



ESQUIRE

Energiespeicherdienste
für smarte Quartiere

Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO
Frieder Schnabel

Geschäftsmodelle für gemeinschaftlich genutzte Quartierspeicher

Arbeitspapier zum AP 2.4 „Ableitung von Geschäftsmodelloptionen“

Impressum

Projekt

Der vorliegende Bericht entstand im Forschungsprojekt „Energiespeicherdienste für smarte Quartiere (Esquire)“. Das Projekt wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert. Förderkennzeichen: 02K15A020 (Teilprojekt IAO: Dienstleistungskonzepte und Geschäftsmodelle für Quartierspeicher)

Für nähere Informationen zum Projekt: www.esquire-projekt.de

Projektleitung

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)

Potsdamer Str. 105, 10785 Berlin

www.ioew.de

Kooperationspartner

Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation (IAO)

Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart

www.iao.fraunhofer.de/lang-de

Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

Institut für Programmstrukturen und Datenorganisation (IPD)

Kaiserstraße 12, 76131 Karlsruhe

www.informatik.kit.edu/257.php

evohaus GmbH

Emil-Nolde-Str. 2, 76227 Karlsruhe

www.evohaus.com

ENTEKA AG, Darmstadt

Frankfurter Straße 10, 64293 Darmstadt

www.entega.ag

Fachlicher Input

Herzlichen Dank an Herrn Dr. Peter Eckerle, Geschäftsführer StoREgio Energiespeichersysteme e.V., der als Diskussionspartner und inhaltlicher Inputgeber bei der Erstellung dieses Berichtes zur Verfügung stand.

Zitiervorschlag

Schnabel, Frieder (2020): Geschäftsmodelle für gemeinschaftlich genutzte Quartierspeicher, Projekt Esquire, Arbeitspapier, Stuttgart.

Vorbemerkung

Zur besseren Lesbarkeit werden im nachfolgenden Arbeitspapier personenbezogene Bezeichnungen in der männlichen Form aufgeführt. Die Angaben schließen im gleichen Sinne alle Geschlechter mit ein und sind somit geschlechtsneutral zu verstehen. Diese verkürzte Sprachform hat redaktionelle Gründe und beinhaltet keine Wertung.

Stuttgart, 30. Juni 2020



Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	5
2. Bislang am Markt umgesetzte Geschäftsmodelle mit Stromspeichern.....	6
2.1. Prosumer-orientierte Geschäftsmodelle	6
2.1.1 <i>Community-Modelle</i>	6
2.1.2 <i>Cloud-Modelle</i>	8
2.1.3 <i>Quartierspeicher-Modelle</i>	9
2.1.4 <i>Netz-Modelle</i>	10
2.2. Geschäftsmodelle ohne Prosumer-Bezug.....	11
2.2.1 <i>Gewerbeunternehmen</i>	11
2.2.2 <i>Netzdienstleistungen</i>	12
3. Erfolgskriterien zur Entwicklung und Bewertung von Geschäftsmodellen.....	13
3.1. Allgemeine Erfolgskriterien.....	13
3.2. Spezifische Erfolgskriterien in Prosumer-orientierten Geschäftsmodellen zu Quartierspeichern	19
3.3. Spezifische Erfolgskriterien in gewerblich orientierten Geschäftsmodellen zu Quartierspeichern	21
4. Tool zur Unterstützung bei der Entwicklung von Geschäftsmodellen	23
5. Beispiele zukünftiger Geschäftsmodelle für Quartierspeicher	25
5.1. Peer-to-Peer-Stromhandel.....	25
5.2. Redispatch.....	29
6. Multi-Use-Geschäftsmodelle.....	33
6.1. Quartierspeicher als flexibler Ersatz für individuelle Heimspeicher.....	34
6.1.1 <i>Primäranwendung</i>	34
6.1.2 <i>Mögliche Sekundäranwendungen</i>	37
6.2. Quartierspeicher für Netz- und Systemdienstleistungen	41
6.2.1 <i>Primäranwendung</i>	41
6.2.2 <i>Mögliche Sekundäranwendungen</i>	42
6.3. Smarter Quartiersmanager	44
6.3.1 <i>Primäranwendung</i>	44
6.3.2 <i>Mögliche Sekundäranwendungen</i>	45
6.4. Fazit Multi-Use	45

7. Rechtliche Aspekte ausgewählter Geschäftsmodelle.....	47
7.1. Geschäftsmodelle zur Hausenergieversorgung	47
7.1.1 <i>Anlagenbetreiber</i>	47
7.1.2 <i>Eigenversorgung (PV & Speicher) ohne Zweitnutzung des Speichers</i>	48
7.1.3 <i>Zweitnutzung des Batteriespeichers im NAV</i>	50
7.1.4 <i>Eigenversorgung (PV & Speicher) mit Zweitnutzung des Speichers in Kundenanlage</i>	51
7.2. Sonstige rechtliche Aspekte	52
8. Energetische Bewertung ausgewählter Geschäftsmodelle.....	54
8.1. Eigenversorgung (PV mit/ohne Speicher).....	55
8.2. Eigenversorgung + Ladeinfrastruktur	56
8.3. Spitzenlastbegrenzung (mit/ohne Ladeinfrastruktur)	58
8.4. Stromkonto	59
8.5. Überblick energetische Bewertung.....	61
9. Fazit und Zusammenfassung	62
10. Literaturverzeichnis	64

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Allgemeine Erfolgskriterien.....	14
Abbildung 2: Beispiel eines der 55 Grundmuster von Geschäftsmodellen.....	23
Abbildung 3: Beispiel einer der Fragen zu allgemeinen Erfolgskriterien	24
Abbildung 4: Entscheidungsbaum zur Geschäftsmodellauswahl.....	46
Abbildung 5: Aufbau der Simulationsumgebung	54
Abbildung 6: Ladeprofile Eigenversorgung mit Speicher	55
Abbildung 7: Leistungen bei Netzbezug ohne Batterie (links) und mit Batterie (rechts)	55
Abbildung 8: Leistungen bei Netzeinspeisung ohne Batterie (links) und mit Batterie (rechts).....	56
Abbildung 9: Ladeprofile Eigenversorgung + Ladestrom für Elektrofahrzeuge	57
Abbildung 10: Ladezustände der Batterie bei Eigenverbrauch + Ladestrom für Elektrofahrzeuge.....	57
Abbildung 11: Versuch der Spitzenlastbegrenzung auf $P_{\max} = 20$ kW	58
Abbildung 12: Versuch der Spitzenlastbegrenzung auf $P_{\max} = 30$ kW	58
Abbildung 13: Spitzenlastbegrenzung auf $P_{\max} = 36$ kW (mit Ladeinfrastruktur)	59
Abbildung 14: Ladezustände der Batterie (1.000 kWh) bei reinem Eigenverbrauch.....	60
Abbildung 15: Ladezustände der Batterie (1.000 kWh) bei reinem Eigenverbrauch und Ladeinfrastruktur.....	60

1. Einleitung

In der heutigen Zeit verändern sich Märkte sehr schnell. Kürzere Innovationszyklen, neue Technologien, höhere Wettbewerbsintensität und die Globalisierung verstärken diese Dynamisierung. Dieser Trend trifft auch auf die Energiebranche zu. Etablierte Unternehmen müssen ihre meist über viele Jahre und Jahrzehnte erfolgreichen Produkte und Dienstleistungen sowie ihre ganze Geschäftstätigkeit überdenken (Bründlinger, et al., 2018). Denn neue Player mit innovativen Ideen und Technologien treten auf den Markt und der klassische Stromverkauf scheint längst nicht mehr so attraktiv wie früher.

Doch wie schaffen es Unternehmen, bei dieser hohen Komplexität und Dynamik der Märkte, wettbewerbsfähig zu bleiben? Es gilt vor allem, zündende Ideen zu entwickeln und daraus innovative Geschäftsmodelle zu formen. Ein Geschäftsmodell beschreibt die logischen Zusammenhänge einer Organisation und wie durch diese ein Mehrwert für Kunden sowie Erlöse für die Organisation erzielt werden (Bullinger, Bauer, & Rüger, 2018).

Einer der für die Energiewende vergleichsweise neuen und relevanten Technologien sind Stromspeicher (Schill, Diekmann, & Zerrahn, 2015). Sie werden vorwiegend eingesetzt, um durch zeitliche Entkopplung von Energieerzeugung und -verbrauch den Eigenverbrauchsanteil von Erneuerbaren Energien zu erhöhen.

Private Heimspeicher sind bereits weit verbreitet. Eine neue Form hingegen stellen Quartierspeicher dar, die von mehreren Nutzern gemeinschaftlich genutzt werden können. Diese haben einige Vorteile gegenüber Heimspeichern. So ist etwa kein Platzbedarf im eigenen Wohngebäude notwendig, verbunden mit der nicht vorhandenen Brandlast. Zudem können die Speicherkosten pro Kapazität aufgrund von Synergieeffekten geringer ausfallen (Hoffmann, Mohaupt, & Ortmanns, 2018). Allerdings sind die Investitionskosten für Stromspeicher noch vergleichsweise hoch, sodass es der Entwicklung von tragfähigen Geschäftsmodellen bedarf.

Doch wie können solche Geschäftsmodelle aussehen? Mit dieser Fragestellung beschäftigt sich dieser Bericht. Hierzu wird ein Blick auf bereits bestehende Geschäftsmodelle für Energiedienstleistungen geworfen. Aber auch die Frage, wie neue Geschäftsmodelle entwickelt werden können, welche Gesichtspunkte dabei zu berücksichtigen sind und wie dabei am besten vorgegangen wird, soll beleuchtet werden. Zudem werden Beispiele von möglichen zukünftigen Geschäftsmodellen aufgezeigt. Weiterhin wird der Multi-Use-Ansatz zur effizienteren Ausnutzung des Quartierspeichers vorgestellt sowie rechtliche und energetische Besonderheiten anhand von Beispielen von Geschäftsmodellen dargestellt.

2. Bistlang am Markt umgesetzte Geschäftsmodelle mit Stromspeichern

Im Projekt Esquire wurden zunächst über eine Recherche aktuell am Markt bestehende Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit der Bewirtschaftung von Batteriespeichersystemen identifiziert. In den nachfolgenden Teilkapiteln ist eine Zusammenfassung daraus dargestellt.

Die Diskussion konzentriert sich auf Geschäftsmodelle für Prosumer im privaten Umfeld, d. h. Haushaltskunden, die in der Regel einen Teil ihres Strombedarfs aus einer PV-Anlage selbst decken. Im Zentrum der Prosumer-Geschäftsmodelle steht die Optimierung der Eigenversorgung. Geschäftsmodelle für Gewerbeunternehmen werden zusammenfassend dargestellt, wobei die Geschäftsmodelle für Haushalte in weiten Bereichen auf kleine Gewerbeunternehmen übertragen werden können.

Alle genannten Zahlen, Fakten und Preise beziehen sich auf den Zeitpunkt im März 2019 und können sich verändert haben.

2.1. Prosumer-orientierte Geschäftsmodelle

Allen Modellen gemein ist die Optimierung der Nutzung von Strom aus einer PV-Dachanlage. Die Optimierung erfolgt über ein Energiemanagementsystem, das die verschiedenen Anlagen und damit die Energieströme entsprechend steuert. In allen Geschäftsmodellen, bei denen neben einem Stromliefervertrag auch die Anschaffung von Hardware vorgesehen ist, werden Einfamilienhaushalte adressiert, bei denen alle Anlagen inkl. der PV-Anlage personenidentisch betrieben werden. Die Übertragbarkeit der Modelle auf Mehrfamilienhäuser z. B. im Rahmen von Mieterstrommodellen ist grundsätzlich gegeben, müsste aber im Einzelfall hinsichtlich unterschiedlicher regulatorischer Bedingungen näher untersucht werden.

Über diesen gemeinsamen Kern hinaus differenzieren sich die Modelle. Diese können grob in die nachfolgenden Kategorien eingeteilt werden.

2.1.1 Community-Modelle

Eine Community besteht aus einer definierten Gruppe an Personen bzw. Haushalten. Eine Community kann, muss aber nicht mit einem Quartier oder anderen regionalen Begrenzung einhergehen. Das Wertversprechen besteht im Wesentlichen in der Bildung einer regionalen Gemeinschaft, einer sog. „Shared Economy“. Im Detail bedeutet das, dass sich die Beteiligten der Community gegenseitig in ihrer Stromversorgung unterstützen, d. h. eine Überschusserzeugung eines Hauses wird zur Versorgung eines anderen Community-Mitglieds verwendet, wenn dieses gerade nicht genug Energie selbst produziert. Darüber hinaus wird eine deutliche Senkung der Energiekosten versprochen.

Das derzeit bekannteste Unternehmen mit einem Community-Geschäftsangebot ist die Firma sonnen. In diesem Modell erwirbt der Kunde von sonnen einen Batteriespeicher und geht einen Stromversorgungsvertrag ein. Der Speicher kann zu PV-Anlagen ab dem Installationsjahr 2012 nachgerüstet werden. In der Regel dürfte die Anschaffung des Speichers aber in Kombination mit der Installation einer neuen PV-Anlage erfolgen.

Das Stromversorgungsangebot besteht in Flatrates unterschiedlicher Größenordnung. In der kleinsten Flatrate wird dem Kunden eine kostenlose Strommenge von 4250 kWh/a zur Verfügung gestellt, die größte Flatrate umfasst 8000 kWh/a. Welche Flatrate in Frage kommt, richtet sich nach der Größe der PV-Anlage und des Speichers. Hier bestehen für jede Flatrate Minimum-Größen, mit denen sichergestellt wird, dass die PV-Energieerzeugung immer über der Flatrate liegt. Für die Flatrate fallen monatliche Pauschalgebühren von 19,99 Euro bzw. 29,99 Euro (Flat 8000) an, in denen die Grundkosten wie Zählergebühren bereits enthalten sind (Stand: März 2019). Überschreitet ein Haushalt die Flatrate, wird jede zusätzlich verbrauchte kWh mit derzeit 23 Cent/kWh, ab einem Mehrverbrauch von 2000 kWh mit 25,9 Cent/kWh berechnet (sonnen, 2019).

Die Stromverbrauchsmenge ist nicht identisch mit der aus dem Netz bezogenen Strommenge. Als Verbrauch gilt der gesamte Stromverbrauch des Haushalts inkl. der Verlustenergie des Speichers, unabhängig ob dieser direkt, über den Speicher oder aus dem Netz gedeckt wurde. Für die physikalisch in das Netz eingespeiste PV-Überschusserzeugung erhält der Kunde die EEG-Vergütung. Es erfolgt also keine Verrechnung dieser Überschussmenge mit dem Netzbezug wie bei Cloud-Modellen (vgl. Kap. 2.1.2).

sonnen sichert sich im Rahmen des Stromlieferungsvertrags das Recht, den Batteriespeicher zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu nutzen. Dies gilt insbesondere für die Erbringung von Primärregelleistung, für die sonnen vor einigen Monaten eine Präqualifizierung erhalten hat. Die finanziellen Auswirkungen des Geschäftsangebots sind für den Endverbraucher schwer zu überblicken. Einige hierfür wesentliche Informationen finden sich nicht in den von sonnen im Internet veröffentlichten Beispielrechnungen, sondern erst in den allgemeinen Geschäftsbedingungen.

Gegenüber der eigenständigen Eigenversorgungsoptimierung mit einer PV-Speicher-Kombination erscheint das Angebot von sonnen insofern attraktiv, da eine bestimmte Strommenge kostenfrei zur Verfügung gestellt wird, auch wenn diese aus dem Netz bezogen wird. Insofern ähnelt die sonnen-Flat einem Cloud-Angebot. Gleichzeitig erhält der Kunde aber für seine gesamte eingespeiste Energie die EEG-Vergütung ausgezahlt. Solange die Obergrenze der Flatrate nicht überschritten wird, erhält der Kunde also den tagsüber im Sommer überschüssig erzeugten Strom vergütet und kann gleichzeitig nachts und im Winter kostenfreien Strom beziehen und z. B. für ein Elektrofahrzeug oder eine Wärmepumpe verwenden, die sich zu diesen Zeiten nicht direkt aus der PV-Anlage versorgen lassen können.

Problematisch wird die Rechnung dadurch, dass der Kunde für die aus dem Netz bezogene Teilmenge seiner Flatrate sonnen die Umsatzsteuer erstatten muss. De facto ist damit die bezogene Energie für den Kunden nicht kostenlos. Hinzu kommt, dass durch den installierten Speicher Energieverluste eintreten, die den Eigenverbrauch des Hauses erhöhen. Und zuletzt hat sonnen das Recht, den Speicher primär zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu nutzen, ohne den Kunden an den Erlösen daraus zu beteiligen. Da der Speicher in dieser Zeit nicht zur Hausoptimierung genutzt werden kann, entsteht ggf. eine zusätzliche Netzeinspeisung bzw. ein zusätzlicher Netzbezug. Wie sich dies auf die Gesamtwirtschaftlichkeit des sonnen-Angebots auswirkt, müsste in einer detaillierten Analyse bewertet werden.

Eindeutig ist, dass die Werbung mit einer Community eine reine Marketing-Aktion darstellt. Physikalisch kann nämlich nicht sichergestellt werden, dass der von einem Haushalt erzeugte Strom an ein anderes Community-Mitglied geliefert wird. sonnen beabsichtigt dies auch nicht, da in den allgemeinen Geschäftsbedingungen erklärt wird, dass der vom Kunde eingespeiste Strom im Rahmen einer

Direktvermarktung im Marktprämienmodell veräußert wird, d. h. über die Börse und nicht an einen Dritten.

Ein weiteres Community-Angebot sollte im Projekt GreenPowerGrid der Stadtwerke Speyer entwickelt werden. Hierbei wurde die Community in einen räumlichen Kontext, dem Versorgungsgebiet der Stadtwerke, gestellt (Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik ITWM, 2019). Gegenüber dem Community-Angebot von sonnen wurde hier die lokale Verbundenheit der Community-Mitglieder untereinander und zur Kommune in das Geschäftsmodell eingebracht. Die gegenseitige Versorgung der Community-Mitglieder sollte einen Beitrag dazu leisten, möglichst viel lokal erzeugte Erneuerbare Energie auch lokal zu nutzen und so das energiepolitische Ziel der Kommune unterstützen, den gesamten im Stadtgebiet verbrauchten Strom bis 2030 aus Erneuerbaren Energien zu decken. Im Gegensatz zu sonnen sollte das Modell dies auch physikalisch dadurch unterstützen, dass die Speicher in den Haushalten neben der Eigenversorgungsoptimierung dazu genutzt werden sollten, den Überschussstrom eines anderen Community-Mitglieds zwischenspeichern und bei Bedarf wieder in die Community abzugeben. Da diese Strommengen zwischenzeitlich durch das öffentliche Netz gingen, verlören sie die Privilegierung bezüglich Netzentgelten und EEG-Umlage im Vergleich zum Eigenverbrauch im Haushalt. Außerdem stünden die Speicher nicht oder nur in geringem Umfang zur Erbringung von Systemdienstleistungen zur Verfügung. Die damit zu erwartenden wirtschaftlichen Nachteile müssten über einen höheren Stromverkaufspreis oder höhere Community-Pauschale refinanziert werden. Letztlich müssten die Kunden daher die Aspekte Regionalität und Community in Verbindung mit EE-Strom zusätzlich honorieren. Leider wurde das Projekt wegen ausbleibender Förderung nicht fortgesetzt, so dass diese interessante Frage nicht beantwortet werden konnte.

Eine Fortsetzung des Community-Gedankens findet sich in Peer2Peer-Energiehandels-Lösungen, die derzeit insbesondere in Kombination mit Blockchain-Technologien verfolgt werden (vgl. Kap. 5.1). Alle bisher bekannten Ansätze dazu befinden sich noch in einem Versuchsstadium.

2.1.2 Cloud-Modelle

Grundsätzlich besteht das Wertversprechen bei Cloud-Modellen darin, eine bilanziell erhöhte Eigenversorgung zu erzielen, indem selbst erzeugter Strom „virtuell“ zwischengespeichert wird. Konkret wird also eine Überschusseinspeisung des Kunden aus seiner lokalen PV-Anlage einem „Stromkonto“ gutgeschrieben und dem Kunden die Möglichkeit gegeben, dieses Guthaben zu einem späteren Zeitpunkt wieder abzuheben. Prinzipiell übernimmt das Stromkonto damit die Funktion eines Energiespeichers, nur nicht zwangsweise physikalisch vor Ort.

Erste Überlegungen zu Cloud-Geschäftsangeboten fanden z. B. bei der MVV Energie AG im Jahr 2013 statt. MVV hatte in ihrem „Strombank“-Geschäftsmodell das Stromkonto noch mit einem physikalischen Quartierspeicher verbunden (MVV Energie, 2016). Durch die damit einhergehenden Energieverluste sowie die teilweise Doppelbelastung der Energieströme mit Abgaben und Gebühren erwies sich das Geschäftsmodell aber als unwirtschaftlich und wurde nicht umgesetzt, obwohl die Kunden sehr daran interessiert waren.

In den Cloud-Angeboten z. B. von senec (Senec, 2019) oder EWE wird der Strom rein bilanziell „in der Cloud“ gespeichert. Alle bekannten Cloud-Angebote begrenzen den Umfang des „Cloud-Speichers“. Die Kunden treten die Ansprüche auf EEG-Vergütung an den Cloud-Anbieter ab. Während senec die EEG-Vergütung für eingespeiste Energiemengen, die über den Umfang des Cloud-Speichers hinausge-

hen, dem Kunden erstattet, behält EWE diese ein. Die Kosten der Rücklieferung für vom Cloud-Speicher abgehobenen Energiemengen trägt der Cloud-Anbieter. Dafür hat er zum einen die EEG-Vergütung erhalten, zum anderen erhebt er einen monatlichen Pauschalbetrag, aus dem die restlichen Kosten gedeckt werden.

Bezieht der Kunde mehr Energie als durch den Umfang des Cloud-Speichers abgedeckt, werden ihm die zusätzlichen Mengen in Rechnung gestellt. Auch hier führen die Energieverluste des Speichers erstmal zu einem höheren Energieverbrauch, der bei der Wahl der Größenordnung des Cloud-Speichers zu berücksichtigen ist.

Interessante Weiterentwicklungen des Cloud-Modells von senec bestehen darin, aus dem Cloud-Speicher auch Dritte zu versorgen oder den Strom zum Laden eines Elektrofahrzeugs auch im öffentlichen Bereich zu verwenden.

Wie beim Community-Angebot von sonnen bedarf es bei den Cloud-Angeboten einer individuellen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Generell erscheint das Cloud-Angebot von EWE nachteilig. Hierbei behält EWE die EEG-Vergütung ein, selbst wenn der Kunde bilanziell einen Überschuss eingespeist haben sollte.

2.1.3 Quartierspeicher-Modelle

Das Modell Quartierspeicher ähnelt dem einer Installation eines Heimspeichers. Das primäre Wertversprechen liegt in der Zwischenspeicherung von selbst erzeugtem Strom. Hier wird der Speicher jedoch ausgelagert. Ein Quartierspeicher übernimmt im übertragenen Sinn die Funktion eines Bankschließfachs und kann Energie aufnehmen, die der Prosumer nicht zu Hause lagern möchte. Dies ist besonders für Zielgruppen interessant, die aufgrund von Platzproblemen oder Sicherheitsbedenken (z. B. Brandlast) keine Batteriespeicher bei sich lokal installieren möchten. Weitere Wertversprechen können darin bestehen, dass der Prosumer flexibler bleibt als beim Kauf eines Heimspeichers (z. B. bei Zuwachs im Haushalt) oder dass mögliche Schäden am Betriebsmittel zu Lasten des Speicherbetreibers gehen (vertraglich festgelegt wird eine verfügbare Leistung und eine verfügbare Kapazität). Dem Betreiber erlaubt ein Quartierspeicher im Gegenzug eine optimierte Fahrweise und die Nutzung von Synergieeffekten. Im Gegensatz zu den vorstehenden Modellen erlaubt das Angebot eines Quartierspeichers den Kunden keine saisonale Verschiebung von Energiemengen.

Ist der Quartierspeicher am öffentlichen Netz angebunden (Beispiel ENTEGA in Groß-Umstadt), wird die Energiemenge, die der Prosumer mit Umweg über den Speicher im Haus verbraucht, mit allen Abgaben, Steuern und Gebühren belastet. Diesem Nachteil steht der Vorteil gegenüber, dass der Speicher sich nicht notwendigerweise im Quartier befinden muss. Befindet sich der Speicher in einem abgegrenzten Arealnetz (Beispiel Evohaus in Mannheim) entfallen die Netzentgelte und daran gekoppelte Preisbestandteile, nicht aber die EEG-Umlage oder Stromsteuer, solange nicht eine Personenidentität von PV-Anlagenbesitzer, Speicherbetreiber und Letztverbraucher besteht. Fällt dieser Speicher aus, kann er nicht durch Speicher außerhalb der Kundenanlage kompensiert werden.

Die Energiemenge, die ein Quartierspeicher aufnehmen kann, ist durch seine technischen Daten beschränkt. In der Regel dienen Quartierspeicher daher primär dem Tag-Nacht-Ausgleich der Energieversorgung der Prosumer. Mit den aktuell verwendeten Technologien (z. B. Lithium-Ionen-Akkumulatoren) ist eine Speicherung über Wochen oder Monate nicht sinnvoll. Im Gegensatz zum privaten Speicher kann ein Quartierspeicher aber intelligenter und effizienter betrieben werden.

ENTEKA bietet z. B. infolge des Esquire-Projektes ihren Kunden eine zeitvariable Scheibe am Quartierspeicher an (Entega, 2020). So besteht im Frühjahr und Herbst üblicherweise mehr Bedarf an Speicherkapazität als im Winter. Dies betrifft alle Haushalte im Quartier. Aus der Zuteilung variabler Speichergrößen kann der Speicherbetreiber daher im Wesentlichen unterschiedliche Anteile des Speichers für eine Zweitnutzung allokatieren und diese effizienter an Märkte bringen als bei Zugriff auf einen Speicherschwarm. Kommen gegenläufige Verbrauchsprofile hinzu (z. B. bei Einbezug von Gewerbeunternehmen), kann auch eine im Tagesverlauf variable Kapazitätszuordnung Sinn machen. Neben PV-Anlagen können hier auch andere Stromquellen, z. B. BHKWs zum Einsatz kommen.

Rein wirtschaftlich betrachtet fallen bei einem Quartierspeicher im öffentlichen Netz je nach vorliegendem Anwendungsfall enorme zusätzliche Kosten je kWh in Form von Abgaben und Gebühren an im Vergleich zur Nutzung eines Heimspeichers ohne öffentlichen Netzanschluss. Ein Quartierspeicher in einem Arealnetz kann ungefähr die Hälfte davon einsparen. Insbesondere für Quartierspeicher im öffentlichen Netz erscheint es unwahrscheinlich, dass diese Nachteile durch eine optimierte Zweitnutzung oder Investitionskostenvorteile aufgewogen werden können. Letztlich hängt das Modell daher an einer emotional begründeten Zahlungsbereitschaft der Prosumer für die Auslagerung des Speichers.

2.1.4 Netz-Modelle

Unter Netz-Modellen sind solche Geschäftsmodelle zu verstehen, bei denen der Speicher für weitere Anwendungen als zur reinen Zwischenspeicherung von PV-Strom freigegeben wird, um ihn effizienter zu nutzen und weitere Gewinne zu erzielen. Die Kunden werden im Gegenzug an den Erlösen aus einer Zweitnutzung beteiligt.

Das einzige bisher bekannte Geschäftsangebot, das einen Prosumer explizit an den Erlösen aus einer Zweitnutzung seines Speichers beteiligt, stammt von Caterva. Das Unternehmen wurde im April 2018 von der Firma Alelion übernommen. Alelion führte das Angebot von Caterva unter dem neuen Namen „Nima“ weiter, meldete jedoch im Mai 2019 seinerseits Insolvenz an, mit zum Recherchezeitpunkt offenem Ausgang (PV Magazin, 2019).

Das Geschäftsmodell von Caterva kombiniert eine Optimierung der Eigenversorgung im Haus mit einem wirtschaftlichen Anreiz, den Speicher zur Erbringung von Primärregelleistung zur Verfügung zu stellen. Caterva hatte hierfür als erstes Speicherunternehmen eine Präqualifizierung erhalten. Die Eigenversorgungsoptimierung erfolgt ähnlich einem Cloud-Modell. Dem Kunden wird Freistrom bis zur Erzeugungsmenge seiner PV-Anlage zur Verfügung gestellt, maximal allerdings 10.000 kWh/a. Zusätzlich übernimmt Caterva die Wartung des Speichers für einen Zeitraum von 10 bzw. 20 Jahren. Die von Caterva vertriebenen Speicher sind mit 20 kW Be- und Entladeleistung sowie 19 kWh Speicherkapazität vergleichsweise groß dimensioniert, um eine effiziente Regelleistungserbringung zu ermöglichen. Der 20 kW-Speicher wird mit 16 kW zur Regelleistung angemeldet. Die restlichen 4 kW dienen dem internen Betrieb des Speicherpools sowie zur Eigenversorgungsoptimierung.

Als Incentive zur Teilnahme an der Regelleistung sollte der Kunde einen Bonus von 1000 Euro/a (bei einem Großspeicher) erhalten. Der Bonus wurde allerdings an die Bedingung geknüpft, dass die Erträge aus der Primärregelleistung einen Betrag von 110.000 Euro im Abrechnungsjahr erlaubten. In den letzten Jahren sind diese Erträge deutlich gesunken, liegen allerdings noch über der Grenze von 110.000 Euro.

Die große Freistrommenge, die langfristige Garantie sowie die Beteiligung an Zweitnutzungserlösen machten das Angebot insbesondere für Haushalte mit großen Verbrauchern wie Wärmestrom und Elektrofahrzeugen interessant.

Zwar keine Beteiligung an Erlösen aus Zweitnutzung aber indirekt doch ein Netz-Modell besteht in der Nutzung von Batteriespeichern als schaltbare Last im Sinne §14a EnWG. Darin kann der Netzbetreiber für den Strombezug des Speichers ein verringertes Netzentgelt anbieten. Da durch die Aufnahme von Netzstrom in den Speicher die gesamte gespeicherte Strommenge „grau“ wird, muss hierbei genau darauf geachtet werden, dass für Rückspeisungen von Strom aus der Batterie in das Netz keine Vergütung in Anspruch genommen wird.

Offiziell ist kein Geschäftsmodell bekannt, das diese Möglichkeit in den Mittelpunkt stellt. Dafür wären die möglichen Vorteile auch zu gering. Als Bestandteil eines darüber hinaus gehenden Geschäftsmodells könnte diese lokale Form der netzdienlichen Zweitnutzung aber interessant sein. Darüber hinaus befindet sich o.g. §14a EnWG seit einiger Zeit in Bearbeitung. Möglicherweise ergeben sich nach Fertigstellung weitere Vorteile aus der Umsetzung von Netz-Modellen.

2.2. Geschäftsmodelle ohne Prosumer-Bezug

Während sich Prosumer-orientierte Geschäftsmodelle im Wesentlichen auf die Optimierung einer Eigenversorgung zumeist aus PV-Anlagen konzentrieren, kommen im gewerblichen Umfeld zusätzliche Nutzenfaktoren hinzu. Gleichzeitig steigt die Größe der typischerweise hierbei zum Einsatz kommenden Speichersysteme, wodurch sich zum einen bessere Skaleneffekte und bessere Zweitnutzungspotentiale ergeben. Auf der anderen Seite zahlen Unternehmen häufig deutlich weniger für ihre Energie, so dass sich Einsparungen weniger bemerkbar machen. Auch im gewerblichen Bereich gibt es daher aktuell keinen universell funktionierenden Business Case für Speichersystemen, aber einige Bereiche, die systematisch analysiert werden sollten.

2.2.1 Gewerbeunternehmen

Oberhalb von 100.000 kWh Jahresverbrauch erfolgt bei Kunden eine registrierende Lastgangmessung (vgl. § 12 der Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV). Damit einher geht die Aufteilung der Energiekosten in einen Leistungsanteil (Abrechnung nach Spitzenlast im Jahresverlauf in kW) und einen Arbeitsanteil (Abrechnung nach Energiemenge in kWh). Leistungsanteil und Arbeitsanteil variieren in Abhängigkeit von der Zahl der Vollbenutzungsstunden. Diese ergibt sich aus dem Quotienten von Jahresstromverbrauch (kW*h) und Spitzenlast (kW). Die Vollbenutzungsstunden sind ein Maß für die Gleichmäßigkeit des Stromverbrauchs im Jahresverlauf.

Ein bereits umsetzbares Geschäftsmodell zur Reduzierung des leistungsbezogenen Kostenanteils ist die „Spitzenlastkappung“. Durch die Versorgung kurzer, hoher Leistungsabfragen mit Energie aus einem Speichersystem wird die Jahresspitzenlast reduziert. Dies erfolgt umso effizienter je schmaler die Lastspitzen sind, da die für die Lastspitzenkappung erforderliche Speicherkapazität dadurch kleiner wird. Selten auftretende und gut vorhersehbare Lastspitzen ermöglichen Chancen, den Speicher parallel auch noch für andere Nutzungsarten zu verwenden.

Eine spezielle Ausprägung der Lastspitzenkappung entsteht aus dem §19, Abs. (2) der StromNEV. Hierin ist festgelegt, dass Unternehmen bei Überschreiten einer Vollbenutzungsstundenzahl von 7000 das Recht haben, mit dem Netzbetreiber eine Reduzierung der spezifischen Netzentgelte zu verhandeln. Dies gilt aber nur für Unternehmen mit mindestens 10 GWh Stromverbrauch. Die Ersparnis

kann bei 80-90 Prozent der Netzentgelte liegen. Kann durch den Einsatz eines Speichersystems die Anzahl der Vollbenutzungsstunden über die Schwelle von 7000 gehoben werden, ist eine Refinanzierung des Speichers innerhalb weniger Monate möglich. Dafür sollten die Vollbenutzungsstunden schon vorher im Bereich von über 6000 gelegen haben.

Eine weitere Nutzungsmöglichkeit im gewerblichen Bereich bietet die Anwendung zur unterbrechungsfreien Stromversorgung. Hier erfolgt die Refinanzierung der Investition aus der Vermeidung finanzieller Schäden durch Produktionsausfall oder Schäden an Produktionsanlagen. Im Gegensatz zu Notstromaggregaten können Batteriespeicher deutlich schneller einspringen. Die Kombination eines Batteriespeichers mit einem Stromerzeugungsaggregat kann helfen, auch längere Ausfallzeiten zu überbrücken oder zumindest alle Anlagen geordnet herunterzufahren.

Besteht die betriebliche Anforderung an eine unterbrechungsfreie Stromversorgung ermöglicht dies auch häufig einen überzeugenden Business Case in Form einer Versicherungsprämie.

Mittel- und längerfristig kann zu der reinen Überbrückung von Stromausfällen noch der Aspekt Spannungsqualität hinzukommen. Durch den zunehmenden Ersatz rotierender Massen durch Leistungselektronik in der Stromerzeugung wird vielfach mit einem Verlust an Spannungsqualität durch Oberschwingungen oder Flicker gerechnet. Ein Batteriespeicher kann hier in Kombination mit einem Filter zu einer aktiven Komponente werden, die für eine stabile Spannungsversorgung sorgt, die z. B. bei Hochpräzisionswerkzeugmaschinen unerlässlich ist.

2.2.2 Netzdienstleistungen

Die Anwendung von Batteriespeichersystemen für Netzdienstleistungen im gewerblichen Bereich beschränkt sich derzeit im Wesentlichen auf den Markt für Primärregelleistung. Hierfür wurden in den vergangenen Jahren mehrere Hundert MW an Leistung installiert. Da der gesamte Primärregelleistungsmarkt in der mit Deutschland zusammengehörigen Regelzone nur 1500 MW beträgt, haben diese Kapazitäten bereits zu einem deutlichen Preisverfall geführt.

Die Märkte für Sekundärregelleistung und Minutenreserve sind noch weniger attraktiv und entsprechen weniger dem besonderen Vorteil der schnellen Reaktionsfähigkeit von Batteriespeichern.

Steigende Aufmerksamkeit bekommt aktuell die Nutzung von Speichersystemen zum Redispatch, d. h. der Vermeidung von Netzengpässen (vgl. Kap. 0). Die Kosten für Redispatchmaßnahmen haben sich in 2017 auf über 400 Mio. Euro in Deutschland gesteigert (BDEW, 2019). Müssen zur Erbringung von Primärregelleistung die Speichersysteme nur einer der bestehenden Regelzonen zugeordnet sein, besteht bei Redispatch die Notwendigkeit einer Lokation im Zusammenhang mit der betroffenen Netzstelle.

Eine weiter zunehmende Lokalisierungsanforderung wird entstehen, wenn durch die weitere Dezentralisierung der Energieerzeugung auch im Verteilnetz häufiger mit Engpässen und Spannungsproblemen zu rechnen sein wird. Hierfür bestehen bis heute aber noch keine Marktinstrumente, um lokale Flexibilitätspotentiale zu nutzen.

3. Erfolgskriterien zur Entwicklung und Bewertung von Geschäftsmodellen

Aufbauend auf den in Kap. 2 beschriebenen Geschäftsmodellen wird im Folgenden versucht zu verallgemeinern, welche Kriterien für ein erfolgreiches Geschäftsmodell im Zusammenhang mit dem Betrieb von Stromspeichern eine Rolle spielen. Die Auflistung dieser Kriterien soll bei der Beurteilung helfen, ob ein Geschäftsmodell für ein Unternehmen ausreichend attraktiv erscheint, um implementiert zu werden.

Grundsätzlich sind die Kriterien aus Sicht des anbietenden Unternehmens aufgelistet, da das Geschäftsmodell für dieses nachhaltig tragfähig sein muss. Die Sicht der weiteren beteiligten Stakeholder (z. B. Quartiersbewohner, Nutzer, kommunale Akteure, Netzbetreiber, Speicherhersteller, Energieversorger, Politik) wird jedoch ebenfalls berücksichtigt. Denn nur wenn die Leistungen für diese Stakeholder auch attraktiv sind, funktioniert das Geschäftsmodell.

Aufgrund unterschiedlicher Gegebenheiten in den Unternehmen, kann ein solcher Kriterienkatalog nicht zu einem für alle Unternehmen gleichartigen Ergebnis führen. Vielmehr lässt sich die These aufstellen, dass eine verallgemeinerte Aussage, ob eine Dienstleistung attraktiv ist oder nicht, nicht getroffen werden kann. So kann ein wirtschaftlich nicht attraktives Geschäftsmodell trotzdem umgesetzt werden, wenn das Ziel in der Unternehmensstrategie besteht, das Themenfeld der Quartierspeicher zunächst aufzubauen, Erfahrungen zu sammeln, neue Kunden zu binden und „einen Fuß in die Tür zu kriegen“.

Die Kriterien sollen also als qualitative Diskussionsgrundlage dienen und sicherstellen, dass bei der Beurteilung eines Geschäftsmodelles die wesentlichsten Fragen berücksichtigt werden. Die Erfolgskriterien decken somit die wesentlichsten Aspekte ab, die beim Vorgehen einer Geschäftsmodellentwicklung beachtet werden sollten. Die einzelnen Kriterien müssen jedoch von den Unternehmen individuell gewichtet und ggfs. erweitert werden, um zu einem für sie relevanten Ergebnis zu kommen.

Die Erfolgskriterien werden aufgeteilt in allgemeine Kriterien, die standardmäßig für fast alle Dienstleistungen und Geschäftsmodelle Gültigkeit besitzen, sowie spezifische Erfolgskriterien, die besonders beim Betrieb von Strom-Quartierspeichern beachtet werden sollten. Innerhalb dieser Teilkapitel werden die Hauptkriterien genannt und Unterkriterien jeweils in Form einiger Checkfragen näher beschrieben. Die Abgrenzung der Zuordnung zwischen den einzelnen Kriterien ist dabei teilweise fließend. Können die wichtigsten und möglichst viele weitere der Fragen positiv beantwortet werden, ist von einer positiven Bewertung des vorliegenden Geschäftsmodells auszugehen.

3.1. Allgemeine Erfolgskriterien

Der Forschungsstand zu Erfolgsfaktoren allgemeiner Geschäftsmodelle ist weit fortgeschritten. Es lassen sich eine hohe Anzahl an wichtigen Kriterien identifizieren, von denen die wichtigsten in diesem Kapitel aufgezählt sind. Die Strukturierung dieser Kriterien orientiert sich an einem von Fraunhofer IAO erweiterten Business Modell Canvas (Osterwalder & Pigneur, 2011) (vgl. Abbildung 1).



Abbildung 1: Allgemeine Erfolgskriterien

Um ein Geschäftsmodell zu bewerten, ist v.a. das Wertangebot bzw. Wertversprechen zu beurteilen. Dieses entspricht der Dienstleistung, welche den Kunden angeboten werden soll. Die Betrachtung der umliegenden Felder gibt Auskunft, in welcher Form dieses Wertversprechen ausgestaltet wird und dient der Bewertung des gesamten Geschäftsmodells. So kann es durchaus vorkommen, dass ein Wertangebot aufgrund von Marktgegebenheiten „generell“ attraktiv erscheint, aber aufgrund von spezifischen Umständen nicht von jedem Unternehmen in ein attraktives Geschäftsmodell überführt werden kann.

Wertangebot

Das Wertangebot bildet den zentralen Inhalt des Geschäftsmodells und dessen Mehrwert für den Kunden ab.

- Basiert das Geschäftsmodell auf einem attraktiven Wertangebot?
- Wird ein bedeutendes Problem des Kunden durch das Wertangebot gelöst?
- Werden spezifische Bedürfnisse des Kunden damit befriedigt?
- Wie wurde der Kundenbedarf bisher im Markt erfüllt?
(z. B. Angebot kreiert neuen Bedarf, Angebot erfüllt Bedarf deutlich/leicht besser als bestehende Alternativen)
- Wie erklärungsbedürftig ist das Wertangebot?

Passgenauigkeit zur Vision des Unternehmens

Neben den klassischen Kriterien sollte das Geschäftsmodell auch inhaltlich mit den langfristigen Zielen, Vision und Strategie des Unternehmens vereinbar sein. Bestenfalls weist ein nachhaltiges Geschäftsmodell zudem einen ökonomischen, einen ökologischen und einen sozialen Nutzen auf. Nicht selten zeigen sich dabei positive finanzielle Auswirkungen nachhaltiger Geschäftsmodelle erst indirekt und längerfristig.

- Passt das Geschäftsmodell zu den Werten und zur Gesamtstrategie des Unternehmens in den nächsten Jahren?
- Können mit dem Geschäftsmodell die langfristigen ökonomischen Ziele erreicht werden?
- Welchen gesellschaftlichen oder sozialen Nutzen hat das Geschäftsmodell?

Wettbewerbsvorteil

Ziel ist es stets, das Wertangebot erfolgreich im Markt zu etablieren. Hierzu bedarf es eines Überblicks über die Attraktivität der angebotenen Leistung sowie der derzeitigen Marktlage und aktuellen Trends.

- Welche Gegebenheiten liegen im aktuellen Markt vor, um mit der neuen Geschäftsmodellidee an die Kunden heranzutreten und einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Mitbewerbern zu erreichen bzw. zu halten?
- Gibt es einen zeitlichen Vorsprung/Wettbewerbsvorteil gegenüber den Mitbewerbern und wie kann dieser gehalten werden (z. B. Patente, technologisches Fachwissen, ...)?
- Wie hoch sind Eintrittshürden (technisch, wirtschaftlich, rechtlich, ...) für neue Marktteilnehmer?
- Warum ist das Wertangebot innovativ oder bietet einen entscheidenden Mehrwert zum bestehenden Marktangebot?
- Wie differenzierbar ist das Wertangebot?
(z. B. radikal neu, starke/leichte Variation bestehender Angebote, Nachahmerangebot („me too“))
- Wie hoch ist die Kundenakzeptanz?
- Wie groß ist der Markt für die anvisierte Zielgruppe und welches Wachstum ist zu erwarten?
- Wie gut ist das Wertangebot aufskalierbar?
- Wie stark ist der Konkurrenzdruck am Markt ausgeprägt?

Kundensegmente

Die Wahl der Zielgruppe entscheidet maßgeblich über die Ausrichtung des Geschäftsmodells. Darum sollte Klarheit vorhanden sein, an wen genau sich das Angebot richtet, welche Eigenschaften diese Nutzergruppe charakterisiert und wie treffend deren Anforderungen erfüllt werden können.

- Für welche Zielgruppe ist das Wertangebot interessant?
- Wie sieht der typische Kunde aus?
Hinweis: Hilfestellung kann eine Marktanalyse, das Bilden (fiktiver) Personas oder die Einordnung der Kunden in Sinus-Milieus geben.
- Wie groß ist das Kundensegment?

- Wie stark wächst das Kundensegment?
- In welchem Ausmaß sind Änderungen am Wertversprechen nötig, um zusätzliche Kundensegmente ansprechen zu können?
(z. B. leichte Modifikationen-kaum Aufwand, mäßige Modifikationen-nennenswerter Aufwand, Neuformulierung erforderlich-erheblicher Aufwand)
- Wie gut sind die bestehenden Kundenbeziehungen?
- Welches zusätzliche Geschäftspotential existiert im Kundensegment für weitere meiner bestehenden Angebote?
(z. B. deutlich geringer als Neugeschäft, gleiche Größenordnung, deutlich größer als Neugeschäft)
- Wie stark hilft das Wertangebot, bestehendes Geschäft mit anderen angebotenen Leistungen im Kundensegment zu sichern bzw. zusätzliches Geschäft zu erzielen?
- Welchen Umfang besitzt das neue Geschäft im Vergleich mit weiteren der bereits bestehenden Angebote im Kundensegment?
(z. B. deutlich geringer als bestehendes Geschäft, gleiche Größenordnung, deutlich größer als bestehendes Geschäft)

Ressourcen

Ein Kriterium zur Abwägung der Attraktivität eines geplanten Geschäftsmodells ist, wie gut das Unternehmen hinsichtlich der zur Erfüllung der angebotenen Leistung notwendigen Ressourcen aufgestellt ist. Ressourcen fallen vorwiegend für die Erfüllung des Nutzenversprechens, für Vertrieb und Kommunikation sowie die Pflege der Kundenbeziehungen an und können materieller, technischer, finanzieller oder personeller Natur sein.

- In welchem Umfang stehen benötigte personelle Ressourcen zur Ausführung des Wertversprechens zur Verfügung?
- Wie stark wird die Qualität der verfügbaren personellen Ressourcen eingeschätzt?
(z. B. in welchem Umfang beherrscht das Unternehmen die zum Vertrieb des Wertversprechens im Markt genutzten/benötigten Vertriebskanäle?)
- In welchem Umfang stehen benötigte Sachmittel/Technologien/technische Infrastrukturen zur Ausführung des Wertversprechens zur Verfügung?
- Wie hoch werden die Quantität und die Qualität der verfügbaren Sachmittel eingeschätzt?
- Wie einfach können nicht intern vorhandene Ressourcen im Markt zugekauft werden?
- Sind ausreichend finanzielle Ressourcen zum Aufbau und reibungslosen Betrieb des Wertangebots vorhanden?

Kostenstruktur

Jedes Wertangebot ist mit Kosten im Unternehmen verbunden. Sie fallen vor allem für die Aktivitäten, die Ressourcen und für die Kundenbeziehung an.

- Wie attraktiv ist die aufgrund der Kostenstruktur mögliche Ergebnisperspektive?
- Wie stark ist die Kostenstruktur im Verhältnis zu Wettbewerbern bzw. Wettbewerbsangeboten mit gleichwertigem Wertversprechen?

- Wie groß werden die Möglichkeiten der Kostensenkung bei Skalierung des Wertversprechens eingeschätzt?
- Wie relevant sind die Kosten? Soll das Geschäftsmodell eher kostenorientiert (geringe Kosten) oder nutzerorientiert (Premium-Nutzenversprechen) ausgelegt werden?

Einnahmen

Ein wichtiges Kriterium zur Bewertung ist, in welchem Verhältnis mögliche Erlöse den o.g. Kosten entgegenstehen werden.

- Wie hoch ist die Preisbereitschaft im Kundensegment, relativ zu anderen Problemlösungen?
- Wie erfolgt die gegenwärtige Preissetzung?
(z. B. wertbasiert, Vollkosten + Marge, Deckungsbeitragsgeschäft)
- Wie transparent ist die Preissetzung für das Wertversprechen im Markt?
(z. B. Angebot kreiert neuen Bedarf, Vergleichspreise müssen selbst aus alternativen Problemlösungen ermittelt werden, Vergleichspreise werden öffentlich zugänglich publiziert, automatischer Vergleichsrechner existent)
- Existieren weitere Ertragsquellen für das Geschäftsmodell?
(z. B. Lizenzen, Sponsoring, Crowdfunding, Werbung, ...)

Aktivitäten

Wie aufwändig sind die wichtigsten Aktivitäten zur Umsetzung dieses Geschäftsmodells? Aktivitäten können hierbei in unterschiedlichsten Themenbereichen liegen, z. B. Umsetzung des Wertangebots, Vertrieb, Kommunikation mit den Kunden, Marketing, Aufbau technischer Infrastruktur, Vertragserstellung.

- In welchem Umfang sind die zur Ausführung des Wertversprechens benötigten Schlüsselaktivitäten bereits im Unternehmen etabliert?
- Wie hoch ist die Bereitschaft im Unternehmen, die benötigten Schlüsselaktivitäten weiter auszubauen?
- Wie einfach können nicht intern etablierte Schlüsselaktivitäten im Markt zugekauft werden?
- Wie verfügbar sind ggf. erforderliche Schlüsselpartner am Markt?
(z. B. zahlreiche Partnermöglichkeiten mit gleichwertiger Kompetenz, eingeschränkte Partnermöglichkeiten mit unterschiedlichem Kompetenzprofil, wenig Partner mit selektiven Kompetenzen)
- Wie gut sind die bereits mit Schlüsselpartnern etablierten Beziehungen?
- In welchem Maß sind die benötigten Schlüsselaktivitäten konform mit der Unternehmensstrategie?

Rahmenbedingungen

Während die bislang genannten Kriterien im Wesentlichen eine aktuelle Bestandsaufnahme darstellen, zielen die folgenden Kriterien auf den möglichen Einfluss von zukünftigen Veränderungen im Umfeld im Hinblick auf die Attraktivität des Geschäftsmodells ab. Diese Kriterien betreffen sowohl

allgemeine Marktveränderungen, die die „generelle“ Marktattraktivität des Wertversprechens beeinflussen, als auch die Veränderungen, die auf die spezifische Wettbewerbssituation eines Wettbewerbers Einfluss nehmen. Dabei sind die Abgrenzungen zu den o.g. Kriterien (z. B. Wettbewerbsvorteil) wie bereits angedeutet teilweise fließend.

Regulation

- In welchem Umfang sind die regulatorischen Voraussetzungen zur Umsetzung des Wertversprechens bereits erfüllt? Welche sind es nicht?
- In welchem Umfang sind zu verändernde regulatorische Voraussetzungen zukünftig erwartbar bzw. bereits in der Vorbereitung?
(z. B. konkrete Verfahren in Umsetzung mit Realisierung während der Projektlaufzeit, konkrete Verfahren in Umsetzung mit Realisierung nach der Projektlaufzeit, Anpassungen in der allgemeinen Diskussion ohne konkrete Verfahren, noch keine Diskussion etabliert, Ablehnung der erforderlichen Anpassungen bereits erfolgt)

Technologie

- Welchen Einfluss können absehbare technologische Veränderungen nehmen?
(z. B. eigene Entwicklungen stärken Wettbewerbsposition, verfügbare Entwicklungen Dritter nivellieren Wettbewerbspositionen, proprietäre Entwicklungen Dritter gefährden eigene Wettbewerbsposition)

Marktverhalten

Veränderungen im zukünftigen Marktverhalten können dazu führen, dass sich die Attraktivität des Wertversprechens verändert. Dies kann sich in Veränderungen bei den Zielgruppen oder der Zahlungsbereitschaft der Kunden äußern. Maßnahmen des Unternehmens (direkt oder indirekt) zur Umfeldgestaltung können zu einer höheren Aufmerksamkeit und Nachfrage nach dem Wertangebot führen. Ansatzpunkte hierzu sind die Faktoren, die die Akzeptanz der potentiellen Kunden für das Wertversprechen beeinflussen. Dies können z. B. ökologische oder soziale Aspekte sein.

- Wie stark profitiert das Wertversprechen von gesellschaftspolitischen Trends?
(z. B. positiver breiter erkennbarer Trend, positiver Trend aber beschränkt auf einzelne Aspekte des Wertversprechens oder einzelne Zielgruppen, neutrales Marktverhalten, vereinzelte Ablehnung zu beobachten, organisierter Widerstand)
- Welche Möglichkeit besitzt das Unternehmen, das Marktverhalten positiv zu beeinflussen?

Wettbewerbsstruktur

- In welchem Ausmaß wird die eigene Wettbewerbsposition durch Veränderungen der Wettbewerbsstruktur gestärkt?
(z. B. starke Alleinstellung zu erwarten, allgemeine Konzentration ohne klaren Marktführer, keine Veränderungen absehbar, Neueintritte von me-too Anbietern, Neueintritte mit disruptiven Vorteilen)

3.2. Spezifische Erfolgskriterien in Prosumer-orientierten Geschäftsmodellen zu Quartierspeichern

Nach den für ein Geschäftsmodell grundsätzlich gültigen Kriterien wird nachfolgend auf solche Erfolgskriterien eingegangen, die speziell beim Betrieb von gemeinschaftlich genutzten Stromspeichern zusätzlich hinzukommen. Im Mittelpunkt der Aufzählung stehen Prosumer-orientierte Geschäftsmodelle. Viele Erkenntnisse hieraus lassen sich aber auf die Anwendung im gewerblichen Umfeld übertragen (vgl. Kap. 3.3).

Zentrales Element aller Prosumer-orientierten Geschäftsmodelle mit Quartierspeichern ist zunächst die Optimierung des Eigenverbrauchs des Prosumers, meist in Verbindung mit einer PV-Anlage. Die nachfolgende überschlägige Wirtschaftlichkeitsrechnung zeigt, dass hier die Gesamtwirtschaftlichkeit durch die Investition in einen Batteriespeicher bisher tendenziell verschlechtert wird.

In einer häufigen Kombination wird pro kWp der PV-Anlage ca. 1 kWh Speicherkapazität installiert. Dieses kostet netto inkl. Installation ca. 750 Euro. Ohne besondere Effekte kann der Speicher ca. 250 mal pro Jahr zyklisiert werden, d. h. pro kWh Speicherkapazität werden 250 kWh im Jahresverlauf durchgesetzt. Geht man von einer Lebenserwartung des Speichers von 15 Jahren aus, belaufen sich die Kosten pro durchgesetzter kWh im Lebenszeitraum des Speichers auf 20 Cent. Dabei sind weder Speicherverluste (ca. 20 Prozent) noch ein nicht nutzbarer Kapazitätsanteil (ca. 10 Prozent) berücksichtigt, der Preis zurückhaltend angesetzt und sowohl die jährliche Zyklenzahl als auch die kalendrische Lebenserwartung liegen eher an der oberen Grenze. Kosten von 20 Cent/kWh (netto) reichen noch nicht aus, um die Einsparung von ca. 16 Cent/kWh durch Vermeidung von Abgaben, Steuern und Gebühren zu rechtfertigen. Das Rechenbeispiel zeigt aber auch, dass der Abstand zu einer Wirtschaftlichkeit nicht mehr so groß ist und sowohl durch günstigere Investitionen, längere Lebensdauer als auch höhere Zusatzerträge ausgeglichen werden kann.

Noch eine Rechnung ist in dem Zusammenhang interessant. Geht man von einer Vertriebsmarge für eine kWh Strom im Privatkundenbereich von 1,5 Cent aus, so entspricht eine Vertriebsmarge von 10 Prozent auf die oben genannten Investitionskosten (75 €/kWh) dem Deckungsbeitrag aus der Lieferung von 5.000 kWh Strom. Für einen Haushalt mit 4.000 kWh Stromverbrauch im Jahr, einem 6 kWh Speicher und ca. 70 Prozent Autarkie kann aus dem Speichervertrieb mit 10 Prozent Marge der gleiche Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden wie aus 25 Jahren Lieferung des Reststrombedarfs.

Ähnliche Rechnungen kann man für andere Branchen machen (Automobil, Telekommunikation, Wohnungswirtschaft), die eine Energielieferung als begleitenden Bestandteil ihres Kerngeschäfts anbieten können und über die dort verdienten Deckungsbeiträge Energie günstiger anbieten können als ein EVU.

Hieraus ergeben sich folgende Schlussfolgerungen bzw. **wirtschaftliche Erfolgskriterien** für die Gestaltung eines Geschäftsmodells:

- Ein Geschäftsmodell im Prosumer-Umfeld sollte einen **emotionalen Bestandteil** enthalten, der dem Kunden so wichtig ist, dass er die finanziellen Nachteile einer Speicherinvestition gegenüber einer reinen PV-Anlage in Kauf nimmt. Autarkie oder Unempfindlichkeit gegen Strompreissteigerungen reichen im Privatumfeld dafür meist schon aus.
- Ein Geschäftsmodell sollte neben der einmaligen Vertriebsmarge auf die Hardware einen **kontinuierlichen Einnahmestrom** ermöglichen. Dieser kann aus der Zweitnutzung von Speichersystemen entstehen oder aus begleitenden Dienstleistungen wie Versicherungen oder

Wartungsverträgen. Das Geschäftsmodell ist folglich dahingehend zu prüfen, wie gut sich weitere Wertangebote kombinieren lassen (Multi-Use, vgl. Kap. 6).

- Ist eine finanzielle **Kompensation** des Kunden erforderlich, sollte diese **mit eigenen Erträgen** verbunden werden, z. B. in Form einer Beteiligung an eigenen Zweitnutzungserlösen. Preisnachlässe bei den Anschaffungskosten müssten mit längerfristigen Bindungen des Kunden z. B. in Wartungsverträgen oder Versicherungen einhergehen. Dies ist häufig rechtlich schwierig.
- Aus Sicht eines Speicheranbieters kann das **Stromangebot** den Vertrieb der Speicher und deren Zweitnutzung **subventionieren** (im Rahmen der Anti-Dumping Vorgaben).
- Aus Sicht eines EVU ist eine **Vertriebspartnerschaft** mit Speicherherstellern attraktiv. Hierbei und für den Abschluss von Wartungs- und Versicherungsprodukten kann der strukturelle Vorteil einer hohen Kundennähe und Bekanntheit genutzt werden.
- Längerfristig sollten Anbieter versuchen, **Geschäftsmodelle ohne** Notwendigkeit von **Heimspeichern** zu entwickeln. Erweiterte Cloud-Modelle ggf. in Kombination mit der Bewirtschaftung größerer Speichereinheiten entsprechen eher den traditionellen Kernkompetenzen bspw. eines EVU in der Energiewirtschaft.
- Für die zukünftige Gestaltung und Erweiterung von Geschäftsmodellen erscheint es darüber hinaus interessant, sich den Zugriff auf **Energieverbrauchsdaten** der Prosumer zu sichern. Daraus sollten sich in der Zukunft verstärkt Möglichkeiten für Dienstleistungen im Bereich Smart Home/Smart Living ergeben.

Weitere **Erfolgskriterien** sind solche, welche die **Anforderungen von Nutzern** des Wertangebots erfüllen. Diese wurden im Projekt Esquire von potentiellen Nutzern abgefragt. Nachfolgende Anforderungskriterien beziehen sich auf deren Nennungen (Hoffmann, Mohaupt, & Ortmanns, 2018) (Gähns & Knoefel, 2018). Demnach ist ein Angebot für Nutzer attraktiv, wenn...

- ein höherer **Eigenverbrauch** und **Selbstversorgung** ermöglicht wird,
- **Autarkie** und eine größere **Unabhängigkeit** vom Stromversorger erzielt wird,
- das Angebot zur **Energiewende** und zum allgemeinen Umwelt- und Klimaschutz beiträgt (s.u.),
- **Kosten** durch vermiedenen Strombezug **eingespart** werden können und dadurch ein **direkter finanzieller Vorteil** gegenüber der herkömmlichen Lösung besteht,
- die **Versorgungssicherheit** gewahrt bleibt,
- **Risiken vermieden** werden (z. B. hohe Investitionskosten, ungewisse Rentabilität, ungewisse Lebensdauer, fehlende Informationen (z. B. zu steuerlichen Belangen, Akkulaufzeit, Garantie), technische Risiken (Ausfall, Explosion)
- durch eine lokale Verankerung der **Gemeinschaftsaspekt in der Region** gestärkt wird („regionale Energie-Community“),
- Bewohner **frühzeitig** in die konkrete Ausgestaltung von Speicherdienstleistungen **mit einbezogen** werden,
- **Datenschutz** berücksichtigt wird, und wenn
- Vertrauen in den Betreiber und Anbieter der Dienstleistung vorliegt.

Für die **Wahl und den Betrieb eines Speichersystems** in einem **Geschäftsangebot zur Optimierung der Eigenversorgung** sind die folgenden **technischen Erfolgskriterien** zu beachten:

- Die kalendarische **Lebensdauer** sollte möglichst lang sein. Bei einer reinen Nutzung zur PV-Eigenversorgung ist dieses Kriterium jedoch unkritisch. Denn die Zyklusfestigkeit guter Systeme von namhaften Herstellern sind heutzutage bereits mehr als ausreichend.
- Bei angestrebter Zweitnutzung sollten die **Auswirkungen der kombinierten Belastungsprofile** auf den Speicher bekannt sein. Idealerweise übernimmt der Hersteller eine Garantie, dass die Lebensdauer nicht oder nur in einem definierten Umfang durch die Zweitnutzung leidet.
- Die **Umwandlungsverluste** der Wechselrichter sowie der **Eigenstromverbrauch** des Batteriemanagementsystems sollten minimal sein, um die Gesamteffizienz des Speichers zu erhöhen. Bei den Wechselrichtern sind dafür unterschiedliche Leistungsbereiche zu analysieren.
- Analog dazu sollten die sonstigen **Wartungs- und Betriebskosten** möglichst minimal sein.
- Ein **Energiemanagementsystem** im Gebäude muss in der Lage sein, alle Lasten und Erzeuger mit kurzen Latenzzeiten zu steuern. Über den zu erwartenden langen Einsatzzeitraum sollte es update-fähig sein und die Integration zusätzlicher Hardware möglichst auch von Drittherstellern erlauben. Wird eine Zweitnutzung beabsichtigt, sollten Prognosealgorithmen eine möglichst präzise Vorhersage der verfügbaren Flexibilitätspotentiale ermöglichen.

Um den ursprünglichen **ökologischen Grundgedanken von Quartierspeichern**, nämlich die Unterstützung der Integration von Erneuerbaren Energien in Stadtquartieren, zu transportieren, erfüllt ein erfolgreiches Geschäftsmodell folgende **umweltbezogene Erfolgskriterien**:

- Das Gesamtsystem erzielt nach einer ganzheitlichen Betrachtung **positive Umwelteffekte**.
- Das Angebot trägt zur **Stabilisierung des Stromnetzes** bei.
- Das Angebot ermöglicht die **Integration von Erneuerbaren Energien** im Quartier.
- **Negative Umweltwirkungen** werden so gut wie möglich **vermieden oder kompensiert**. Hierzu zählen bspw. die nachhaltige Gewinnung und effiziente Verwendung kritischer Ressourcen für die Speichertechnologien oder die Erhöhung der Lebensdauer des Speichers und dessen „Second-Life“.

3.3. Spezifische Erfolgskriterien in gewerblich orientierten Geschäftsmodellen zu Quartierspeichern

In der Regel spielen emotionale Faktoren bei Gewerbeunternehmen eine kleinere Rolle als in Privathaushalten. Jedoch steigt auch hier das Interesse, entweder aus ökologischen oder Imagegründen einen zunehmenden Anteil des Strombedarfs aus regenerativen Quellen zu decken.

Für Gewerbeunternehmen mit geringen Stromverbräuchen und damit ähnlich hohen Strompreisen wie bei Privathaushalten ist die Wirtschaftlichkeit einer Eigenversorgung mit PV-Speicherkombinationen noch besser als in Privathaushalten, da hier die Mehrwertsteuer regelmäßig geltend gemacht werden kann. Außerdem ergibt sich durch die anderen Lastprofile eine stärkere Direktnutzung der erzeugten PV-Energie. Die Speicher können kleiner ausfallen, da keine Energiebevorratung zum Tag-Nacht-Ausgleich, sondern eher für kurzfristige Ungleichgewichte während der Betriebszeiten angestrebt wird.

Allerdings lassen sich im gewerblichen Umfeld selten Refinanzierungszeiträume von 3-5 Jahren erreichen, was trotz prinzipiell günstiger Gegebenheiten häufig eine Investition durch den Betrieb verhindert.

Grundsätzlich gilt auch im gewerblichen Bereich, dass eine Zweitnutzung von Speichersystemen die Wirtschaftlichkeit erhöhen kann. Da gewerblich genutzte Speichersysteme in der Regel größere Leistungen und Kapazitäten aufweisen als Hausspeicher, ist deren Zweitnutzung ökonomischer darstellbar.

Zusammenfassend ergeben sich die folgenden **Erfolgskriterien für Geschäftsmodelle im gewerblichen Bereich** unter Einsatz von Batteriespeichersystemen:

- Insbesondere bei der Kombination verschiedener Nutzungsarten ist eine kompetente **Analyse** aller damit verbundenen Lastgänge erforderlich, um die Speicherleistung und -kapazität sinnvoll auszulegen.
- Ein **Contracting-Angebot** oder alternative Finanzierungsmöglichkeiten könnten die Problematik der zu langen Refinanzierungszeiten oder Renditeerwartungen lösen.
- Grundsätzlich müssen die **regulatorischen Bestimmungen** berücksichtigt werden, die insbesondere zur Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen (und natürlich zu Finanzierungsmodellen) Vorgaben machen.
- Für Unternehmen, die sich in Energiefragen weniger auskennen, sollten **Wartungs- und Versicherungsverträge** attraktive Zusatzleistungen darstellen.
- Betriebsbezogene Energieflussdaten sind häufig wettbewerbskritisch. Werden diese Daten nicht ausschließlich in einem Unternehmens-EMS verarbeitet ist ein geeignetes **Sicherheitskonzept** erforderlich.

Für die **Auswahl geeigneter Speichersysteme** gelten zur Optimierung der Eigenversorgung im Prinzip die gleichen Erfolgskriterien wie bereits im vorstehenden Kapitel beschrieben. Anwendungen wie Lastspitzenkappung oder Backup-Versorgung sind typische Leistungsanwendungen. Hier spielen Effizienz oder Lebensdauer des Speichers eine deutlich geringere Rolle, da die Schäden bereits bei einmaliger Verletzung der Vorgaben hoch sind.

Bei Anwendungen mit sehr hohen Leistungen über kurze Zeiträume können spezielle Batterietypen mit unterschiedlichen Materialkombinationen vorteilhaft werden, die sehr hohe C-Raten (benötigte Leistung / verfügbare Kapazität) bieten (z. B. Li-Titanat).

4. Tool zur Unterstützung bei der Entwicklung von Geschäftsmodellen

Um ein neues Angebot erfolgreich im Markt zu etablieren sind zwei grundsätzliche Schritte nötig: es bedarf zunächst einer guten Idee und um diese Idee herum muss anschließend ein passendes Geschäftsmodell entwickelt werden.

Auch in Esquire wurden diese beiden Schritte zusammen mit den beteiligten Praxispartnern durchgeführt. Um die Entwicklung von Geschäftsmodellen methodisch zu unterstützen, wurde das verwendete Vorgehen aus Kap. 3 in ein Tool überführt. Dieses hat zum Ziel, eine Systematik in die Geschäftsmodellentwicklung zu bringen, sich abzusichern, ob an alle wichtigen Gesichtspunkte gedacht wurde, sowie bereits während der Entwicklung erste qualitative Einschätzungen zur Attraktivität vorzunehmen.

Schritt 1 des Tools fokussiert auf die Ideenfindung. Neben der Abfrage von Ideen zu neuen Dienstleistungen und Geschäftsmodellen, die ohnehin bereits im Unternehmen vorliegen, stützt sich das Vorgehen auf den „Business Model Navigator“ (Gassmann & Frankenberger, 2013). Hierin werden 55 Grundmuster von Geschäftsmodellen vorgestellt, die durch Übertragung des Prinzips auf das eigene Anwendungsfeld Assoziationen und Ideenanstöße auslösen sollen.

Ein Beispiel hierzu ist Grundmuster Nr. 7, das Cross Selling. Das Leistungsangebot einer Zwischenspeicherung in einem Quartierspeicher kann um komplementäre Produkte und Dienstleistungen ergänzt werden und durch die bestehenden Kundenbeziehungen Zusatzverkäufe generieren. Ein weiteres Beispiel ist Nr. 37, Peer-to-Peer. Auch ein Angebot in Verbindung mit einem Quartierspeicher kann um Transaktionen zwischen Privatleuten erweitert werden.

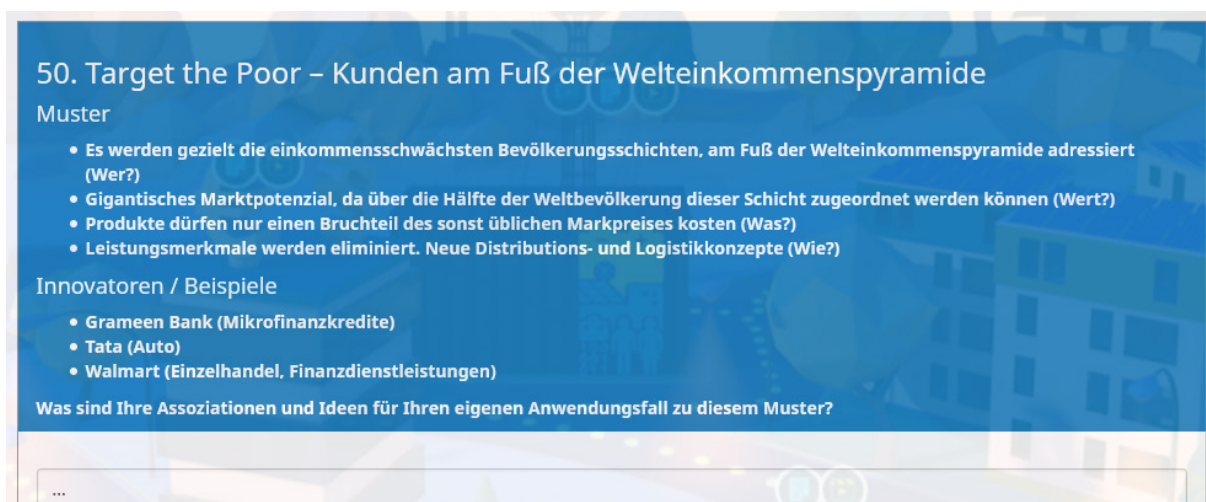


Abbildung 2: Beispiel eines der 55 Grundmuster von Geschäftsmodellen

Für Schritt 2, der Ausarbeitung des passenden Geschäftsmodells, werden die Struktur (vgl. Abbildung 1) und die Kriterien verwendet, die in Form von Checkfragen in Kap. 3 vorgestellt wurden. Sie basiert folglich ebenfalls auf einem erweiterten Business Modell Canvas (Osterwalder & Pigneur, 2011) und umfasst die Bereiche Wertangebot, Vision des Unternehmens, Wettbewerbsvorteil, Kunden, Ressourcen, Kosten, Einnahmen, Aktivitäten, Rahmenbedingungen, sowie einige spezifische Kriterien für Geschäftsmodelle in Verbindung mit Quartierspeichern.

Dieses Vorgehen wurde bspw. in Workshops bei Entega durchgeführt und damit die wichtigsten Elemente eines Geschäftsmodells zum Angebot von flexiblen Speicherscheiben (vgl. Schnabel & Kreidel, 2019, Kap. 3.4.2) festgelegt. Hierzu zählen etwa die genaue Spezifizierung der Zielgruppe oder die konkreten Abrechnungsmodalitäten. Diese Themenanstöße wurden anschließend firmenintern durch eine Projektgruppe weiter ausgearbeitet. Die Ergebnisse zu Geschäftsmodelldetails wie etwa die Wirtschaftlichkeit werden aufgrund der Berücksichtigung von Firmen-Internas an dieser Stelle nicht genannt.

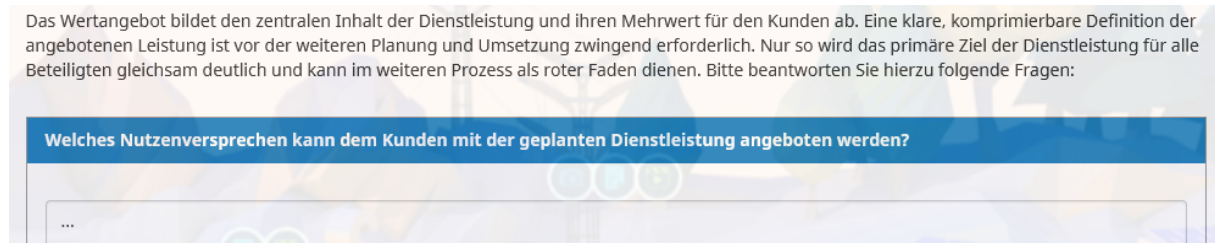


Abbildung 3: Beispiel einer der Fragen zu allgemeinen Erfolgskriterien

Der Fragenkatalog im Tool kann von mehreren Beteiligten ausgefüllt werden. Auf einer Ergebnisseite werden die Nennungen des Ausfüllenden auf einen Blick zusammengefasst. So erhält man Ansichten aus unterschiedlichen Abteilungen (z. B. Entwicklung, Vertrieb) und kann auf dieser Basis möglicherweise aufgetretene Diskrepanzen diskutieren und die ausstehenden Aufgaben zur weiteren Entwicklung und Umsetzung des Geschäftsmodells ableiten.

Das Tool ist unter folgendem Link ohne Beschränkungen einseh- und nutzbar: <https://www.befragung.iao.fraunhofer.de/3/limesurvey/index.php/335146>

Ebenso wie bei der Betrachtung der rechtlichen Aspekte in Kap. 7 gilt auch hier, dass kein Anspruch auf Vollständigkeit der Checkfragen gegeben werden kann, da einzelne Aspekte von den Eigenschaften der jeweiligen Ideen abhängen und dementsprechend individuell betrachtet werden müssen.

5. Beispiele zukünftiger Geschäftsmodelle für Quartierspeicher

Im Zuge des Projekts Esquire wurde der Einsatz von Quartierspeichern als Bestandteil neuer Geschäftsmodelle zur Energieversorgung von Wohnquartieren untersucht. Hierzu wurde eine Vielzahl von Dienstleistungsoptionen identifiziert, die mit Hilfe des Speichers erbracht werden können. Neben den in Kap. 2 dargestellten Geschäftsmodellen, die bereits im Markt zu finden sind, werden nachfolgend zwei Geschäftsmodelle aufgezeigt, die beispielhaft aus dem Vorgehen in Kap. 3 und dem unterstützenden Tool aus Kap. 4 entstehen und mittel- bis längerfristig Anwendung finden könnten.

Die Beschreibungen sind auf übergreifender Flughöhe angelegt und müssten bei einer konkreten Geschäftsmodellentwicklung deutlich detaillierter vorgenommen werden. Die Struktur der Beschreibungen lehnt sich an das Vorgehen in Kap. 3.1 und somit an den Business Model Canvas an. Themen wie die Passgenauigkeit zur Vision des Unternehmens oder anstehende Aktivitäten hängen spezifisch von den jeweiligen Rahmenbedingungen des Unternehmens ab, welches das Geschäftsmodell für sich entwickelt, und werden daher nicht beschrieben.

5.1. Peer-to-Peer-Stromhandel

Wertangebot

Es gab und gibt bereits einige Projekte, die einen direkten Stromhandel zwischen Stromanbieter und -käufer ermöglichen (Zhang, Wu, Long, & Cheng, 2017). Der Großteil dieser Projekte ist räumlich weit gefasst. Im Folgenden soll jedoch nur ein begrenzter Kundenkreis für diese Dienstleistung gelten. Innerhalb des Stadtquartiers, welches den Stromspeicher betreibt, soll es möglich werden, mit selbst-erzeugtem Strom aus erneuerbarer Quelle zu handeln.

Dadurch kann der Betreiber einer Photovoltaik-Anlage überschüssigen, selbsterzeugten Strom an Mitbewohner des Quartiers verkaufen, den er selbst nicht verbrauchen kann. Dieser direkte Energiehandel zwischen sog. Prosumern wird als Peer-to-Peer-Handel (P2P) bezeichnet. In diesem Fall intervenieren keine Zwischenhändler und die Handelspartner sind gleichgestellt.

Durch den Verkauf wird die Rentabilität der Photovoltaik-/Speicher-Anlage verbessert und der erneuerbare Strom wird nicht weit transportiert, sondern in örtlicher Nähe verbraucht. Die regionale Struktur und die lokale Vernetzung der Quartiersbewohner untereinander werden also gefördert. Damit ist eine soziale Komponente verbunden: Der Strom bleibt innerhalb des Quartiers

Zusätzlich stellt diese Dienstleistung eine Alternative zur Einspeisevergütung dar, wenn diese zukünftig weiter abnehmen und wegfallen wird. Und es wird durch diese Dienstleistung weniger Überschussstrom ins öffentliche Stromnetz eingespeist, da Strom ortsnahe zur Erzeugung verbraucht wird. Dadurch reduziert sich die Belastung der Netze und es entsteht indirekt auch ein Wertangebot an die Netzbetreiber.

Rahmenbedingungen

Die Sharing Economy, wie die Kultur des Teilens mittlerweile genannt wird, hat sich in den letzten Jahren auf unterschiedliche Geschäftszweige ausgeweitet. Gemeinsam haben alle Geschäftsmodelle, dass Produkte dadurch intensiver genutzt werden können. Viele Geschäftsmodelle laufen über Online-Plattformen und vergrößern dadurch ihren Markt (Behrendt, Henseling, & Scholl, 2019). Außerdem steigt die Bereitschaft, an dieser Kultur teilzunehmen und mitzuwirken (Dürr & Heyne, 2017).

Durch die aufkommende Blockchain-Technologie können neue Chancen für diese Art des Energiehandels entstehen, da auch Kleinkunden teilnehmen und leicht interagieren können (Dürr & Heyne, 2017). Einschätzungen von Experten zufolge bietet der Peer-to-Peer-Handel mit regional erzeugtem Strom eine große Chance für diese Technologien (Tötzer, et al., 2019).

Die Peer-to-Peer-Vermarktung ist im Moment mit hohen Auflagen belastet, die sowohl technischer, rechtlicher als auch wirtschaftlicher Natur sind. Zwar ist ein direkter Stromverkauf aus rechtlicher Sicht über das öffentliche Stromnetz prinzipiell möglich. Es fällt allerdings ein großer Verwaltungsaufwand an und durch hohe Stromnebenkosten ist es derzeit nicht möglich, die Vermarktung wirtschaftlich zu gestalten (Oppen, Streitmayer, & Huneke, 2017). Deshalb ist es momentan nur sinnvoll, die Vermarktung innerhalb eines eigenen Netzes (Arealnetz oder Inselnetz) durchzuführen und als Mieterstrom zu verkaufen.

Die Elektrizitätswerke Schönau führen aktuell einen Feldtest durch, in dem der direkte Stromverkauf in Verbindung mit Speichern getestet wird. Ziel des Tests ist es unter anderem, eine Integration von Photovoltaik-Anlagen vorzunehmen, deren EEG-Förderung ab 2021 abläuft (Elektrizitätswerke Schönau, 2018).

Kunden

Interessant ist diese Dienstleistung vor allem für Bewohner des Stadtquartiers, die über keine eigene Erzeugungsanlage verfügen. Sie erhalten die Möglichkeit, den Strom direkt von der Quelle seiner dezentralen Erzeugung zu beziehen. Da diese Erzeugung aus erneuerbaren Energien stammt, bietet dieses Angebot für den nachhaltig orientierten Nachbarn dieser Anlagen Anreize.

Außerdem ist der Handel auch für die Bewohner interessant, die einen hohen Stromverbrauch haben und diesen nicht über ihre eigene Erzeugungsanlage decken können. Das könnte beispielsweise passieren, wenn die Photovoltaik-Anlage (z. B. aufgrund von Verschattungseffekten) nur gering dimensioniert ist bzw. werden konnte oder eine große Menge an Verbrauchern im Haushalt betrieben wird (z. B. mit Elektrofahrzeugen). Weitere größere Verbraucher im Quartier wären beispielsweise Industrieunternehmen oder Supermarktbetreiber, die ihren Kühlbedarf über Strom decken und dadurch auch im Sommer viel Strom benötigen, den der Stromverkäufer zu diesem Zeitpunkt überschüssig zur Verfügung hat.

Für den Stromverkäufer ist die Dienstleistung deshalb interessant, weil er gerade bei einer neuen Photovoltaik-Anlage kaum bis keine Gewinne bei der Einspeisung ins Netz hat. Bei einem Verkauf innerhalb des Quartiers sind zumindest geringe zusätzliche Gewinne zu erwarten. Außerdem wird das öffentliche Stromnetz geringer belastet, da kein überschüssiger Strom mehr eingespeist wird. Auch im Falle eines Urlaubs bietet die Dienstleistung einen Vorteil. So kann der Anlagenbetreiber während seiner Abwesenheit den Strom verkaufen, der ohnehin produziert wird und dessen Speicherung bis zu seiner Rückkehr nicht möglich ist.

Je nachdem, ob die Dienstleistung direkt zwischen den Nachbarn abläuft oder über ein Portal organisiert wird, ändern sich die Beschaffenheit der Dienstleistung und die damit verbundenen Eingriffsmöglichkeiten von Kunden und Verkäufern. Im Folgenden wird daher angenommen, dass noch kein Handel auf Quartiersebene vorhanden ist und der Erzeuger den Strom direkt an seinen Nachbarn verkauft und dadurch die Dienstleistung anbietet. Dann kann der Kunde selbst entscheiden, von welchem Nachbarn er seinen Strom beziehen möchte.

Kundenbefragungen legen nahe, dass es eine große Zielgruppe gibt, die solche Angebote interessant findet, aber nur, wenn der Handel im Hintergrund automatisiert abläuft und er sich wirtschaftlich lohnt. Eine ungeklärte Frage in dem Zusammenhang besteht darin, ob im Zuge eines Peer2Peer-Handels der Lieferant zum Energieversorgungsunternehmen wird und die damit zusammenhängenden Auflagen und Informationspflichten zu erfüllen hat. Eine strenge Auslegung der bestehenden Regulation legt dies nahe und würde dann einen Peer2Peer-Energiehandel zwischen Haushalten mit kleinen Energiemengen erst recht unwirtschaftlich machen.

Ressourcen

Die Peer-to-Peer-Vermarktung innerhalb des Stadtquartiers ist eine Vermarktung, die der Quartierbewohner selbst durchführen kann. Der Verkäufer benötigt in diesem Fall eine Photovoltaik-Anlage und ggf. einen Speicherplatz.

Eine weitere Möglichkeit wäre es, einen Marktplatz für Käufer und Verkäufer einzurichten, auf dem Strom angeboten wird. Dafür müsste ein entsprechendes Portal entstehen, welches beispielsweise vom Speicherbetreiber betrieben werden könnte. Eine derartige Plattform wird aktuell von Oxygen Technologies im Feldtest mit den Elektrizitätswerken Schönau getestet (Elektrizitätswerke Schönau, 2018). Dann wäre es möglich, die Stromangebote automatisiert zu erfassen und so den Verkäufer zu entlasten. Jedoch müssten in so einem Fall weitere Abgaben an den Marktbetreiber entrichtet werden.

Kostenstruktur

Für die Erzeugung des Photovoltaik-Stroms müssen die Stromgestehungskosten oder die Investitionskosten sowie laufende Kosten für die Photovoltaik-Anlage berücksichtigt werden. Gleiches gilt für den Speicher. Hier soll jedoch angenommen werden, dass das System ohnehin vorhanden ist und der Peer-to-Peer-Handel ein reines Zusatzgeschäft darstellt.

So fallen neben den Kosten für den Messstellenbetrieb (maximal 20 € pro Jahr), den Betrieb einer Plattform, Abrechnung und Vertrieb hauptsächlich die Gebühren der einzelnen Speichervorgänge an (EEG-Umlage, Mehrwertsteuer, ...). Rechtlich gesehen gestaltet sich der direkte Stromverkauf zwischen benachbarten Häusern noch komplex. Die genannten Meldepflichten, intelligente Stromzähler und zahlreiche zu zahlende Abgaben und Umlagen verringern die Attraktivität deutlich (Siebert, 2017).

Einnahmen

Der Preis für den weiterverkauften Strom muss unter dem regulären Strompreis liegen, um für den Käufer attraktiv zu sein. Der durchschnittliche Bruttohaushaltsstrompreis erreichte zum Jahresanfang 2019 ein Rekordhoch von 30,22 ct/kWh (Bundesnetzagentur, 2019).

Ob die Vermarktung von Überschussstrom unter Einbezug eines Speichers rentabel ist, hängt auch von den Stromgestehungskosten ab. Diese sind stark vom Einzelfall abhängig und liegen aktuell zwischen 16,34 bis 47,34 ct/kWh (Fraunhofer ISE, 2018). Im schlechtesten Fall kostet der selbsterzeugte

Strom durch die Zwischenspeicherung also mehr als der Strom aus dem Netz. Bei zu erwartenden sinkenden Kosten für Batterien bei gleichzeitig sinkenden Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Anlagen sinken die Gestehungskosten bei einer Zwischenspeicherung auf 8,05 bis 26,35 ct/kWh (Fraunhofer ISE, 2018). Demnach ist mit einer steigenden Rentabilität des nachbarschaftlichen Stromverkaufs zu rechnen, insbesondere da von einer weiteren Preissteigerung für den konventionellen Strombezug auszugehen ist (Aurora Energy Research, 2019).

Amortisationsrechnungen hängen zudem davon ab, für wieviel Prozent seines überschüssigen Stroms ein Verkäufer Abnehmer findet. Dies ist immer dann leichter, wenn im Quartier Mischformen an Verbrauchern existieren, wenn also bspw. industrielle Großverbraucher oder Privathaushalte ohne eigene Erzeugungsanlagen auch zu gegenläufigen Zeiten Strombedarfe aufweisen.

Zum aktuellen Zeitpunkt kann dieses Geschäftsmodell nicht rentabel betrieben werden. Wirtschaftlich sinnvoll ist es aktuell nur in Verbindung mit Mieterstrom oder in einem Inselnetz. Letzteres Modell kommt jedoch fast ausschließlich in abgelegenen Gebieten vor, in denen ein Netzanschluss schwierig ist. Für den Betrieb müssen große Energiemengen bereitgehalten werden, um Versorgungslücken zu decken, wodurch hohe Kosten entstehen.

Beim Mieterstrom kann dezentral erzeugter Strom in unmittelbarer Nähe zur Erzeugung verkauft werden, solange das öffentliche Stromnetz nicht für den Transport belastet wird (§ 21 Abs. 3 S. 1 Nr. 1-2 EEG 2017). Dies ist beispielsweise bei Mietwohnungen der Fall, bei denen der Hausbesitzer eine Photovoltaik-Anlage auf dem Dach installiert hat und den damit erzeugten Strom an seine Mieter weiterverkauft. Um die Attraktivität des Mieterstroms zu fördern, gab es bislang beim Betrieb einer Photovoltaik-Anlage einen Mieterstromzuschlag, der sich an der Einspeisevergütung abzüglich eines Abschlags orientierte (Bundesnetzagentur, 2017). Durch die Kopplung des Zuschlags an die fortlaufende Degression der Einspeisetarife für die Photovoltaik ist dieser jedoch aktuell auf 0 ct/kWh gesunken.

Bei einer weiteren Senkung der Einspeisevergütung oder einer kompletten Aufhebung dieser stellt die Peer-to-Peer-Vermarktung zukünftig eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative dar, Überschussstrom zu vermarkten. Steigt der Strompreis weiter an, wird es leichter, den Strom zu verkaufen und er kann teurer angeboten werden. Eine Senkung der Investitionskosten für den Quartierspeicher würde die Rentabilität des Systems zudem weiter erhöhen, da durch Einsparungen und Stromverkauf prozentual weniger eingenommen werden müsste, um die Investition zu rechtfertigen.

Sicherung des Wettbewerbsvorteils

Da „Quartierspeicher“ noch kein rechtlich eindeutig festgelegter Begriff ist, existieren sie derzeit vor allem in Pilotprojekten. Deshalb besteht bei Umsetzung dieses Geschäftsmodells aktuell ein klarer Wettbewerbsvorteil gegenüber Mitbewerbern, die selbst zunächst Erfahrungen aus Pilotprojekten sammeln müssen.

Insbesondere bei Vorhandensein energieintensiver Industrie oder Haushalten ohne eigene Erzeugungsanlage bietet das Geschäftsmodell Vorteile bei der Planung neuer Quartiere oder der Erweiterung bestehender.

Das Interesse nach (regionalem) Ökostrom steigt stetig an. Hier bietet das Peer-to-Peer-Modell eine gute Lösung, wenn aus baurechtlichen, finanziellen oder sonstigen Gründen keine eigene Erzeugungsanlage installiert werden kann. Besonders über den Mieterstrom wäre auch eine Integration von Mehrfamilienhäusern denkbar.

5.2. Redispatch

Wertangebot

Bei einer zunehmend fluktuierenden Stromerzeugung durch erneuerbare Energien ist zukünftig mit Netzengpässen zu rechnen. Das bedeutet, dass auf der einen Seite des Engpasses Strom vorhanden ist, der nicht verbraucht werden kann, während auf der anderen Seite Strom benötigt wird, der extra produziert werden muss. Die Menge des erzeugten und benötigten Stroms bleibt also in der Summe gleich (Next Kraftwerke, 2018). Unter dem Begriff Redispatch wird das Management dieser Netzengpässe verstanden.

Dabei findet zunächst negativer Redispatch statt, wenn die Menge des erzeugten Stroms die des verbrauchten deutlich übersteigt. Hier kann der Netzbetreiber Kraftwerkseinsätze anpassen und Einspeisungen reduzieren lassen. Im Anschluss werden beim positiven Redispatch auf der anderen Seite des Netzengpasses zusätzliche Kraftwerke hochgefahren, um die Verbraucher dort mit dem benötigten Strom zu versorgen. Ohne einen ausreichenden Netzausbau von Nord nach Süd müssen beispielsweise Offshore-Windparks abgeregelt werden, während gleichzeitig im Süden zusätzliche Kohle- und Gaskraftwerke eingesetzt werden müssen, um dort eine angemessene Energieversorgung zu gewährleisten.

Eine Ergänzung des Netzausbaus kann über Stromspeicher geleistet werden. Der Netzbetreiber erhält im Fall von Verbrauchengpässen die Möglichkeit, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien zu speichern und wieder ins Netz einzuspeisen, wenn Erzeugungsgpässe vorliegen. Speicher bieten in diesem Fall eine Ausgleichsleistung einerseits zur Vermeidung von Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung und andererseits, um zu vermeiden, dass konventionelle Kraftwerke entgegen ihres eigentlichen Fahrplans hochgefahren werden müssen.

Batteriespeicher können durch ihre schnelle Reaktionsfähigkeit flexibler eingesetzt werden als konventionelle Kraftwerke, die erst hochgefahren werden müssen. Dadurch kann der Einsatz eines Speichers für den Netzbetreiber preisgünstiger sein als das Hochfahren eines Kraftwerkes. Außerdem kann ein Batteriespeicher wie ein Pumpspeicherkraftwerk ebenfalls einen negativen Redispatch ermöglichen. Ob das alleinige Einspeichern von Strom, der ansonsten abgeregelt und vergütet werden würde, zum heutigen Zeitpunkt bereits wirtschaftlich sein wird, ist allerdings unklar.

Redispatch-Maßnahmen sind nach geltendem Recht Maßnahmen, die es zu vermeiden gilt. Die Stromnetze müssen deshalb so ausgebaut werden, dass jede erzeugte Strommenge auch eingespeist werden kann. Wäre es jedoch möglich, Redispatch als Ausgleichsleistung zu behandeln, könnte der Netzausbau reduziert werden, wodurch weitere Kosten für den Netzbetreiber eingespart werden würden (Grimm, Rückel, Sölch, & Zöttl, 2016).

Rahmenbedingungen

Die zunehmende dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energien führt zum vermehrten Auftreten lokaler Schwankungen, die vom Netzbetreiber ausgeglichen werden müssen. Redispatch wird deshalb trotz eines Ausbaus der Nord-Süd-Trasse weiter ein Thema bleiben. Aufgrund dessen spielt der Standort des Speichers für die Dienstleistung eine zentrale Rolle. Besonders interessant sind Speicher für Redispatch-Maßnahmen deshalb in der Nähe großer Erzeuger oder Verbraucher.

Ein erstes Pilotprojekt zur Vermeidung von Redispatch-Kosten über Stromspeicher wurde Ende 2017 von TenneT in Kooperation mit sonnen gestartet. Über gepoolte Heimspeichersysteme sollte eine

mögliche Netzstabilisierung untersucht werden. Das Pilotprojekt kam zu dem Ergebnis, dass Redispatch mit Heimspeichern technisch möglich ist. Weitere Projekte sollen nun folgen. Aus einer Gesetzesänderung resultiert weiterhin, dass Speicher ab einer Leistung von 100 kW ab Oktober 2021 dazu verpflichtet sind, ebenfalls Redispatch zu stellen (BDEW, 2019). Zwar ist es momentan mit geringem Aufwand verbunden, konventionelle Kraftwerke mit höheren Leistungen für Redispatch-Maßnahmen zu verwenden. Durch die Energiewende und die geringere Anzahl an konventionellen Kraftwerken wird Redispatch jedoch potenziell relevanter für Speicher.

Bei einer Teilnahme am Redispatch mit Quartierspeichern ist die Flexibilität der dafür einzusetzenden Speicherkapazität relativ begrenzt. Aktuell wird Redispatch vom Netzbetreiber angewiesen und ist deshalb nicht ohne großen Aufwand von Seiten des Speicherbetreibers vorherzusehen. Allerdings kann je nach Position des Standorts eine Abschätzung erfolgen, wenn beispielsweise eine räumliche Nähe zu einem Windpark besteht.

Kunden

Das Geschäftsmodell Redispatch richtet sich nicht an Privatpersonen als Zielgruppe, sondern an Netzbetreiber. Für sie stellt es eine Möglichkeit dar, Kosten für einen Lastausgleich zu verringern. Der Speicherbetreiber kann dem Netzbetreiber dafür kostengünstig Speicherkapazität zur Verfügung stellen.

Ressourcen

Für das Geschäftsmodell Redispatch spielt vor allem die Größe des Quartierspeichers eine entscheidende Rolle. Zwar wird momentan eine Leistung von 50 MW für Kraftwerke vorausgesetzt, die nur mit Pooling mehrerer Speicher zu erreichen wäre. Die vorzuweisende Leistung wird allerdings ab 2021 auf 100 kW reduziert und kann daher auch von einem Einzelspeicher bereitgestellt werden. Damit der Netzbetreiber Redispatch anweisen kann, wird außerdem eine Fernsteuerungsmöglichkeit benötigt.

Kostenstruktur

In diesem Geschäftsmodell stellt der Speicher an sich den Hauptbestandteil der Kosten Redispatch dar. Diese bestehen aus den vergleichsweise hohen Investitionskosten sowie laufenden Kosten für Wartung, Ausfälle und Speicherverluste.

Müssen zur Erreichung der geforderten Leistungen mehrere Speicher verknüpft werden, ist mit der Vergütung eines externen Dienstleisters zu rechnen, der das Pooling übernimmt.

Da Speicher keine klassischen Erzeugungsanlagen darstellen, muss der Speicher rechtzeitig beladen werden, um positiven Redispatch zur Verfügung stellen zu können. Außerdem kann der Speicher in diesem Zeitraum nicht für andere Dienstleistungen genutzt werden, wie zum Beispiel für eine Vermarktung am Intraday-Markt. Gegen diese Punkte müssen die späteren Einnahmen gegengerechnet werden.

Einnahmen

Redispatch zeigt den klassischen Fall, wenn bei der Entwicklung eines Geschäftsmodells noch keine klare Einnahmenstruktur existiert. Zwar besteht bereits eine Richtlinie, wie Kraftwerke ab einer Leistung von 50 MW für den Einsatz von Redispatch vergütet werden (BDEW, 2018). Diese Richtlinie ist allerdings nur für konventionelle Kraftwerke ausgelegt sowie auf Wasserspeicherkraftwerke angepasst.

Derzeit orientiert sich der Markt an den anfallenden Kosten sowie entgangenen Einnahmen. So werden die Kraftwerke vom Netzbetreiber angewiesen, entgegen des ursprünglich geplanten Fahrplans hochzufahren und werden dafür finanziell nach einem existierenden Leitfaden entschädigt (BDEW, 2018). Demnach muss der Netzbetreiber bei der Reduzierung aufgrund eines Netzengpasses (§14 Abs. 1 EEG 2017) den Anlagenbetreiber für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen sowie der zusätzlichen Aufwendungen entschädigen (§15 Abs. 1 EEG 2017). Davon abgezogen werden die ersparten Aufwendungen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen 1 Prozent der Jahreseinnahmen, erhöht sich die Entschädigung auf 100 Prozent der entgangenen Einnahmen (§15 Abs. 1 S. 2 EEG 2017). Die abgeschalteten Kraftwerke werden also für ihren Ausfall vergütet, während die zusätzlich hochgefahrenen Kraftwerke ebenfalls bezahlt werden müssen (Grimm, Rückel, Sölch, & Zöttl, 2016).

Die dort angegebenen möglichen Gewinne lassen sich jedoch aufgrund des Fehlens von benötigten Brennstoffen oder Wasser etc. schlecht auf Stromspeicher anpassen und es gibt noch keine öffentlichen Ausschreibungen für Speicher. So ist es aktuell nicht möglich, die tatsächlichen Ausgleichszahlungen für Batteriespeicher beim Betrieb für Redispatch-Maßnahmen konkret zu beziffern.

Um erste Einschätzungen zur Wirtschaftlichkeit zu erhalten, kann mit ähnlichen Entschädigungszahlungen gerechnet werden wie sie aktuell bestehen. Für diesen Fall lassen sich zum aktuellen Zeitpunkt keine Gewinne erwirtschaften. Es zeigt sich insbesondere, dass die aktuellen Durchschnittspreise für Redispatch-Maßnahmen sehr gering und für den Speicherbetrieb denkbar unrentabel sind.

Erstellt man ein Zukunftsszenario, bei dem Veränderungen der wesentlichen Einflussfaktoren angenommen werden, scheint das Geschäftsmodell Redispatch langfristig ein interessantes Modell werden zu können. Dazu müssen aber v.a. sinkende Speicherpreise vorausgesetzt werden, die die Wirtschaftlichkeit am stärksten beeinflussen. Weiterhin müsste die durchschnittliche Vergütung für Redispatch-Maßnahmen entsprechend der steigenden Strompreise ansteigen und eine Ein- bzw. Auspeicherung möglichst gebührenfrei sein.

Von einem alleinigen Einsatz des Speichers für Redispatch-Maßnahmen können also zunächst keine Gewinne erwartet werden. Darum bietet sich auch hier die Nutzung von Multi-Use-Anwendungen an (vgl. Kap. 6).

Sicherung des Wettbewerbsvorteils

Da momentan noch keine Möglichkeit für Speicher besteht, am Redispatch teilzunehmen, besteht bei diesem Geschäftsmodell ein Vorsprung gegenüber anderen Marktteilnehmern, da bereits Vorbereitungen für einen Markteintritt 2021 getroffen werden können. Weiterhin können durch die Teilnahme am Primärregelungsmarkt im Bereich Pooling und Reaktionsgeschwindigkeit Erfahrungen gewonnen werden. Um diesen Wettbewerbsvorteil zu erhalten, muss daher genau beobachtet werden, wie sich die Redispatch-Kosten entwickeln und in welchem Rahmen die Ausgleichskosten für Speichersysteme zukünftig liegen können. Eine standörtliche Nähe zu den Engpässen ist für eine wirtschaftlich rentable Ausübung der Dienstleistung elementar.

Redispatch-Kosten allgemein sind tendenziell stark steigend und Speicher zur Reduktion dieser Kosten werden deshalb zunehmend interessant für Netzbetreiber. In den Jahren 2017 und 2018 lagen die Kosten für Ausgleichleistungen bei circa 400 Mio. €. Häufig werden die Kosten für Redispatch und Netzengpassmanagement zusammengenommen. Bei einer Prognose von 2015 wurde angenommen, dass sich diese gemeinsamen Kosten ohne einen Netzausbau im Jahr 2024 auf 1,1 Mrd. € belaufen würden (Schaber & Bieberach, 2015). Jedoch beliefen sich die Kosten bereits im Jahr 2017 auf 1,4

Mrd. €. Prognosen gehen davon aus, dass dieser Wert in den nächsten Jahren auf 4 Mrd. Euro steigen wird. Ein grundsätzlich großer Markt ist demnach durchaus vorhanden.

Redispatch-Kosten können vom Netzbetreiber in Form der Netzentgelte an den Stromkunden weitergegeben werden, sofern entsprechende Maßnahmen notwendig und nicht vermeidbar waren. Somit sind durch eine Kostenreduktion mittelfristig betrachtet niedrigere Stromkosten zu erwarten (Grimm, Rückel, Sölch, & Zöttl, 2016).

Allerdings könnte auch dahingehend argumentiert werden, dass Redispatch durch einen fehlenden Ausbau der Nord-Süd-Trasse lediglich ein temporäres Problem darstellt, welches in absehbarer Zeit behoben wird und sich Investitionen in Speicher deshalb nicht lohnen. Durch die Energiewende wird es aber langfristig immer wieder zu regionalen Erzeugungsschwankungen kommen, die durch einen Speichereinsatz verringert werden können. Außerdem entstehen beim Stromtransport über längere Strecken Übertragungsverluste.

6. Multi-Use-Geschäftsmodelle

Die Untersuchung von Geschäftsmodellen und der Wirtschaftlichkeit von Quartierspeichern zeigt, dass ein wesentlicher Faktor in Multi-Use-Konzepten besteht, d. h. dem Einsatz des Speichers in mehreren Anwendungen gleichzeitig. Ziel derartiger Konzepte ist es, den Speicher über seine Lebensdauer hinweg möglichst lückenlos auszulasten. Dabei kann der Speicher entweder physikalisch arbeiten oder die Leistung wird vertraglich vorgehalten.

Um die Vielzahl der Kombinationsmöglichkeiten von Speicherdienstleistungen zu strukturieren, bietet es sich an, bestimmte Dienstleistungen als „Primäranwendungen“ festzulegen und anschließend damit kombinierbare „Sekundäranwendungen“ oder sonstige Erweiterungen des Geschäftsmodells priorisierend zu bewerten. Innerhalb von „Esquire“ wurde eine große Anzahl von Dienstleistungen im Quartierszusammenhang identifiziert. Alle in diesem Kapitel genannten Primär- und Sekundäranwendungen sind im Bericht „Dienstleistungen für gemeinschaftlich genutzte Quartierspeicher“ (Schnabel & Kreidel, 2019) beschrieben und deren Funktionsweisen können dort eingesehen werden. Als mögliche Sekundäranwendungen sollen hier nur diejenigen betrachtet werden, die eine direkte Auswirkung auf die physikalische Nutzung des Speichersystems haben.

Manche dieser Sekundäranwendungen schränken die Möglichkeiten für weitere Zusatzanwendungen ein, andere erweitern den Spielraum. Grundbedingung für die Kombination von Speichieranwendungen ist deren technische Kompatibilität. Ergänzend können regulatorische Vorgaben bestimmte Kombinationen ausschließen oder unattraktiv machen. Daneben kann die Kombination von Anwendungen auch Einfluss auf die Lebensdauer des Speichers nehmen.

Im Folgenden sollen drei ausgewählte Geschäftsmodellansätze anhand des in Kap 3, Abbildung 1 beschriebenen erweiterten Business Model Canvas Modells näher erläutert werden. Die Geschäftsmodellansätze unterscheiden sich dabei prinzipiell hinsichtlich der Auswahl des zentralen Wertangebots in Verbindung mit dem adressierten Kundensegment in der Primäranwendung. Im Anschluss an eine ausführlichere Beschreibung der Primäranwendung erfolgt jeweils eine kurze Betrachtung von damit kompatiblen Sekundäranwendungen. Dabei wird die technische Kompatibilität der Anwendungen in den Vordergrund gestellt. Auf mögliche regulatorische Einschränkungen wird nach bestem Kenntnisstand verwiesen.

Eine quantitative Analyse von Kosten und Erlösen würde sehr aufwändige Simulationsmodelle erfordern, die nur für sehr spezifische Rahmenbedingungen Gültigkeit besäßen. Eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsrechnung müsste für den jeweils vorliegenden Einzelfall durchkalkuliert werden. Im Rahmen der vorliegenden Ausführungen wurde lediglich eine qualitative Einschätzung zu den ökonomischen Resultaten verschiedener Anwendungskombinationen vorgenommen, die auf Erfahrungen aus anderen Projekten beruht. Insbesondere bei der Zielgruppe privater Haushalte muss auch beachtet werden, dass ökonomische Faktoren nicht alleine über die Akzeptanz von Geschäftsangeboten entscheiden. Auch hierzu wurde die Erfahrung aus anderen Projekten einbezogen. Grundsätzlich gibt es aber bisher noch sehr wenig Erfahrungswissen zur Marktakzeptanz neuer energiebezogener Dienstleistungen.

6.1. Quartierspeicher als flexibler Ersatz für individuelle Heimspeicher

6.1.1 Primäranwendung

Das Geschäftsmodell stellt einen Gegenentwurf zum Betrieb individueller Kleinspeicher in Haushalten in Ein- und Mehrfamilienhäusern dar, die über eine eigene bzw. gemeinschaftliche Energieerzeugungsanlage (zumeist PV) verfügen. Anstelle des Kleinspeichers wird dem Haushalt eine anteilige Speicherkapazität im Quartierspeicher angeboten (ausführliche Beschreibung s. Bericht „Dienstleistungen für gemeinschaftlich genutzte Quartierspeicher“, Kap. 3.4.2 (Schnabel & Kreidel, 2019)). Bei hohen Gleichzeitigkeiten und begrenzter installierter Leistung des Speichers, kann die anteilige Speicherkapazität mit einer garantierten Leistung verbunden werden.

Das Modell bietet den Haushalten gegenüber einem individuellen Kleinspeicher eine Reihe von Vorteilen:

- Die Kapazität und Minimalleistung des Speichers können variabel gestaltet werden. Damit kann im jahreszeitlichen Verlauf oder in Urlaubsperioden immer eine zur Haushaltssituation optimal passende Speicherkapazität angeboten werden. Außerdem kann auf Veränderungen der Haushaltssituation (Personenzahl, neue Verbraucher, erneuerte PV-Anlage) reagiert werden, die über eine angenommene Lebensdauer eines Batteriespeichers von 10 bis 12 Jahren nicht unwahrscheinlich sind.
- Reparaturen, Wartung und die Alterung des Speichers mit einhergehendem Kapazitätsverlust können vom Speicherbetreiber übernommen werden. Gerade bei noch relativ neuen Technologien besteht in vielen Haushalten Unsicherheit bezüglich der Langlebigkeit von Speichersystemen. Die Zusammenfassung zu einer großen Einheit und eine „professionelle“ Überwachung des Speichers können als Argumente genutzt werden, durch die die Lebensdauer des Speichersystems optimiert werden kann.
- Mögliche Bedenken in den Haushalten bezüglich Sicherheit (Brandgefahr) oder Platzmangel können umgangen werden.
- Die anfängliche Investition wird vom Speicherbetreiber übernommen, was je nach Finanzierungsmöglichkeiten der Haushalte sehr wichtig sein kann.
- Der Haushalt muss keine Aufmerksamkeit auf den Betrieb des Speichers verwenden.
- Energieverluste, die mit dem Betrieb des Speichers verbunden sind, können vom Betreiber übernommen werden.

Andererseits hat ein Quartierspeicherangebot gegenüber individuellen Kleinspeichern für Haushalte auch intrinsische Nachteile:

- Die eigenerzeugte Energie verlässt den unmittelbaren Ort der Erzeugung und nutzt in der Regel eine Netzinfrastruktur zwischen Haus und Quartierspeicher (ausgenommen Kundenanlagen). Außerdem ist der Betreiber des Quartierspeichers nicht personenidentisch mit den Haushalten. Daraus ergibt sich der Anfall von Netzentgelten und EEG-Abgabe sowie damit verbunden weiteren Steuern und Gebühren zumindest für die rückgelieferte Energiemenge. Die netzentgeltgekoppelten Abgaben werden nach aktueller Regulation sogar bei Ein- und Ausspeicherung belastet (weitere Details zu Abgaben s. Bericht „Ökonomische Rahmenbedingungen für Quartierspeicher“ (Schnabel & Kreidel, 2018)). In Neubauquartieren besteht ggf. die Möglichkeit der Errichtung einer Kundenanlage. Damit

ist die Netzinfrastruktur nicht öffentlich und es dürfen keine Netzentgelte erhoben werden, womit auch die netzentgeltgekoppelten Abgaben entfallen. Die Kosten der Netzinfrastruktur werden in diesem Fall den Haushalten in anderer Form belastet werden.

Die Verpflichtung zur Abführung der EEG-Umlage besteht weiter, da keine Personenidentität zwischen Haushalten und Speicherbetreiber besteht.

- Die Nachteile des Quartierspeichers gegenüber individuellen Kleinspeichern reduzieren sich bei Mehrfamilienhäusern, in denen ein Mieterstrommodell angeboten wird, womit zumindest eine reduzierte EEG-Abgabe verbunden ist.
- Die eigenerzeugte Energie wird nicht physikalisch im Haus gespeichert. Damit entfällt die Möglichkeit einer lokalen Inselversorgung, sollte das vorgelagerte Netz ausfallen.
- Mit der Nutzung des öffentlichen Netzes wird die im Quartierspeicher gespeicherte Energie zu „Graustrom“ und verliert den Anspruch auf EEG-Förderung (dieser Nachteil fällt praktisch in der Regel nicht ins Gewicht, da eine Ausspeicherung mit Ziel der EEG-Vergütung aufgrund der vorher eingetretenen Energieverluste im Speicher nie angestrebt werden sollte). Die zurückgelieferte Energie ist rechtlich gesehen auch kein Grünstrom mehr, was in einem Teil der Haushalte emotional als Nachteil empfunden wird, sofern dieser Sachverhalt bekannt ist.

Volkswirtschaftlich erscheint der Betrieb von Quartierspeichern gegenüber dem Betrieb vieler individueller Kleinspeicher vorteilhaft.

- Gleichzeitig stattfindende, gegenläufige Ein- bzw. Ausspeichervorgänge verschiedener Haushalte führen beim Quartierspeicher zum direkten, physikalischen Ausgleich, ohne den Speicher zu belasten. Damit werden Energieverluste vermieden und evtl. die Lebensdauer des Speichers erhöht.
- Ungenutzte Teile des Speichers können bei einem Quartierspeicher aufgrund der Größenvorteile effizienter in Sekundäranwendungen vermarktet werden.
- Die Investitions- und Wartungskosten sollten bei Quartierspeichern aufgrund der Skaleneffekte günstiger sein. Dagegen spricht allerdings derzeit noch die im Vergleich zu Heimspeichern geringere Standardisierung bei Quartierspeichern und Sekundärkosten für das Bauverhalten sowie Opportunitätskosten durch den Flächenverbrauch.

Durch das Prinzip Quartierspeicher ist die Gruppe der **Zielkunden** auf ein begrenztes regionales Umfeld begrenzt (das Modell kann natürlich beliebig häufig repliziert werden). Insbesondere in der Einführungszeit derartiger Angebote dürfte eine direkte Kundenansprache erforderlich sein. Mittelfristig kann davon ausgegangen werden, dass sich über Kontakte der Kunden untereinander ein die Kunden zufriedenstellendes Modell weiterverbreitet. Für den alltäglichen Umgang mit dem Speicher ist für die Kunden eine Lösung erforderlich, die Ihnen einen Überblick über die Nutzung ihres Speicheranteils erlaubt. Dies kann ein Kundenportal sein, in dem den Haushalten diese Informationen auf Abruf zur Verfügung gestellt und gleichzeitig ggf. weitere Produkte für die Kunden angeboten werden können. Eine ergänzende Dienstleistung durch den Speicherbetreiber könnte aber auch darin bestehen, das Nutzungsverhalten der Haushalte zu verfolgen und Vorschläge zur Optimierung der gebuchten Kapazität zu unterbreiten.

Die wichtigste **Ressource** ist natürlich das Speichersystem selbst. Für den effizienten Betrieb des Speichersystems sind Prognoseverfahren entscheidend, die eine optimale Nutzung des Speichersystems ermöglichen. Die Auswahl miteinander kombinierender Anwendungen kann dabei auch Einfluss auf die Auswahl des Speichersystems haben. Sowohl Redox-Flow Batterien (RFB) als auch Lithium-Ionen Batterien (LIB) können für die Anwendung als Quartierspeicher geeignet sein. Abhängig

vom erwarteten Nutzungsverhalten und Genehmigungsfragen sind auch Natrium-Schwefel Batterien (NaS) in Betracht zu ziehen.

RFB und NaS können interessant sein, wenn eine hohe Speicherkapazität im Verhältnis zur Leistung angestrebt wird. Dies zielt auf das Angebot eines möglichst hohen, bilanziellen Eigenversorgungsanteils für die Haushalte ab. Im Fall von RFB kann die benötigte Kapazität mit wachsender Kundenanzahl recht günstig erweitert werden, andererseits liegen ihre Strom-zu-Strom Wirkungsgrade etwas schlechter als bei NaS und deutlich unter LIB. Sicherheitstechnisch und in punkto Langlebigkeit können RFB ebenfalls punkten.

LIB zeichnen sich durch hohe Strom-zu-Strom Wirkungsgrade und hohe Leistungsfähigkeit aus. Sie eignen sich besonders, wenn Sekundärnutzungen hohe Leistung bei wenig Kapazität erfordern oder viele mittelgroße Zyklen erwartet werden, bei denen die Energieverluste eine hohe Bedeutung erhalten, die Lebensdauer des Speichers aber gegenüber seiner kalendarischen Lebensdauer noch nicht begrenzen.

Die **Kostenstruktur** des Speicherbetreibers umfasst drei wesentliche Bereiche:

- Der Hauptteil der Kosten wird durch die Investition verursacht.
- Wartung und Betrieb inkl. Buchungssystem, Steuerung, Energieverluste im Speicher usw. bilden wesentliche laufende Betriebskosten.
- Regulatorisch induzierte Kosten bestehen in der Zahlungspflicht von Netzentgelten, EEG-Abgabe sowie anderen Steuern und Gebühren.

Die **Erlösstruktur** umfasst die folgenden Bereiche:

- Pauschale Mieteinnahmen, die an die Höhe der jeweils gebuchten Kapazität gekoppelt sind. Da sich das Angebot primär an Haushalte richtet, die sich nicht intensiv selbst mit dem Speicher beschäftigen möchten, erscheint eine Bepreisung bezogen auf die real ein- bzw. gespeicherte Energiemenge kontraproduktiv. Dem Haushalt können im Rahmen der Pauschale Zusatzangebote gemacht werden, z. B. eine automatische Anpassung bei geändertem Verbrauchsverhalten (Günstigergarantie).
- Einnahmen durch Sekundärnutzungen. Der Umfang möglicher Sekundärnutzungen wird durch die Primärnutzung begrenzt. In Fällen, in denen eine Sekundärnutzung wirtschaftlich besonders attraktiv erscheint, kann den Haushalten ein Angebot gemacht werden, diese an den Einnahmen zu beteiligen, wenn dafür der Umfang der Primärnutzung zurückgefahren werden darf. Sonnen macht dies z. B., indem die installierte Kapazität aller Speicher bis zu 100 Prozent in der Primärregelleistung genutzt werden kann und die Kunden dafür auf eine bestimmte Energiemenge als Flat-Volumen verwiesen werden, die den Speicher ersetzen soll.
- Abgetretene EEG-Vergütung. Mit Einspeisung der eigenerzeugten Energie in das Netz entsteht für die Haushalte Anspruch auf EEG-Vergütung. Werden diese Energiemengen gespeichert und zurückgeliefert, sollte der Anspruch auf Vergütung an den Speicherbetreiber abgetreten werden. Alternativ könnte auch den Haushalten die Vergütung nach wie vor gezahlt, dafür aber eine höhere Mietpauschale erhoben werden.
- Optional könnten die regulatorisch induzierten Kosten den Haushalten weiterbelastet werden, die pauschale Miete entsprechend gesenkt werden. Damit könnten Veränderungen in

der Regulierung ohne Anpassung der Pauschalmiete abgefangen werden. Außerdem könnte ein gewisser mengenproportionaler Kostenanteil ein Incentive für die Haushalte darstellen, ihren Direktverbrauch zu optimieren, was innerhalb des gebuchten Speicheranteils sonst nicht der Fall wäre.

6.1.2 Mögliche Sekundäranwendungen

In der Primärnutzung des Quartierspeichers addieren sich zunächst die Nutzungsprofile der einzelnen Haushalte. Dabei können sich gegenläufige Energieströme auslöschen, d. h. der Speicher wird je nach Lebenssituation der beteiligten Haushalte physikalisch weniger genutzt als eine vergleichbare Summe von Einzelspeichern. Eine unterschiedliche Ausrichtung der PV-Anlagen im Quartier, unterschiedliche Haushaltsstrukturen sowie eine mögliche Einbeziehung von Kleingewerbe optimieren diesen Effekt.

Vernachlässigt man den möglichen Effekt von Gewerbebetrieben auf das Primärnutzungsprofil des Speichers, ist dieses wie bei einem Heimspeicher von zwei sich überlagernden regelmäßigen Effekten geprägt. Im Tagesrhythmus wird der Speicher tagsüber tendenziell beladen und nachts entladen. Im saisonalen Rhythmus wird der Speicher im Winter aufgrund zu geringer Erzeugung nicht vollgeladen, im Sommer aufgrund überschüssiger Erzeugung und geringer Verbräuche nicht entladen. Tageszeitlich ist ferner zu beachten, dass die Beladung in der Regel schneller erfolgt (hohe installierte Erzeugungsleistung) als die Entladung in den Nachtstunden (geringer Verbrauch). Die für die Sekundäranwendungen verfügbare Leistung ohne entsprechende Kompromisse schwankt also regelmäßig. Das Primärnutzungsverhalten eines Quartierspeichers kann in dieser Anwendung mit entsprechenden Instrumenten gut vorhergesagt werden.

Smarter Haushaltsmanager (Hausenergiemanagementsystem, HEMS)

Die Aufgabe des HEMS ist die Optimierung des Direktverbrauchs von eigenerzeugter Energie als energetisch und wirtschaftlich bester Strategie. Für die Haushalte entsteht durch ein HEMS nur dann ein Vorteil, wenn sie ohne HEMS-Nutzung in eine höhere Preiskategorie der Speichermiete gerieten oder einen mengenproportionalen Kostenanteil an der Speichernutzung tragen müssten. In der Regel ist ein HEMS dann sinnvoll und erforderlich, wenn größere zeitlich verschiebbare Verbraucher im Haushalt vorhanden sind, wie z. B. Wärmepumpen, Elektroheizungen, Wallboxen oder Schwimmbäder.

Das HEMS ist nicht direkt eine Sekundäranwendung des Speichers, erlaubt aber dessen optimierte Nutzung, indem andere Flexibilitätspotentiale zusätzlich genutzt werden. Im Idealfall versucht der Speicherbetreiber auch die Steuerung der an das HEMS angeschlossenen Anlagen vorzunehmen, ggf. gegen das Angebot reduzierter Netzentgelte (§ 14a, EnWG).

Netz- und Systemdienstleistungen

Das Angebot von Netzdienstleistungen wendet sich an den lokalen Netzbetreiber. Hier kann der Speicher einen Beitrag zur Spannungshaltung durch Bereitstellung von Blindleistung leisten. Auch die aktive Verbesserung der Spannungsqualität (Flicker, Oberwellen) kann das Speichersystem mit entsprechenden Zusatzinstallationen anbieten. Die physikalische Wirksamkeit der Netzdienstleistungen sinkt mit zunehmender Leitungslänge bis zum Ort des Problems.

In Neubauquartieren dürfte der Bedarf an Netzdienstleistungen durch den Speicher gering sein, da das Netz ausreichend dimensioniert werden kann. In Bestandsquartieren kann durch den Zubau von Erzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern wie Wärmepumpen und Elektroladestellen ein bestehendes Netz an seine Grenzen gelangen.

Systemdienstleistungen werden vom Übertragungsnetzbetreiber kontrahiert. Hier bieten sich Primär- und Sekundärregelleistung (SRL) als Möglichkeiten an, wobei die Primärregelleistung (PRL) normalerweise finanziell attraktiver ist. In beiden Fällen muss eine bestimmte Leistung über den Kontrahierungszeitraum vorgehalten werden und innerhalb bestimmter Fristen aktiviert und genutzt werden können. Aufgrund der anzubietenden Minimumleistungen wird sich ein Quartierspeicher in der Regel nur als Bestandteil eines Poolangebots in diesen Anwendungen engagieren können.

Während in der PRL der Mindestangebotszeitraum einen Tag beträgt, können bei der SRL Zeitscheiben von jeweils vier Stunden angeboten werden. Eine systematische Kombination mit der Primärnutzung bietet sich für die PRL daher besonders in den Winter- bzw. Sommermonaten an, in denen der Speicher nur in geringem Umfang arbeitet. Aufgrund der kürzeren Angebotszeiträume kann die SRL auch tageszeitlich mit der Primärnutzung kombiniert werden. Da SRL nicht symmetrisch angeboten werden muss, kann die SRL auch gezielt genutzt werden, um gegenläufig zur erwarteten Primärnutzung zu laufen und dadurch Energieverluste einzusparen und den Speicher zu entlasten.

Sowohl PRL als auch SRL unterliegen engen Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber zur Sicherstellung der Verfügbarkeit und Kommunikationssicherheit sowie Dokumentation der erbrachten Leistung. Es erscheint zumindest unsicher, ob ein echter Parallelbetrieb von Systemdienstleistung und Primäranwendung erfolgen kann oder ob jeweils eine der beiden Anwendungen isoliert verfolgt werden muss.

Stromkonto

Ein Stromkonto kann als virtuelle Erweiterung oder Ersatz des physikalischen Speichers betrachtet werden und stellt damit vielmehr eine Erweiterung des Geschäftsmodells dar, denn eine konkrete Sekundäranwendung. Während beim reinen Quartierspeicher die Energieströme der Haushalte zumindest teilweise zu Ein- bzw. Ausspeichervorgängen des Speichers führen, erfolgt beim Stromkonto eine rein bilanzielle Betrachtung.

Als Erweiterung des Quartierspeichers kann das Stromkonto zum Transfer überschüssiger Eigenerzeugung vom Sommer in den Winter oder zum Ausgleich mehrtägiger Schwankungen genutzt werden. Dem Haushalt kann damit eine noch umfangreichere bilanzielle Eigenversorgung angeboten werden. Diese ist allerdings noch abstrakter als beim Quartierspeicher und entsprechend erklärungsbedürftig. Allerdings hat sie den Vorteil nicht mit Energieverlusten eines physikalischen Speichers behaftet zu sein und keine Investitionskosten zu verursachen.

Als Ersatz des Quartierspeichers kann das Stromkonto zu einer Optimierung der Sekundäranwendungsmöglichkeiten des Quartierspeichers beitragen. Insbesondere mögliche Konkurrenzsituationen zwischen Systemdienstleistungen und Primärnutzung können so elegant entschärft werden.

Ein Stromkonto erlaubt vielfältige weitere Angebote, die die Grundlage für ein eigenständiges Geschäftsmodell bilden und hier in der Betrachtung zu weit gehen würden.

Intraday und Day-ahead Handel

Beide Handelsarten unterliegen Minimum-Transaktionsvolumina von 100 kWh pro Stundenkontrakt, die mit einem Quartierspeicher in einer erreichbaren Größenordnung liegen, in jedem Fall aber durch Poolbildung leicht erreicht werden können.

Da Intraday-Produkte in Deutschland bis fünf Minuten vor Lieferbeginn noch gehandelt werden können, bietet der Intraday-Handel eine gute Möglichkeit, kurzfristig nicht genutzte Potentiale des Spei-

chers einzusetzen. Die Vorhersage von Ein- und Verkaufspreisen ist allerdings risikobehaftet. Im Gegensatz dazu bietet der Day-ahead Handel für den jeweiligen Folgetag Preissicherheit. Bei einer guten Vorhersagequalität der Primärnutzung bietet sich daher die Nutzung des Day-ahead Marktes an. Ein reiner Arbitrage-Handel, d. h. Ein- und Verkauf von Strommengen zur Nutzung von Preisdifferenzen, ist nur dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn aus den Preisdifferenzen mindestens die Energieverluste durch Ein- und Ausspeicherung gedeckt werden können. Bei gleichbleibendem Spread wird Arbitragehandel daher mit steigenden Einkaufspreisen unrentabler.

Prinzipiell besteht aber die Möglichkeit, in den Handel die erwartete Primärnutzung des Speichers einzubeziehen. Besteht z. B. die Erwartung, dass der Speicher im Tagesverlauf 100 kWh einspeichern soll, könnte diese Energiemenge bereits im Day-ahead Handel zu einem günstigen Preis erworben und gespeichert werden. Die eigentlich im Tagesverlauf einzuspeichernden Energiemengen könnten stattdessen im Day-ahead-Handel verkauft werden. Besteht zwischen Einkaufs- und Verkaufspreisen im Durchschnitt eine Differenz kann der Speicher so einen Deckungsbeitrag erwirtschaften. Die Energieverluste müssen hierbei nicht berücksichtigt werden, da sie auch ohne zusätzliche Handelsaktivität angefallen wären. Zu beachten ist allerdings, dass das Minimum-Transaktionsvolumen von 100 kWh in jeder gehandelten Stunde erfüllt werden muss. Ein kontinuierlicher Kauf und Verkauf über längere Zeiträume ist daher ohne Poolbildung für einen Quartierspeicher in der Regel nicht machbar.

Wurde den Haushalten eine Zusicherung gegeben, dass die im Kundenportal einsehbare Energiemenge auch physikalisch vorgehalten wird, muss der Handel mit einem Einkauf von Energie starten.

Ladestrom für Elektrofahrzeuge

Insbesondere in Verbindung mit Car-Sharing Angeboten könnte eine Kombination des Quartierspeichers mit einer Ladesäule interessant sein. Der Standort des Speichers wäre dabei sinnvollerweise auch gleich der Standort der Fahrzeuge. Der Speicher könnte dabei mindestens einen Teil der Spitzenbelastung des Netzes abfangen und so eine schnelle Ladung des Fahrzeugs ermöglichen. Dem Haushalt kann die Möglichkeit geboten werden, die entsprechenden Energiemengen aus der gemieteten Speicherkapazität zur Verfügung zu stellen. Gegenüber der Beladung eines Elektrofahrzeugs an einer Wallbox im Haus können durch die Verbindung von Speicher und Ladesäule mindestens die Netzentgelte und damit zusammenhängenden Steuern und Abgaben gespart werden, da kein öffentliches Netz genutzt wird. Gegenüber der Beladung eines Car-Sharing Fahrzeugs an öffentlichen Ladestationen kann hier zumindest teilweise (insbesondere im Sommer) ein Teil der günstigeren, eigen-erzeugten Energie eingesetzt werden. Allerdings ist mit der Beladung eines Fahrzeugs aus dem Speicher ein zusätzlicher Energieverlust gegenüber der Ladung aus dem Netz verbunden. Wie beim Arbitragehandel müssen diese Verluste durch die Kostenvorteile des Strombezugs mindestens ausgeglichen werden.

Auch bei privaten Elektrofahrzeugen kann das Angebot gemacht werden. In den meisten Fällen dürfte die Bequemlichkeit aber dazu führen, dass diese Fahrzeuge an privaten Wallboxen geladen werden.

Lastspitzenkappung

Lastspitzenkappung dient der Begrenzung Spitzenlast-abhängiger Netznutzungskosten. Um im Quartierszusammenhang relevant zu werden, muss das Quartiersnetz als Kundenanlage gestaltet werden. Dann kann der Speicherbetreiber den Speicher dazu nutzen, um Lastspitzen gegenüber dem vorgelagerten Netz zu begrenzen.

Wie weit Lastspitzenkappung mit der Primärnutzung kompatibel ist, ist eine Frage der Planbarkeit der Lastspitzen. Sind diese gut planbar und zeitlich eng begrenzt, können beide Anwendungen gut nebeneinander betrieben werden. Bei schlechter Planbarkeit müsste schnell ein zu großer Teil der Leistung des Speichers dauerhaft reserviert werden und stünde nicht mehr für die Primäranwendung zur Verfügung. Zu lang andauernde (breite) Lastspitzen könnten bei begrenzter Speicherkapazität nicht mehr zuverlässig abgefangen werden.

Smarter Quartiersmanager

Häufig stellt sich insbesondere bei Neubaugebieten mit hohem ökologischem Anspruch die Frage, ob sich die Haushalte im Quartier auch gegenseitig mit Energie versorgen können, z. B. über die Bildung einer Energie-Community. Der Erfolg der Sonnen-Community zeigt, dass hieran anscheinend ein großes Interesse besteht, selbst wenn dabei keinerlei physikalische Nähe zwischen den Community-Mitgliedern besteht.

Im Rahmen einer Energie-Community könnte die individuelle Zuordnung von Speicherkapazitäten durch eine gemeinschaftliche Miete einer Speicherkapazität ersetzt werden, die sich saisonal bedarfsgerecht gestalten lässt. Der Quartiersmanager hätte hierbei die Aufgabe die gemeinschaftliche Speichernutzung zu optimieren und für alle Beteiligten transparent zu gestalten. Die Kosten der Speichernutzung könnten nach einem zu vereinbarenden Schlüssel (z. B. Differenz aus eingespeister und bezogener Energie der Haushalte am Hauszähler) umgelegt werden. Durch die gemeinschaftliche Nutzung könnte der Speicher noch besser genutzt werden und Prognoseabweichungen einzelner Haushalte würden sich ausgleichen.

Eine Darstellung individueller Nutzungen des Speichers wäre in dem Modell nur schwer möglich. Zu- und Abgänge aus der Community sowie Abrechnungsfragen bergen ein gewisses Konfliktpotential, das im Verhältnis zu den erzielbaren Vorteilen gesehen werden muss.

Notstrom

Mit der Zunahme eigener Stromerzeugungsmöglichkeiten und der Erwartung zunehmender Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch insgesamt, wächst das Interesse an Lösungen, die auch bei Ausfall des öffentlichen Netzes eine Stromversorgung ermöglichen.

Im Gegensatz zu Inselösungen, womit die Versorgung des ganzen Netzgebiets mit allen Verbrauchern als Insel beschrieben wird, umfasst das Angebot von Notstrom lediglich die Versorgung von besonders relevanten Verbrauchseinrichtungen. Im Zusammenhang mit einer Quartierslösung könnte dies z. B. die Versorgung eines Gemeindehauses, der Betrieb eines Funkmastes und einer Tankstelle sein. Die Kapazität eines Quartierspeichers könnte ausreichen, um diese Verbraucher über einige Stunden und in Kombination mit Notstromaggregaten auch über längere Zeit zu versorgen.

Eine hausinterne Notstromversorgung kann mit einem Quartierspeicher nicht realisiert werden, da das Szenario davon ausgeht, dass das Netz nicht zur Verfügung steht oder, bei Ausfall des vorgelagerten Netzes, keine Einschränkung auf kritische Verbraucher möglich wäre.

Die Sorge vor häufigeren Stromausfällen erscheint derzeit berechtigterweise zu gering, als dass zu erwarten steht, dass sich ganze Quartiersgemeinschaften auf eine gemeinschaftliche Notstromversorgung einigen und die Kosten dafür tragen. Realistischer ist, dass sich besorgte Haushalte in dem Fall für einen eigenen Kleinspeicher entscheiden.

6.2. Quartierspeicher für Netz- und Systemdienstleistungen

6.2.1 Primäranwendung

Das Geschäftsmodell stellt gegenüber dem vorherigen Modell, die Netzbetreiber in den Vordergrund und macht den Speichereinsatz für Netz- und Systemdienstleistungen zur primären Anwendung. Innerhalb dieses Geschäftsmodells sind die beiden **Zielgruppen** und die auf diese zugeschnittenen Dienstleistungen zu unterscheiden.

Dem Verteilnetzbetreiber (VNB) kann die Vorhaltung von Leistung zum Zwecke der lokalen Netzunterstützung angeboten werden. Dies kann durch die Bereitstellung von Blind- und/oder Wirkleistung erfolgen. Ein lokales Engpassmanagement erfordert eine dazu passende räumliche Anordnung des Speichers, die bei einem Quartierspeicher eher zufällig erscheint. Inwieweit mit einem Quartierspeicher auch für das umgebende Netz ein Beitrag zur Verbesserung von Spannungsqualität geleistet werden kann, muss mit Fachleuten diskutiert werden.

Die Nutzung lokaler Flexibilitäten durch den VNB stellt eine Option dar, die im bisherigen Energiesystem nicht vorgesehen und nicht nötig war. Entsprechend existieren nach derzeitiger Kenntnis noch keine Marktinstrumente zur Kontrahierung dieser Dienstleistungen durch den VNB. Prinzipiell möglich erscheint die Anwendung von §14a, EnWG, zur Nutzung des Speichers als steuerbare Last. Darüber könnten aber nur mögliche Netzentgelte für geleistete Arbeit reduziert, aber keine echte Vergütung für eine Leistungsvorhaltung bezahlt werden. Für den VNB ist die Kontrahierung von Flexibilitäten gegenüber investiven Maßnahmen noch unattraktiv, da für operative Kosten lediglich maximal eine Kostenerstattung erfolgt, bei Investitionen jedoch eine Rendite auf das eingesetzte Kapital erwirtschaftet werden kann. Vorbehaltlich zukünftiger Regelungen ist die Bereitstellung von Flexibilität an den VNB daher aktuell im Wesentlichen Gegenstand individueller Verhandlungen. Bedingt durch die erforderliche räumliche Beziehung des Quartierspeichers zum Netz, dürften die Konditionen der Flexibilitätsbereitstellung auch in Zukunft sehr individuell und entsprechend der möglichen Opportunitätskosten des Netzbetreibers zu gestalten sein.

Gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) können Systemdienstleistungen im Rahmen der bestehenden Regelleistungsmärkte angeboten werden. Für Batteriespeichersysteme bietet sich dabei besonders der Primärregelleistungsmarkt an. Zukünftig könnte mit Wegfall der rotierenden Massen in konventionellen Kraftwerken ein zusätzlicher Markt für Momentanreserve entstehen, der technisch für schnell reagierende Batteriespeichersysteme zugänglich wäre. Die räumliche Verortung des Speichersystems spielt für Systemdienstleistungen nur eine untergeordnete Rolle. Entsprechend befinden sich Quartierspeicher dabei in einem transparenten Marktumfeld in einem rein preisgetriebenen Wettbewerb. Die bestehenden Märkte setzen bereits auch klare Regeln, z. B. hinsichtlich möglicher Minimumleistungen, Verfügbarkeitsdauern und Vertragszeiträumen, die die Planung der Speicherbewirtschaftung erleichtern.

Technisch ist die Nutzung eines Quartierspeichers gegenüber möglichen Schwarmspeichern im Angebot von Systemdienstleistungen auf jeden Fall überlegen, da die größere Einheit effizienter gesteuert werden kann. Schnell reagierende, leistungsorientierte Speichersysteme sind für die Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen vorteilhaft. Lithium-Ionen-Batterien dürften daher hierfür prädestiniert sein. Sollte für Zweitanwendungen mehr Kapazität benötigt werden, könnten Redox-Flow Batterien eine gute Alternative zum Preis höherer Verlustleistungen darstellen, insbesondere wenn im Wesentlichen nur eine Leistungsvorhaltung erfolgt, aber wenig praktische Arbeit geleistet wird. Führt

die Zweitnutzung zu einer ständigen Beanspruchung des Speichers kämen zusätzlich auch Natrium-Schwefel Batterien in Betracht.

Die **Kostenstruktur** des Speicherbetreibers umfasst die gleichen Bereiche wie im vorherigen Geschäftsmodell.

- Der Hauptteil der Kosten wird durch die Investition verursacht.
- Wartung und Betrieb inkl. Buchungssystem, Steuerung, Energieverluste im Speicher usw. bilden wesentliche laufende Betriebskosten.
- Regulatorisch induzierte Kosten bestehen in der Zahlungspflicht von Netzentgelten, EEG-Abgabe sowie anderen Steuern und Gebühren.

In der **Erlösstruktur** ändern sich die primären Erlösquellen. Grundsätzlich bleiben die übrigen Erlösquellen im Rahmen von Zweitnutzungsmöglichkeiten erhalten.

- Netzdienstleistungen an den VNB dürften mit längeren Vertragslaufzeiten und entsprechend geringeren Risiken vereinbart werden können. Systemdienstleistungen sind entsprechend der bestehenden Märkte immer nur über kurze Laufzeiten und kontinuierlich in Ausschreibungen neu zu kontrahieren. Die wesentlichste Erlösquelle besteht in der Vorhaltung von Leistung unabhängig von deren konkretem Einsatz. Die Vereinbarung eines Arbeitspreises kann je nach Dienstleistung zusätzlich erfolgen.
- Einnahmen durch Sekundärnutzungen.

6.2.2 Mögliche Sekundärnutzungen

Durch die vertraglichen Festlegungen im Rahmen der Primärnutzung besteht eine gute Planbarkeit für mögliche Zweitanwendungen des Quartierspeichers. Im Gegensatz zu dem dynamischen Lastprofil der Primärnutzung im ersten Geschäftsmodell, besteht das primäre Lastprofil in diesem Fall eher in einem Betriebskorridor mit oberer und ggf. unterer Leistungsgrenze, der für die Primärnutzung reserviert bleiben muss.

Wird die Gesamtleistung des Speichers in der Primärnutzung kontrahiert, ist eine Zweitnutzung nur dann technisch möglich, wenn zwischen den beiden Nutzungsmodellen innerhalb der für die Primärnutzung erforderlichen Reaktionszeit umgeschaltet werden kann und der Quartierspeicher innerhalb dieses Zeitraums in den zulässigen Betriebskorridor gebracht werden kann. Die Kombinationsmöglichkeiten hängen daher sehr stark von der Vorhersagefähigkeit der Zweitnutzungen ab.

Regulatorische oder vertragliche Vorgaben können weitere Einschränkungen der möglichen Zweitnutzung machen. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Systemdienstleistungen, für die die Übertragungsnetzbetreiber strenge Vorgaben zur Sicherstellung der Verfügbarkeit und zum Schutz vor unberechtigtem Zugriff machen.

Viele Aspekte der möglichen Zweitanwendungen wurden bereits im vorstehenden Geschäftsmodell besprochen. Diese werden im Folgenden nicht wiederholt.

Anteilige Speicherkapazität

Nicht genutzte Anteile des Quartierspeichers können prinzipiell Kunden im Quartier anteilig zur Verfügung gestellt werden. In der Praxis erscheint dies aber nur dann sinnvoll, wenn hierfür über einen längeren Zeitraum auch Leistung und Kapazität zur Verfügung stehen. Eine kontinuierliche Aufteilung

des Quartierspeichers zur Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen sowie für anteilige Speicherkapazität läuft praktisch auf die Verfolgung von zwei Geschäftsmodellen mit getrennten Speichersystemen hinaus, die jeweils für sich betrachtet werden können und lediglich bestimmte Kostensynergien aufweisen. Selbst hier können regulatorische Vorgaben eine Zweitnutzung verhindern, wenn die fiktiven Speichereinheiten nicht auch praktisch getrennt genutzt werden können.

Anteilige Speicherkapazität mit Stromkonto

Wie bereits im ersten Geschäftsmodell diskutiert, können durch die Hinzunahme eines Stromkontoangebots die Kombinationsmöglichkeiten von Anwendungen deutlich erweitert werden. Insbesondere in Kombination mit Netz- und Systemdienstleistungen kann das Stromkonto dazu dienen, die Zweitnutzung für anteilige Speicherkapazität aufrecht zu erhalten, wenn der Quartierspeicher z. B. im Zuge einer gewonnenen Ausschreibung für Regelleistung temporär gebunden ist.

Beide Geschäftsmodelle werden in dieser Kombination praktisch nahezu identisch, in der Vermarktung aber sehr unterschiedlich. Eine Primärnutzung für anteilige Speicherkapazität richtet sich an Haushalte, für die die physikalische Speicherung vor Ort eine hohe Bedeutung hat. Das Stromkonto bildet hierbei einen notgedrungenen Kompromiss zwischen Vor-Ort-Speicherung und wirtschaftlicher Attraktivität. Die Primärnutzung für Netz- und Systemdienstleistungen kann hingegen Haushalten gut angeboten werden, für die eine bilanzielle Speicherung ausreichend ist. Hier stellt das Stromkonto eine besondere Attraktion dar, die eine wirtschaftliche Optimierung des Angebots erlaubt.

Intraday-Handel

Intraday-Handel kann in Kombination mit Netz- und Systemdienstleistungen sehr interessant sein. Wird dem Speicher nur die vorgehaltene Leistung vergütet, muss der Speicherbetreiber die in der Nutzung z. B. durch Umwandlungsverluste verbrauchten Energiemengen auf eigene Kosten beschaffen. Prinzipiell gilt dies auch für einen Abverkauf überschüssiger Energiemengen aus dem Speicher, wobei dies nur in Ausnahmefällen erforderlich sein dürfte. Die Ausnutzung von tageszeitlichen Schwankungen ermöglicht in diesem Zusammenhang also primär ein günstiges Nachladen des Speichers zur Einhaltung des Betriebskorridors.

Lastspitzenkappung

Steht der Quartierspeicher in einer Kundenanlage kann der Quartierspeicher gegenüber dem vorgelegerten Netz zur Lastspitzenkappung verwendet werden. Technisch lassen sich beide Anwendungen bei gleichzeitigem Auftreten ohne Leistungsaufteilung des Speichers nicht verbinden. Möglich wäre es, die Lastspitzenkappung notfalls bei Eintritt der Primäranwendung aufzugeben und die dadurch entstehenden höheren Netznutzungskosten in Kauf zu nehmen. Dann könnte Lastspitzkappung in einem Umfang erfolgen, der die für die Primärnutzung vorzuhaltenden Kapazität des Speichers nicht unterschreitet.

Notstrom

Im Fall eines Blackouts des umgebenden Netzes stünde die Restkapazität des Quartierspeichers für Notstrom zur Verfügung. Jedoch kann aufgrund der Primärnutzung nicht garantiert werden, mit welchem Ladezustand der Quartierspeicher in die Notstromversorgung eintritt. Die Vorhaltung einer Minimumreserve könnte bei größeren Quartierspeichern allerdings sinnvoll sein, wenn diese gleichzeitig zur Begrenzung der Entladetiefe des Speichers vorgesehen wird. Gegenüber einem getrennten Notstromspeicher müsste die Leistungselektronik nur einmal finanziert werden, da diese nicht zwischen den Anwendungen geteilt werden muss.

Inselnetz

Auch hier stände die volle Leistung des Quartierspeichers bei Ausfall des umgebenden Netzes automatisch für die Zweitnutzung zur Verfügung. Aufgrund der umfangreicheren angeschlossenen Lasten gegenüber einer begrenzten Notstromversorgung, müssten hierfür größere Kapazitäten des Speichers reserviert werden.

6.3. Smarter Quartiersmanager

6.3.1 Primäranwendung

Prinzipiell kann unter einem Quartiersmanager auch das Standortmanagement von Industriestandorten verstanden werden. Im Rahmen von Esquire werden besonders Wohnquartiere behandelt. Die weiteren Ausführungen beziehen sich daher nur darauf.

Wie beim ersten Geschäftsmodell sind die Adressaten der Dienstleistung die Haushalte. Der Unterschied ist, das mit dem Smarten Quartiersmanager Dienstleistungen in den Vordergrund gestellt werden, die nicht den einzelnen Haushalt, sondern die Gemeinschaft in den Vordergrund stellen. Das Bestehen einer Kundenanlage erscheint in dem Zusammenhang sehr sinnvoll, da hierdurch das Gemeinschaftsgefühl gestärkt und die Gruppe potentieller Mitglieder der Gemeinschaft beschränkt bleibt.

Eine besondere Konstellation könnten Energiegemeinschaften sein, die von den lokalen Energieversorgern gemanagt würden. Der Quartiersbegriff wäre in diesem Zusammenhang unscharf und müsste nicht notwendigerweise ein räumlich zusammenhängendes Quartier betreffen, solange der Geltungsbereich nicht zu groß wird. Geeignet erscheinen hierfür daher besonders kleine Ortschaften.

Viele der Sekundäranwendungen aus dem ersten Geschäftsmodell werden hier in Kombination zur Primäranwendung. Dies könnten insbesondere die folgenden Funktionen sein.

- Regionale (Grünstrom-) Energiegemeinschaft: Der Speicher sorgt für einen möglichst hohen Anteil der Versorgung im Quartier aus quartierseigener Erzeugung, ohne Zuordnung von Erzeugung und Speicherung zu einzelnen Haushalten. Dies kann für die Kunden dann besonders interessant sein, wenn auch die Erzeugungsanlagen vom Quartiersmanager investiert und betrieben werden.
- Lastspitzenkappung: Bei Vorliegen einer Kundenanlage wäre die damit einhergehende Optimierung von Energiekosten Bestandteil des Dienstleistungspakets
- Intraday-Handel: Analog zur Lastspitzenkappung ginge damit eine Optimierung der Energiekosten einher.
- Ladestrom für E-Fahrzeuge: Stellt eine gemeinschaftlich nutzbare Ladeinfrastruktur zur Verfügung. Sinnvoll insbesondere in Kombination mit einem Car-Sharing Angebot.
- Notstrom oder (selten) Inselnetz: Gemeinschaftliche Begrenzung besonderer Risiken statt individueller (teurerer) Vorsorge.
- Spannungsqualität: Prinzipiell möglich, für Haushalte aber aktuell noch nicht als Problembereich wahrgenommen.

Die in diesem Modell angebotenen primären Dienstleistungen gehen stärker in Richtung höherer Speicherkapazität als die vorhergehenden Modelle. Redox-Flow- oder Natrium-Schwefel-Speichersysteme wären insbesondere geeignet, um eine hohe Autarkiequote der regionalen Energiegemeinschaft zu erreichen.

Die **Kostenstruktur** unterscheidet sich nicht von den bisher diskutierten Modellen.

Die **Erlösstruktur** könnte hier stärker auf Pauschalzahlungen ausgerichtet werden. Die individuelle Abrechnung der in Anspruch genommenen Leistungen widerspräche dem Grundgedanken des Modells. Das Modell richtet sich daher primär an Haushalte, die für ein gutes Gefühl bereit sind, einen überschaubaren Betrag zu zahlen, sich aber mit einer weitergehenden individuellen Optimierung nicht beschäftigen können oder wollen.

Ein Kundenportal, Kundenworkshops oder Kundenbriefe könnten sinnvolle Instrumente sein, um über den realen Betrieb des Speichers zu informieren und damit das „gute Gefühl“ aufrecht zu erhalten.

6.3.2 Mögliche Sekundäranwendungen

Im Wesentlichen bleibt in diesem Geschäftsmodell das Angebot von Netz- und Systemdienstleistungen als Sekundäranwendung übrig.

Die wirtschaftliche Individualoptimierung steht in diesem Geschäftsmodell für die Haushalte nicht im Vordergrund. Vielmehr dürfte das Verlangen nach einer weitgehenden Nutzung eigenerzeugter Energie bestehen. Damit kompatibel wäre eine saisonale Zweitnutzung des Quartierspeichers für Systemdienstleistungen. Eine Einschränkung der Primärnutzung dürfte selbst bei einer damit einhergehenden wirtschaftlichen Optimierung den Bedürfnissen der Kunden widersprechen.

Liegt keine Kundenanlage vor, weicht der Netzbetreiber formell vom Quartiersmanager ab, auch wenn bei kleinen Ortschaften der lokale Netzbetreiber häufig zum lokalen Energieversorger gehört. Die Nutzung des Quartierspeichers zur Stabilisierung des lokalen Netzes läge im gemeinschaftlichen Interesse der Haushalte und würde damit gleichzeitig zur Primär- als auch Sekundärnutzung gehören.

6.4. Fazit Multi-Use

Die Einzelnutzung eines Quartierspeichers lohnt sich häufig wirtschaftlich nicht, da der Speicher zu wenig genutzt wird. Ein tragfähiges Geschäftsmodell ergibt sich erst aus der Verknüpfung von mehreren Dienstleistungen. Doch welche Dienstleistungen kann man gut in einer Multi-Use-Anwendung kombinieren? Als Kriterien der Passfähigkeit sollten folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Wie viel Kapazität muss ständig reserviert werden?
Als Extrembeispiel dient das Sicherstellen von Notstrom: hierfür muss 365 Tage im Jahr die entsprechende Kapazität reserviert werden. Falls kein Stromausfall auftritt, wird der Speicher einmal geladen (zzgl. Verlusten) und dann nicht wieder genutzt.
- Welche Zeitfenster sind für die jeweiligen Dienstleistungen vorzusehen?
Z. B. minuten-, tagesweise, ...

- Wie gut ist eine Prognose möglich, wann welche Kapazität zur Verfügung stehen muss? Der Bedarf an Notstrom ist bspw. nicht vorhersagbar. Der Bedarf an Strom für Elektrofahrzeuge ist zwar ebenfalls nicht zu 100 Prozent sicher prognostizierbar, ungefähre Ladezeitpunkte und -mengen sind jedoch aus der Historie meist gut abzuschätzen.
- Wie relevant sind die Auswirkungen, falls die Prognose nicht eintrifft und die Dienstleistung nicht erfüllt werden kann?

Die mit einem Quartierspeicher darstellbaren Geschäftsmodelle unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Auswahl des primären Anwendungszwecks und der damit einhergehenden Zielgruppe.

Als Zielgruppen sind entweder die privaten Haushalte im Quartier oder die Netzbetreiber (VNB und ÜNB) relevant. Andere Zielgruppen kämen bei Übertragung von Quartierskonzepten auf Industriestandorte hinzu.

Geht man davon aus, dass ein Quartierskonzept zuerst für die darin bestehenden Haushalte entwickelt wird, könnten die folgenden Fragen geeignet sein, die Eignung der vorgestellten Modelle für den individuellen Anwendungsfall zu prüfen.

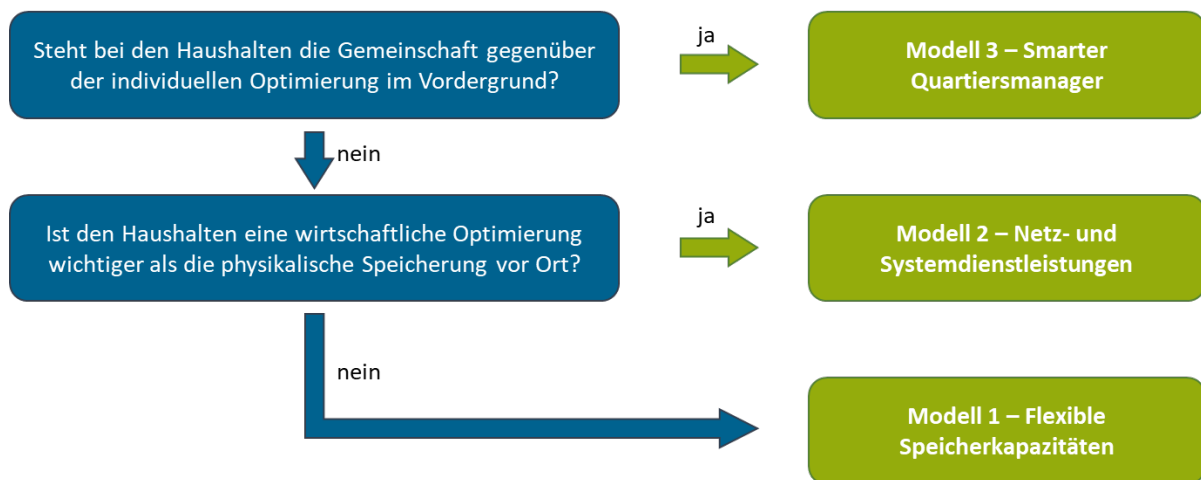


Abbildung 4: Entscheidungsbaum zur Geschäftsmodellauswahl

7. Rechtliche Aspekte ausgewählter Geschäftsmodelle

Nachfolgend wird eine übergreifende Betrachtung ausgewählter Geschäftsmodelle in rechtlicher Sicht vorgenommen. Diese konzentriert sich auf den für Quartiersanwendungen relevanten Teil von Dienstleistungen und Geschäftsmodellen für Prosumer. Geschäftsmodelle für einen Speicherbetrieb zur Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen müssen zusätzliche regulatorische Anforderungen beachten. Neben einer energierechtlichen Betrachtung soll eine grobe Diskussion auch aus steuerlicher oder Wettbewerbssicht erfolgen.

Die rechtliche Betrachtung erfolgt unverbindlich auf Basis bisheriger Projekterfahrungen und Diskussionen mit Fachanwälten. Sie ersetzt nicht eine fachanwaltliche Beratung im Einzelfall. Kleine Variationen innerhalb der Dienstleistungen oder Geschäftsmodelle können bedeutende rechtliche Änderungen zur Folge haben. Weitere Informationen zum rechtlichen Rahmen für Quartierspeicher finden sich auch im Esquire Arbeitspapier „Politische Zielsetzungen und rechtlicher Rahmen für Quartierspeicher“ (Gähns, Knoefel, & Cremer, 2017).

7.1. Geschäftsmodelle zur Hausenergieversorgung

Bei Geschäftsmodellen zur Hausenergieversorgung ist der relevante Übergabepunkt zum Netz der öffentlichen Versorgung der Zähler am Hausanschluss. Je nach Anlagensituation im Haus müssen verschiedene Unterzähler installiert werden. Diese ergeben sich aus der Anforderung, dass grundsätzlich nur Daten für eine Abrechnung herangezogen werden dürfen, die mit geeichten Messinstrumenten erfasst oder aus diesen berechnet wurden. Zum Zwecke der Anlagensteuerung dürfen Messdaten der Anlagen auch ungeeicht erfasst und verarbeitet werden.

7.1.1 Anlagenbetreiber

Viele regulatorische Details hängen mit der Frage zusammen, wer Betreiber der Anlagen ist (vgl. (Gähns, Knoefel, & Cremer, 2017). Soweit nicht anders vermerkt wird im Folgenden davon ausgegangen, dass der Hausbewohner (nicht notwendigerweise der Eigentümer) Anlagenbetreiber aller Anlagen im Gebäude zur Erzeugung, Speicherung und zum Verbrauch von Energie im Sinne §3, Abs.2, EEG 2017, ist. Damit besteht eine sog. „Personenidentität“. Diese umfasst alle im Haushalt lebenden Personen. Die Nutzung der Anlagen dient damit der „Eigenversorgung“ des Anlagenbetreibers.

Prinzipiell möglich ist auch der Betrieb von Teilanlagen wie die PV-Anlage und ein möglicher Speicher durch einen Dritten. Die Betreibereigenschaft richtet sich dabei nicht nach der Finanzierungsverantwortung sondern danach, wer das wirtschaftliche Risiko aus dem Betrieb der Anlagen trägt. Insbesondere bei Zweitnutzungsmodellen muss darauf geachtet werden, wer in diesem Fall Anlagenbetreiber wird. Sind Hausbewohner und Anlagenbetreiber nicht personenidentisch, kann eine Energieversorgung des Haushalts im Rahmen des Mieterstrommodells erfolgen (Gesetz zur Förderung des Mieterstroms; BGBL Jahrgang 2017, Teil 1, Nr. 49, vom 24. Juli 2017).

7.1.2 Eigenversorgung (PV & Speicher) ohne Zweitnutzung des Speichers

Eigenversorgung gemäß §3, Satz 19, EEG 2017 ist der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.

Eigenverbrauch

In diesem „Basisfall“ verwendet der Haushalt die eigenerzeugte Energie aus der PV-Anlage zum einen als „Direktverbrauch“ in seinen Verbrauchsanlagen. Rechtlich gehört der Batteriespeicher dabei zunächst auch zu den Verbrauchsanlagen. Die vom Batteriespeicher „verbrauchte“ Energie wird bei der Ausspeicherung wieder erzeugt und von den übrigen Verbrauchsanlagen endgültig verbraucht. Der Batteriespeicher gilt also je nach Betriebszustand als Verbraucher oder Erzeuger. Die im Speicher auftretenden Energieverluste zählen zum Letztverbrauch im Haushalt.

Grundsätzlich sind Erzeugungsanlagen nach §61a, Satz 4, EEG 2017 von der EEG-Umlage befreit, solange sie eine installierte Leistung von weniger als 10 kWp besitzen und der Energieverbrauch aus einer Erzeugungsanlage nicht 10 MWh pro Jahr übersteigt. Wird eine dieser Bedingungen nicht eingehalten gilt §61b, Satz 1, EEG 2017, wonach 40 Prozent der EEG-Umlage anfallen. Die EEG-Clearingstelle hat in der Empfehlung 2017/29 vom 28. März 2018 vorgeschlagen, dass die 10 MWh-Freigrenze für jede Erzeugungsanlage getrennt zu betrachten sind. PV-Anlage und Speicher gelten als unterschiedliche Erzeugungsanlagen. Gleiches gilt für die installierte Peakleistung, d. h. die Leistung von PV-Anlage und Speicher werden nicht addiert, obwohl im Extremfall die addierte Leistung aus Speicher und PV-Anlage zur Hausversorgung genutzt werden könnte. Bei der Bestimmung der Erzeugungsleistung der PV-Anlage ist zu beachten, dass mehrere gleichartige Anlagen eines Betreibers in unmittelbarer räumlicher Nähe hierfür addiert werden, wenn sie innerhalb eines Jahres errichtet wurden.

Neben der EEG-Umlage entfallen auf die Eigenversorgung die Netzentgelte, da kein Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung (NAV) entnommen wird. Ebenfalls entfallen damit die an die Netzentgelte gekoppelten Umlagen und die Konzessionsabgabe. Nach §9, Abs. 1, Satz 3a StromStG. entfällt ebenfalls die Stromsteuer.

Netzeinspeisung

Für die in das NAV eingespeiste Energie hat der Anlagenbetreiber Anspruch auf Vergütung. Dabei spielt es prinzipiell keine Rolle, ob der Strom aus der PV-Anlage vor der Netzeinspeisung zwischengespeichert wurde. In der Regel wird man dies aber vermeiden wollen, da damit unnötig Energie und damit Erlöse verloren gingen. Die eingespeiste Energie kann nach § 20, EEG 2017 (Marktprämie) oder § 21, EEG 2017 (Einspeisevergütung) vergütet werden. Alternativ kann für Lieferungen an Mieter nach § 21, Abs. 3, EEG 2017 ein Mieterstromzuschlag in Anspruch genommen werden, wenn der Betreiber der PV-Anlage und der Hausbewohner nicht personenidentisch sind und der Hausbewohner vom Betreiber der PV-Anlage versorgt wird. Weiterhin steht dem PV-Anlagenbetreiber die sonstige Direktvermarktung nach § 21a, EEG 2017 offen, in der keine Vergütung erfolgt. Ein Wechsel zwischen den Vergütungsformen ist monatlich möglich.

Sollte für die von den PV-Anlagen eingespeiste Energie ein Regionalnachweis ausgestellt werden, verringert sich die EEG-Vergütung nach § 53b, EEG 2017 um 0,1 Cent/kWh. Ein solcher Regionalnachweis könnte als Vermarktungsargument an Hausbewohner in einem Quartier interessant sein, wenn sich für Regionalstrom eine höhere Zahlungsbereitschaft ergeben sollte.

Netzbezug

Additiv zur Eigenversorgung mit PV-Strom wird es immer Zeiten geben, in denen ein zusätzlicher Strombezug aus dem NAV erforderlich ist. Gemäß § 60, Abs. 1, EEG 2017 fällt auf den gesamten Netzbezug die volle EEG-Umlage an. Gemäß § 17, StromNEV fallen in der Regel ebenfalls die vollen Netzentgelte und daran gekoppelten Umlagen und Abgaben an. Aufgrund des § 14a, EnWG, können Netzbetreiber mit Letztverbrauchern ein reduziertes Netzentgelt für den Verbrauch von Anlagen vereinbaren, die durch den Netzbetreiber netzdienlich gesteuert werden können. Dies betrifft heute häufig Wärmepumpen, kann aber genauso für Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher angewendet werden. In der Praxis ist zu beachten, dass die Steuerung durch den Netzbetreiber dann Priorität vor anderen Nutzungsarten hat. Die reduzierten Netzentgelte gelten nicht nur für den Energieverbrauch zu Zeiten einer Anlagensteuerung durch den Netzbetreiber, sondern für den gesamten Verbrauch dieser Anlagen während der entsprechenden Vereinbarungslaufzeit.

Gemäß § 5, StromStG fällt in der Regel auch die Stromsteuer in voller Höhe an. Ein teilweiser Entfall der Stromsteuer erscheint nach § 9, Abs. 1, Satz 3b, StromStG für Strom möglich, der in Anlagen in räumlichem Zusammenhang mit den Verbrauchern erzeugt wurde. Der räumliche Zusammenhang ist nicht eindeutig definiert, geht aber sicher über den Begriff „räumliche Nähe“ hinaus und sollte auf ein räumlich definierbares, begrenztes Quartier anwendbar sein. Hierzu müssten die aus den PV-Anlagen im Quartier in das NAV eingespeisten Energiemengen mit dem gleichzeitigen Strombezug der Haushalte bilanziert werden.

Unsicherheiten

Die Beladung eines Elektrofahrzeugs am Hausanschluss wurde als Eigenverbrauch angesehen. Dies gilt strenggenommen natürlich nur für die Fahrzeuge des PV-Anlagenbetreibers. Derzeit ist nicht bekannt, ob, und wenn ja, wie eine Differenzierung bei der Beladung von Elektrofahrzeugen Dritter erfolgen soll. Die entsprechenden Energiemengen wären vermutlich als Energielieferung zu werten und mit EEG-Umlage belastet. Netzentgelte dürften nicht anfallen, da keine Netznutzung vorliegt.

Derzeit ist unklar, wie ein Fahrzeugspeicher behandelt wird, wenn er in das Hausnetz zurückspeisen sollte. Solange aus den Speichern keine Energie in das NAV eingespeist wird, dürfte die Frage unkritisch sein, da mit der Beladung der Speicher entweder ein direkter Eigenverbrauch oder ein Netzbezug vorlag und für beide Fälle die entsprechenden Regularien gelten. Kritisch wäre eine Rückspeisung aus dem Fahrzeugspeicher in das NAV. Sollte das Fahrzeug vorher ausschließlich mit Erneuerbarer Energie geladen worden sein, könnte hieraus ein Anspruch auf EEG-Vergütung entstehen. Sollte der Fahrzeugspeicher in den Hausspeicher einspeisen, dürfte in der Regel davon auszugehen sein, dass der Fahrzeugspeicher Graustrom geladen hatte und damit auch der Hausspeicher Graustrom enthält. Der Hausspeicher verlöre damit den Anspruch auf EEG-Vergütung für in das NAV abgegebene Energiemengen.

7.1.3 Zweitnutzung des Batteriespeichers im NAV

In Ergänzung zum vorstehenden Fall soll der Batteriespeicher zusätzlich Energie aus dem NAV aufnehmen und in dieses abgeben und eine damit verbundene Nutzung erfahren. Es ist dabei grundsätzlich gleichgültig, ob der Speicher netz- oder systemdienliche Zwecke erfüllt oder zum Handel von Energie an einem Marktplatz eingesetzt wird.

Einspeicherung

Grundsätzlich fällt nach § 60, Abs. 1, EEG 2017 bei der Einspeicherung die EEG-Umlage an. Für die wieder in das NAV ausgespeicherte Energie entfällt aber die Umlage nach § 61k, Abs. 1, EEG 2017, da für die ausgespeicherte Energie angenommen wird, dass der Letztverbraucher die volle EEG-Umlage entrichtet. Für die Speicherverluste entfällt die EEG-Umlage bis zu einer Verlustenergie von 500 kWh/a je kW installierter Anschlussleistung des Speichers. Hierbei muss die anrechenbare Verlustenergie im Verhältnis der Nutzungsarten zugeordnet werden. Hierfür ist eine monatliche Saldierung der Energieströme vorzunehmen. Die EEG-Clearingstelle hat in der Empfehlung 2017/29 vom 28. März 2018 vorgeschlagen, dass die Saldierung der Energiemengen durch nicht geeichte Messeinrichtungen erfolgen darf.

Netzentgelte für die Einspeicherung entfallen nach § 118, Abs. 6, EnWG für 20 Jahre nach Inbetriebnahme des Speichers, wenn dieser bis zum 4. August 2026 in Betrieb genommen wird. Da die Formulierung im EnWG auf den Bezug des Speichers abhebt, wird davon ausgegangen, dass auch die Speicherverluste von den Netzentgelten befreit sind. Die Befreiung von Speichern von Netzentgelten bei Mischnutzung wird von der BNetzA in einem inoffiziellen Schreiben abgelehnt. In der Argumentation geht die BNetzA davon aus, dass die Befreiung voraussetzt, dass der aus dem NAV eingespeicherte Strom **vollständig** in das NAV zurückgespeist wird. Wenn von dem aus dem NAV eingespeicherten Strom ein Teil im Haus verbraucht wird, wäre dieses Vollständigkeits-Kriterium nicht erfüllt. Dies würde eine Doppelbelastung der in das NAV zurückgespeicherten Strommengen mit Netzentgelten bedeuten. Der Begriff **vollständig** ist im § 118, Abs. 6, EnWG allerdings in dem Zusammenhang nicht enthalten.

Nach einem Urteil des Bundesgerichtshofs (Beschluss vom 20.06.2017; Aktenzeichen EnVR 24/16) fallen die an die Netzentgelte gekoppelten Umlagen und Konzessionsabgabe weiter an.

Laut § 9, Abs. 1, Satz 2, StromStG ist Strom, der zur Stromerzeugung (Ausspeicherung) aus einem Netz entnommen wird, von der Stromsteuer befreit. In § 12, Abs. 1, Satz 2, StromStV wird dies allerdings auf den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken eingeschränkt. Es ist an keiner anderen Stelle explizit geregelt, dass die Zwischenspeicherung von Strom zur Wiedereinspeisung in ein Netz von der Stromsteuer befreit wäre. Solange die Stromsteuer nicht aus anderen Gründen entfällt, muss davon ausgegangen werden, dass die Stromsteuer auf die eingespeicherte Energiemenge anfällt.

Ausspeicherung

Durch Einspeicherung von Strom aus dem NAV wird die Energie in einem Speicher zu Graustrom. Damit geht bei der Ausspeicherung in das NAV der Anspruch auf Förderung (Einspeisevergütung, Marktpremie) verloren und zwar auch für den aus der PV-Anlage stammenden Anteil des in das NAV eingespeisten Stroms. Bedingte Abhilfe kann hier durch zeitlich variierende Nutzungsarten des Speichers geschaffen werden, wobei vor Wechsel der Nutzungsart der Speicher jeweils entladen werden muss.

7.1.4 Eigenversorgung (PV & Speicher) mit Zweitnutzung des Speichers in Kundenanlage

Einen besonderen Fall stellt die Situation dar, wenn das den Haushalt umgebende Netz kein öffentliches Netz (NAV) ist, sondern eine Kundenanlage. Die Definition einer Kundenanlage ergibt sich aus § 3, 24a EnWG. Die wesentlichen Voraussetzungen sind:

- räumlich zusammengehörendes Gebiet
- Verbindung mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage
- Unbedeutend für einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb bei der Energieversorgung
- Diskriminierungsfreie, unentgeltliche Verfügbarkeit für Dritte zur Durchleitung von Energie an Letztverbraucher

Wird eine Kundenanlage bejaht, erfolgt der Stromaustausch der Haushalte über den Hausanschluss nicht mehr mit den NAV. Der Betreiber einer Kundenanlage wird gegenüber dem Haushalt zum lokalen Netzbetreiber. Dieser unterliegt nicht dem „Unbundling“, kann also gleichzeitig die Rolle eines Energieversorgers übernehmen. Der Betreiber der Kundenanlage darf auf die durch sein Netz fließende Energie keine Gebühren erheben. Die Refinanzierung des lokalen Netzes muss daher auf anderem Wege erfolgen.

Einspeisung

Gemäß § 21, EEG 2017 entsteht der Anspruch auf EEG-Vergütung bei Einspeisung in **ein** Netz, nicht notwendigerweise in das NAV. Entsprechend ist der Betreiber der Kundenanlage zur Auszahlung der EEG-Vergütung verpflichtet. Umgekehrt muss der Anlagenbetreiber seine gesamte in die Kundenanlage eingespeiste Energie dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen, wenn er dafür die EEG-Vergütung beansprucht. Prinzipiell möglich wäre auch, dass ein Anlagenbetreiber die eingespeiste Energie einem Dritten außerhalb der Kundenanlage verkauft oder zur Direktvermarktung zur Verfügung stellt. Die Durchleitungspflicht des lokalen Netzbetreibers stellt dies unentgeltlich sicher.

Netzbezug

Da die am Hausanschluss aus dem Netz entnommene Energie nicht direkt aus dem NAV stammt und keine lokalen Netzentgelte erhoben werden dürfen, ist der gesamte Strombezug am Hausanschluss von Netzentgelten und den daran gekoppelten Abgaben und Gebühren befreit.

Mit dem gleichen Argument fällt weiterhin die Stromsteuer an. In § 5, StromStG ist die Pflicht zur Zahlung von Stromsteuer nicht an die Entnahme aus dem NAV, sondern lediglich an die Entnahme aus einem „Versorgungsnetz“ geknüpft. Eine Ausnahme von der Zahlung der Stromsteuer kann entstehen, wenn die Kundenanlage nach § 9, Abs. 1., Satz 1, StromStG ausschließlich mit Strom aus Erneuerbaren Energien gespeist wird oder nach Satz 3 aus einer Stromerzeugungsanlage mit max. 2 MW Leistung stammt und im räumlichen Zusammenhang verbraucht wird. Werden die PV-Anlagen und/oder Speicher in der Kundenanlage von einer einzigen Person betrieben, so müssen die Erzeugungsleistungen der Anlagen addiert werden und zusammen unter der 2 MW-Grenze liegen.

Für den Strombezug fällt die volle EEG-Umlage an, solange keine Personenidentität argumentiert werden kann.

Quartierspeicher

Ein in einer Kundenanlage aufgestellter Quartierspeicher ist von allen Abgaben, Steuern und Gebühren aufgrund bereits geschilderter Umstände befreit. Gegenüber einem Hausspeicher würde aber in der Regel immer noch die EEG-Umlage auf die Rücklieferung an einen Haushalt anfallen.

Zweitnutzung von Haus- und Quartierspeichern

Da die Speicher nicht am NAV angeschlossen sind, finden die in Kap. 7.1.3 beschriebenen Regularien keine Anwendung. Gegenüber dem NAV stellt die Kundenanlage eine Black-Box dar, die ggf. Netz- oder Systemdienstleistungen erbringen kann oder an Energiemärkten handelt. Dabei ist es egal, ob die Speicher innerhalb der Kundenanlage in verschiedenen Anwendungen genutzt werden. Der Übergabezähler zum vorgelagerten NAV übernimmt die gleiche Funktion wie der Hausanschlusszähler im Kap. 2.2. mit den sich daraus ergebenden Bestimmungen. Zu beachten sind hierbei natürlich die Anforderungen, die sich aus einer möglichen Präqualifizierung zur Teilnahme an bestimmten Energiemärkten ergeben können.

Allgemeine Anmerkungen zur Kundenanlage

Eine wesentliche Voraussetzung für die Bejahung einer Kundenanlage ist, dass die Letztverbraucher in der Kundenanlage die freie Wahl ihres Energieversorgers behalten. Die maximale Bindungsfrist in einem Stromliefervertrag beträgt aktuell 24 Monate.

Ein kritischer Faktor für die Entstehung bestimmter Zahlungspflichten ist die Frage der Personenidentität von Erzeugern und Verbrauchern. Diese wird bisher sehr streng ausgelegt. Demnach wäre die natürliche Person der Hausbewohner nicht personenidentisch mit der juristischen Person z. B. einer GBR oder einer Genossenschaft, die sich zum gemeinsamen Betrieb von Anlagen innerhalb einer Kundenanlage gebildet haben könnten.

7.2. Sonstige rechtliche Aspekte

In den in Kap. 2 dargestellten Geschäftsmodellen spielen auch Flatrate- und Cloud-Modelle eine wichtige Rolle. Die Anbieter derartiger Modelle nutzen häufig die Stromlieferverträge zur Incentivierung der Kunden, ihre Anlagen zu kaufen (zumeist Stromspeicher). Wettbewerbsrechtlich erschiene es bedenklich, wenn die Preise zur Lieferung möglicher Reststrommengen an die Endkunden unterhalb der Selbstkosten des Strombezugs durch den Lieferanten lägen. Diese ergäben sich aus den Kosten der Energiebeschaffung zuzüglich aller anfallenden Abgaben, Steuern und Gebühren. Die von einem EVU darauf zugerechneten Vertriebsmargen sind mit 1-2 Cent/kWh sehr gering. Dementsprechend dürfte der reine Preisunterschied in der Reststrombelieferung nicht besonders groß ausfallen.

Flatrate- und Cloud-Modelle haben gemeinsam die Eigenschaft, dass eine Stromeinspeisung durch den Endkunden zeitlich versetzt mit einer Stromlieferung durch den Versorger verbunden wird. Hierfür wird in allen Modellen eine monatliche Pauschale erhoben. Zusätzlich unterscheiden sich die Modelle darin, wie eine Netzeinspeisung entweder vergütet oder mit Rücklieferungsmengen verrechnet wird.

Steuerrechtlich handelt es sich nach gängiger nicht um eine zeitversetzte Eigenversorgung, sondern um getrennte Geschäftsvorgänge im Sinne von Tauschgeschäften. Erhält der Einspeisende auf die eingespeiste Energiemenge eine Vergütung unterliegt diese der Umsatzsteuer. Erwirbt er damit das

Recht auf eine spätere Energierücklieferung liegt der steuerliche Wert dieses Tauschs bei den entgangenen Erlösen, in diesem Fall der entgangenen EEG-Vergütung.

Im Fall von sonnen erhält der Kunde die EEG-Vergütung auf die gesamte eingespeiste Energiemenge (zuzüglich der Umsatzsteuer) von sonnen und muss dafür die Umsatzsteuer abführen. Für die im Rahmen der Flatrate von sonnen gelieferte Energie muss der Endkunde Umsatzsteuer auf den Wert dieser Rücklieferung an sonnen abführen. Nicht ganz klar ist die Bemessungsgrundlage für die Umsatzsteuer. Vermutlich richtet sie sich aber nach dem Strompreis der Reststromlieferung. Die Umsatzsteuer führt bei sonnen für den Endkunden daher zu einem finanziellen Verlust. Hingegen entspricht die Bemessungsgrundlage für die eingespeiste und zurückgelieferte Energiemenge innerhalb der Cloud-Grenzen bei senec jeweils der Höhe der EEG-Vergütung, für den Kunden also finanziell neutral.

Der gewerbliche Betrieb einer PV-Anlage führt nicht zur steuerlichen Anrechenbarkeit der Stromrücklieferung oder der Umsatzsteuerdifferenz, wenn der rückgelieferte Strom privat verbraucht wird. Grundsätzlich sollten aber z. B. mit dem Betrieb eines häuslichen Arbeitszimmers absetzbare Anteile der Stromversorgung auch hierfür in Frage kommen.

Ein interessanter Aspekt der Flatrate- und Cloud-Modelle, insbesondere des Caterva/Alelion-Modells ist die Zweitnutzung der Speicher. Hieraus könnte sich ergeben, dass die Investition in den Batteriespeicher primär einem wirtschaftlichen Zweckbetrieb dient. Damit wäre nicht nur die Vorsteuer abzugsfähig (wie sonst bei kombinierter Investition in PV-Anlage und Speicher für Eigenversorgungszwecke üblich), sondern es könnten auch Abschreibungen und Betriebskosten geltend gemacht werden. Die Größe der Caterva-Speicher würden diese Argumentation unterstützen, da sie über die übliche Größe eines Heimspeichers weit hinausgehen.

8. Energetische Bewertung ausgewählter Geschäftsmodelle

Bei allen Geschäftsmodellen in Verbindung mit einem Quartierspeicher ist selbstverständlich die technische Komponente – und hier v.a. die energetische – zur Steuerung des Geschäftsangebots grundlegend wichtig. Darum wurden die Belastungsprofile des Speichers in verschiedenen Geschäftsmodellen mithilfe von MATLAB simuliert. Die Ergebnisse sind nachfolgend dargestellt.

Das allgemeine Setting der Simulation ist in Abbildung 5 dargestellt. Als Simulationseingangsparameter dienten reale Messdaten aus dem im Projekt beteiligten Stadtquartier in Groß-Umstadt. Hierzu wurden sowohl Verbrauchslastprofile als auch PV-Erzeugungsprofile von 22 Haushalten aus 2017 anonymisiert verwendet. Alle Daten weisen eine 15min-Auflösung auf.

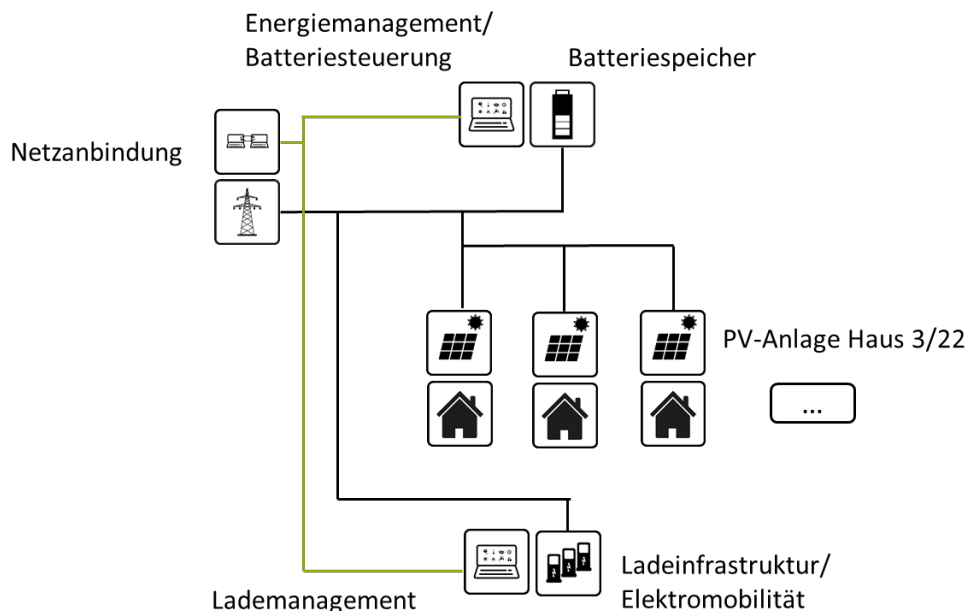


Abbildung 5: Aufbau der Simulationsumgebung

Wenn nichts Anderes genannt, wurden für den Batteriespeicher mit 115kWh Speicherkapazität und 250kW Lade-/Entladeleistung diejenigen Werte angenommen, die auch der innerhalb von Esquire in Groß-Umstadt installierte Speicher tatsächlich besitzt. Die Batterieladung erfolgt über Erzeugungsüberschüsse aus der PV-Erzeugung sowie bei Bedarf über Netzladung. Eine Degradation des Speichers wurde vernachlässigt. Inklusive des Batteriewandlers mit lastabhängiger Wirkungsgradkennlinie beträgt der mittlere Wirkungsgrad für das Gesamtjahr ca. 82 Prozent.

Für eines der Geschäftsmodelle wurde die Integration einer Ladeinfrastruktur untersucht. Für deren Simulation wurden 11 Elektrofahrzeuge angenommen und für diese verschiedene Fahrprofile mittels eines selbst entwickelten Lastprofilgenerators erzeugt. Die Profile berücksichtigen neben Pendelstrecken auch das Freizeitverhalten unterschiedlicher Nutzergruppen. Zu jeder Fahrt wird eine Streckenlänge berechnet und mit ausgegeben. Für jedes Fahrzeug wird eine 40kWh große Batterie, ein Verbrauch von 18kWh/100km, eine Ladeleistung von 11kW (konstant) und ein Einsteckverhalten zugrunde gelegt, gemäß dem immer geladen wird, sobald die Möglichkeit dazu besteht. Der Ladewirkungsgrad soll 95 Prozent betragen.

8.1. Eigenversorgung (PV mit/ohne Speicher)

Wie in Kap. 7.1.2 bereits beschrieben, werden Überschüsse aus selbst erzeugtem Strom in der Batterie zwischengespeichert und bei Bedarf zur eigenen Nutzung wieder daraus bezogen.

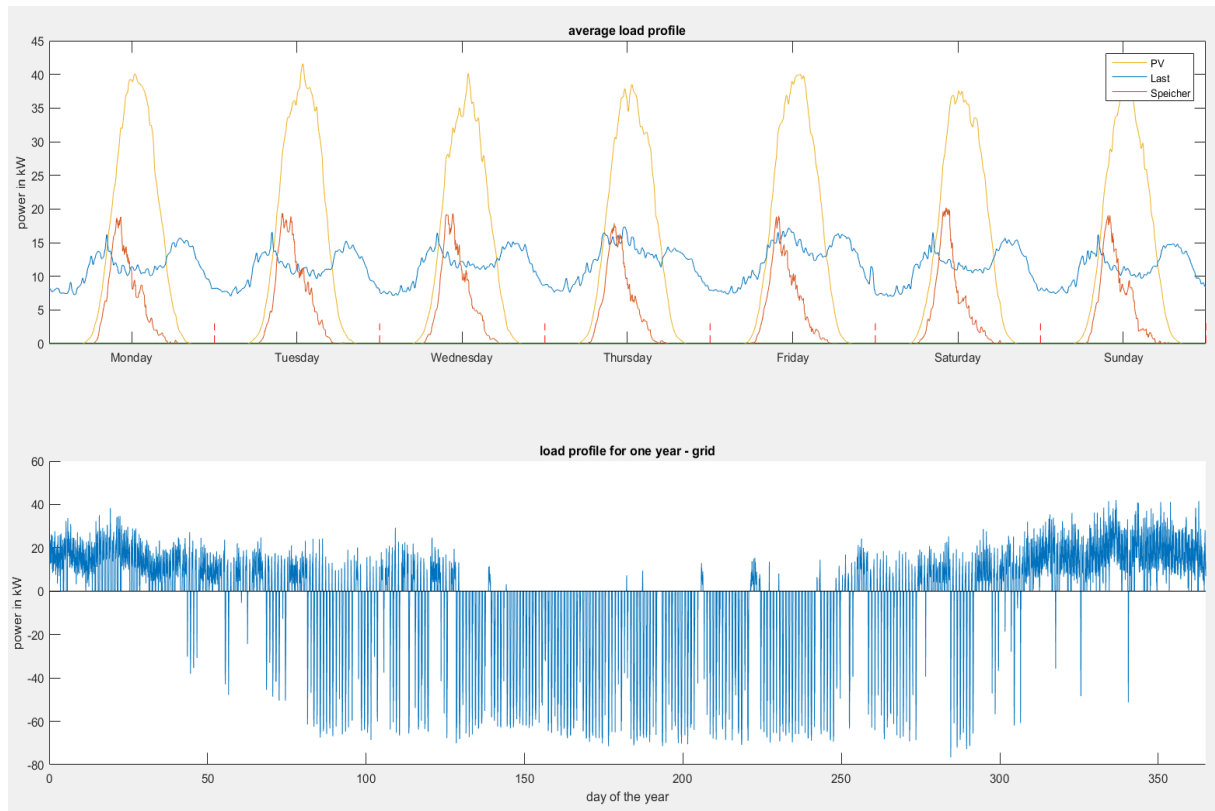


Abbildung 6: Ladeprofile Eigenversorgung mit Speicher

Abbildung 6 zeigt sowohl das durchschnittliche Lastprofil als auch die über das gesamte Jahr auftretenden Ladevorgänge mit einem Speicher. Die Batterie (rot) lädt hier gleich morgens. Dies ist weniger netzdienlich und könnte mit entsprechenden Prognosesystemen verbessert werden.

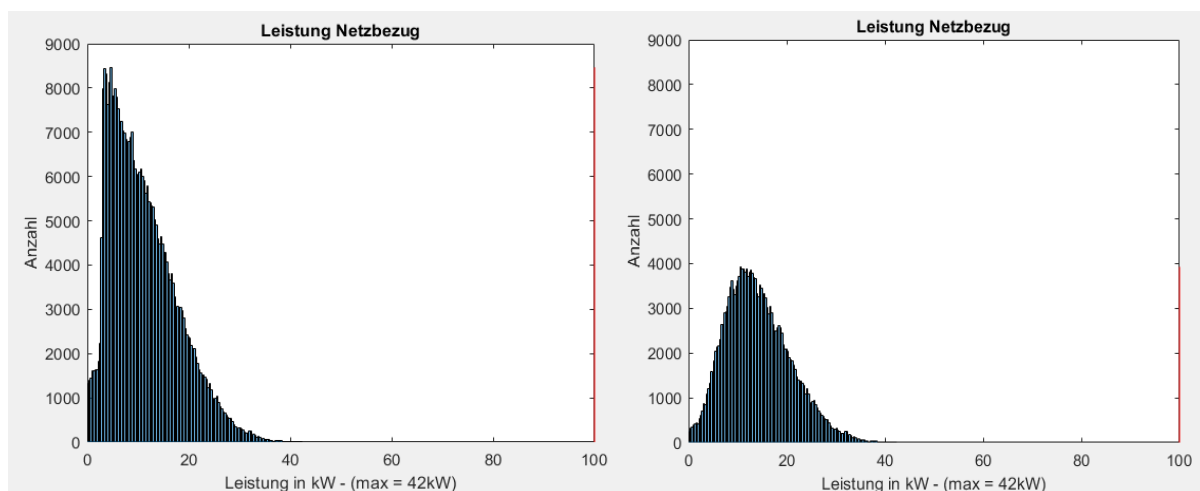


Abbildung 7: Leistungen bei Netzbezug ohne Batterie (links) und mit Batterie (rechts)

In Abbildung 7 sind die Häufigkeiten verglichen, mit denen bestimmte Leistungen aus dem öffentlichen Netz bezogen werden müssen. Der Netzbezug bei Verwendung eines Quartierspeichers (rechts) ist nur etwa halb so häufig nötig im Vergleich zum Bezug ohne Zwischenspeicherung in der Batterie (links).

Im Gegenzug dazu zeigt Abbildung 8 den Vergleich, wie häufig überschüssiger Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird. Dies ist ohne Quartierspeicher (links) speziell in den kleinen Leistungsbe-
reichen deutlich häufiger der Fall. Die Batterie (rechts) lädt also bei kleinen Leistungen, was der Lebensdauer des Speichers zugutekommt.

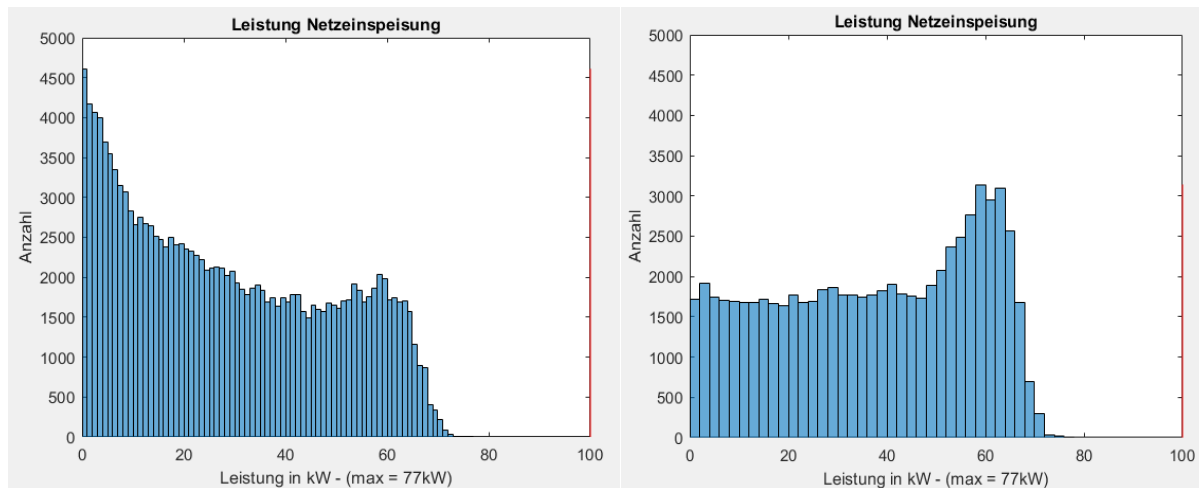


Abbildung 8: Leistungen bei Netzeinspeisung ohne Batterie (links) und mit Batterie (rechts)

Die Betrachtung der Leistungsspitzen verrät, dass die Netzanschlussleistung durch die Einspeisung definiert wird (42 kW Bezug vs. 77 kW Einspeisung). Die Spitzenlast bleibt mit 77 kW trotz Quartierspeicher gleich groß. Dies ließe sich durch Verschiebung des Ladezeitpunktes hin zum Mittagspeak ggf. optimieren.

Das eigentliche Ziel, die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils, wird erreicht. Dieser steigt von 32 Prozent ohne Speicher auf 59 Prozent mit Speicher. Auch der Autarkiegrad wird annähernd verdoppelt (32 Prozent vs. 63 Prozent).

8.2. Eigenversorgung + Ladeinfrastruktur

Zur besseren Auslastung des Speichers sollen zusätzlich zur in Kap. 8.1 simulierten Eigenversorgung weitere Verbraucher in Form von Elektrofahrzeugen hinzugefügt werden. Auch hier werden die beiden Szenarien mit und ohne Speichersystem simuliert.

Wie die Ladeprofile mit Stromspeicher und unter Hinzunahme der 11 Elektrofahrzeuge (grün) aussehen können, zeigt Abbildung 9. Diese Ladevorgänge erfolgen v.a. unter der Arbeitswoche vorwiegend abends.

Die Spitzenlast beim Bezug von Strom aus dem Netz wird durch die Fahrzeugladungen erwartungsgemäß deutlich erhöht, liegt allerdings mit 73 kW immer noch unter dem Wert für die Netzeinspeisung. Der Netzanschluss muss also ohnehin für 77 kW ausgelegt werden, sodass die Ladesäulen infrastruktureitig verkräftbar sind. Dies gilt sowohl mit als auch ohne Speicher.

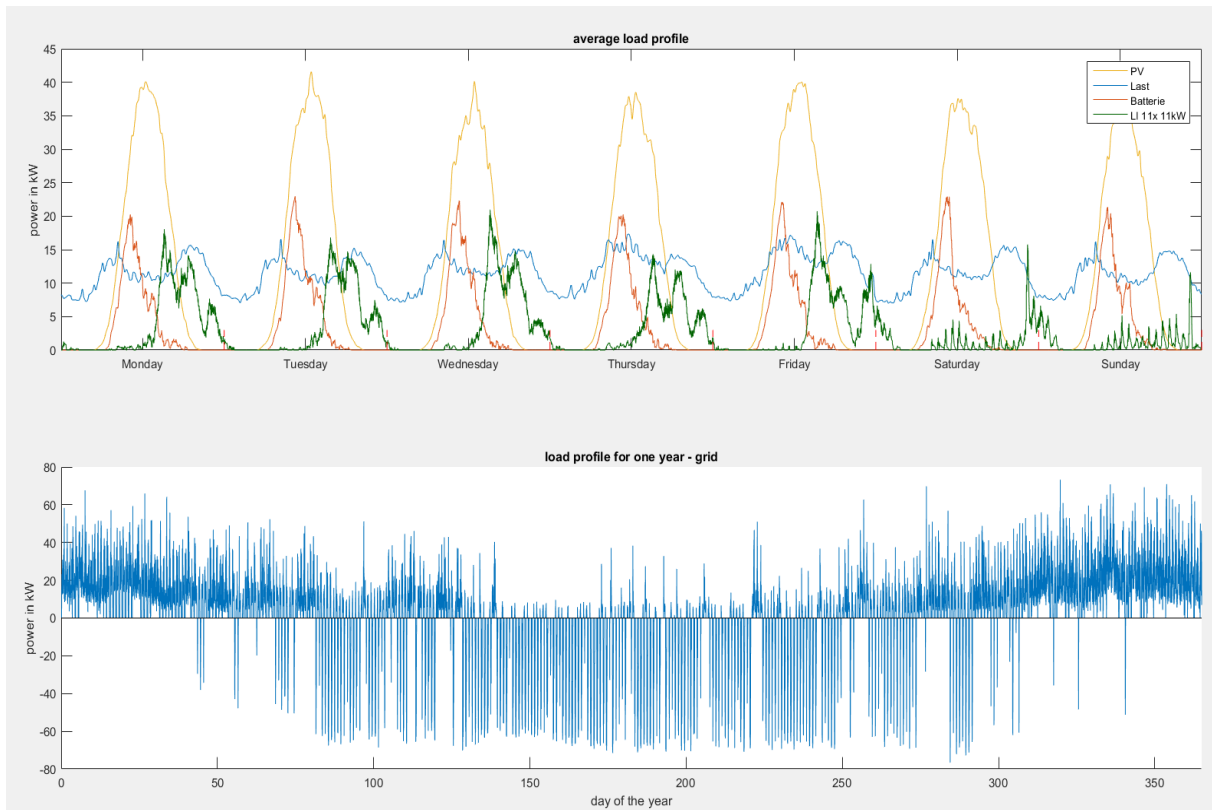


Abbildung 9: Ladeprofile Eigenversorgung + Ladestrom für Elektrofahrzeuge

Im Vergleich zur Eigenversorgung ohne Ladeinfrastruktur wird die Gesamtmenge an pro Jahr ins Netz eingespeistem Überschussstrom durch die Ladepunkte um ein gutes Drittel geringer. Gleiches gilt für die aus dem Netz bezogene zusätzliche Energiemenge, die nun teilweise vom Speicher zur Verfügung gestellt wird. Der Gesamtenergieverbrauch steigt erwartungsgemäß um ca. 26.000 kWh pro Jahr an.

Der Eigenverbrauchsanteil wird sowohl ohne (38 Prozent) als auch mit Batterie (66 Prozent) durch die Ladeinfrastruktur erhöht. Dabei ist der Speicher sehr häufig ganz leer oder ganz voll (vgl. Abbildung 10).

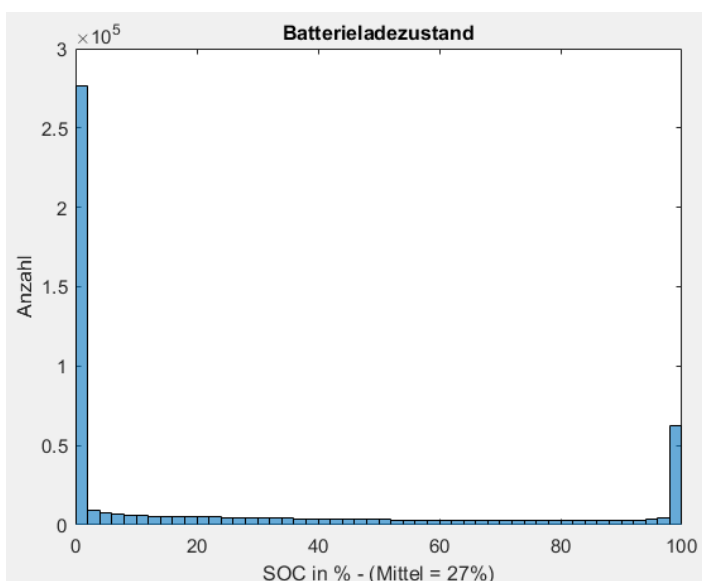


Abbildung 10: Ladezustände der Batterie bei Eigenverbrauch + Ladestrom für Elektrofahrzeuge

8.3. Spitzenlastbegrenzung (mit/ohne Ladeinfrastruktur)

Wie im Bericht „Dienstleistungen für gemeinschaftlich genutzte Quartierspeicher“, Kap. 3.4.4 (Schnabel & Kreidel, 2019) beschrieben, kann der Speicher zur Begrenzung der Lastspitzen eingesetzt werden. Die Versuche, die Spitzenlast auf 20 kW oder wenigstens 30 kW zu begrenzen, scheitern unter den eingangs genannten Voraussetzungen von Speicher-, Verbrauchs- und Erzeugungsdaten in Groß-Umstadt, wenn der Speicher mit PV-Überschüssen geladen wird.

In Abbildung 11 und Abbildung 12 sind die Simulationsergebnisse dargestellt. Die markierten Bereiche zeigen, dass in einzelnen Fällen die gewählte Grenze gerissen und mehr Leistung nötig wird. Dies ist immer im Winter der Fall, wenn nicht ausreichend Ladekapazität durch die PV-Erzeugung zur Verfügung steht. Leider reichen einzelne Ausreißer bereits aus, um den für dieses Geschäftsmodell zu kalkulierenden Leistungspreis zu bestimmen.

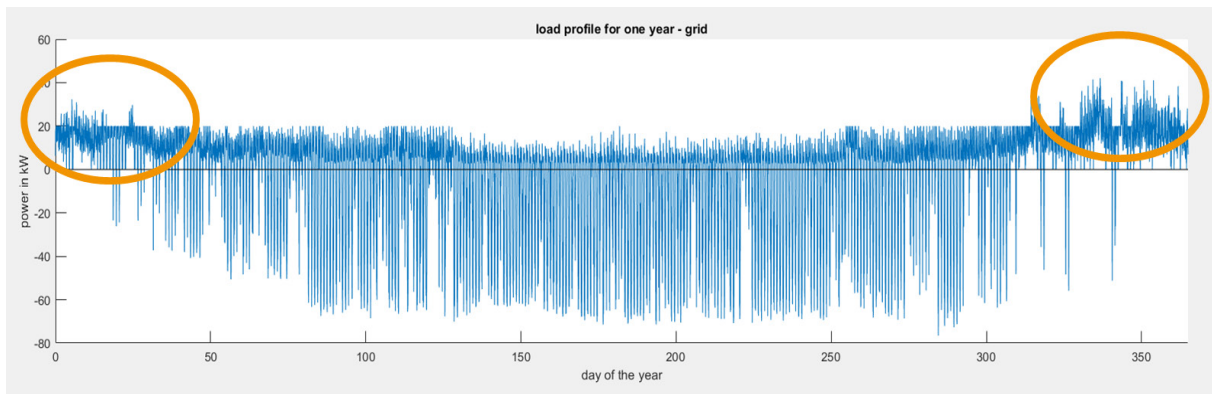


Abbildung 11: Versuch der Spitzenlastbegrenzung auf $P_{\max} = 20$ kW

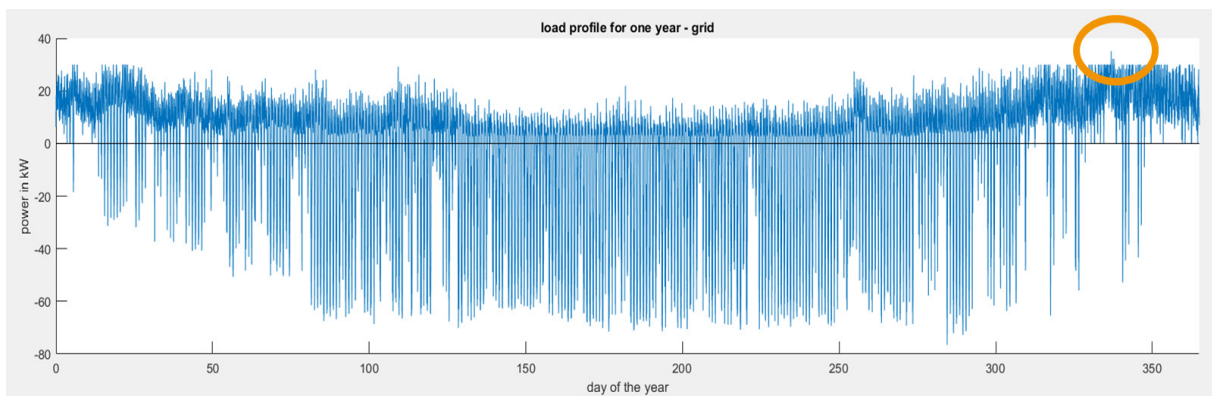


Abbildung 12: Versuch der Spitzenlastbegrenzung auf $P_{\max} = 30$ kW

Um ein Szenario zu erzeugen, auf Basis dessen ein funktionierendes Geschäftsmodell aufgebaut werden könnte, wurden das Laden aus dem öffentlichen Stromnetz und eine Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in der Simulation ergänzt. Die Begrenzung der Spitzenlast funktioniert dann mit einer Reduzierung um die Hälfte im Vergleich zu den in den vorangegangenen Teilkapiteln aufgezeigten Standardwerten auf 36 kW zuverlässig (vgl. Abbildung 13).

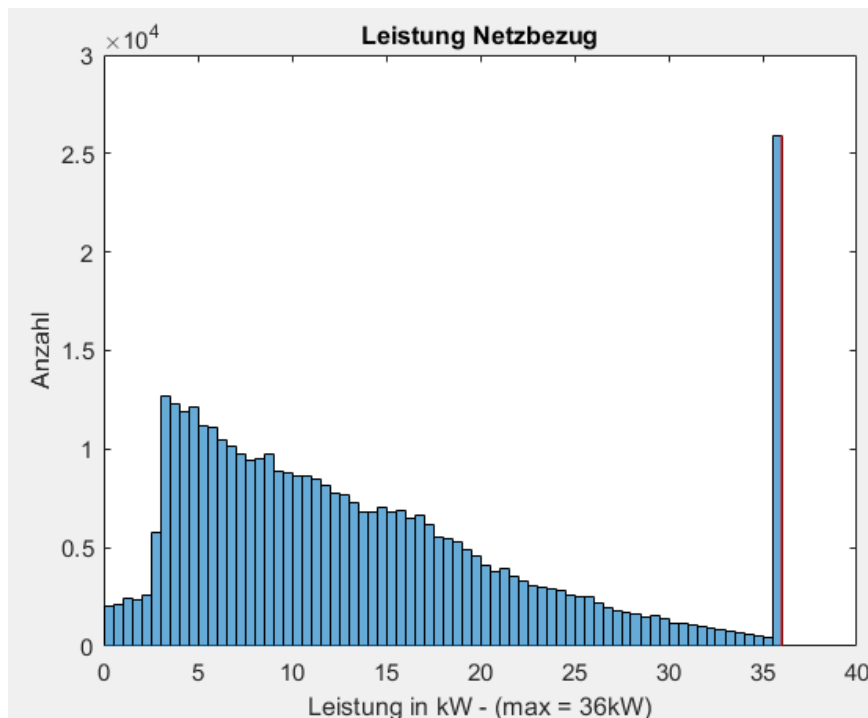


Abbildung 13: Spitzenlastbegrenzung auf $P_{\max} = 36$ kW (mit Ladeinfrastruktur)

Auffällig in der Ergebnisauswertung ist zudem, dass der Ladezustand der Batterie im Mittel bei 99,9 Prozent liegt. Das heißt zum einen, dass der Speicher fast immer voll ist und er mit 15 Vollzyklen pro Jahr sehr selten genutzt wird. Dadurch existiert ein großes Potenzial für weitere Dienstleistungen wie z. B. Regelenergie (vgl. Kap. 6 Multi-Use-Geschäftsmodelle). Zum anderen hätte für dieses Geschäftsmodell ein halb so großer Speicher ausgereicht, da der minimale SOC in der Simulation bei 48 Prozent lag.

8.4. Stromkonto

Eine weitere Simulation geht der Frage nach, ob ein 100-prozentiger Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stromes ohne Netzeinspeisung möglich ist (vgl. Bericht „Dienstleistungen für gemeinschaftlich genutzte Quartierspeicher“, Kap. 3.4.3 (Schnabel & Kreidel, 2019)) und wie groß dann das Speichersystem werden müsste.

Dabei zeigt sich schnell, dass der Speicher eine enorm große Kapazität aufweisen müsste. In Abbildung 14 erkennt man, dass selbst ein Speicher mit 1.000 kWh im Sommer fast dauerhaft voll wäre und die weitere Stromerzeugung nicht mehr aufgenommen werden könnte. Dies liegt an der hohen Stromerzeugung durch lange und starke Sonneneinstrahlung sowie gleichzeitig geringen Mengen an elektrischen Verbrauchern. Im Winter hingegen ist der Verbrauch durch bspw. Wärmepumpen erhöht, während der erzeugte Strom deutlich geringer ist.

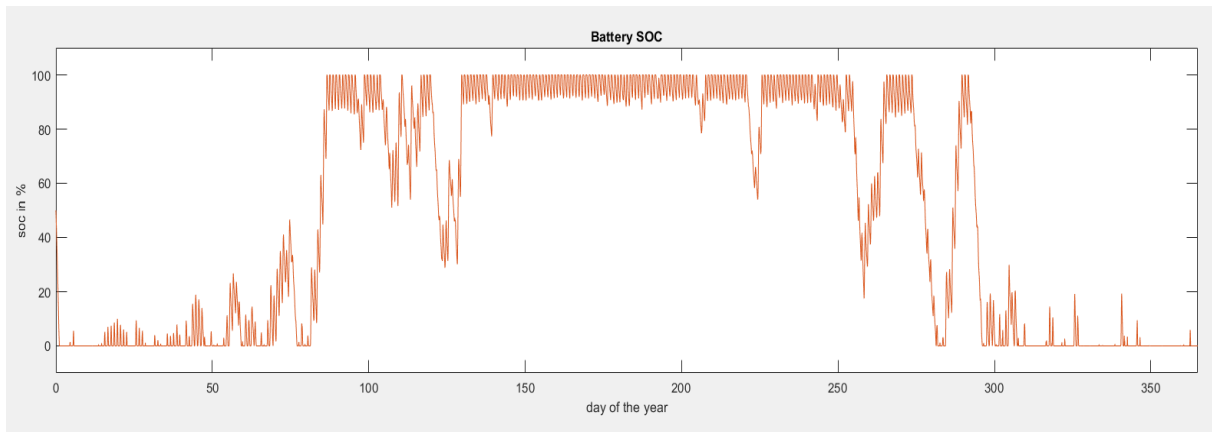


Abbildung 14: Ladezustände der Batterie (1.000 kWh) bei reinem Eigenverbrauch

Selbst eine Vergrößerung des Speichers auf 10.000 kWh würde nicht ausreichen, um allen erzeugten PV-Strom selbst zu nutzen. Erst ab einer Batterie mit ungefähr 15.000 kWh nähert sich die Eigenverbrauchsquote den 100 Prozent an. Dies sind jedoch Speichergrößen, die wirtschaftlich völlig uninteressant sind, um einen reinen Eigenverbrauch zu gewährleisten.

Um die Strommengen von den Sommer- in die Wintermonate zu überführen, ist die hier verwendete Technologie eines Lithium-Ionen-Speichers nicht geeignet. Hierfür müsste man bspw. thermische Speicher ergänzen.

Um das Geschäftsmodell mit einem Stromspeicher tragfähig zu gestalten, zeigt auch dieses Beispiel, dass weitere Anwendungen ergänzt und zu einem Multi-Use-Geschäftsmodell gebündelt werden sollten. Dies wurde beispielhaft durch die Hinzunahme von Ladepunkte von Elektrofahrzeugen durchgeführt. In Abbildung 15 lässt sich erkennen, dass der Speicher dann häufiger genutzt wird und der Ladestrom im Sommer etwas seltener gekappt werden muss. Allerdings ist dies nach wie vor zu häufig der Fall und weitere Dienstleistungen sollten ergänzt werden.

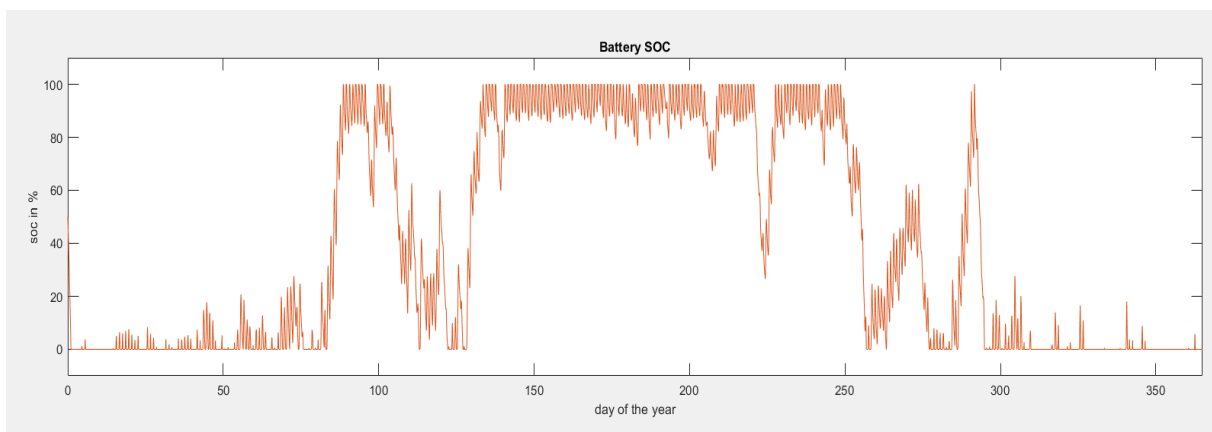


Abbildung 15: Ladezustände der Batterie (1.000 kWh) bei reinem Eigenverbrauch und Ladeinfrastruktur

8.5. Überblick energetische Bewertung

Tabelle 1 zeigt eine Zusammenfassung der in den vorherigen Teilkapiteln beschriebenen Simulationsergebnisse für die energetischen Auswirkungen durch die Anwendung verschiedener Geschäftsmodelle wie etwa die Belastungsprofile des Speichers.

Speicher	8.1 Eigenverbrauch		8.2 Eigenverbrauch + Ladeinfrastruktur (LI)		8.3 Spitzenlast- begr. (36kW) + LI	8.4 Strom- konto
	ohne	mit	ohne	mit	mit	mit (1.000kWh)
Netzbezug [kWh]	69.758	48.030	89.305	64.843	90.022	39.648
Netzeinspeisung [kWh]	70.848	42.461	64.632	34.793	64.632	32.940
Verbrauch [kWh]	102.580		128.340		128.340	102.580
Erzeugung [kWh]	103.670					
Eigenverbrauchsanteil	32%	59%	38%	66%	38%	68%
Autarkiegrad	32%	63%	30%	59%	31%	72%
Vollzyklen	-	232	-	245	15	-
Energie (geladen) [kWh]	-	28.389	-	29.843	1.992	-
Energie (entladen) [kWh]	-	21.731	-	24.465	1.275	-
Wirkungsgrad	-	77%	-	82%	64%	-
Schlussfolgerungen	<ul style="list-style-type: none"> Eigenverbrauch und Autarkiegrad werden durch Speicher etwa verdoppelt 		<ul style="list-style-type: none"> Höherer Eigenverbrauch als ohne LI Wirkungsgrad verbessert aufgrund höherer Entladeleistungen 		<ul style="list-style-type: none"> Sehr geringe Speichernutzung Potenzial für zusätzl. Netzdienstleistungen 	<ul style="list-style-type: none"> Eigenverbrauch theoretisch hoch Speichergröße wirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll

Tabelle 1: Überblick über simulierte Energiewerte verschiedener Geschäftsmodelle

9. Fazit und Zusammenfassung

Stromspeicher können einen wesentlichen Baustein eines Gesamtenergiekonzeptes in Stadtquartieren darstellen. Die gemeinschaftliche Nutzung von Quartierspeichern bietet einige Vorteile im Vergleich zu einzelnen Heimspeichern. So kann die pro Haushalt benötigte Speicherkapazität reduziert werden. Ebenso sinken spezifische Speicherkosten, Risiken wie z. B. Brandlasten sowie der Platzbedarf in den Haushalten.

Bereits jetzt existieren einige Geschäftsmodelle für Energiedienstleistungen allgemein in Verbindung mit Speichern. Die bekanntesten sind Community- und Cloud Modelle, wie etwa das Angebot der Firma sonnen.

Für die gemeinschaftliche Nutzung von Quartierspeichern hingegen existiert derzeit noch kein einfaches Geschäftsmodell. Mittel- bis langfristig sind solche neuen Geschäftsmodelle wie z. B. das Management von Netzengpässen (Redispatch) oder der Peer-to-Peer-Stromhandel über Speicher in Quartieren jedoch durchaus denkbar.

Zur Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen bietet es sich an, allgemein bekannte Vorgehen wie etwa den Business Model Canvas anzuwenden und bei Bedarf anzupassen bzw. zu ergänzen. Zu den allgemein zu berücksichtigenden Gesichtspunkten kommen spezifische Erfolgskriterien wie z. B. technische oder kundenspezifische Anforderungen hinzu, die speziell für Quartierspeicher wichtig sind.

So wurde auch im Projekt Esquire vorgegangen, um ein konkretes Geschäftsmodell etwa für die Dienstleistung „Flexible Speicherscheiben“ in einem Neubauquartier von Groß-Umstadt zu entwickeln. Die wichtigsten Checkfragen wurden in einem Tool festgehalten, welches die Entwicklung von Geschäftsmodellen unterstützt.

Die Forschungsarbeiten zur Entwicklung von Geschäftsmodellen für Energiedienstleistungen haben einige Erkenntnisse geliefert, die als Fazit in nachfolgenden Thesen zusammengefasst sind:

- Energiedienstleistungen mit physikalischer Stromspeicherung vor Ort im Quartier erfüllen zwar ein hohes Kundenbedürfnis, sind aber kaum differenzierbar und bieten wenig und sinkendes Ertragspotential (z. B. Notstrom)
- Innovative Dienstleistungen, die nicht auf ein explizites Kundenbedürfnis treffen, sind (noch) zu aufwändig in der Vermarktung (z. B. Lastspitzenkappung für Privatkunden)
- Skalierbare innovative Dienstleistungen müssen für den Kunden risikolos (Geld, Sicherheit, Komfort) und vollautomatisiert sein
- EVUs stehen bei innovativen Dienstleistungen im Wettbewerb mit branchenfremden Anbietern – ohne klaren Wettbewerbsvorteil außer bestehenden Kundenbeziehungen
- Zunehmend aktiv nachgefragt werden Angebote zur energetischen Eigenversorgung
- Gegenüber Fremdversorgung besteht in der Praxis nur eine geringe (bewusste) zusätzliche Zahlungsbereitschaft – Intransparenz erhöht die Zahlungsbereitschaft, kann aber langfristig gefährlich sein
- Gegenüber monetären Motiven tritt der Wunsch nach physikalischer Eigenversorgung in den Hintergrund
- Komfort und „ein gutes Gefühl“ sind wichtige Motivationsfaktoren
- Kunden mit Wunsch nach einer Community-Eigenversorgung bevorzugen Quartierspeicher gegenüber Heimspeichern

Für die spätere Umsetzung neuer Quartierspeicher-Geschäftsmodelle bestehen diverse und teils komplexe regulatorische Vorgaben. Diese Hürden liegen in Deutschland v. a. in den hohen Abgaben und machen sich immer dann bemerkbar, wenn der Speicher über das öffentliche Stromnetz angebunden ist. Sie haben damit direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Ist der Speicher in einem abgeschlossenen Arealnetz (Kundenanlage) eingebunden, sind bereits heute finanziell sinnvolle Geschäftsmodelle möglich.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb von Quartierspeichern in allen anderen Konstellationen mit Anschluss über das öffentliche Stromnetz sind allerdings Weiterentwicklungen der rechtlichen Grundlagen notwendig. Spannend wäre bspw. die Einführung einer Vergütung für netzdienliches Verhalten auch für Privatkunden. Dies könnte den wirtschaftlichen Mehrwert von Speichern positiv beeinflussen. Spätestens wenn rechtlich kein Anspruch auf Einspeisevergütung mehr besteht, werden Geschäftsmodelle mit Quartierspeichern jedoch vermutlich lohnenswert.

Aktuell lassen sich Quartierspeicher nur wirtschaftlich sinnvoll betreiben, wenn Multi-Use-Dienstleistungen angeboten werden; wenn also der Speicher für mehrere Anwendungen parallel nutzbar gemacht wird. Die derzeitigen Kostennachteile können dann zumindest teilweise durch Mehrwertdienste beim Kunden und Erträge aus Zweit- oder Drittnutzungen in Energiemärkten ausgeglichen werden.

Ein Quartierspeicher-Geschäftsmodell muss demnach andere Werte anbieten als ein Schwarm-speicher-Modell mit einzelnen Heimspeichern. Neue Geschäftsangebote sind derzeit selten ertragsstark, schaffen aber Optionen für die Zukunft! Ob die in Esquire entwickelten und umgesetzten Geschäftsmodelle auch im realen Betrieb nachhaltig tragfähig sind, wird sich in der Umsetzungsphase im Anschluss an das Forschungsprojekt zeigen.

10. Literaturverzeichnis

- Aurora Energy Research. (2019). *Auswirkungen der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt*. Abgerufen am 20. 11 2019 von <https://e.issuu.com/embed.html#2902526/67225037>
- BDEW. (2018). *Branchenleitfaden*. Abgerufen am 25. 07 2019 von https://www.bdew.de/media/documents/Branchenleitfaden_Verguetung-von-Redispatch-Massnahmen.pdf
- BDEW. (2019). *Redispatch 2.0*. Abgerufen am 10. 11 2019 von <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/>
- Behrendt, S., Henseling, C., & Scholl, G. (2019). *Digitale Kultur des Teilens: Mit Sharing nachhaltiger Wirtschaften*. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Bründlinger, T., Elizalde König, J., Frank, O., Gründig, D., Jugel, C., Kraft, P., . . . Wolke, M. (2018). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- Bullinger, H.-J., Bauer, W., & Rüger, M. (2018). *Geschäftsmodell-Innovationen richtig umsetzen - Vom Technologiemarkt zum Markterfolg*. Stuttgart.
- Bundesnetzagentur. (2017). *Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung*. Abgerufen am 09. 11 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Mieterstrom/Hinweis_Mieterstrom.pdf;jsessionid=381185B20193222157AD8A17F00C96E6?__blob=publicationFile&v=3
- Bundesnetzagentur. (2019). *Bestimmung der anzulegenden Werte für Solaranlagen § 49 EEG 2017 für die Kalendermonate August, September und Oktober*. Abgerufen am 28. 09 2019 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/PV_Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze_08-10_19.xlsx?__blob=publicationFile&v=2
- Dürr, T., & Heyne, J.-C. (2017). *Virtuelle Kraftwerke für Smart Markets, In: Herausforderung Utility 4.0*. (O. D. Doleski, Hrsg.) Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Elektrizitätswerke Schönau. (2018). *EWS-Beteiligung an Oxygen Technologies*. Abgerufen am 09. 11 2019 von <https://www.ews-schoenau.de/ews/presse/pressemitteilungen/ews-beteiligung-an-oxygen-technologies/>
- Entega. (2020). *Selbst erzeugten Solarstrom clever zwischenspeichern*. Abgerufen am 22. 06 2020 von <https://www.entega.ag/quartierspeicher/>
- Fraunhofer ISE. (2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Abgerufen am 20. 07 2019
- Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik ITWM. (13. 03 2019). *GreenPowerGrid*. Von <https://www.greenpowergrid.info/> abgerufen
- Gährs, S., & Knoefel, J. (2018). *Anforderungen verschiedener Stakeholder an Dienstleistungen mit Quartierspeichern. Ergebnisse einer Analyse von Stakeholderinterviews*. Projekt Esquire, Arbeitspapier, Berlin.
- Gährs, S., Knoefel, J., & Cremer, N. (2017). *Politische Zielsetzungen und rechtlicher Rahmen für Quartierspeicher - Bestandsaufnahme der aktuellen Rahmenbedingungen und Diskurse, Projekt Esquire, Arbeitspapier*. Berlin.
- Gassmann, O., & Frankenberger, K. &. (2013). *Geschäftsmodelle entwickeln. 55 innovative Konzepte mit dem St. Galler Business Model Navigator*. München: Hanser Verlag.

- Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., & Zöttl, G. (2016). Zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Redispatch und effizientes Einspeisemanagement. *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 41(2016) Nr. 4.
- Hoffmann, E., Mohaupt, F., & Ortmanns, M. (2018). *Akzeptanz von Speicherdienstleistungen und weiteren Energiedienstleistungen: Stand der Forschung aus sozialwissenschaftlicher Perspektive*. Projekt Esquire, Arbeitspapier, Berlin.
- MVV Energie. (2016). *Strombank Abschlussbericht*. Mannheim. Von https://www.mvv.de/fileadmin/user_upload/Ueber_uns/de/Strombank_Abschlussbericht_2016.pdf abgerufen
- Next Kraftwerke. (2018). *Was sind Dispatch & Redispatch?* Abgerufen am 10. 11 2019 von <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dispatch-redispatch>
- Oppen, M. v., Streitmayer, A., & Huneke, F. (2017). *Impulspapier Bürgerstromhandel © 2017*. Abgerufen am 09. 11 2019 von https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/2017-12-12_Brainpool-Oppen_Impulspapier-Buergerstrom_Final.pdf
- Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2011). *Business Model Generation. Ein Handbuch für Visionäre, Spielveränderer und Herausforderer*. Frankfurt/New York: Campus Verlag.
- PV Magazin. (2019). *Nachfolgegesellschaft von Caterva meldet Insolvenz an*. Abgerufen am 01. 07 2019 von <https://www.pv-magazine.de/2019/06/24/nachfolgegesellschaft-von-caterva-meldet-insolvenz-an/>
- Schaber, K., & Bieberach, F. (2015). Redispatch und dezentrale Erzeugung: Alternativen zum Netzausbau? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65(2015) Nr. 7.
- Schill, W.-P., Diekmann, J., & Zerrahn, A. (2015). *Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende*. Berlin: DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
- Schnabel, F., & Kreidel, K. (2018). *Ökonomische Rahmenbedingungen für Quartierspeicher - Analyse der ökonomisch relevanten Kenngrößen für Energiedienstleistungen*. Projekt Esquire, Arbeitspapier, Stuttgart.
- Schnabel, F., & Kreidel, K. (2019). *Dienstleistungen für gemeinschaftlich genutzte Quartierspeicher*. Projekt Esquire, Arbeitspapier, Stuttgart.
- Senec. (2019). *Senec Cloud*. Abgerufen am 23. 03 2019 von <https://senec.com/de/produkte/senec-cloud>
- Siebert, D. (2017). *Stromhandel zwischen Nachbarn*. Abgerufen am 09. 11 2019 von https://www.deutschlandfunk.de/erneuerbare-energien-stromhandel-zwischen-nachbarn.697.de.html?dram:article_id=405682
- sonnen. (13. 03 2019). *Produkte & Services von sonnen*. Von <https://sonnen.de/produkte/> abgerufen
- Tötzer, T., Kupzog, F., Niederkofler, M., Schneemann, A., Stefan, M., & Zeinzinger, T. (2019). Blockchain als Gamechanger in der Energiewirtschaft? *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 39/2019.
- Zhang, C., Wu, J., Long, C., & Cheng, M. (2017). Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects. *Energy Procedia*, S. 2563-2568.