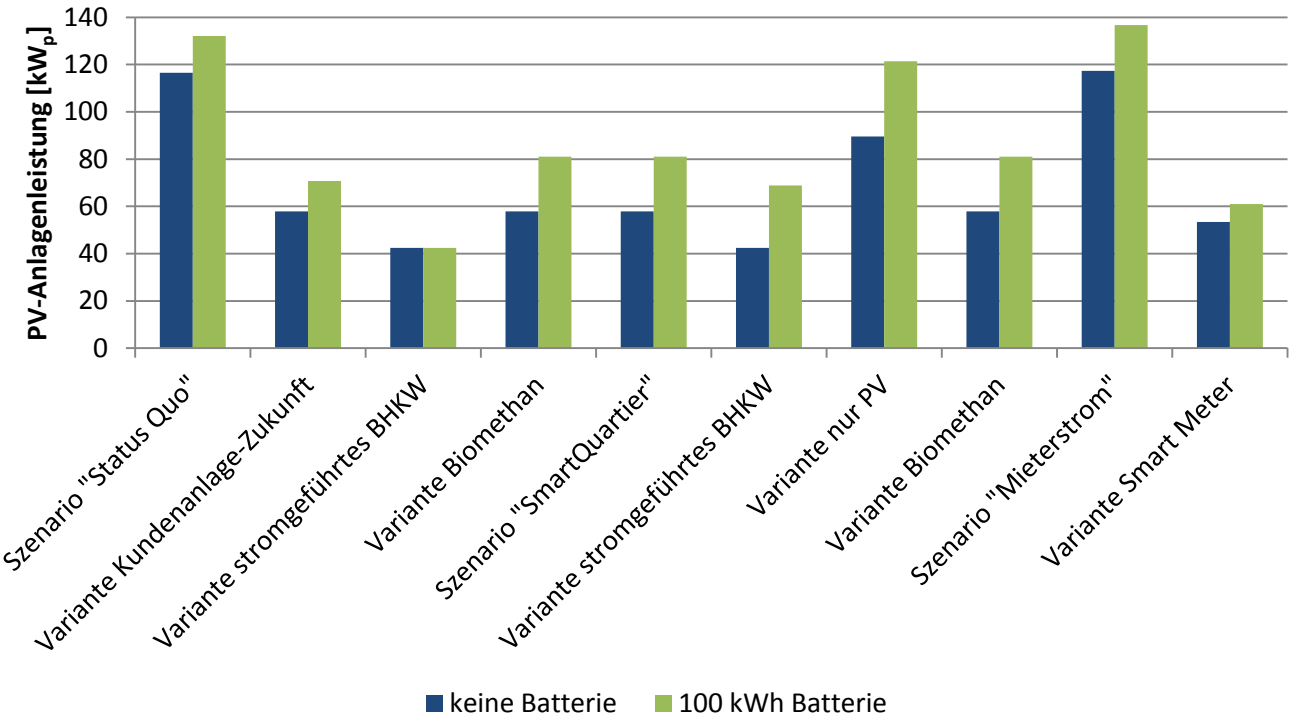


Abbildung 10-3: Optimale PV-Anlagenleistung in allen Szenarien und Varianten mit und ohne Batteriespeicher

Die optimale PV-Anlagenleistung liegt in den meisten Szenarien ohne Nutzung eines Batteriespeichers zwischen 40 und 60 kW_p und bei Nutzung eines Batteriespeichers zwischen 60 und 80 kW_p. Eine höhere PV-Anlagenleistung wird in den Szenarien „Status Quo“ und „Mieterstromvergütung“ ermittelt, da dort aufgrund des Summenzählers mehr Strom als „vor Ort verbraucht“ angerechnet werden kann. Zusätzlich lohnt sich in der Variante „nur PV“ eine höhere PV-Anlagenleistung, da durch die Abwesenheit eines BHKW mehr PV-Strom im

Quartier verbraucht werden kann. In der Variante „stromgeführtes BHKW“ wird die PV-Anlagenleistung nicht erhöht, da der Batteriespeicher eingesetzt wird, um mehr Strom mit dem BHKW zu erzeugen und für den Eigenverbrauch zu nutzen.

10.3.2. Batterie-Investitionskosten für wirtschaftliche Quartierspeicher

In Abbildung 10-4 ist die Wirtschaftlichkeit des Quartiersprojektes ohne Batteriespeicher dargestellt. Zum Vergleich ist die Renditeerwartung von 2,9% angegeben. Alle Szenarien und Varianten stellen eine wirtschaftliche Investition dar. Die geringere Rendite in den Varianten „Biomethan“ und „nur PV“ belegt, dass dies hauptsächlich durch die Erlöse aus der Vermarktung von BHKW-Strom begründet ist. Dies zeigt sich in der Praxis durch eine hohe Zahl von Mieterstrommodellen mit der Nutzung von BHKW-Strom. Die geringere Rendite bei der Variante „Biomethan“ zeigt dass der Gaspreis einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Systems hat. Eine hohe Wirtschaftlichkeit von BHKW-Anlagen in Quartiersprojekten zeigt sich heute auch in der Praxis (siehe z.B. Neuhäuser et al. 2015).

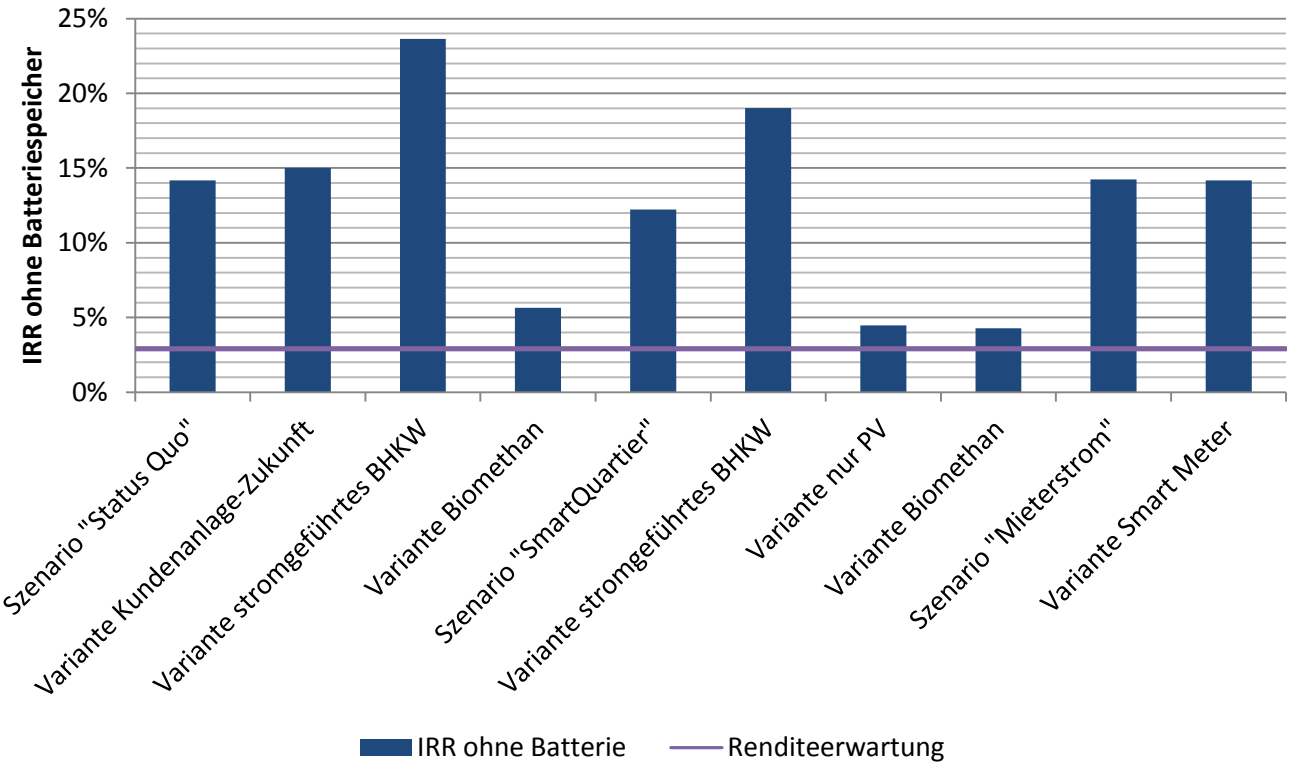


Abbildung 10-4: Interner Zinsfuß der Szenarien und Varianten ohne Batteriespeicher

Im Szenario „Status Quo“ kann mit dem PV-BHKW-System eine Rendite von ca. 14% erwirtschaftet werden. Im Szenario „Kundenanlage – Zukunft“ liegt die Rendite bei knapp 14%, obwohl keine EEG- und BHKW-Vergütung genutzt werden können. Dies ist begründet in der deutlich geringeren PV-Leistung (71 kW_p statt 132 kW_p), welche in geringere Gesamtkosten resultiert.

Die Varianten „stromgeführtes BHKW“ erreichen einen internen Zinsfuß von über 23%. Die flexible Betriebsweise des BHKW kann zu geringen Investitionskosten einen hohen Eigenstromverbrauch und somit hohe Erlöse erwirtschaften. Allerdings muss die Abnahme der erzeugten Wärme zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein. Die Optimierung zeigt, dass die Stromproduktion des BHKW beim stromgeführten Betrieb um ca. 50% höher ist als beim wärmegeführten Betrieb. In der Praxis müsste daher ein Wärmespeicher genutzt oder ein weiterer Abnehmer für die überschüssige Wärme gefunden werden. Den hohen Erlösen auf der Stromseite stehen daher höhere Kosten auf der Wärmeseite gegenüber, was im Einzelfall abgewogen werden muss.

Im Szenario „Mieterstromvergütung“ liegt der interne Zinsfuß auf der Höhe von dem des Szenario „Status Quo“. Zwar wird die Mieterstromvergütung auf im Quartier verbrauchten Strom gezahlt, andererseits ist der Stromverkaufspreis entsprechend dem Mieterstromgesetz in diesem Szenario um 10% gesenkt, was die Einnahmen vermindert. Der geringere Eigenverbrauch in der Variante „Smart Meter“ wird durch eine geringere PV-Anlagenleistung ausgeglichen, so dass der interne Zinsfuß wiederum bei ca. 14% liegt.

Abbildung 10-5 zeigt die Batteriekosten, ab denen ein Batteriespeicher in den verschiedenen Szenarien und deren Varianten die Renditeerwartung erfüllen kann. Die Wirtschaftlichkeit ist dabei mit den drei unterschiedlichen Kriterien bewertet:

- „IRR gesamt >2,9%“: Der interne Zinsfuß des Gesamtsystems (PV, BHKW, Batteriespeicher, Zählerstruktur, Netz) ist größer 2,9%.
- „IRR Batterie >2,9%“: Der interne Zinsfuß der Batterie ist größer 2,9%, d.h. die Investition in einen Batteriespeicher ist, unabhängig vom Gesamtsystem, wirtschaftlich.
- „IRR gesamt > IRR ohne Batterie“: Der interne Zinsfuß des Gesamtsystems ist größer als der eines Systems ohne Batteriespeicher, d.h. der Batteriespeicher kann die Rendite des Gesamtsystems verbessern.

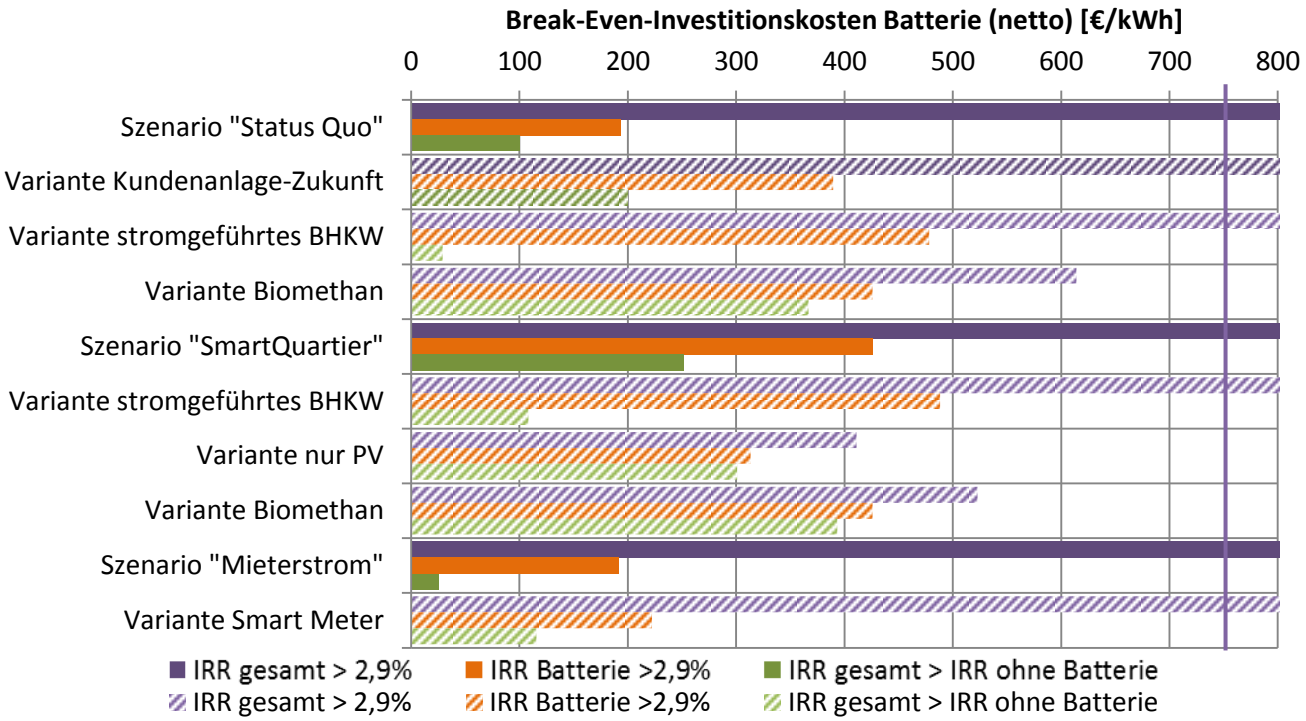


Abbildung 10-5: Batteriekosten für die Wirtschaftlichkeit des Energiesystems im Quartier und des 100-kWh-Quartierspeichers in den Szenarien (einfarbig) und ihren Varianten (schraffiert). Zum Vergleich sind die heutigen Kosten von 750 €/kWh markiert. Die vertikale Linie stellt den heutigen Preis dar.

Durch die hohen Renditen des PV-BHKW-Systems kann ein Batteriespeicher in allen vier Szenarien und mehreren Varianten selbst zu heute am Markt erhältlichen Preisen genutzt werden, ohne dass der interne Zinsfuß unter die Renditeerwartung des Investors fällt. Der Batteriespeicher selbst wird wirtschaftlich zu Kosten von ca. 200 bis knapp 500 €/kWh. Dies liegt im Kostenbereich, der für das Jahr 2030 erwartet wird.

Im Szenario „**Status Quo**“ kann mit einem Batteriespeicher zu heutigen Preisen (750 €/kWh) bereits ein rentables Geschäftsmodell realisiert werden, wenn der interne Zinsfuß des Gesamtsystems betrachtet wird. Der Batteriespeicher verringert die Rentabilität, jedoch nur um einen geringen Betrag, so dass die angestrebte Rendite von 2,9% auch bei Einbindung eines 100-kWh-Batteriespeichers erreicht werden kann. Der Batteriespeicher selbst kann im Szenario „Status Quo“ die Renditeerwartung allerdings erst ab einem Preis von ca. 190 €/kWh erreichen. Dies ist begründet durch die guten Erlösmöglichkeiten für den ins Netz eingespeisten PV- und BHKW-Strom in diesem Szenario. Tabelle 10-5 und Tabelle 10-6 zeigen die Einsparungen, die durch den Batteriespeicher erreicht werden können, indem zu Zeiten hoher Stromproduktion und geringem Verbrauch Strom gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt verbraucht wird. In Tabelle 10-5 wird dies für den Verbrauch durch Allgemeinstrom berechnet, Tabelle 10-6 bezieht sich auf den Stromverbrauch durch die Mieter.

Auch im Szenario „**Kundenanlage – Zukunft**“ kann der Batteriespeicher schon heute ohne eine starke Verringerung der Rendite des Gesamtsystems eingesetzt werden, solange das BHKW mit konventionellem Kraftstoff betrieben wird. Der Batteriespeicher selbst wird ab Preisen von 390 bis 480 €/kWh wirtschaftlich. Bei der Variante Biomethan kann das System mit einem 100-kWh-Batteriespeicher bei einem Preis von 610 €/kWh als Gesamtsystem wirtschaftlich werden. Der Batteriespeicher kann in diesem Szenario insgesamt schon bei höheren Preisen wirtschaftlich werden, da die Erlösmöglichkeiten für PV- und BHKW-Strom außerhalb des Quartiers nur 3 ct/kWh betragen.

Im Szenario „**SmartQuartier**“ kann ein 100-kWh-Batteriespeicher ab Preisen von 750 €/kWh eingebunden werden, ohne die Rendite zu stark zu mindern. Bei den Varianten ohne BHKW und mit Biomethan müsste der Batteriespeicher allerdings geringe Preise (410 bis 520 €/kWh) erreichen, um das Gesamtsystem wirtschaftlich werden zu lassen. Auch in diesem Szenario ist der Erlös für die zeitliche Verschiebung von Strom aus Stromverkauf (Erlöse 3 ct/kWh) in den Verbrauch vor Ort (Ersparnis ca. 21 ct/kWh) groß und ermöglicht somit die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers bei 430 bis 490 €/kWh.

Das Szenario „**Mieterstromvergütung**“ zeigt, dass eine Mieterstromvergütung zwar auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems einen positiven Einfluss hätte, der Batteriespeicher alleine allerdings erst ab geringen Preisen von 190 bzw. 220 €/kWh eine positive Rendite erwirtschaften könnte. In der Variante mit Smart Meter kann der Batteriespeicher schon bei höheren Preisen ein wirtschaftliches Ergebnis erzielen als im Szenario mit konventionellen Zählern.

Tabelle 10-5: Marge, die der Batteriespeicher erwirtschaften kann durch die zeitliche Verschiebung von PV- oder BHKW-Strom in den Eigenverbrauch der Wohngenossenschaft (Allgemeinstrom). Werte in ct/kWh.

	Status Quo	**Kundenanlage Zukunft**	**Smart Quartier**	**Mieterstromvergütung**
Haushaltsstrompreis	29,0	29,0	29,0	27,0
abzgl. Umsatzsteuer	5,51	5,51	5,51	5,13
abzgl. anteilige EEG-Umlage	2,75	2,75	2,75	2,75
abzgl. Einnahmen durch Stromverkauf (PV/BHKW)	10,69 / 8,0	3	3	10,69 / 8,0
Marge Batteriespeicher „zeitliche Verschiebung“	**10,1 / 12,7**	**17,7**	**17,7**	**8,4 / 11,1**

Tabelle 10-6: Marge, die der Batteriespeicher erwirtschaften kann durch die zeitliche Verschiebung von PV- oder BHKW-Strom in den Verbrauch durch Mieter. Werte in ct/kWh.

	Status Quo	**Kundenanlage Zukunft**	**Smart Quartier**	**Mieterstromvergütung**
Haushaltsstrompreis	29,0	29,0	29,0	27,0
zuzgl. Mieterstromvergütung				2,19
abzgl. Umsatzsteuer	5,51	5,51	5,51	5,13
abzgl. EEG-Umlage	6,88	6,88	6,88	6,88
abzgl. Einnahmen durch Stromverkauf (PV/BHKW)	10,69 / 8,0	3	3	10,69 / 8,0
Marge Batteriespeicher „zeitliche Verschiebung“	**5,92 / 8,6**	**13,6**	**13,6**	**6,5 / 9,2**

10.3.3. Variation der Renditeerwartung

Da die Renditeerwartung eines Investors stark von den aktuellen Marktbedingungen und dem vom Investor erwarteten Risiko einer Investition abhängt, kann dieser Parameter stark variieren. Daher werden die Ergebnisse in einer Parametervariation mit unterschiedlicher Renditeerwartung untersucht. Aufgrund des hohen internen Zinsfußes der Szenarien und Varianten wird auf die Betrachtung einer verringerten Renditeerwartung verzichtet und die Renditeerwartung wird von 3% bis 6% in 1%-Schritten erhöht. Abbildung 10-6 zeigt, dass die veränderte Renditeerwartung in dem betrachteten Bereich keinen Einfluss auf die Break-Even-Investitionskosten des Batteriespeicher für das Gesamtsystem hat: Selbst eine Renditeerwartung von 6% kann mit einem 100-kWh-Batteriespeicher zu den heutigen Preisen in allen Szenarien erreicht werden.

Die Renditeerwartung hat ebenfalls nur eine geringe Auswirkung auf die Break-Even-Investitionskosten des Batteriespeichers, wenn die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers alleine betrachtet wird: Durch eine Erhöhung der Renditeerwartung um 3% verringern sich die zu erreichenden Batteriekosten um ca. 10 €/kWh in den Szenarien „Status Quo“ und „Mieterstromvergütung“, um ca. 30 €/kWh in den Szenarien „Kundenanlage – Zukunft“ und „SmartQuartier“. Folglich sind beide Ergebnisse, die Break-Even-Investitionskosten des Batteriespeichers für die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems und die für die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers alleine, relativ robust gegenüber einer veränderten Renditeerwartung.

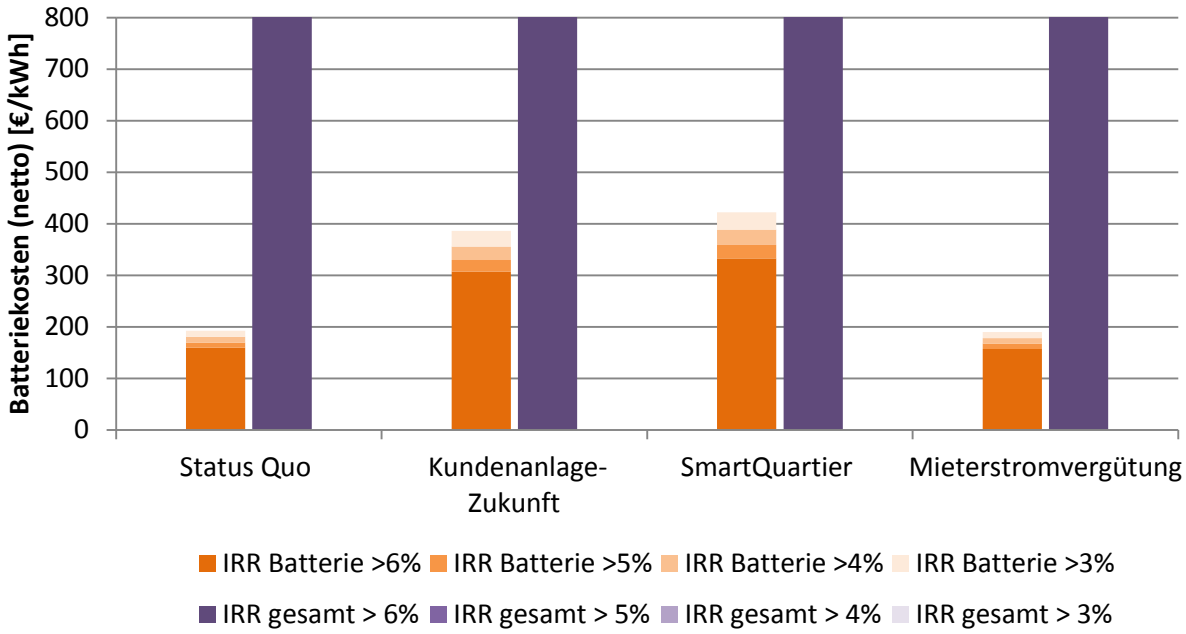


Abbildung 10-6: Ergebnisse für die maximalen Kosten des Batteriespeichers, um Wirtschaftlichkeit des Energiesystems im Quartier und des 100-kWh-Quartierspeichers zu erreichen, bei einer Renditeerwartung von 3 bis 6% für die vier Szenarien

10.3.4. Energieflüsse im Quartier

In diesem Abschnitt werden beispielhaft die Energieflüsse von Szenario „Status Quo“ und „Kundenanlage - Zukunft“ in Energiefluss-Diagrammen dargestellt. Die Energieflüsse im Szenario „Mieterstromvergütung“ entsprechen denen von Szenario „Status Quo“ und die des Szenario „SmartQuartier“ ähneln denen im Szenario „Kundenanlage – Zukunft“. Die Ähnlichkeiten beruhen auf einer ähnlichen PV-Anlagenleistung sowie gleicher Vergütung von ins Netz eingespeistem Strom.

Abbildung 10-7 zeigt ein Schema der Energieflüsse im Quartier für das Szenario „Status Quo“. Von der PV-Anlage mit 130 kW_p Leistung wird durch die geringeren Volllaststunden von PV etwas weniger Strom erzeugt als vom BHKW mit 30 kW_{el}. Der größte Anteil des erzeugten Stromes wird jeweils direkt verbraucht. Mit dem Strom aus PV und BHKW sowie dem Stromspeicher wird der benötigte Allgemeinstrom komplett abgedeckt, da hier die geringsten Abgaben anfallen und somit der höchste Ertrag gewonnen werden kann (vergl. Tabelle 10-5 und Tabelle 10-6). Die Teilnehmer im Haus werden physikalisch zu ca. 50% mit lokal erzeugtem Strom versorgt. In der finanziellen Abrechnung werden jedoch die von den Nichtteilnehmern verbrauchten Strommengen ebenfalls zur lokalen Versorgung der Mieter gezählt, daher werden auch die Nichtteilnehmer zu einem gewissen Anteil mit lokal erzeugtem Strom versorgt. Der Anteil der Energieflüsse der Batterie ist durch die kleine Auslegung der Batterie mit 20 MWh im Vergleich zum Direktverbrauch sehr gering.

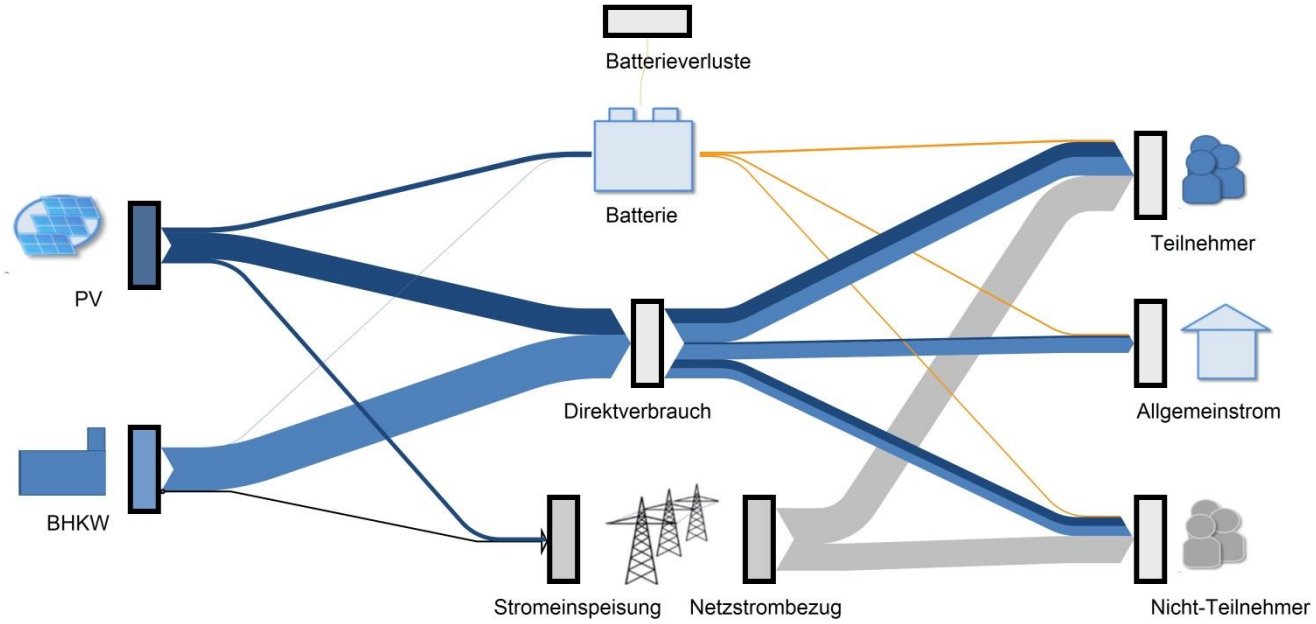


Abbildung 10-7: Schematische Darstellung der Energieflüsse in Szenario "Status Quo"

Abbildung 10-8 zeigt die Energieflüsse im Szenario „Kundenanlage - Zukunft“. In diesem Fall wird über Smart Meter viertelstundengenau abgerechnet und Verbräuche von Nichtteilnehmern zählen nicht als Mieterstrom. In der Bilanz sind daher als Verbraucher nur die Teilnehmer und der Allgemeinstrom gezeigt. Die PV-Anlagenleistung beträgt 71 kW_p. Stromüberschüsse, die ins Netz eingespeist werden, werden nur zu einem geringen Satz vergütet, daher wird der Großteil des von der PV-Anlage erzeugten Stromes direkt verbraucht. Die Batterie wird mit einer bereitgestellten Energiemenge von 24 MWh pro Jahr stärker genutzt als im Szenario „Status Quo“.

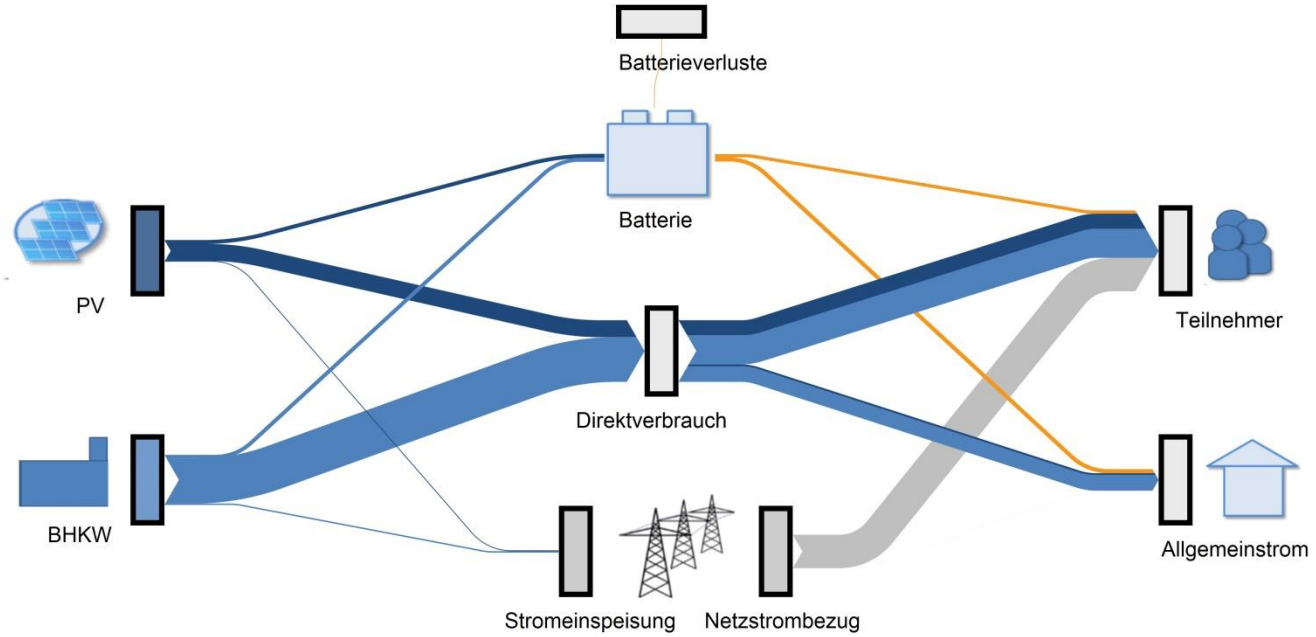


Abbildung 10-8: Schematische Darstellung der Energieflüsse in Szenario "Kundenanlage - Zukunft"

10.4. Schlussfolgerungen Quartierspeicher

Prinzipiell ist der Einsatz von Batteriespeichern mit einer angepassten Kapazität in Quartiersprojekten schon zu derzeitigen Batteriepreisen von 750 €/kWh möglich ohne das Geschäftsmodell unwirtschaftlich werden zu lassen. Dies ist hauptsächlich auf hohe Einnahmen über EEG- und KWKG-Vergütung sowie die günstige Stromerzeugung mit BHKW zurückzuführen. Wird unter diesen Bedingungen die Förderung durch eine Mieterstromvergütung auf die untersuchte Art von Quartierspeichern ausgeweitet, so ist dies für die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers eher nachteilig. Anwendungsfälle, die nicht auf die Nutzung der EEG- oder KWKG-Vergütung angewiesen sind, bieten für Batteriespeicher mehr Einsatzmöglichkeiten: Ab einem Preis von 200 bis 400 €/kWh können Quartierspeicher eine wirtschaftliche Investition darstellen. Diese Preise sind nach den derzeitigen Preiserfahrungen im Jahr 2030 realistisch. Dies lässt darauf schließen, dass Batteriespeicher bei Quartiersprojekten mittelfristig eine Rolle spielen werden.

Zusätzlich sollten die „weichen“ Faktoren beim Einsatz von Batteriespeichern in Quartiersmodellen beachtet werden. Ein Batteriespeicher kann den Autarkiegrad eines Quartiers erhöhen und somit bei der Vermarktung des Quartierskonzeptes förderlich sein. Daher kann auch bei Quartierskonzepten davon ausgegangen werden, dass es Investoren gibt, die ihre Entscheidungen nicht rein wirtschaftlich treffen.

Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die Anforderungen an das dargestellte Geschäftsmodell Quartierspeicher sehr hoch sind:

1. Die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern im Quartier ist stark abhängig von der Befreiung von Abgaben, Umlagen und Steuern auf den erzeugten Strom. Daher ist das Geschäftsmodell nur als Kundenanlage – also mit eigenem Stromnetz – möglich.
2. Dadurch ergeben sich hohe Anforderungen an die lokalen Gegebenheiten: Der Einsatz von Energietechnologien vor Ort sowie eines Batteriespeichers muss bei einem Neubaugebiet von Beginn an erwogen und die Vorkehrungen getroffen werden, um das Geschäftsmodell möglich zu machen. Dies betrifft insbesondere die Bereitstellung der Netzinfrastruktur und die Akquisetätigkeit, um die Bewohner zur Teilnahme am Projekt zu bewegen.
3. Um die Vorteile der Befreiungen auf den Eigenstrom nutzen zu können, kommt als Betreiber vornehmlich eine Wohnungsgenossenschaft in Betracht. Da die Einbindung mehrerer unterschiedlicher Energietechnologien und die Vertragsgestaltung komplex sind, ist eine Kooperation, beispielsweise mit einem Energieversorger, ratsam.

Batteriespeicher können somit in Quartiersprojekten sinnvoll und in Zukunft auch wirtschaftlich eingesetzt werden, das Potenzial hingegen wird vorerst gering bleiben, da die Anforde-

rungen sehr hoch sind. Obwohl sich derzeit noch kein Markt für Quartierspeicher gebildet hat, wird das Thema insbesondere von Verteilnetzbetreibern, Kommunen und Energiegenossenschaften vermehrt diskutiert. Je nach Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen kann in diesem Bereich ein interessantes Geschäftsmodell entstehen.

11. Diskussion der Gesamtergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen der vorhergehenden Kapitel zusammengeführt und diskutiert. Dazu werden zunächst die Ergebnisse für die drei Anwendungsfälle in Abschnitt 11.1 vergleichend dargestellt. Die LCOS in den drei Anwendungsfällen werden in Abschnitt 11.2 gezeigt. In Abschnitt 11.3 werden die Haupteinflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers in den betrachteten Anwendungsfällen abschließend diskutiert und bewertet.

11.1. Vergleichende Diskussion der drei Anwendungsfälle

Abbildung 11-1 zeigt die Break-Even-Investitionskosten der Batterie für alle Szenarien in den drei Anwendungsfällen. Die Grafiken sind getrennt betrachtet für die Kosten kleiner Batteriespeicher (bis 10 kWh), mit denen in den Anwendungsfällen PV-Heimspeicher und Mieterstrom gerechnet wird, und die Kosten größerer Batteriespeicher (100 kWh), die im Anwendungsfall Quartierspeicher berücksichtigt wurden. Das jeweils rechte Ende der Preisskala zeigt die heute bestehenden Preise.

Die Ergebnisse zeigen, dass Batteriespeicher zu den heute am Markt verfügbaren Preisen in den drei untersuchten Anwendungsfällen genutzt und damit im Gesamtsystem wirtschaftliche Renditen erwirtschaftet werden können. Diese Aussage gilt allerdings nur für geringe Batteriespeichergrößen; bei steigender Batteriespeichergröße sinkt der interne Zinsfuß des Gesamtsystems und kann unter die Renditeerwartung fallen. Wird die Investition in einen Batteriespeicher zudem unabhängig von den Energieerzeugern betrachtet, so zeigt sich, dass Batteriespeicher zu den heutigen Preisen noch keine wirtschaftliche Investition darstellen.

Im Anwendungsfall PV-Heimspeicher werden Batteriespeicher zwischen Preisen von 560 und knapp 800 €/kWh wirtschaftlich. Im Anwendungsfall Mieterstrom können Batteriespeicher nur eine wirtschaftliche Investition darstellen, wenn der Stromeinkaufspreis, wie im Szenario „Profitorientiert“, entsprechend gering ist. Dann allerdings kann der Batteriespeicher selbst erst bei sehr geringen Batteriekosten ein wirtschaftliches Ergebnis erzielen. Dies deckt sich mit der Aussage von Speicherherstellern, dass Mieterstrommodelle derzeit ein weniger aussichtsreicher Markt sind als beispielsweise Anlagen im privaten oder gewerblichen Bereich oder Speicher für den Regelleistungsmarkt (Körnig 2016, S. 18). Bei geringeren Stromverkaufspreisen wie im Szenario „Zukunft“ kann der Batteriespeicher schon ab höheren Preisen wirtschaftlich werden, dann allerdings ergibt sich keine Wirtschaftlichkeit für das Gesamtsystem.

Im Anwendungsfall Quartierspeicher können Batteriespeicher aufgrund der hohen Renditen heute in ein wirtschaftliches Gesamtsystem eingebunden werden, unabhängig von den betrachteten Rahmenbedingungen. Der Batteriespeicher selbst wird wirtschaftlich bei Kosten zwischen knapp 200 und ca. 430 €/kWh. Ab welchem Preis der Batteriespeicher wirtschaftlich wird, ist in diesem Fall stark abhängig von der Vergütung von ins Netz eingespeistem PV-Strom: Können Erlöse für überschüssigen Strom über die EEG-Einspeisevergütung erzielt werden (in den Szenarien „Status Quo“ und „Mieterstrom“), so kann der Batteriespeicher weniger Erlöse erzielen als bei einer Vergütung zu Preisen an der Strombörse (in den Szenarien „SmartQuartier“ und „Kundenanlage – Zukunft“).

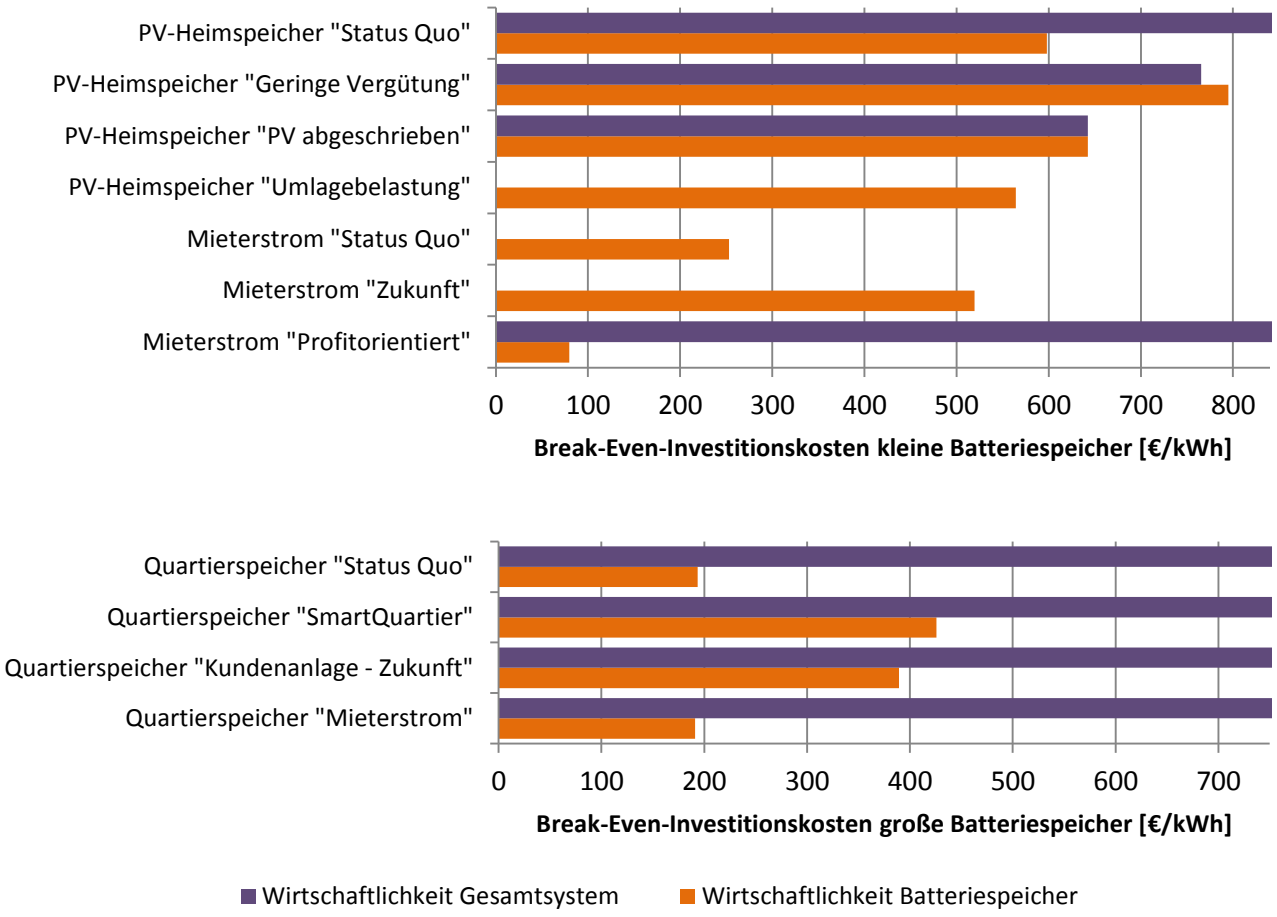


Abbildung 11-1: Break-Even-Investitionskosten des Batteriespeichers in den unterschiedlichen Szenarien der drei Anwendungsfälle. Batteriekapazität: PV-Heimspeicher 2 kWh; Mieterstrom: 5 kWh; Quartierspeicher 100 kWh.

Zu beachten ist, dass die Geschäftsmodelle betreiberspezifisch untersucht werden: Beim Anwendungsfall PV-Heimspeicher wird ein privater Investor betrachtet, beim Anwendungsfall Mieterstrom ein Energieversorger und beim Anwendungsfall Quartierspeicher eine Wohngenossenschaft. Daher gelten unterschiedliche Renditeerwartungen und teilweise unterschiedliche Abgaben und Umlagen auf lokal verbrauchten Strom.

11.2. Stromspeicherkosten in den drei Anwendungsfällen

Für die drei Anwendungsfälle wurden, bezugnehmend auf die Analyse der Stromspeicherkosten unterschiedlicher Stromspeichertechnologien in Kapitel 5, die Stromspeicherkosten in jedem Szenario berechnet. Abbildung 11-2 zeigt die Ergebnisse im Vergleich, in Abhängigkeit von den Investitionskosten für den Batteriespeicher. Die LCOS liegen heute im Bereich von 20 bis 42 ct/kWh. Mit sinkenden Batteriepreisen verringern sich die LCOS linear bis auf einen Preis von 3 bis 10 ct/kWh für Batteriepreise von 200 €/kWh bzw. 100 €/kWh.

In Kapitel 5 wurden für einen Li-Ionen-Batteriespeicher mit 100 MW Leistung LCOS von 23 bis 37 ct/kWh bei 365 Volllladezyklen errechnet, auf Basis der Kostendaten von 2015. Für das Jahr 2030 werden LCOS von 8 bis 21 ct/kWh bei 365 Volllladezyklen pro Jahr erwartet. Die vergleichsweise geringeren LCOS in den Anwendungsfällen ergeben sich aus zwei Gründen: Zum einen hat zwischen 2015 und 2017 bereits eine starke Kostenreduktion bei Batteriespeichern stattgefunden. Zum anderen werden bei Großspeichern Betriebskosten in Höhe von 2% der Investitionskosten berücksichtigt.

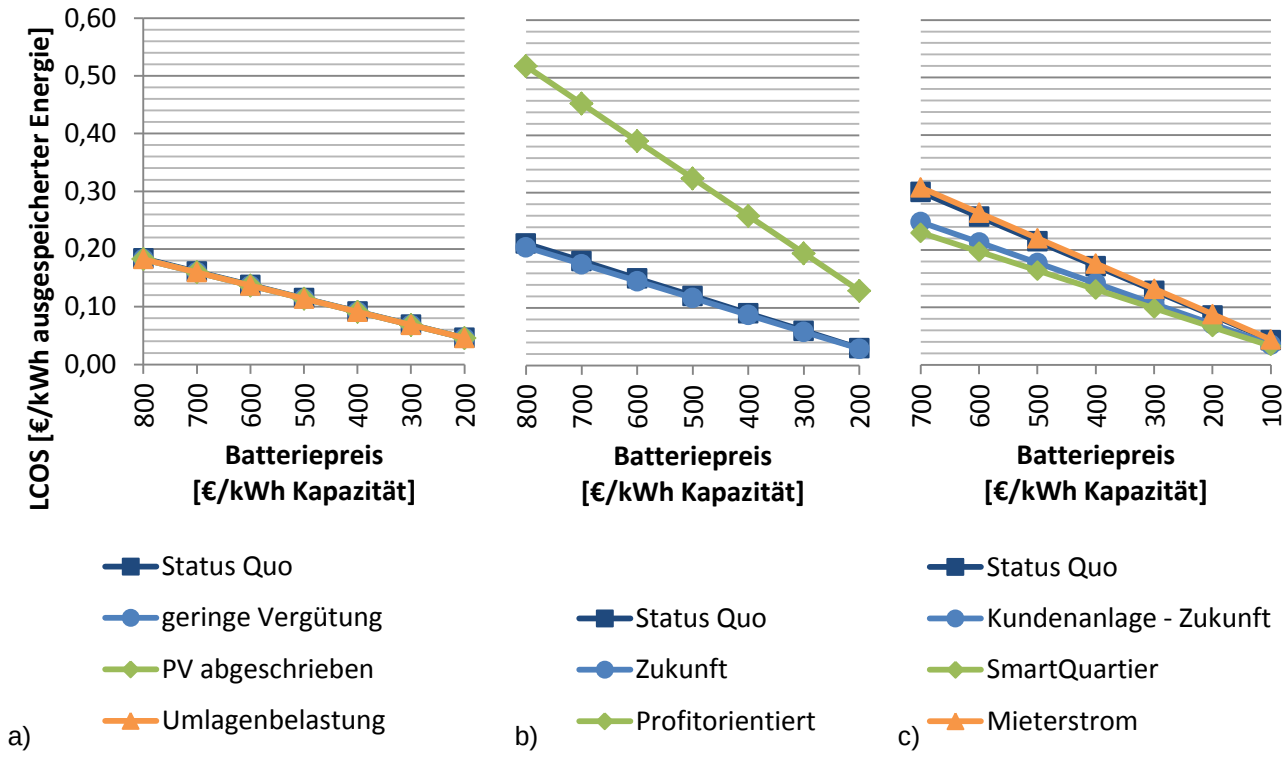


Abbildung 11-2: LCOS der unterschiedlichen Szenarien in den drei Anwendungsfällen a) PV-Heimspeicher b) Mieterstrom und c) Quartierspeicher

Die Variation der LCOS in den unterschiedlichen Szenarien ist durch die starke Abhängigkeit von der Anzahl der Volllladezyklen des Batteriespeichers begründet. In Anwendungsfall PV-Heimspeicher erreicht der Batteriespeicher über 300 Volllladezyklen (siehe Abbildung 11-3). Die hohe Anzahl der Zyklen ist durch den Modellansatz der perfekten Voraussicht gegeben:

Sind Last- und Erzeugungskurve im Voraus genau bekannt, so kann der Batteriespeicher optimal ausgenutzt werden.

Im Anwendungsfall Mieterstrom werden unterschiedlich viele Vollladezyklen erreicht: Im Szenario „Status Quo“ und „Zukunft“ wird der Batteriespeicher ähnlich stark genutzt wie im Anwendungsfall PV-Heimspeicher. Nur im Szenario „Profitorientiert“ mit einer deutlich kleineren PV-Anlage und entsprechend höherer Eigenverbrauchsquote kann der Batteriespeicher weniger genutzt werden (ca. 150 Ladezyklen pro Jahr). Die LCOS liegen entsprechend deutlich höher.

Im Anwendungsfall „Quartierspeicher“ werden insgesamt deutlich weniger Vollladezyklen des Batteriespeichers erreicht, daher sind die LCOS durchschnittlich höher als in den anderen beiden Anwendungsfällen (ausgenommen das Szenario „Profitorientiert“ beim Mieterstrom). Die geringere Anzahl an Vollladezyklen wiederum ist durch die Optimierung der PV-Anlagenleistung in diesem Anwendungsfall begründet: Durch die geringen Erlöse beim Verkauf von überschüssigem Strom und den höheren Einnahmen durch Direktverbrauch wird die PV-Anlagenleistung möglichst klein dimensioniert. Da mit dem Verkauf von gespeichertem Strom nur geringe Erträge erzielt werden können, wird die PV-Anlage nicht auf eine starke Nutzung des Batteriespeichers ausgelegt. Ohne den Batteriespeicher kann bereits eine hohe Eigenverbrauchsquote erzielt werden, so dass der Batteriespeicher nur wenig genutzt wird.

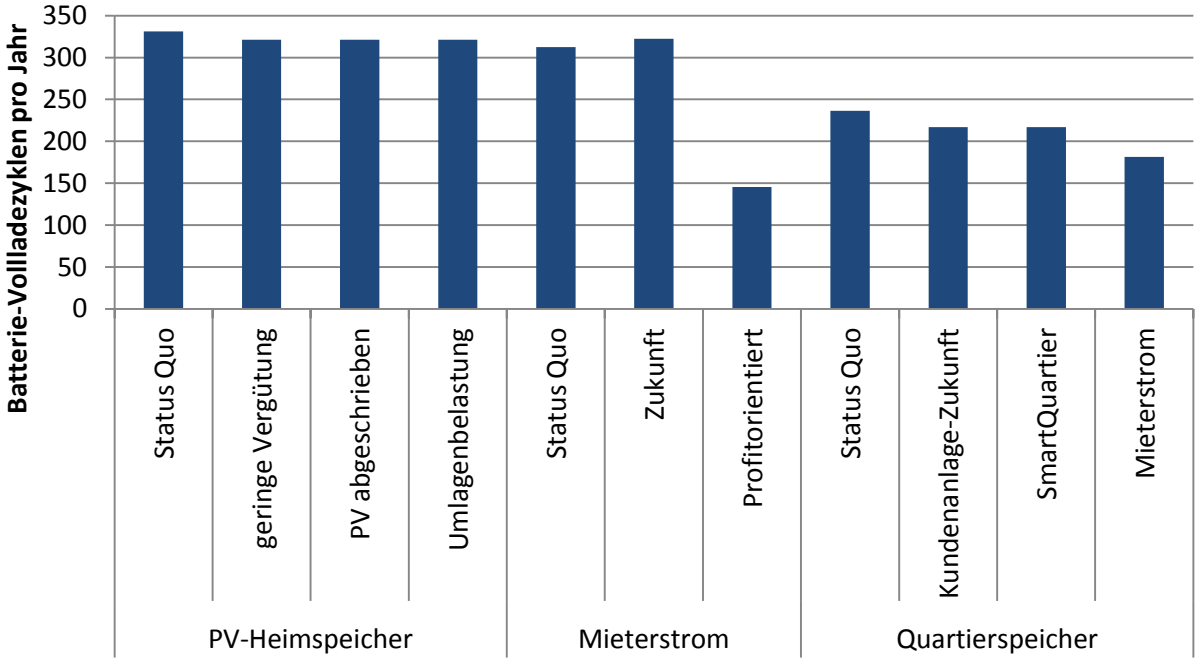


Abbildung 11-3: Vollladezyklen der Batterie pro Jahr in den unterschiedlichen Szenarien der drei untersuchten Anwendungsfälle

11.3. Haupteinflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern

Abbildung 11-4 zeigt die Einordnung der in dieser Arbeit untersuchten Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in den drei Anwendungsfällen PV-Heimspeicher, Mieterstrom und Quartierspeicher. Die Faktoren sind hinsichtlich der Unsicherheit zum Investitionszeitpunkt und der Stärke ihres Einflusses auf die Wirtschaftlichkeit eingeordnet. Die Grafik bezieht sich auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers, in der folgenden Diskussion wird zusätzlich, wo relevant, auf den Effekt auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems eingegangen.

Die Einschätzung des Einflusses auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers (y-Achse) beruht auf den quantitativen Untersuchungen der Kapitel 8 bis 10. Da allerdings die Veränderung der Parameter nicht untereinander vergleichbar ist, wurde abgeschätzt, welche Veränderung für jeden Parameter realistisch ist und die daraus resultierende Änderung der Break-Even-Investitionskosten als Maßstab für den Einfluss gesetzt. Die Ergebnisse sind daher qualitativ zu verstehen.

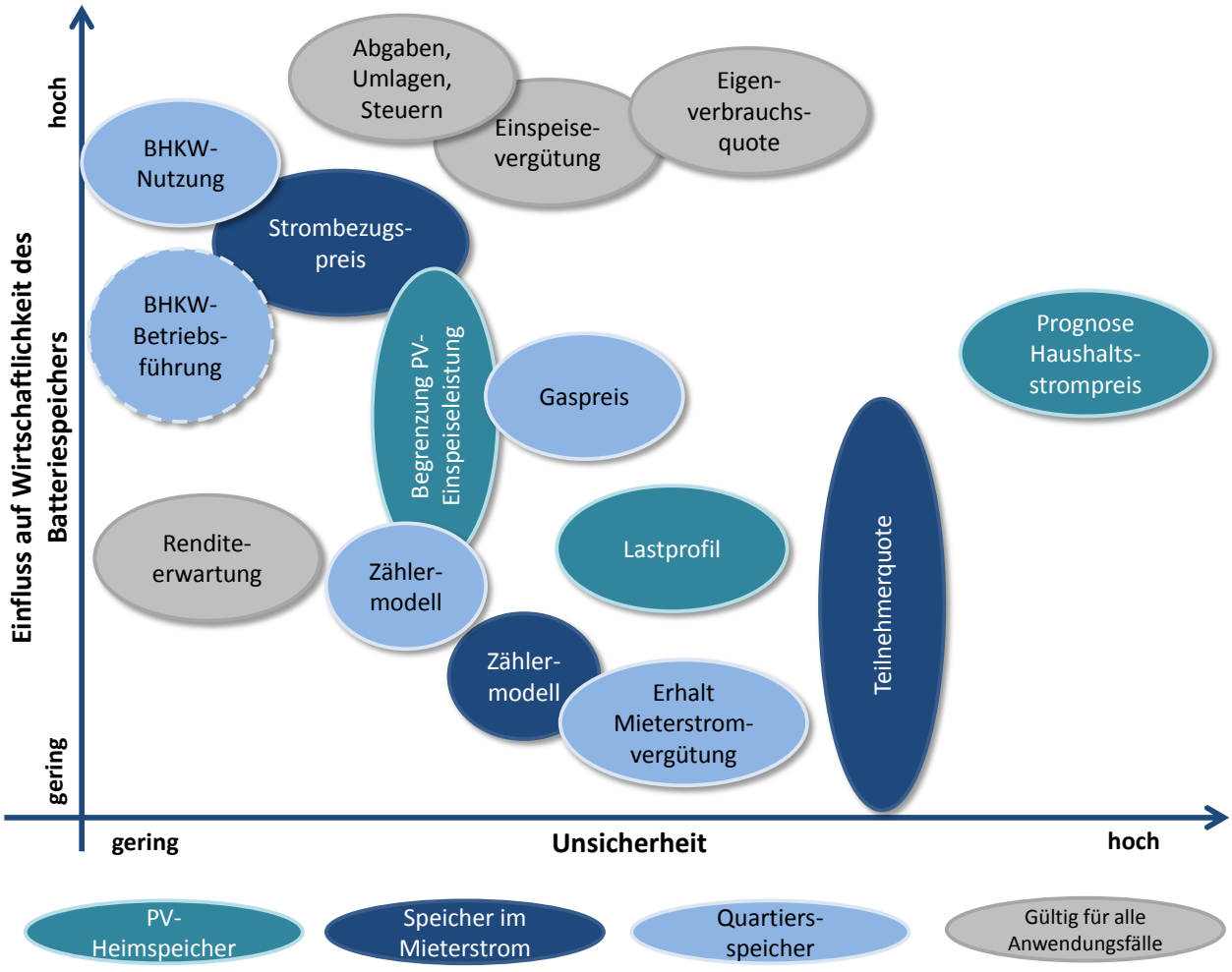


Abbildung 11-4: Einordnung der in dieser Arbeit untersuchten Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers sowie der Unsicherheit dieser Faktoren vor der Investition in einen Batteriespeicher

Mehrere Faktoren zeigen in **allen betrachteten Anwendungsfällen** einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit (in der Abbildung in grau dargestellt):

Die Pflicht zur Zahlung und Höhe von Abgaben, Umlagen und Steuern hat einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des (PV-)Batteriesystems. Da eine Veränderung einen direkten Einfluss auf die Einnahmen über die gesamte Projektlaufzeit hat, kann eine kleine Veränderung hier schon den internen Zinsfuß stark verringern. Daher wird dieses Instrument auch von der Politik genutzt, um die Investition in PV- oder KWKG-Anlagen zu fördern. Umgekehrt kann eine Erhöhung der Abgaben, Umlagen und Steuern Geschäftsmodelle verhindern, so wie beispielsweise die Zahlung der EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch dieses Geschäftsmodell deutlich unrentabler machen kann.

Die Einspeisevergütung für Strom, der nicht lokal verbraucht wird, hat ebenfalls einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers und des Gesamtsystems. Die Vergütung von ins Netz eingespeistem Strom stellt neben den Einsparungen durch Direktverbrauch in der Regel für das Geschäftsmodell einen großen Teil der Einnahmen dar, so dass die Wirtschaftlichkeit von einer Veränderung dieser Größe direkt beeinflusst wird. Hierbei zeigen sich zwei gegenläufige Effekte: Bei einer höheren Einspeisevergütung können durch die Netzeinspeisung höhere Erlöse erzielt werden, das Gesamtsystem wird somit wirtschaftlicher. Eine höhere Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems kann zur Folge haben, dass das System trotz Einbindung eines Batteriespeichers mit hohen Kosten noch wirtschaftlich ist. Andererseits verringern höhere Einnahmen durch die Netzeinspeisung die Marge, die der Batteriespeicher nutzen kann, um Erlöse zu erwirtschaften. Daher wird Batteriesystem erst bei niedrigeren Kosten wirtschaftlich. Weiterhin heißt dies, dass wenn die Erlöse zu gering werden, das Geschäftsmodell insgesamt unrentabel werden kann.

Die Eigenverbrauchsquote hat generell einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers und des Gesamtsystems, da sie das Verhältnis von Einsparungen durch Eigenverbrauch und Erlöse aus Einspeisung ins Stromnetz bestimmt. Bei einer geringen Eigenverbrauchsquote wird somit die Einspeisevergütung relevanter für die Wirtschaftlichkeit, bei einer hohen Eigenverbrauchsquote werden die Abgaben und Umlagen auf den Eigenstromverbrauch entscheidender.

Die Renditeerwartung für das Geschäftsmodell ist bei allen Anwendungsfällen mit einer geringen Unsicherheit behaftet. Der Einfluss der Renditeerwartung auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers allein ist moderat: Eine Veränderung der Renditeerwartung um 1% bewirkt eine Änderung der Break-Even-Investitionskosten um ca. 10 bis 50 €/kWh. Die Break-Even-Investitionskosten für die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems hingegen verändern sich hingegen stark.

Spezifisch für den **Anwendungsfall PV-Heimspeicher** zeigt sich ein starker Einfluss der Erwartung bezüglich der Entwicklung des Haushaltsstrompreises auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers. Hier besteht eine hohe Unsicherheit, da Investoren häufig von einer Strompreissteigerung ausgehen, die nicht wissenschaftlich belegt ist. Die Erwartung hat einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit: Erhöht sich die erwartete Strompreissteigerung um einen %-Punkt, so steigt auch der interne Zinsfuß der Investition um einen %-Punkt an.
Das eigene Lastprofil im Haushalt kann der Investor in der Regel ungefähr abschätzen, da er weiß, zu welchen Tageszeiten er vornehmlich Strom verbrauchen wird. Daher wird die Unsicherheit als moderat eingeschätzt. Der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers ist ebenfalls moderat: Bei der Untersuchung von zwei Extremen zeigt sich eine Variation des internen Zinsfußes von ca. einem %-Punkt.
Zusätzlich wurde der Einfluss der Begrenzung der PV-Einspeiseleistung untersucht. Die Unsicherheit ist hier in etwa so gering wie bei sonstigen regulatorischen Rahmenbedingungen (Abgaben, Umlagen, Steuern und Einspeisevergütung). Der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers ist unterschiedlich stark, je nachdem welche Erlöse durch die Einspeisung ins Netz erwirtschaftet werden können: Wird die Stromeinspeisung hoch vergütet, so entstehen durch die Einspeisebegrenzung höhere Verluste als bei einer geringeren Vergütung. Durch die Verringerung der Verluste kann der Batteriespeicher höhere Erlöse erzielen.
Im **Anwendungsfall Mieterstrom** ist der Strombezugspreis ein wichtiger Faktor für die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers. Ein niedriger Strombezugspreis verringert die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers, erhöht aber den internen Zinsfuß des Gesamtsystems. Da der Strombezugspreis für den Energieversorger, der in diesem Anwendungsfall als Investor auftritt, kalkulierbar sein sollte, wird die Unsicherheit als eher gering eingeschätzt. Im Vergleich zu den regulatorischen Rahmenbedingungen ist hier die Wahrscheinlichkeit einer Änderung langfristig geringer.
Der Anteil der am Mieterstrom teilnehmenden Haushalte (Teilnehmerquote) ist zu Beginn des Projektes abschätzbar, aber nicht sicher, und über die Projektlaufzeit möglicherweise veränderlich. Die Unsicherheit dieses Faktors wird daher als relativ hoch eingeschätzt. Der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers ist moderat bis sehr gering, in Abhängigkeit vom Zählermodell und den Erlösen aus dem Reststromverkauf.
Der Faktor „Zählermodell“ bezieht sich auf die Nutzung des Summenzählermodells mit konventionellen Zählern oder die genaue Abrechnung über Smart Meter. Durch das Gesetz für die Digitalisierung der Energiewende werden Smart Meter in der Zukunft zwingend erforderlich. Sobald Smart Meter installiert sind, muss die Abrechnung im Mieterstrommodell stun-

dengenau erfolgen. Dadurch wird die Rendite des Gesamtsystems im betrachteten Anwendungsfall um 0,7%-Punkte verringert und hat somit eine relativ starke Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems. Die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers wird allerdings durch die Einführung von Smart Metern gegenüber dem Summenzählermodell nur geringfügig erhöht.

Beim **Anwendungsfall Quartierspeicher** ist zunächst entscheidend, ob ein BHKW zur Stromerzeugung genutzt wird oder nicht. Die Nutzung eines BHKW hat einen negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriesystems, ist aber aus betriebswirtschaftlicher Sicht ratsam, da dadurch deutlich höhere Renditen erwirtschaftet werden können als dies in einem System nur mit PV möglich wäre. Die BHKW-Betriebsführung (wärmegeführt oder stromgeführt) hat eine moderate Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriesystems: Der Batteriespeicher kann bei einem stromgeführtem BHKW die Anzahl der Volllaststunden des BHKW und die Eigenverbrauchsquote erhöhen und somit höhere Erlöse erzielen. Da die Berechnungen sich auf die Betrachtung der Kosten für die Strombereitstellung beschränken, können erhöhte Kosten auf der Seite der Wärmebereitstellung nicht abgebildet werden. Daher kann bei einer gesamtheitlichen Betrachtung der Effekt geringer ausfallen.

Zusätzlich kann die Höhe des Gaspreises einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers haben. In der Analyse wurde die Verwendung von Biomethan mit der von konventionellem Gas verglichen. Die relativ hohe Differenz des Gaspreises (4,3 ct/kWh) verändert die Break-Even-Investitionskosten des Batteriespeichers um mehr als 200 €/kWh. Da der Gaspreis vor Start des Quartiersprojektes vom Anbieter im Vorhinein zu klären ist, wird die Unsicherheit als moderat eingestuft.

Beim Quartierspeicher hat das Zählermodell (Summenzähler / Smart Meter) einen moderaten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers. Bei der genauen Abrechnung über Smart Meter kann nur ein geringerer Eigenverbrauch erreicht werden als im Summenzählermodell. Die Unsicherheit zu Beginn des Projektes wird wie beim Mieterstrom als moderat eingestuft.

Der Erhalt der Mieterstromvergütung hat eine relativ geringe Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers im Quartiersprojekt. Die erhöhten Einnahmen bewirken eine leicht höhere Rendite des Batteriespeichers. Andererseits ist der Stromverkaufspreis durch die Förderung begrenzt, was verringerte Einnahmen beim lokalen Stromverbrauch im Vergleich zu den anderen Szenarien bedeutet. Ob das jeweilige Projekt eine Mieterstromvergütung erhalten kann, ist aus dem Gesetz nicht komplett eindeutig und muss vor Projektbeginn geklärt werden; daher wird die Unsicherheit als moderat eingestuft.

11.4. Auswirkungen dezentraler Batteriespeicher auf das Energiesystem

Da PV-Speichersysteme derzeit höhere Stromgestehungskosten aufweisen als die großtechnische Stromerzeugung, basieren die Geschäftsmodelle in den drei gezeigten Anwendungsfällen hauptsächlich auf einer Umgehung von Abgaben und Umlagen durch die Vermeidung des öffentlichen Netzes und/oder der Errichtung einer Akteurskonstellation, die möglichst viel Eigenverbrauch möglich macht. Da beispielsweise die Netzentgelte auf der verbrauchten Energiemenge basieren, wird vor allem in diesem Bereich über das Thema „Entsolidarisierung“ diskutiert. Hintergrund dazu ist, dass die Ausgaben für Bau und Instandhaltung der Netze in Deutschland vom Verbraucher über die Netzentgelte bezahlt werden. Die Netzentgelte werden pro Kilowattstunde verbrauchter Energie erhoben. Genauso werden die EEG-Umlage und weitere Abgaben und Umlagen pro Kilowattstunde bezahlt. Wenn ein Verbraucher sich nun mit PV- oder PV-Speicheranlage teilweise selbst mit Strom versorgt, zahlt er weniger Netzentgelte als ein Verbraucher, der nur Netzstrom bezieht. Er nutzt das Netz allerdings in Zeiten ohne PV-Stromerzeugung genauso oder stellt sogar, je nach Speicherbetriebsweise, eine höhere Belastung für das Netz dar. Bei einem starken PV-Ausbau kann dies zu einer Erhöhung der Netzentgelte führen (Hinz et al. 2018).

Mit einer Veränderung der Struktur der Netzentgelte könnte dieser Problematik beispielsweise entgegen gewirkt werden (RAP 2014). Daher diskutiert die deutsche Bundesregierung über die Einführung einer Leistungskomponente bei den Netzentgelten (Koalitionsvertrag 2018, S. 71). Allerdings besteht hier ein Interessenskonflikt zwischen dem politischen Wille, dezentrale Energieerzeugung zu fördern, was durch weiterhin geringe Abgaben und Umlagen unterstützt würde, und einer gerechteren Verteilung der Entgelte, womit womöglich die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen verringert wird.

12. Schlussfolgerungen und Ausblick

In dieser Arbeit wurden mit der LCOS-Methode die Stromspeicherkosten unterschiedlicher Speichertechnologien verglichen. Darauf aufbauend wurde die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in drei Anwendungsfällen und unterschiedlichen Szenarien untersucht. Die Ergebnisse führen zu den folgenden Schlussfolgerungen hinsichtlich des Mehrwerts der Modelle und der damit durchgeführten Analysen:

Mit der in Kapitel 5 vorgestellten LCOS-Methode können die Stromspeicherkosten unterschiedlicher Technologien anwendungsunabhängig verglichen werden. Dabei zeigt sich, dass Batteriespeicher bei Eintritt der erwarteten Kosten als Kurzzeitspeicher konkurrenzfähig werden können. Die Kosten pro Kilowattstunde ausgespeicherter Energie variieren jedoch stark mit der Betriebsweise des Speichers: Je stärker der Speicher genutzt wird (höhere Anzahl Vollladezyklen pro Jahr), desto geringer die Kosten pro Einheit Energie. Somit sind die LCOS stark vom Anwendungsfall abhängig.

Mit dem in dieser Arbeit weiterentwickelten Modell *ENTIGRIS Unit* kann die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern sowie die Wirtschaftlichkeit einer Kombination von Batteriespeicher und Stromerzeugungstechnologien analysiert werden. Das Modell eignet sich aufgrund der viertelstündlich aufgelösten Betriebsoptimierung für eine detaillierte Analyse unterschiedlicher Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit. Durch die Berücksichtigung von Abgaben, Umlagen und Steuern, unterschiedlicher Stromverbraucher und mehrerer Vergütungsmethoden ist es möglich, die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Abhängigkeit unterschiedlicher regulatorischer Rahmenbedingungen zu untersuchen. Durch die Abbildung der Break-Even-Investitionskosten kann bestimmt werden, ab welchem Preis Batteriespeicher in unterschiedlichen Szenarien wirtschaftlich werden können. Das Modell eignet sich somit sowohl zum Einsatz im regulatorischen Bereich zur Bewertung der Auswirkungen von Änderungen an den regulatorischen Rahmenbedingungen als auch zur Unterstützung von Investoren bei Investitionsentscheidungen.

Mit dem Modell wird nur die betriebswirtschaftliche Sicht auf die Investition in dezentrale Batteriespeicher dargestellt. Da Investitionsentscheidungen, besonders im privaten Bereich, allerdings auch von anderen Faktoren wie beispielsweise dem Wunsch, die Energiewende zu fördern, abhängig sind, können die Ergebnisse nur bedingt als Prognose für die Investition in Batteriespeicher verwendet werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass zwischen der Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems (PV und Batterie oder PV, BHKW und Batterie) und der Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers selbst unterschieden werden muss. Die beiden Faktoren sind stark abhängig von der Rendi-

te, die mit einem System ohne Batteriespeicher heute erwirtschaftet werden kann: Ermöglicht das System ohne Batteriespeicher zum heutigen Zeitpunkt eine hohe Rendite, so kann ein Batteriespeicher schon zu hohen Kosten integriert werden ohne die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zu stark zu verringern. Bei sinkenden Speicherkosten kann dann auch das Batteriesystem selbst wirtschaftlich werden. Liegt umgekehrt zunächst die Rendite des Systems ohne Batteriespeicher unter der Renditeerwartung des Investors, so wird bei sinkenden Investitionskosten des Batteriespeichers zunächst das Batteriesystem selbst wirtschaftlich werden. Bei weiter sinkenden Investitionskosten kann der Batteriespeicher dann mit steigender Rendite die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems ermöglichen.

Die Untersuchung der drei Anwendungsfälle PV-Heimspeicher, Mieterstrommodell und Quartierspeicher zeigt, dass dezentrale Batteriespeicher heute an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit stehen und in den folgenden Geschäftsmodellen zum Einsatz kommen können:

- PV-Heimspeicher sind als Gesamtsystem unter Berücksichtigung der Förderung bereits heute wirtschaftlich, was sich durch steigende Installationszahlen wiederspiegelt. Bei PV-Heimspeicher-Systemen kann aus unterschiedlichen Gründen damit gerechnet werden, dass die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems genügt, damit Eigenheimbesitzer investieren. Zusätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Angst vor steigenden Strompreisen Batteriespeicher für die Investoren wirtschaftlicher erscheinen lässt als sie sind.
- Für PV-Anlagen, für deren Netzstromeinspeisung nach 20 Jahren Laufzeit keine EEG-Vergütung mehr gezahlt wird, wird außerdem die Installation eines Batteriespeichers in Kombination mit diesen Anlagen ein wirtschaftliches Geschäftsmodell darstellen, wenn bis dahin der Preis für Batteriespeicher unter ca. 600 €/kWh netto fällt.
- Im Bereich Mieterstrom kann sich nur ein Geschäftsmodell ergeben für einen Betreiber, der zu günstigen Konditionen Reststrom beziehen kann (beispielsweise ein Energieversorgungsunternehmen) und der den Kunden einen möglichst hohen Anteil lokal erzeugter Energie bereitstellen möchte. Aufgrund der geringen Renditen in diesem Anwendungsfall kann aber davon ausgegangen werden, dass zunächst nur wenige Systeme mit Speicher installiert werden. Je nach Strombezugspreis des Investors müssten die Batteriepreise auf ca. 80 bis 250 €/kWh fallen, um die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers zu ermöglichen.
- Das vorgestellte Quartiersmodell mit PV, BHKW und Batteriespeicher, betrieben durch eine Wohngenossenschaft, kann als Gesamtsystem ein wirtschaftliches Geschäftsmodell darstellen. Die Anforderungen an diese Art von Projekt sind allerdings sehr hoch und das Potenzial daher eher gering.

Die Untersuchung der Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern zeigt, dass die Geschäftsmodelle stark von regulatorischen Rahmenbedingungen abhängen: Alle drei Anwendungsfälle basieren auf einer Erhöhung des Eigenverbrauchs und somit der Umgehung von Abgaben und Umlagen. Dazu gehören beispielsweise die EEG- und KWKG-Vergütung, die Befreiung von der EEG-Umlage für den Eigenverbrauch bei PV-Anlagen kleiner 10 kW_p. Beim Thema Mieterstrom ist die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers zudem abhängig von der verpflichtenden Einführung von Smart Metern und der Mieterstromvergütung. Dass die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers in großem Maße auf der Umgehung von Abgaben und Umlagen basiert, erschwert eine direkte Regelung des Batteriespeicherausbaus, da diese Regelungsmechanismen ursprünglich nicht für den Einsatz von Batteriespeichern geschaffen wurden und weitere Effekte verursachen. Problematisch ist insbesondere bei einem starken Ausbau von PV-Heimspeichersystemen, dass mit zunehmender Anzahl von PV-(Heimspeicher-)Anlagen die Netzentgelte steigen und überwiegend von Haushalten ohne Energieerzeugungstechnologien getragen werden. An dieser Stelle müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen entsprechend angepasst werden, wenn ein Ausbau von PV-Speichersystemen gewünscht ist. Die starke Abhängigkeit des Geschäftsmodells Batteriespeicher von den regulatorischen Rahmenbedingungen bewirkt zudem eine erhebliche Unsicherheit für zukünftige Investitionen in Batteriesysteme. Eine Stellungnahme von politischer Seite könnte hier vermutlich Unsicherheiten reduzieren.

Im Rahmen dieser Arbeit konnten drei Anwendungsfälle untersucht werden. In zukünftigen Forschungsarbeiten sollte das Modell auf weitere Anwendungsfälle angepasst werden. Beispielsweise kann die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen im Bereich Industrie, Gewerbe und Dienstleistung weitere Geschäftsmodelle ermöglichen. Des Weiteren können Multi-Use-Anwendungen untersucht werden, beispielsweise eine Kombination von Eigenverbrauch mit dem Angebot von Regelleistung oder unterbrechungsfreier Stromversorgung.

Beim Anwendungsfall Mieterstrommodell kann eine detaillierte Untersuchung der Wirtschaftlichkeit bei verschiedenen Strombezugskosten genauere Ergebnisse zu den Break-Even-Investitionskosten für unterschiedliche Investoren ergeben. Beim Anwendungsfall Quartierspeicher sollten weitere Betreiberkonstellationen untersucht werden. Durch Untersuchungen von Geschäftsmodellen in anderen Ländern mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen können die Ergebnisse in internationalen Kontext gestellt werden.

Die Break-Even-Investitionskosten können in Kombination mit voraussichtlichen Preisentwicklungen von Batteriespeichern und einer Abschätzung des Gesamtpotenzials zu einer Marktprognose für die jeweiligen Anwendungsfälle und – bei umfassender Betrachtung – für den Gesamtmarkt erweitert werden. In einer Weiterentwicklung des Modells könnte die Ein-

bindung von nicht-ökonomischen Faktoren wie beispielsweise über die Verwendung von Nutzenfunktionen ebenfalls Aussagen über die Entwicklung des Marktes generiert werden.

13. Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hg.) (2016): Prognose der indikativen KWKG-Umlage 2017 auf der Basis des Regierungsentwurfs. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB – Stand: 25.10.2016. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/Portals/1/Content/Kraft-W%C3%A4rme-Kopplungsgesetz/KWK-G-Aufschl%C3%A4ge-Prognosen/Anlage_2_indikative_KWKG-Umlage_2017.pdf, zuletzt geprüft am 13.06.2017.

Abdon, Andreas; Zhang, Xiaojin; Parra, David; Patel, Martin K.; Bauer, Christian; Worlitschek, Jörg: Techno-Economic and Environmental Assessment of Energy Storage Technologies for Different Storage Time Scales. In: 10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016).

ads-tec GmbH (2014): StoraXe® Energy Storage Solutions Industrial & Infrastructure. Online verfügbar unter http://www.ads-tec.de/fileadmin/ads-tec/documents/Energy_Storage/brochure/Broschu%CC%88re_ads-tec_StoraXe_Industrial_Infrastructure_DE.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2015.

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz (050/10-S-2014/DE).

Arnold, Markus (2015): Stromspeicher auf Quartiersebene – Analyse und Entwicklung eines Geschäftsmodells zur lokalen Stromnutzung und Vermarktung im Quartier. Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Freiburg.

ASUE (2011a): BHKW Kenndaten 2011. Hg. v. Stadt Frankfurt am Main. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE). Online verfügbar unter http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

ASUE (2011b): BHKW-Kenndaten 2011. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., zuletzt geprüft am 12.06.2015.

ASUE (2015a): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE). Online verfügbar unter http://www.asue.de/blockheizkraftwerke/broschueren/05_10_14_bhkw-kenndaten_2014-15.

ASUE (Hg.) (2015b): BHKW-Fibel. Wissen in kompakter Form. ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. Online verfügbar unter http://www.asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2015/broschueren/asue_050315_bhkw_fibel.pdf, zuletzt geprüft am 18.11.2017.

Ausfelder, Florian; Fischedick, Manfred; Münch, Wolfram; Sauer, Jörg; Themann, Michael; Wagner, Hermann-Josef et al. (2017): »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München. Online verfügbar unter http://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/sektorkopplung/, zuletzt geprüft am 20.11.2017.

Babrowski, Sonja; Jochem, Patrick; Fichtner, Wolf (2016): Electricity storage systems in the future German energy sector. In: *Computers & Operations Research* 66, S. 228–240. DOI: 10.1016/j.cor.2015.01.014.

Batteryuniversity (Hg.) (2008). Online verfügbar unter www.batteryuniversity.com.

bdew (Hg.) (2016a): Stromverbrauch im Haushalt. Energie-Info. Berlin,. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/internet.nsf/id/4556d78dc7757097c1257f3b004f8a1a/$file/20%20stromverbrauch%20im%20haushalt%20januar%202016.pdf, zuletzt geprüft am 27.07.2017.

bdew (2016b): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf, zuletzt geprüft am 26.01.2017.

bdew (2017): BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017. Auszug. Hg. v. Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (bdew). Berlin. Online verfügbar unter

https://www.bdew.de/internet.nsf/res/9729C83961C37094C12580C9003438D3/$file/170216_BDEW_Strompreisanalyse_Februar2017.pdf, zuletzt geprüft am 06.04.2017.

Beck, Hans-Peter (Hrsg.): Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen (ESPEN). Kurzzusammenfassung. Unter Mitarbeit von Michael Danzer, Andreas Jossen, Tanja Kneiske, Stephan Lux, Dirk Uwe Sauer, Z. A. Styczynski et al.

Beck, Hans-Peter (Hrsg.) (2016): Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen (ESPEN). Abschlussbericht. Unter Mitarbeit von Michael Danzer, Andreas Jossen, Tanja Kneiske, Stephan Lux, Dirk Uwe Sauer, Z. A. Styczynski et al. 1. Aufl. Göttingen: Culliver Verlag (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, 44).

Becker, Hans Paul (2013): Investition und Finanzierung. Grundlagen der betrieblichen Finanzwirtschaft. 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Gabler.

Behr, Iris; Großklos, Marc (2017a): Mieterstrom - ein Beitrag zur Energiewende. In: Iris Behr und Marc Großklos (Hg.): Praxishandbuch Mieterstrom. Fakten, Argumente und Strategien. Unter Mitarbeit von Severin Beucker, Lena Cielejewski, Milena Frank, Michael Geißler, Volker Gusted, Simon Hinterholzer et al. Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 3–14.

Behr, Iris; Großklos, Marc (Hg.) (2017b): Praxishandbuch Mieterstrom. Fakten, Argumente und Strategien. Unter Mitarbeit von Severin Beucker, Lena Cielejewski, Milena Frank, Michael Geißler, Volker Gusted, Simon Hinterholzer et al. Wiesbaden: Springer Vieweg.

Bergner, Joseph; Pflugradt, Noah (2017): Summenzähler schlägt Smart Meter. Hg. v. PV Magazine. Online verfügbar unter http://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2014/04/Bergner_2017_Summenzahler_schlaegt_Smartmeter.pdf, zuletzt geprüft am 02.11.2017.

Berkeley Lab (Hg.) (2016): DER-CAM. Online verfügbar unter https://building-microgrid.lbl.gov/projects/der-cam, zuletzt geprüft am 08.11.2017.

Berrada, Asmae; Loudiyi, Khalid (2015): Optimal Modeling of Energy Storage System. In: *IJMO* 5 (1), S. 71–77. DOI: 10.7763/IJMO.2015.V5.439.

Bertheau, Paul; Cader, Catherina; Müller, Henriette; Blechinger, Philipp; Seguin, Robert; Breyer, Christian (2014): Energy Storage Potential for Solar Based Hybridization of Off-grid Diesel Power Plants in Tanzania. In: *Energy Procedia* 46, S. 287–293. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.184.

Bhandari, Ramchandra; Stadler, Ingo (2009): Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves. In: *Solar Energy* 83 (9), S. 1634–1644. DOI: 10.1016/j.solener.2009.06.001.

BMBF (2012): Umsatzsteuerrechtliche Behandlung von Photovoltaik- und KWK-Anlagen Abschaffung des Eigenverbrauchsbonus nach § 33 Abs. 2 EEG durch die EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012. BFH-Urteil vom 12. Dezember 2012, XI R 3/10. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BMF_Schreiben_vom_140919_USt-Photovoltaik-KWK-Anlagen_0.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2017.

BMWi (2016): Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Die Energie der Zukunft. Berichtsjahr 2015. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=38, zuletzt geprüft am 30.11.2017.

BMWi (Hg.) (2017): EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-umlage-2017-fakten-und-hintergruende.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 25.04.2017.

BMWi (17.03.2017): Gesetz zur Förderung von Mieterstrom. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/mieterstrom-referentenentwurf-zum-gesetz-zur-foerderung.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 30.06.2017.

BMWi (07.06.2017): Bekanntmachung Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen. Online verfügbar unter https://www.bundesanzeiger.de/ebanzwww/wexsservlet?page.navid=official_starttoofficial_view_publication&session.sessionid=09f9117df0bb3ee3b439cea4822594b2&fts_search_list.selected=b3fed780dde29b2b&&fts_search_list.destHistoryId=97261&fundstelle=BAnz_AT_20.06.2017_B1, zuletzt geprüft am 29.06.2017.

BMWi; BMU (Hg.) (2012): Erster Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft". Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Bohne, Dirk (2014): Technischer Ausbau von Gebäuden. Und nachhaltige Gebäudetechnik. 10., akt. Aufl. 2014. Wiesbaden: Springer Vieweg (SpringerLink : Bücher).

Boons, Frank; Lüdeke-Freund, Florian (2013): Business models for sustainable innovation. State-of-the-art and steps towards a research agenda. In: *Journal of Cleaner Production* 45, S. 9–19. DOI: 10.1016/j.jclepro.2012.07.007.

Brodd, Ralph J. (2002): Comments on the History of Lithium-Ion Batteries. Hg. v. The Electrochemical Society ECS. Online verfügbar unter https://www.electrochem.org/dl/ma/201/pdfs/0259.pdf, zuletzt geprüft am 19.01.2017.

BSW-Solar (2016): Photovoltaik-Preismonitor Deutschland. German PV ModulePriceMonitor© 2016. Ergebnisse 4. Quartal. Hg. v. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar). EuPD Research.

Buderus Thermotechnik GmbH (2014): Plaungsunterlage Loganova BHKW-Module. Online verfügbar unter http://documents.buderus.com/download/pdf/file/6720808255.pdf, zuletzt aktualisiert am 2014, zuletzt geprüft am 18.05.2015.

Bühler, Jochen; Resch, Matthias; Wiemann, Johannes; Twele, Jochen (2015): Lebenszyklusanalyse von Großbatterien am deutschen Regelenergiemarkt. In: 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT). Wien.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): Eckpunktepapier Mieterstrom. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 25.04.2017.

Bundesnetzagentur (2016a): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Online verfügbar unter http://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf, zuletzt geprüft am 22.03.2017.

Bundesnetzagentur (Hg.) (2016b): Leitfaden zur Eigenversorgung. Bonn. Online verfügbar unter www.bundesnetzagentur.de/eigenversorgung, zuletzt geprüft am 05.09.2017.

Bundesnetzagentur (Hg.) (2017a): EEG-Registerdaten und EEG-Fördersätze. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html#doc732052bodyText3, zuletzt aktualisiert am 31.10.2017, zuletzt geprüft am 02.11.2017.

Bundesnetzagentur (Hg.) (2017b): Photovoltaikanlagen - Datenmeldungen und EEG-Vergütungssätze. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html#doc732052bodyText8, zuletzt geprüft am 20.11.2017.

Bundesnetzagentur (Hg.) (2017c): Wer trägt die Kosten für den Einbau und Betrieb der digitalen Messsysteme? Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/MsBG/FAQ_Kosten_Preisobergrenze.html?nn=706202, zuletzt geprüft am 06.11.2017.

Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (Hg.) (2016): Monitoringbericht 2016. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 03.02.2017.

Bundesregierung (1936): Gewerbesteuergesetz. GewStG, vom 22.12.2014. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gewstg/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 09.04.2015.

Bundesregierung (1976): Körperschaftsteuergesetz. KStG, vom 22.12.2014. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/kstg_1977/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 09.04.2015.

Bundesregierung (1992): Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas. KAV, vom 01.11.2006. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/kav/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2015.

Bundesregierung (2005): Energiewirtschaftsgesetz. EnWG, vom 20.07.2017. Online verfügbar unter http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 02.11.2017.

Burger, Scott P.; Luke, Max (2017): Business models for distributed energy resources. A review and empirical analysis. In: *Energy Policy* 109, S. 230–248. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.07.007.

C.A.R.M.E.N. e.V. (Hg.) (2016): Marktübersicht Batteriespeicher. Informationsangebot. Online verfügbar unter https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Markt%C3%BCbersicht-Batteriespeicher_2016.pdf, zuletzt geprüft am 07.02.2017.

Candelise, Chiara; Winskel, Mark; Gross, Robert J.K. (2013): The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 26, S. 96–107. DOI: 10.1016/j.rser.2013.05.012.

Chesbrough, Henry (2007): Business model innovation. It's not just about technology anymore. In: *Strategy & Leadership* 35 (6), S. 12–17. DOI: 10.1108/10878570710833714.

Conrad, J.; Pellinger, C.; Hinterstocker, M. (2014): Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. Hg. v. FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Online verfügbar unter http://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf, zuletzt geprüft am 06.04.2016.

Dena (2014): dena fordert: Stromspeicher müssen zügig ausgebaut werden. Aktuelle Debatte greift zu kurz. Kohler: „Stromspeicher sind unverzichtbar für die Energiewende“. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Online verfügbar unter http://www.dena.de/presse-medien/pressemitteilungen/dena-fordert-stromspeicher-muessen-zuegig-ausgebaut-werden.html, zuletzt geprüft am 20.11.2014.

Department of Energy (DOE) (2017): DOE Global Energy Storage Database. Hg. v. Sandia National Laboratories. Online verfügbar unter http://www.energystorageexchange.org/projects, zuletzt geprüft am 21.07.2017.

destatis (Hg.) (2016): Datenreport 2016. Ein Sozialbericht für die Bundesrepublik Deutschland. Statistisches Bundesamt (Destatis); Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung (WZB); Das Sozio-oekonomische Panel (SOEP) am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin). Bonn (Zeitbilder). Online verfügbar unter www.destatis.de/datenreport, zuletzt geprüft am 30.10.2017.

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (Hg.) (2015): EEG-Anlagenregister. Online verfügbar unter www.energymap.info, zuletzt aktualisiert am 08/2015, zuletzt geprüft am 11.01.2017.

Deutscher Bundestag (17.02.2016): Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende. Online verfügbar unter http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/075/1807555.pdf, zuletzt geprüft am 03.02.2017.

EEG 2017, vom 22.12.2016 (21.07.2014): EEG Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html, zuletzt geprüft am 20.06.2017.

Eikenberg, Lukas (2014): Development of operating models through technology modeling of a hybrid renewable energy power plant. Diplomarbeit. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe. Institut für Fusionstechnologie und Reaktortechnik.

Elsner, Peter; Sauer, Dirk Uwe (Hg.) (2015): Energiespeicher. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“ (Energiesysteme der Zukunft).

EnWG (2005): Energiewirtschaftsgesetz.

enerix (Hg.) (2017): Leitfaden Photovoltaik Deutschland 2017. enerix Alternative Energietechnik.

Engelken, Maximilian; Römer, Benedikt; Drescher, Marcus; Welpe, Isabell M.; Picot, Arnold (2016): Comparing drivers, barriers, and opportunities of business models for renewable energies. A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60, S. 795–809. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.163.

EEG (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz. Fundstelle: BGBl. I S. 1066.

Ernst & Young GmbH (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=586064.html, zuletzt geprüft am 05.05.2015.

EuPD Research; E3DC (Hg.) (2014): Auswahlkriterien für Batteriespeicher. Whitepaper. Online verfügbar unter http://www.eupd-research.com/fileadmin/content/download/pdf/Whitepaper/EuPD_Research_Whitepaper_E3DC.pdf, zuletzt aktualisiert am 24.06.2016, zuletzt geprüft am 07.02.2017.

Eurostat (Hg.) (2016): Energiestatistik - Preise. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database, zuletzt geprüft am 26.01.2017.

Figgener, Jan; Haberschusz, David; Kairies, Kai-Philipp; Wessels, Oliver; Tepe, Benedikt; Ebbert, Markus et al. (2017): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht 2017. Hg. v. RWTH Aachen (0102). Online verfügbar unter http://www.speichermonitoring.de, zuletzt geprüft am 31.07.2017.

Fleer, Johannes; Zurmühlen, Sebastian; Badeda, Julia; Stenzel, Peter; Hake, Jürgen-Friedrich; Sauer, Dirk Uwe (2016): Model-based Economic Assessment of Stationary Battery Systems Providing Primary Control Reserve. In: *Energy Procedia* 99, S. 11–24. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.093.

Fossati, Juan P.; Galarza, Ainhoa; Martín-Villate, Ander; Fontán, Luis (2015): A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids. In: *Renewable Energy* 77 (Supplement C), S. 539–549. DOI: 10.1016/j.renene.2014.12.039.

Fraunhofer ISE (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Die modellbasierte Studie untersucht sektor- und energieträger-übergreifend die System- und Kostenentwicklung einer klimaschutzkompatiblenTransformation des deutschen Energiesystems. Unter Mitarbeit von Hans-Martin Henning und Andreas Palzer. Freiburg.

Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IWES (2014): Metastudie Energiespeicher. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Unter Mitarbeit von Patrick Hochloff, Jan von Appen, Tobias Trost, Norman Gerhardt, Matthias Putcha, Mareike Jentsch et al.

Fuhs, Michael; Sieg, Mirco (2017): Speichermarkt. Marktübersicht Heimspeicher. In: *pv magazine* (2), S. 52–64.

Gährs, Swantje; Mehler, Katrin; Bost, Mark; Hirschl, Bernd (2015): Acceptance of Ancillary Services and Willingness to Invest in PV-Storage-Systems. In: *IRES 2015 Proceedings*.

Gémes, Andreas (2014): New Business Models for Electric Utility Companies. Masterarbeit. TU Wien, Wien. Online verfügbar unter http://www.makingsciencenews.com/catalogue/papers/680/view, zuletzt geprüft am 24.10.2017.

Genoese, Fabio (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

Gerssen-Gondelach, Sarah J.; Faaij, André P.C. (2012): Performance of batteries for electric vehicles on short and longer term. In: *Journal of Power Sources* 212, S. 111–129. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2012.03.085.

Gils, Hans Christian; Simon, Sonja (2017): Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands. In: *Applied Energy* 188, S. 342–355. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.023.

Gitizadeh, Mohsen; Fakharzadegan, Hamid (2014): Battery capacity determination with respect to optimized energy dispatch schedule in grid-connected photovoltaic (PV) systems. In: *Energy* 65, S. 665–674. DOI: 10.1016/j.energy.2013.12.018.

GlobalData (23.08.2016): Global battery energy storage system installed capacity will exceed 14 Gigawatts by 2020, says GlobalData. Online verfügbar unter http://energy.globaldata.com/media-center/press-releases/power-and-resources/global-battery-energy-storage-system-installed-capacity-will-exceed-14-gigawatts-by-2020-says-globaldata, zuletzt geprüft am 19.04.2017.

Goldie-Scot; Logan: Global Energy Storage Forecast, 2016-24. Part 1: key findings.

Götz, Philipp; Henkel, Johannes; Lenck, Thorsten (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen. Studie im Auftrag der Agora Energiewende. Hg. v. Energy Brainpool Analysis-Consultancy-Training. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Studie_Stromboersen-Endkundenpreise_EnergyBrainpool_V1-1-28032013.pdf, zuletzt geprüft am 07.04.2016.

Götze, Uwe (2014): Investitionsrechnung. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Großklos, Marc; Behr, Iris; Paschka, Daniel; Lohmann, Günter; Meixner, Horst (2015): Möglichkeiten der Wohnungswirtschaft zum Einstieg in die Erzeugung und Vermarktung elektrischer Energie. Endbericht. Hg. v. Institut Wohnen und Umwelt (IWU). Darmstadt. Online verfügbar unter http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/ake50_mieterstrom/Endbericht_Mieterstrom.pdf, zuletzt geprüft am 02.11.2017.

Härtl, Andreas; Fischer, David; Müller, Stine; Wille-Haussmann, Bernhard; Wittwer, Christoph (2014): Berechnung hochaufgelöster, elektrischer Lastprofile für den Haushaltssektor. In: *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein*.

Hartmann, Niklas (2013): Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland. Speichersimulation und Betriebsoptimierung. Dissertation. Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, zuletzt geprüft am 18.11.2014.

HEMF (2017): Stündliche Preissimulation 2016-2035. Hg. v. House of Energy Markets and Finance (HEMF). Universität Duisburg Essen.

Hildmann, Marcus; Pirker, Benedikt; Schaffner, Christian; Spreng, Daniel; Ulbig, Andreas (2014): Pumpspeicher im trilateralen Umfeld Deutschland, Österreich und Schweiz. Zusammenfassender Bericht. Hg. v. Eidgenössische Technische Hochschule (ETH).

Hinz, Fabian; Iglhaut, Daniel; Frevel, Tobias; Möst, Dominik (2014): Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Hg. v. Technische Universität Dresden. Energieforen Leipzig GmbH. Dresden (Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, 3). Online verfügbar unter http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/17570/Hinz.pdf, zuletzt geprüft am 15.04.2015.

Hinz, Fabian; Schmidt, Matthew; Möst, Dominik (2018): Regional distribution effects of different electricity network tariff designs with a distributed generation structure. The case of Germany. In: *Energy Policy* 113, S. 97–111. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.10.055.

Hirth, Hans (2017): Grundzüge der Finanzierung und Investition. Berlin/Boston: Walter de Gruyter GmbH.

Hoffmann, Winfried (2014): PV as one of the Major Contributors to a Future 100% Renewably Powered World - Importance and Evidence for Cost Effective Electricity Storage. In: *proceedings PVSEC 2014*, 2014.

HOMER Energy (2017). Online verfügbar unter http://www.homerenergy.com/, zuletzt geprüft am 08.11.2017.

Hoppmann, Joern; Volland, Jonas; Schmidt, Tobias S.; Hoffmann, Volker H. (2014): The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, S. 1101–1118. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.068.

Horenkamp, Willi; Hube, Wilfried; Jäger, Johann; Kleinmaier, Martin; Kühn, Walter; Nestle, David et al. (2007): Dezentrale Energieversorgung 2020. Hg. v. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). Online verfügbar unter https://www.vde.com/resource/blob/792808/db366b86af491989fcd2c6ba6c6f21ad/komplette-studie-download-ms-data.pdf, zuletzt geprüft am 30.11.2017.

IBC Solar AG (2014): IBC SolStore 6.5 Li Datenblatt. Online verfügbar unter http://sonnenstrom-bauer.de/files/Datenblatt_IBC_SolStore_6_5_Li.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2015.

IRENA (2012): Electricity Storage and Renewables for Island Power. A Guide for Decision Makers. Unter Mitarbeit von Komor, Paus, Glassmire, John. International Renewable Energy Agency. Online verfügbar unter https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Electricity%20Storage%20and%20RE%20for%20Island%20Power.pdf, zuletzt geprüft am 22.03.2017.

Jülch, Verena (2016): Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method. In: *Applied Energy* 183, S. 1594–1606. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.165.

Jülch, Verena; Hartmann, Niklas; Saad Hussein, Noha; Schlegl, Thomas (2015): Photovoltaik. In: Martin Wietschel, Sandra Ullrich, Peter Markewitz, Friedrich Schulte und Fabio Genoese (Hg.): Energietechnologien der Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 123–138.

Jülch, Verena; Thomsen, Jessica; Hartmann, Niklas; Junne, Tobias; Unterreiner, Lea; Arnold, Markus et al. (2016): Betreibermodelle für Stromspeicher. Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben. Hg. v. BWPLUS. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE; Universität Stuttgart Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung IER; TTI GmbH/TGU Compare Consulting. Online verfügbar unter http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttem-berg.de/servlet/is/119578/bwe13015_13016.pdf?command=downloadContent&filename=bwe13015_13016.pdf&FIS=203, zuletzt geprüft am 24.10.2017.

KACO new energy (2014): Photovoltaik für Strom und Wärme. Modellprojekt Weinsberg. Online verfügbar unter http://kaco-newenergy.com/de/lounge/modellprojekt-weinsberg/, zuletzt geprüft am 06.12.2017.

Kahneman, Daniel; Tversky, Amos (1979): Prospect Theory: An Analysis of Decision under Risk. In: *Econometrica* (47), S. 263–291.

Kairies, Kai-Philipp; Haberschusz, David; Magnor, Dirk; Leuthold, Matthias; Badeda, Julia; Sauer, Dirk Uwe (2015): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2015. ISEA RWTH Aachen. Aachen. Online verfügbar unter http://www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/studien.html, zuletzt geprüft am 23.03.2016.

Kairies, Kai-Philipp; Haberschusz, van Ouwerkerk, Jonas; Strebel, Jan; Wessels, Oliver; Magnor, Dirk; Badeda, Julia; Sauer, Dirk Uwe (2016): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2016. ISEA RWTH Aachen. Aachen. Online verfügbar unter http://www.speicherinitiative.at/assets/Uploads/03-Speichermonitoring-Jahresbericht-2016-Kairies-web.pdf, zuletzt geprüft am 25.01.2017.

Kanngießer, Annedore (2014): Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen. Dissertation zur Erlangung des Grades Doktor-Ingenieur. Oberhausen: Karl Maria Laufen (UMSICHT-Schriftenreihe, 69).

Kaschub, Thomas (2017): Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe. KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften. Online verfügbar unter https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000071612, zuletzt geprüft am 23.10.2017.

Kaschub, Thomas; Jochem, Patrick; Fichtner, Wolf (2016): Solar energy storage in German households: profitability, load changes and flexibility. In: *Energy Policy* (98), S. 520–532.

KfW Bankengruppe (Hg.) (2016): Merkblatt Erneuerbare Energien. KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher". Online verfügbar unter https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-

Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-%28275%29/#2, zuletzt geprüft am 09.01.2017.

Khalilpour, Rajab; Vassallo, Anthony (2016): Planning and operation scheduling of PV-battery systems. A novel methodology. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53, S. 194–208. DOI: 10.1016/j.rser.2015.08.015.

Kirsch HomeEnergy (2013): Technische Daten: mini30, mini40 & mini50. Hg. v. BHKW-Prinz.de. Online verfügbar unter http://www.bhkw-prinz.de/kirsch-homeenergy-mini30-mini40-mini50-mini-bhkw/3009, zuletzt geprüft am 17.06.2015.

Klausen, Mira; Resch, Matthias; Bühler, Jochen (2016): Analyis of a Potential Single and Combined Business Model for Stationary Battery Storage Systems. In: *Energy Procedia* 99, S. 321–331. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.122.

Klein, Konstantin; Kalz, Doreen; Herkel, Sebastian (2014): Netzdienlicher Betrieb von Gebäuden. Analyse und Vergleich netzbasierter Referenzgrößen und Definition einer Bewertungskennzahl. In: *Bauphysik* 36 (2), S. 49–58. DOI: 10.1002/bapi.201410019.

Klein, Martin; Deissenroth, Marc (2017): When do households invest in solar photovoltaics? An application of prospect theory. In: *Energy Policy* 109, S. 270–278. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.06.067.

Kloess, M.; Zach, K. (2014): Bulk electricity storage technologies for load-leveling operation – An economic assessment for the Austrian and German power market. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 59, S. 111–122. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.02.002.

Klotz, Eva-Maria; Koepp, Marcus; Peter, Frank; Thamling, Nils; Wünsch, Marco; Ziegenhagen, Inka et al. (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

Koalitionsvertrag (2018): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 19. Legislaturperiode. Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Berlin.

Kondziella, Hendrik; Brod, Kristina; Bruckner, Thomas; Olbert, Sebastian; Mes, Florian (2013): Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine akteursbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (4), S. 249–260.

Konstantin, Panos (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3. Aufl. Burgstetten, Deutschland: Springer Vieweg.

Köntges, Marc; Kurtz, Sarah; Packard, Corinne; Jahn, Ulrike; Berger, Karl A.; Kato, Kazuhiko et al. (2014): Review of Failures of Photovoltaic Modules. Report IEA-PVPS T13-01:2014. Online verfügbar unter http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/intranet/ExCo/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf, zuletzt geprüft am 13.11.2017.

Körnig, Carsten (2016): Intersolar Europe 2016 Eröffnungspressekonferenz. Freiburg Wirtschaft Touristik und Messe GmbH & Co. KG; Solar Promotion GmbH. München, 22.06.2016. Online verfügbar unter https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/2016PK_Intersolar.pdf, zuletzt geprüft am 29.11.2017.

Kost, Christoph; Flath, Christoph M.; Möst, Dominik (2013a): Concentrating solar power plant investment and operation decisions under different price and support mechanisms. In: *Energy Policy* 61, S. 238–248. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.040.

Kost, Christoph; Mayer, Johannes N.; Thomsen, Jessica; Senkpiel, Charlotte; Philipps, Simon; Nold, Sebastian et al. (2013b): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf, zuletzt geprüft am 31.01.2017.

Krampe, Leonard; Peter, Frank (2016): Auswirkungen von Batteriespeichern auf das Stromsystem in Süddeutschland, 15.01.2016. Online verfügbar unter

https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/160115_Prognos_Studie_Batteriespeicher_Sueddeutschland_kurz.pdf, zuletzt geprüft am 17.03.2017.

KWKG, vom 22.12.2016 (2002): KWKG - Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung.

LaNEG (2016): Geschäftsmodelle für Bürgerenergiegenossenschaften. Markterfassung und Zukunftsperspektiven. Unter Mitarbeit von 100 prozent erneuerbar stiftung, Energiewende Jetzt und StoREgio. Hg. v. LaNEG und Energieagentur Rhenland-Pfalz. Online verfügbar unter http://www.energiegenossenschaften-gruenden.de/fileadmin/user_upload/Newsletter-Anhaenge/2016_Newsletter_Februar/Buergerenergiegenossenschaften_Broschuere_160210_Small.pdf, zuletzt geprüft am 02.01.2018.

Legler, Dirk (2017): Das Mieterstromgesetz - rechtliche Fragestellungen für die Wohnungswirtschaft. Hamburg, 18.09.2017. Online verfügbar unter http://www.zebau.de/fileadmin/images/Veranstaltungen/2017/Contracting/Vortrag_DLegler_ContractingSeminar17.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2017.

LichtBlick SE (25.04.2017): Mieterstrom-Umfrage: Zwei Drittel der Mieter wollen vor Ort erzeugten Strom. Hamburg. Blacha, Anke. Online verfügbar unter https://www.lichtblick.de/unternehmen/presse/news/2017/04/25/mieterstrom-umfrage-zwei-drittel-der-mieter-wollen-vor-ort-erzeugten-strom/, zuletzt geprüft am 07.07.2017.

Liebreich, Michael (2015): Bloomberg New Energy Finance Summit 2015. Bloomberg New Energy Finance Summit 2015. Bloomberg New Energy Finance. New York, 14.04.2015. Online verfügbar unter https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/4/2015/04/BNEF_2014-04-08-ML-Summit-Keynote_Final.pdf, zuletzt geprüft am 19.01.2017.

Linssen, Jochen; Stenzel, Peter; Fleer, Johannes (2017): Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles. In: *Applied Energy* 185, S. 2019–2025. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.11.088.

Lombardi, P.; Schwabe, F. (2017): Sharing economy as a new business model for energy storage systems. In: *Applied Energy* 188, S. 485–496. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.016.

Lorenz, Christian; Schröder, Gerd (2014): Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher - Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batteriespeichersysteme. Hg. v. IE Leipzig. Online verfügbar unter http://www.ie-leipzig.com/010-dateien/referenzen/pdf/ie_2014-01-29_wirtschaftlichkeit-batteriespeicher_kurzexpertise.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2017.

Luo, Xing; Wang, Jihong; Dooner, Mark; Clarke, Jonathan (2015): Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. In: *Applied Energy* 137, S. 511–536. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.

Lux, Stephan (2019): Selbstentladerate Li-Ionen-Batterien. Freiburg, 25.01.2019. Telefonat an Verena Fluri.

Madaeni, Seyed Hossein; Sioshansi, Ramteen; Denholm, Paul (2012): How Thermal Energy Storage Enhances the Economic Viability of Concentrating Solar Power. In: *Proc. IEEE* 100 (2), S. 335–347. DOI: 10.1109/JPROC.2011.2144950.

Magnor, Dirk; Sauer, Dirk Uwe (2016): Optimization of PV Battery Systems Using Genetic Algorithms. In: *Energy Procedia* 99, S. 332–340. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.123.

Majidi, Majid; Nojavan, Sayyad; Nourani Esfetanaj, Naser; Najafi-Ghalelou, Afshin; Zare, Kazem (2017): A multi-objective model for optimal operation of a battery/PV/fuel cell/grid hybrid energy system using weighted sum technique and fuzzy satisfying approach considering responsible load management. In: *Solar Energy* 144 (Supplement C), S. 79–89. DOI: 10.1016/j.solener.2017.01.009.

Malhotra, Abhishek; Battke, Benedikt; Beuse, Martin; Stephan, Annegret; Schmidt, Tobias (2016): Use cases for stationary battery technologies. A review of the literature and existing projects. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56, S. 705–721. DOI: 10.1016/j.rser.2015.11.085.

Mariaud, Arthur; Acha, Salvador; Ekins-Daukes, Ned; Shah, Nilay; Markides, Christos N. (2017): Integrated optimisation of photovoltaic and battery storage systems for UK commercial buildings. In: *Applied Energy* 199, S. 466–478. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.04.067.

Massa, Lorenzo; Tucci, Christopher L. (2014): Business Model Innovation. In: Mark Dodgson, David M. Gann und Nelson Phillips (Hg.): The Oxford Handbook of Innovation Management. Oxford: Oxford University Press, S. 420–441.

Matteson, Schuyler; Williams, Eric (2015): Learning dependent subsidies for lithium-ion electric vehicle batteries. In: *Technological Forecasting and Social Change* 92, S. 322–331. DOI: 10.1016/j.techfore.2014.12.007.

Mayer, Thomas; Kreyenberg, Danny; Wind, Jörg; Braun, Frank (2012): Feasibility study of 2020 target costs for PEM fuel cells and lithium-ion batteries. A two-factor experience curve approach. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 37 (19), S. 14463–14474. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.07.022.

Merei, Ghada; Moshövel, Janina; Magnor, Dirk; Sauer, Dirk Uwe (2016): Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications. In: *Applied Energy* 168, S. 171–178. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.01.083.

Meteotest AG (Hg.) (2017): Meteonorm. Einstrahlungsdaten für jeden Ort des Planeten. Online verfügbar unter www.meteonorm.com.

Ministerium für Finanzen Baden-Württemberg (Hg.) (2016): Der aktuelle Tipp. Steuerliche Regelungen im Zusammenhang mit dem Erwerb und Betrieb einer Photovoltaikanlage im privaten Haushalt. Online verfügbar unter https://fm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-fm/intern/Publikationen/AT_Photovoltaik_2016.pdf, zuletzt geprüft am 04.05.2017.

Moshövel, Janina; Magnor, Dirk; Sauer, Dirk Uwe; Gährs, Swantje; Bost, Mark; Hirschl, Bernd et al. (2015): Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern. Gemeinsamer Ergebnisbericht für das Projekt PV-Nutzen. Hg. v. ISEA RWTH Aachen, IÖW - Institut für ökologische Wirtschaftsforschung und IFHT RWTH Aachen.

Nagelhout, D.; Ros, J.P.M. (2009): Elektrisch autorijden - Evaluatie van transities op basis van systeemopties. Hg. v. Planbureau voor de Leemfomgeving. Bilthoven. Online verfügbar unter http://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/500083010.pdf, zuletzt geprüft am 19.01.2017.

Naturstrom AG (2016): Biogas. Online verfügbar unter https://www.naturstrom.de/privatkunden/gas/naturstrom-biogas/, zuletzt aktualisiert am 26.01.2017, zuletzt geprüft am 26.01.2017.

Netztransparenz.de (Hg.) (2017): Offshore-Haftungsumlage. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Haftungsumlage/Offshore-Haftungsumlagen-Uebersicht, zuletzt geprüft am 29.10.2017.

netztranzparenz.de (2016a): Ermittlung der Offshore-Haftungsumlage (§17f EnWG) in 2017 auf Netzentgelte für Strommengen der Letztverbrauchskategorien A', B' und C' gem. KWKG 2016. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%C2%A7%2017f%20EnWG/OHU%20Prognose%202017.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2017.

netztranzparenz.de (2016b): Ermittlung der Umlage für abschaltbare Lasten (§18 AbLaV) in 2017 auf Netzentgelte für Strommengen des gesamten Letztverbraucherabsatzes nach § 26 KWKG. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH. 25.10.2016. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%C2%A7%2018%20AbLaV/Umlage%20%C2%A7%2018%20AbLaV%20%202017/AbLaV_Prognose2017.pdf, zuletzt geprüft am 13.06.2017.

Neuhäuser, Achim; Correll, Jan; Dittmann, Lutz (2015): Dezentrale KWK: Option für Quartiere und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Berliner Energietage 2015: Beiträge dezentraler Energiesysteme zum Klimaschutz - Perspektiven und Technologien. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin, 27.04.2015. Online verfügbar unter

http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/Veranstaltungen/BET_2015_1.04_Neuhaeuser.pdf, zuletzt geprüft am 04.01.2018.

Nikolic, Dusan; Tereapii, Tangi; Lee, Woo Yul; Blanksby, Chris (2016): Cook Islands. 100% Renewable Energy in Different Guises. In: *Energy Procedia* 103, S. 207–212. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.11.274.

Nojavan, Sayyad; Majidi, Majid; Esfetanaj, Naser Nourani (2017): An efficient cost-reliability optimization model for optimal siting and sizing of energy storage system in a microgrid in the presence of responsible load management. In: *Energy* 139 (Supplement C), S. 89–97. DOI: 10.1016/j.energy.2017.07.148.

Notton, Gilles (2015): Importance of islands in renewable energy production and storage. The situation of the French islands. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 47, S. 260–269. DOI: 10.1016/j.rser.2015.03.053.

NREL (Hg.) (2014): Distributed Solar PV for Electricity System Resiliency: Policy and Regulatory Considerations. Online verfügbar unter https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62631.pdf, zuletzt geprüft am 13.11.2017.

Nykvist, Björn; Nilsson, Måns (2015): Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. In: *Nature Climate change* 5 (4), S. 329–332. DOI: 10.1038/nclimate2564.

Öko-Institut (2015): Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-2035/Agora_EEG_Kosten_2035_web_05052015.pdf, zuletzt geprüft am 05.01.2017.

Osterwalder, Alexander; Pigneur, Yves (2011): Business Model Generation. Ein Handbuch für Visionäre, Spielveränderer und Herausforderer. Frankfurt, New York.

Parra, David; Gillott, Mark; Norman, Stuart A.; Walker, Gavin S. (2015): Optimum community energy storage system for PV energy time-shift. In: *Applied Energy* 137, S. 576–587. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.08.060.

Parra, David; Norman, Stuart A.; Walker, Gavin S.; Gillott, Mark (2016): Optimum community energy storage system for demand load shifting. In: *Applied Energy* 174, S. 130–143. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.04.082.

Parra, David; Patel, Martin K. (2016): Effect of tariffs on the performance and economic benefits of PV-coupled battery systems. In: *Applied Energy* 164, S. 175–187. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.11.037.

Parra, David; Swierczynski, Maciej; Stroe, Daniel I.; Norman, Stuart. A.; Abdon, Andreas; Worlitschek, Jörg et al. (2017): An interdisciplinary review of energy storage for communities. Challenges and perspectives. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, S. 730–749. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.003.

Pazouki, Samaneh; Haghifam, Mahmoud-Reza (2016): Optimal planning and scheduling of energy hub in presence of wind, storage and demand response under uncertainty. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 80, S. 219–239. DOI: 10.1016/j.ijepes.2016.01.044.

Pena-Bello, Alejandro; Burer, Meinrad; Patel, Martin K.; Parra, David (2017): Optimizing PV and grid charging in combined applications to improve the profitability of residential batteries. In: *Journal of Energy Storage* 13, S. 58–72. DOI: 10.1016/j.est.2017.06.002.

Pillot, Christophe (2015): The Rechargeable Battery Market and Main Trends 2011-2020. Qinghai EV Rally 2015. Xining, China, 15.06.2015. Online verfügbar unter http://www.avem.fr/docs/pdf/AvicenneDiapoXining.pdf, zuletzt geprüft am 12.01.2017.

Poullikkas, Andreas (2013): A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27, S. 778–788. DOI: 10.1016/j.rser.2013.07.017.

prognos (2016): Eigenversorgung aus Solaranlagen - Analyse - Agora Energiewende. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende, zuletzt geprüft am 17.03.2017.

prognos; BH&W (2017): Mieterstrom. Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM). Schlussbericht Projekt Nr. 17/16 – Fachlos 9. Unter Mitarbeit von Marcus Koepp, Leo Krampe, Marco Wünsch und Heidrun Schalle. Hg. v. BMWi. Berlin. Online verfügbar unter

http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/schlussbericht-mieterstrom.html, zuletzt geprüft am 24.01.2017.

pv magazine group GmbH & Co. KG (Hg.) (2017): PV magazine. Berlin.

PV Magazine online (Hg.) (2017): Marktübersicht große Batteriespeicher. Online verfügbar unter https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/grosse-batteriespeicher/, zuletzt aktualisiert am März 2017, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

RAP (2014): Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Ratnam, Elizabeth L.; Weller, Steven R.; Kellett, Christopher M. (2015): An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar PV. Assessing customer benefit. In: *Renewable Energy* 75, S. 123–134. DOI: 10.1016/j.renene.2014.09.008.

Ren, Hongbo; Wu, Qiong; Gao, Weijun; Zhou, Weisheng (2016): Optimal operation of a grid-connected hybrid PV/fuel cell/battery energy system for residential applications. In: *Energy* 113 (Supplement C), S. 702–712. DOI: 10.1016/j.energy.2016.07.091.

Richter, Mario (2013): Business model innovation for sustainable energy. German utilities and renewable energy. In: *Energy Policy* 62, S. 1226–1237. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.038.

Rindelhardt, Udo (2012): 20 Jahre 1000-Dächer-Programm: Langzeiterfahrungen in Sachsen. Hg. v. SAENA GmbH. Dresden.

Roulland, Arnaud (2014): Economical Options for a Better Integration of Flexibilities in the Power Distribution. Ökonomische Handlungsoptionen zur verstärkten Integration von Flexibilitäten im Verteilnetz. Master Thesis. Universität Karlsruhe, Karlsruhe. Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Sarker, Mushfiqur R.; Murbach, Matthew D.; Schwartz, Daniel T.; Ortega-Vazquez, Miguel A. (2017): Optimal operation of a battery energy storage system. Trade-off between grid economics and storage health. In: *Electric Power Systems Research* 152, S. 342–349. DOI: 10.1016/j.epsr.2017.07.007.

Schallmo, Daniel R. A. (Hg.) (2013): Geschäftsmodelle erfolgreich entwickeln und implementieren. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Schill, Wolf-Peter; Zerrahn, Alexander; Kunz, Friedrich (2017): Prosumage of solar electricity. Pros, cons, and the system perspective. In: *EEEP* 6 (1). DOI: 10.5547/2160-5890.6.1.wsch.

Schlemmermeier, Ben; Drechsler, Björn (2017): From Energy Supplier to Capacity Manager: New Business Models in Green and Decentralized Energy Markets. In: Carsten Herbes und Christian Friege (Hg.): Marketing Renewable Energy. Concepts, Business Models and Cases. Cham, Schweiz: Springer International Publishing AG, S. 207–238.

Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian; Hofer, Peter; Kemmler, Andreas; Kirchner, Almut et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Prognos AG; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS). Basel, Köln, Osnabrück. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property%3Dpdf,bereich%3Dbmwi2012,sprache%3Dde,rwb%3Dtrue.pdf, zuletzt geprüft am 26.01.2017.

Schlick, Thomas; Hagemann, Bernhard; Kramer, Michael; Garrelfs, Jens; Rassmann, Alexander (2012): Zukunftsfeld Energiespeicher. Marktpotenzial eines standardisierten Lithium-Ionen-Batteriesystems. Hg. v. Roland Berger Strategy Consultants und Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA). Online verfügbar unter http://www.rolandberger.de/media/pdf/Roland_Berger_Zukunftsfeld_Energiespeicher_20120912.pdf, zuletzt geprüft am 15.04.2015.

Schmidt, O.; Hawkes, A.; Gambhir, A.; Staffell, I. (2017): The future cost of electrical energy storage based on experience rates. In: *Nat. Energy* 6. DOI: 10.1038/nenergy.2017.110.

Schuster, Thomas; Collenberg, Leona Rüdt von (2017): Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation: Springer Gabler.

Schwarz, Ben-Oliver (2017): Wirtschaftliche Bewertung von Photovoltaik-Stromspeichersystemen in Mehrfamilienhäusern und Diskussion einer Umsetzung in Mieterstrommodellen. Masterarbeit. Universität Duisburg-Essen, Essen. Institut für Betriebswirtschaft und Volkswirtschaft.

Shang, Ce; Srinivasan, Dipti; Reindl, Thomas (2016): Generation-scheduling-coupled battery sizing of stand-alone hybrid power systems. In: *Energy* 114 (Supplement C), S. 671–682. DOI: 10.1016/j.energy.2016.07.123.

Sioshansi, Ramteen; Denholm, Paul (2010a): The Value of Concentrating Solar Power and Thermal Energy Storage. In: *IEEE Trans. Sustain. Energy* 1 (3), S. 173–183. DOI: 10.1109/TSTE.2010.2052078.

Sioshansi, Ramteen; Denholm, Paul (2010b): Value of Concentrating Solar Power and Thermal Energy Storage. Technical Report NREL-TP-6A2-45833. Hg. v. NREL. National Renewable Energy Laboratory. Golden, Colorado. Online verfügbar unter http://ieeexplore.ieee.org/document/5484626/, zuletzt geprüft am 06.11.2017.

Springer Gabler Verlag (Hg.) (2017): Gabler Wirtschaftslexikon. Stichwort: Lernkurve. Online verfügbar unter http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/9292/lernkurve-v7.html, zuletzt geprüft am 07.08.2017.

Stenzel, Peter; Fleer, Johannes; Linssen, Jochen (2015a): Elektrochemische Speicher. In: Martin Wietschel, Sandra Ullrich, Peter Markewitz, Friedrich Schulte und Fabio Genoese (Hg.): Energietechnologien der Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Wiesbaden: Springer Vieweg, 157-214.

Stenzel, Peter; Linssen, Jochen; Fleer, Johannes (2015b): Impact of Different Load Profiles on Cost Optimal System Designs for Battery Supported PV Systems. In: *Energy Procedia* 75, S. 1862–1868. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.07.165.

Sterner, Michael; Eckert, Fabian; Thema, Martin; Bauer, Franz (2015): Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung. Kurzstudie im Auftrag des BEE e.V. und der Hannover Messe.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Stiftung Umweltenergierecht; IAEW; Fraunhofer IWES (Hg.) (2014): Roadmap Speicher. Speicherbedarf für erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse. Online verfügbar unter http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Forschung/Roadmap_Speicher_Kurzzusammenfassung_2014-06.pdf, zuletzt geprüft am 19.06.2015.

StromStG, vom 05.12.2012 (1999): Stromsteuergesetz. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromstg/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 09.04.2015.

Struck, Tobias (2015): Abschlussbericht zum Vorhaben "Batteriekraftwerk zur Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt". Hg. v. BUMB-Umweltinnovationsprogramm. Online verfügbar unter https://www.umweltinnovationsprogramm.de/sites/default/files/benutzer/784/dokumente/bmu_abschlussbericht_uba_wemag.pdf, zuletzt geprüft am 14.11.2017.

Teufel, Felix (2015): Speicherbedarf und dessen Auswirkungen auf die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen Ziele zur Energiewende. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2014. Online verfügbar unter https://www.ksp.kit.edu/9783731503415, zuletzt geprüft am 24.04.2017.

Thomann, Robert; Lachmann, Yasmin; Prahl, Oliver (2016): Strombank: Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher. Hg. v. BWPLUS. Online verfügbar unter http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/120150/?COMMAND=DisplayBericht&FIS=203&OBJECT=120150&MODE=METADATA, zuletzt geprüft am 07.08.2017.

Tjaden, Tjarko; Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Schnorr, Felix; Quaschning, Volker (2014): Einfluss des Standorts und Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen. In: *29. Symposium*

Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein. Online verfügbar unter http://www.volker-quaschning.de/downloads/Staffelstein-2014-Tjaden.pdf, zuletzt geprüft am 31.01.2017.

Ullrich, Sven (2016): Entega nimmt Quartierspeicher in Betrieb. In: *Erneuerbare Energien*, 14.09.2016. Online verfügbar unter https://www.erneuerbareenergien.de/entega-nimmt-quartierspeicher-in-betrieb/150/436/97836/, zuletzt geprüft am 05.09.2017.

UStG, vom 22.12.2014 (1980): Umsatzsteuergesetz. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/ustg_1980/index.html#BJNR119530979BJNE002930140, zuletzt geprüft am 07.08.2017.

Unnerstall, Thomas (2017): Der Prosumer und die Energiewirtschaft. In: *energiewirtschaftliche Tagesfragen* 67 (10), S. 44–47.

VDE (Hg.) (2015): Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Unter Mitarbeit von Thomas Aundrup, Hans-Peter (Hrsg.) Beck, Andreas Becker, Alexander Conreder, David Echternacht, Bernd Engel et al. Westnetz GmbH; EFZN; ABB AG; EnBW Energie Baden-Württemberg AG; RWTH Aachen; Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG); TU München; TU Dortmund; Stromnetz Hamburg GmbH; TU Braunschweig; E.ON Gas Storage GmbH; Consultant Vattenfall Europe Innovation; OTH Regensburg; HS-Hannover; Younicos AG; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter http://www.speicherinitiative.at/assets/Uploads/03-Batterienspeicher.pdf, zuletzt geprüft am 22.03.20017.

Veldhuis, A. J.; Reinders, A.H.M.E. (2015): Reviewing the potential and cost-effectiveness of off-grid PV systems in Indonesia on a provincial level. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52, S. 757–769. DOI: 10.1016/j.rser.2015.07.126.

StromNEV, vom 22.12.2016 (2005): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2017.

AbLaV, vom 28.12.2012 (2012): Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/ablav/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 09.04.2015.

Weiss, Thomas; Meyer, Jasper; Plenz, Maik; Schulz, Detlef (2016): Dynamische Berechnung der Stromgestehungskosten von Energiespeichern für die Energiesystemmodellierung und -einsatzplanung. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 40 (1), S. 1–14. DOI: 10.1007/s12398-015-0168-x.

Weitzel, Timm; Glock, Christoph H. (2018): Energy management for stationary electric energy storage systems. A systematic literature review. In: *European Journal of Operational Research* 264 (2), S. 582–606. DOI: 10.1016/j.ejor.2017.06.052.

Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Tjaden, Tjarko; Quaschning, Volker (2014a): Economics of residential PV battery systems in the self-consumption age. In: 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Online verfügbar unter https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2014/04/EUPVSEC-2014-Economics-of-Residential-PV-Battery-Systems-in-the-Self-Consumption-Age.pdf, zuletzt geprüft am 02.05.2017.

Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Tjaden, Tjarko; Quaschning, Volker (2015): Solarspeicherstudie: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Hg. v. BWV Berliner Wissenschafts-Verlag GmbH. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. Berlin. Online verfügbar unter https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2015/05/HTW-Berlin-Solarspeicherstudie.pdf, zuletzt geprüft am 24.01.2017.

Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Tjaden, Tjarko; Quaschning, Volker (2016): Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme. Neue technische Rahmenbedingungen bereiten höheren PV-Ausbau vor. Hg. v. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. Online verfügbar unter https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/02/HTW-Berlin-50-Prozent-Studie.pdf, zuletzt geprüft am 06.04.2016.

Weniger, Johannes; Tjaden, Tjarko; Quaschning, Volker (2014b): Sizing of Residential PV Battery Systems. In: *Energy Procedia* 46, S. 78–87. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.160.

Will, Harald; Zuber, Fabian (2017): Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom. 2. Aufl. Hg. v. BSW. Online verfügbar unter https://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/2189-anwenderleitfaden-geschaeftsmodelle-mit-pv-mieterstrom, zuletzt geprüft am 06.12.2017.

Zakeri, Behnam; Syri, Sanna (2015): Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42, S. 569–596. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.011.

Zens, Stefan (2012): Zwischen Konkurrenz und Kooperation – Wohnungsunternehmen als Akteure der Quartiersentwicklung. Diplomarbeit. Universität Köln. Geographisches Institut. Online verfügbar unter http://www.quartiersforschung.de/download/DA_Zens.pdf, zuletzt geprüft am 31.07.2015.

Zott, Christoph; Amit, Raphael; Massa, Lorenzo (2011): The Business Model. Recent Developments and Future Research. In: *Journal of Management* 37 (4), S. 1019–1042. DOI: 10.1177/0149206311406265.

Anhang I: Eingangsparameter für die Entwicklung der Steuern, Abgaben und Umlagen

Alle Werte sind in €/kWh$_{2017}$ angegeben.

Jahr	EEG-Umlage	NNE	Konzessionsabgabe	KWKG-Umlage	Offshore-Haftungsumlage	AbLaV-Umlage	Stromsteuer	Umsatzsteuer
2017	0,0688	0,0748	0,0166	0,00438	0,0009	0,00006	0,0205	0,0554
2018	0,0715	0,0748	0,0163	0,00438	0,0009	0,00006	0,0201	0,0554
2019	0,0730	0,0748	0,0160	0,00438	0,0009	0,00006	0,0197	0,0555
2020	0,0744	0,0748	0,0156	0,00438	0,0009	0,00006	0,0193	0,0555
2021	0,0755	0,0748	0,0153	0,00438	0,0009	0,00006	0,0189	0,0562
2022	0,0758	0,0748	0,0150	0,00438	0,0009	0,00006	0,0186	0,0570
2023	0,0758	0,0748	0,0147	0,00438	0,0009	0,00006	0,0182	0,0578
2024	0,0735	0,0748	0,0145	0,00438	0,0009	0,00006	0,0178	0,0585
2025	0,0718	0,0748	0,0142	0,00438	0,0009	0,00006	0,0175	0,0593
2026	0,0684	0,0748	0,0139	0,00438	0,0009	0,00006	0,0172	0,0582
2027	0,0667	0,0748	0,0136	0,00438	0,0009	0,00006	0,0168	0,0572
2028	0,0650	0,0748	0,0134	0,00438	0,0009	0,00006	0,0165	0,0561
2029	0,0641	0,0748	0,0131	0,00438	0,0009	0,00006	0,0162	0,0550
2030	0,0603	0,0748	0,0128	0,00438	0,0009	0,00006	0,0158	0,0540
2031	0,0546	0,0748	0,0126	0,00438	0,0009	0,00006	0,0155	0,0538
2032	0,0491	0,0748	0,0123	0,00438	0,0009	0,00006	0,0152	0,0537
2033	0,0452	0,0748	0,0121	0,00438	0,0009	0,00006	0,0149	0,0535
2034	0,0445	0,0748	0,0119	0,00438	0,0009	0,00006	0,0146	0,0534
2035	0,0445	0,0748	0,0116	0,00438	0,0009	0,00006	0,0144	0,0532
2036	0,0445	0,0748	0,0114	0,00438	0,0009	0,00006	0,0141	0,0530
2037	0,0445	0,0748	0,0112	0,00438	0,0009	0,00006	0,0138	0,0529
2038	0,0445	0,0748	0,0110	0,00438	0,0009	0,00006	0,0135	0,0527

Anhang II: Stromeinkaufs- und Stromverkaufspreise für das Mieterstrommodell

Alle Werte sind in ct/kWh$_{2017}$ angegeben.

Jahr	Durchschnittl. Stromtarif	Grundversorgertarif	90% des Grundversorgertarifs	Günstiger Stromtarif
2017	29,16	30,30	27,27	23,96
2018	29,17	30,31	27,28	23,97
2019	29,19	30,32	27,29	23,99
2020	29,20	30,34	27,30	24,00
2021	29,60	30,75	27,68	24,32
2022	30,00	31,17	28,05	24,65
2023	30,40	31,59	28,43	24,98
2024	30,80	32,00	28,80	25,31
2025	31,20	32,42	29,17	25,64
2026	30,64	31,83	28,65	25,18
2027	30,08	31,25	28,13	24,72
2028	29,52	30,67	27,60	24,26
2029	28,96	30,09	27,08	23,80
2030	28,40	29,51	26,56	23,34
2031	28,32	29,42	26,48	23,27
2032	28,24	29,34	26,41	23,21
2033	28,16	29,26	26,33	23,14
2034	28,08	29,17	26,26	23,08
2035	28,00	29,09	26,18	23,01
2036	27,92	29,01	26,11	22,94
2037	27,84	28,93	26,03	22,88
2038	27,76	28,84	25,96	22,81

Anhang III: Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method

-nicht öffentlich-